



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE  
DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR  
REDES DE TUBERÍA.**

**DOCUMENTO CREG-146**  
**18 de diciembre de 2013**

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

**TABLA DE CONTENIDO**

<b>1.</b>	<b>ANTECEDENTES .....</b>	<b>295</b>
<b>2.</b>	<b>LA PROPUESTA DE LA RESOLUCIÓN CREG 090 DE 2012 .....</b>	<b>296</b>
<b>3.</b>	<b>COMENTARIOS RECIBIDOS A LA RESOLUCIÓN CREG 090 DE 2012 .....</b>	<b>299</b>
3.1.	ASPECTOS GENERALES.....	301
3.2.	OBJETIVOS DE LAS REFORMAS PROPUESTAS.....	312
3.3.	DEFINICIONES .....	314
3.4.	REGLAS PARA LA CONFORMACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	318
3.5.	CRITERIOS PARA LA CONFORMACIÓN DE MERCADOS RELEVANTES.....	322
3.6.	COMPARACIÓN GAS NATURAL VS GLP PARA LA CONFORMACIÓN DE MERCADOS RELEVANTES.....	330
3.7.	MERCADO RELEVANTE DE DISTRIBUCIÓN ESPECIAL PARA EL SIGUIENTE PERÍODO TARIFARIO.....	368
3.8.	MERCADOS RELEVANTES CON RECURSOS PÚBLICOS.....	380
3.9.	REGLAS PARA LA SOLICITUD Y APROBACIÓN DE CARGOS.....	387
3.10.	VIGENCIA DE LOS NUEVOS CARGOS .....	396
3.11.	ACTUACIÓN PARA LA DEFINICIÓN DE CARGOS DE DISTRIBUCIÓN .....	396
3.12.	METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA.....	397
3.13.	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS DE DISTRIBUCION A PARTIR DE LOS COSTOS MEDIOS O COSTOS MEDIOS DE MEDIANO PLAZO.....	404
3.14.	CÁLCULO DEL CARGO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS USUARIOS DE USO RESIDENCIAL.....	416
3.15.	CÁLCULO DEL CARGO PROMEDIO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DIFERENTES A LOS DE USO RESIDENCIAL .....	418
3.16.	INVERSIÓN BASE .....	422
3.17.	OTROS ACTIVOS .....	423
3.18.	INVERSIONES EN TERRENOS, SERVIDUMBRES E INMUEBLES. ....	424
3.19.	HORIZONTE DE PROYECCIÓN Y VIDA ÚTIL NORMATIVA.....	426
3.20.	UNIDADES CONSTRUCTIVAS .....	427
3.21.	GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (AOM) .....	454
3.22.	DEMANDAS DE VOLUMEN .....	459
3.23.	TASA DE RETORNO .....	461
3.24.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CANASTA DE TARIFAS PARA USUARIOS DIFERENTES A LOS DE USO RESIDENCIAL .....	464
3.25.	DEFINICIÓN DE RANGOS.....	465
3.26.	GRADUALIDAD EN LA APLICACIÓN DE LOS NUEVOS CARGOS.....	468
3.27.	FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DEL CARGO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DE USO RESIDENCIAL Y DEL CARGO PROMEDIO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DIFERENTES A LOS DE USO RESIDENCIAL.....	476
3.28.	REPOSICIÓN DE ACTIVOS.....	477
3.29.	CONFIABILIDAD Y/O SEGURIDAD.....	479

3.30.	DISTRIBUCIÓN DE GAS MEDIANTE GASODUCTOS VIRTUALES .....	487
3.31.	VERIFICACIÓN DE ACTIVOS .....	497
3.32.	SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE PROPIEDAD MULTIPLE.....	497
3.33.	EL GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR – GNV .....	499
3.34.	AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO .....	505
3.35.	TRANSICIÓN .....	509
3.36.	DEFINICIÓN PREVIA DE LAS REGLAS DE COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA DE GAS.....	510
3.37.	BYPASS A LA RED DE TRANSPORTE .....	513
3.38.	INQUIETUDES Y COMENTARIOS AUDIENCIAS, MEDELLIN, CARTAGENA Y BOGOTÁ .....	513
3.39.	ESTUDIO NATURGAS CONSULTOR PABLO RODA. ....	522
<b>4.</b>	<b>AJUSTES A LA PROPUESTA PUBLICADA MEDIANTE LA RESOLUCION CREG 090 DE 2012..</b>	<b>527</b>
4.1.	DEFINICIONES .....	527
4.2.	REGLAS PARA LA CONFORMACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN. ....	528
4.3.	CRITERIOS PARA LA CONFORMACIÓN DE LOS MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SIGUIENTE PERÍODO TARIFARIO. ....	530
4.4.	REGLAS PARA LA SOLICITUD Y APROBACIÓN DE CARGOS.....	533
4.5.	INFORMACIÓN QUE DEBE CONTENER LA SOLICITUD .....	534
4.6.	SOLICITUD TARIFARIA DE PERÍODOS TARIFARIOS CONCLUIDOS.....	534
4.7.	SOLICITUDES DE CARGOS TRAMITADOS PARALELAMENTE. ....	534
4.8.	VIGENCIA DE LOS CARGOS .....	535
4.9.	CARGOS DE DISTRIBUCIÓN PARA USUARIO RESIDENCIAL Y PARA USUARIOS DE USO DIFERENTE AL RESIDENCIAL .....	536
4.10.	CALCULO DEL CARGO PROMEDIO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DIFERENTES A LOS DE USO RESIDENCIAL .....	536
4.11.	VALORACIÓN DE LA INVERSIÓN BASE.....	543
4.12.	UNIDADES CONSTRUCTIVAS .....	543
4.13.	OTROS ACTIVOS .....	544
4.14.	GASTOS DE ADMINSTRACION, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO .....	547
4.15.	DEMANDA.....	552
4.16.	TASA DE RETORNO .....	552
4.17.	CANASTA DE TARIFAS .....	553
4.18.	GRADUALIDAD EN LA APLICACIÓN DE LOS NUEVOS CARGOS.....	553
4.19.	FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DEL CARGO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DE USO RESIDENCIAL Y DEL CARGO PROMEDIO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DIFERENTES A LOS DE USO RESIDENCIAL.....	555
4.20.	ZONAS GEOGRÁFICAS QUE DEJAN DE SER ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO POR CULMINACIÓN DE LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN.....	556
<b>5.</b>	<b>CUESTIONARIO DE LA SIC.....</b>	<b>558</b>

## REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA

### 1. ANTECEDENTES

La Comisión de Regulación de Energía y Gas mediante la Resolución CREG 090 de 2012 ordenó publicar un proyecto de resolución por la cual se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería y se dictan otras disposiciones en relación con el gas distribuido virtualmente.

Esta resolución es la propuesta para remplazar la metodología de distribución de la Resolución CREG 011 de 2003, la cual se ha venido aplicando desde el año 2004 hasta la fecha y con la cual se han definido los cargos de distribución para más de 160 mercados relevantes.

Los cambios previstos así como la explicación de la metodología propuesta han sido divulgados mediante cartillas y audiencias públicas las cuales fueron televisadas y llevadas a cabo los días 18, 22 y 23 de abril de 2013 en las ciudades de Medellín, Cartagena y Bogotá respectivamente.

La Comisión recibió comentarios de la Resolución CREG 090 de 2012, hasta el 31 de mayo de 2013 y una vez analizados, se permite presentar en este documento la respuesta a cada uno de ellos y los ajustes resultantes de los mismos.

Es de anotar que paralelamente se presentó la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización mediante las Resoluciones CREG 103 de 2010, 154 de 2012 y 131 de 2013, aspecto que será implementado y definido en resolución aparte.

Mediante la Resolución CREG 089 de 2013 la Comisión reguló los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del Reglamento de operación de gas natural cuyo primer proceso de negociación se llevó a cabo en el periodo comprendido entre el 15 y el 28 de octubre del 2013. Es así como en este momento, ya están dadas todas las condiciones para que los distribuidores comercializadores cuenten con el gas para la atención de sus mercados.

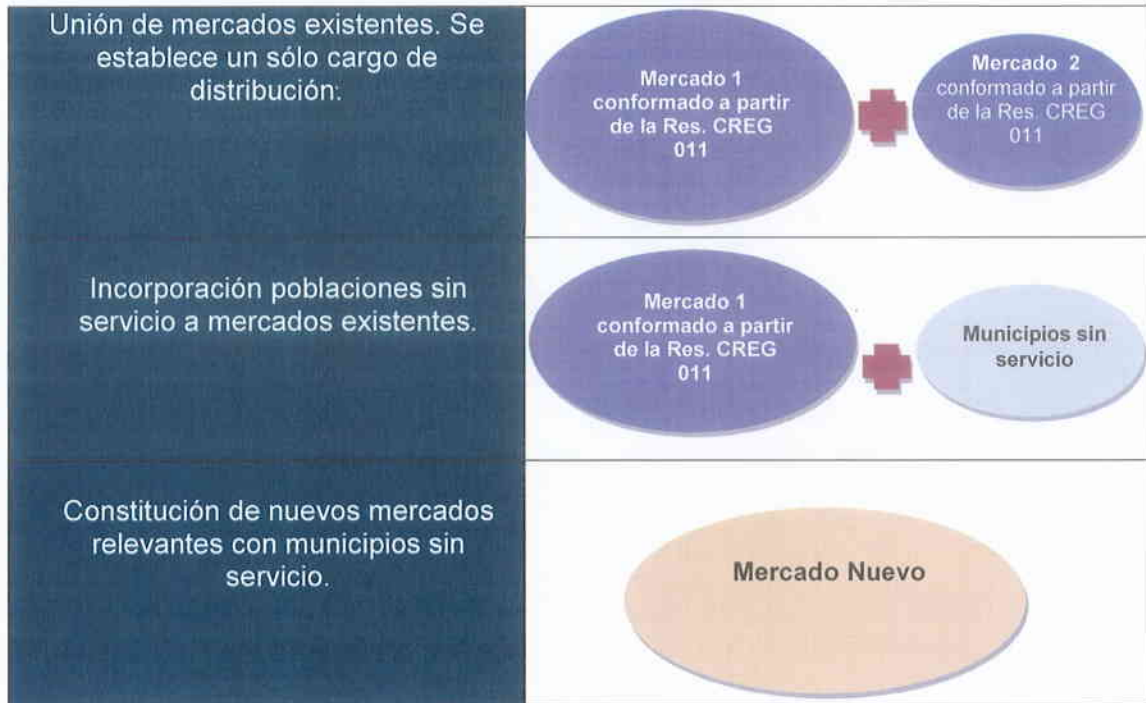
Así mismo, fue expedida la Resolución CREG 137 de 2013 en la cual se consignan las fórmulas tarifarias aplicables para el servicio de gas combustible por redes de tubería.

De otro lado a través de la Resolución CREG 127 de 2013 se ha modificado el Código de Distribución – Resolución CREG 067 de 1995 en cuanto a la determinación de las pérdidas, la medición y los factores de corrección.

Finalmente, es importante mencionar que en un futuro cercano las zonas denominadas Áreas de Servicio Exclusivo dejarán de serlo, toda vez que finalizan los contratos de concesión por medio de las cuales se implementaron y por tal motivo éstas deberán aplicar la metodología de distribución que resulte del proceso acá mencionado y que esté

*74*





También se incluyó la conformación de un mercado relevante especial cuando existan corregimientos, caseríos o inspecciones de policía que no formen parte de un plan de expansión por estar muy retirados del área urbana.

Es de anotar que se determinó que para conformar los mercados anteriormente señalados, a excepción al primer caso (mantener el mercado existente conformado a partir de la resolución 011 de 2003), se debería cumplir con las siguientes condiciones:

- El costo final del servicio de gas por redes en cada mercado relevante no debe ser superior al costo final del servicio del gas en cilindros (GLP) para el mismo mercado.
- Los municipios o mercados relevantes que cuenten con recursos públicos del Fondo Especial de Cuota de Fomento, Fondo Nacional de Regalías, alcaldías, gobernaciones, entre otros; no podrán unirse con municipios que no cuentan con estos recursos.

• **Metodología de remuneración**

Se propuso utilizar la metodología de corte transversal o costo medio histórico para calcular los cargos de distribución en mercados existentes. Esto a partir de las inversiones realizadas en activos y demandas reales obtenidas hasta una fecha de corte.

vigente. Es por esto que en resolución aparte la CREG definirá los parámetros para que una vez se terminen y liquiden los contratos de concesión por parte del Ministerio de Minas y Energía y las empresas de estas zonas puedan entrar a aplicar la metodología de distribución.

## 2. LA PROPUESTA DE LA RESOLUCIÓN CREG 090 DE 2012

La propuesta consignada en la Resolución CREG 090 de 2013 contempla entre otras modificaciones en los aspectos de: i) la definición de sistema de distribución, ii) conformación de mercados relevantes, iii) metodología de remuneración, iv) cargos de distribución, v) unidades constructivas, vi) determinación en la eficiencia de gastos de administración, operación y mantenimiento – AOM, vii) tasa de retorno, viii) canasta de tarifas, ix) confiabilidad y x) regulación para gasoductos virtuales. Esta propuesta se resume en:

- **Definición del Sistema de Distribución**

Con el fin de dar mayor claridad, se propuso una nueva definición para el sistema de distribución que permita establecer con precisión la frontera que existe entre éste y el sistema de transporte.

Para ello se incorporan reglas en la conformación de los sistemas de distribución y la forma de remunerarlos cuando éstos se derivan de otros sistemas similares.

- **Conformación de Mercados Relevantes de Distribución**

Teniendo en cuenta que en la actualidad una sola empresa puede tener varios mercados relevantes de distribución y un cargo promedio de distribución diferente para cada uno de ellos, se abrió la posibilidad de agregar mercados existentes o incluir municipios nuevos a mercados existentes, se propuso que para determinar el cargo de distribución, los distribuidores puedan conformar los mercados relevantes teniendo en cuenta las siguientes características:

Mercado	Características
Mercado Existente	Mercado conformado a partir de la Resolución CREG 011 de 2003

Para los mercados nuevos o municipios nuevos que van a conformar mercados con mercados existentes, se propuso utilizar la metodología de costo medio de mediano plazo, con el programa de inversiones en un período tarifario y la proyección de demanda futura.

- **Cargos de Distribución**

Se propuso establecer un cargo de distribución para los usuarios residenciales y otro para los usuarios no residenciales, los cuales se establecerán dependiendo el punto de la red en el que estén conectados.

Para los usuarios residenciales se establece un cargo que refleje los costos reales que implica su atención en relación con el uso de la infraestructura de distribución.

Para los no residenciales se propone aplicar la metodología de canasta de tarifas con base en el cargo promedio de distribución que la CREG apruebe a este tipo de usuarios.

- **Unidades constructivas**

En relación con las unidades constructivas se realizó una revisión de los costos de la Resolución CREG 011 de 2003 y se incluyeron nuevas:

- Nuevos diámetros de tubería
- Tubería de media densidad
- Estaciones para GNC
- Estaciones de aire propanado
- Centros de control
- Limitadores de caudal

Adicionalmente, se formaron cinco grupos adicionales de unidades constructivas para Bogotá, Cali, Floridablanca, Valle de Aburrá, Otros municipios Antioquia, esto teniendo en cuenta las mayores exigencias técnicas para la construcción de redes en estos municipios.

- **Eficiencia de gastos de AOM,**

La Resolución CREG 090 de 2012 propuso utilizar la metodología estadística de frontera estocástica para determinar la eficiencia en los gastos de AOM de las empresas.

- **Tasa de retorno.**

En relación con la determinación de la tasa de retorno se incluyó la metodología para la determinación del WACC a utilizar para la actividad de distribución que corresponde a la

utilizada por la CREG para los otros sectores que remuneran redes y se presentó un cálculo de este WACC con las variables actualizadas a la fecha antes de la expedición de la resolución CREG 090 de 2012.

- **Canasta de Tarifas para usuarios no residenciales**

La propuesta consideró una canasta de tarifas que se ajustará al rango de consumo de cada usuario no residencial. Para esto se propuso que el distribuidor defina los rangos de consumo de acuerdo con las características del mercado y adicionalmente que no haya límite en el número de los rangos de consumo.

Cada rango de consumo tiene un cargo de distribución que disminuye en la medida en la que aumenta el consumo. El cargo más bajo deberá cubrir por lo menos los costos de operación del sistema de distribución.

Los ingresos del distribuidor que se generen por la atención de los usuarios no residenciales no podrán ser superiores al costo promedio de distribución aprobado, es decir, será el cargo para el sector no residencial multiplicado por el gas consumido por los usuarios no residenciales en el mercado relevante que él atiende.

- **Confiabilidad en los Sistemas de Distribución**

Se contempló reconocer los activos y los gastos de AOM asociado a éstos que se consideren necesarios para garantizar que el servicio se preste de manera continua y sin interrupciones cuando se presenten restricciones en el suministro del gas.

- **Distribución de gas a través de gasoductos virtuales**

Para este tipo de servicio se propuso establecer las siguientes reglas:

- Las empresas que presten este servicio se deberán constituir como empresas de servicios públicos y cumplir con todas las obligaciones establecidas en la Ley.
- La empresa deberá cobrar máximo los cargos de distribución que estén aprobados para el mercado relevante donde preste el servicio.
- El gas debe adquirirlo directamente con el productor-comercializador u otro comercializador en un punto de salida de un campo de producción o en un punto de salida del sistema de transporte.

### **3. COMENTARIOS RECIBIDOS A LA RESOLUCIÓN CREG 090 DE 2012**

Frente a la propuesta de fórmula tarifaria presentada mediante la Resolución CREG 090 de 2012, se recibieron los siguientes comentarios:

	REMITENTE	RADICADOS				
1	AGREMGAS	E-2013-004765	E-2013-004970			
2	ALFAGRES	E-2013-001931				
3	ALUMINA	E-2013-001933				
4	ANDESCO	E-2013-004751				
5	ANDI	E-2013-004791				
6	BIOSC	E-2013-001948				
7	CAMILO QUINTERO	E-2013-003893				
8	CARVAJAL SERVICIOS	E-2013-002011	E-2013-001921			
9	CONFEOCOLTICS	E-2013-004762				
10	ECOPETROL	E-2013-004698	E-2013-004991	E-2013-004213		
11	EFIGAS, GASES DE LA GUAJIRA, SURTIGAS, GASES DEL CARIBE, GASES DE OCCIDENTE	E-2013-003224	E-2013-005052			
12	EPM	E-2013-004157	E-2013-004198	E-2013-004741	E-2013-005032	E-2013-006717
13	EVALUACION Y ESTUDIOS DE LA GESTION PUBLICA VEEDURIA CIUDADANA	TL-2013-000161	E-2013-004138			
14	FAMILIA	E-2013-001938				
15	GAS NATURAL	E-2013-004764	E-2013-005034			
16	GASES DE OCCIDENTE	E-2013-004737	E-2013-004992			
17	GRUPO ENDESA, EMGESA, CODENSA	E-2013-004213	E-2013-004763	E-2013-005022	E-2013-005161	
18	GYPTEC	E-2013-001922				
19	INGREDION	E-2013-001949				
20	INVERCOLSA	E-2013-004788				
21	ITANSUCA	E-2013-004770				
22	LLANOGAS	E-2013-004719	E-2013-004738			
23	MADIGAS	E-2013-000389	E-2013-008245	E-2013-009121		
24	MONTAGAS	E-2013-000344				
25	NATURGAS	E-2013-004744	E-2013-005027			
26	ORGANIZACIÓN CORONA	E-2013-001942				
27	PELDAR	E-2013-001924				
28	PLEXA	E-2013-000453				
29	PUBLISERVICIOS	E-2013-004775				
30	SEATECH INTERNATIONAL	E-2013-001907				
31	SIGRA	E-2013-001900				
32	SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS	E-2013-005605				
33	TGI	E-2013-004786	E-2013-004982			
34	UNION DE EMPRESAS COLOMBIANAS DE GLP	E-2013-003600	E-2013-001860			

*mu*

A continuación se presentan los principales comentarios agrupados por tema, con la respectiva respuesta por parte de la Comisión.

### **3.1. ASPECTOS GENERALES**

#### **3.1.1. MONTAGAS**

Las empresas vinculadas al sector del GLP evidenciamos con preocupación la política de expansión del Gas Natural por encima de los criterios de eficiencia económica. Así mismo es una realidad la inequidad entre la normatividad que emite la CREG para promover el sistema de redes de Gas Natural frente a las continuas imposiciones, cargas y restricciones que profiere esta entidad para el sector del GLP.

Esperamos el cumplimiento por parte de la CREG del Artículo 73 de la Ley 142 de 1994, que establece entre otros aspectos, la promoción de la competencia, para lo cual creemos indispensable la igualdad de condiciones regulatorias entre el Gas Natural y el GLP, ya que los estímulos gubernamentales como subsidios entregados con dineros públicos para promover su uso y la regulación altamente proteccionista han desequilibrado la competencia entre estos dos productos, perjudicado al sector del GLP en detrimento de la libertad que debe existir para que los usuarios escojan la mejor opción.

En consideración a lo expuesto, les solicitamos la revisión del sistema de subsidios establecido para el Gas Natural, ya que excede el espíritu de la ley 142 de 1994 que establece esta figura con el único fin de que se otorguen estas ayudas para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los servicios públicos domiciliarios que cubran sus necesidades básicas, no para promover al Gas Natural en particular.

No debe olvidar el regulador que también el GLP, subproducto de los procesos de refinación del país, permite atender principalmente las necesidades de combustible doméstico y comercial de cerca de 3 millones de usuarios, ubicados en 890 municipios, especialmente de áreas rurales\*1'. El GLP como es bien conocido, es usado también, a partir de tanques estacionarios, para la atención de la demanda Industrial y Agroindustrial en centros geográficos donde no es viable llevar la infraestructura de redes de Gas Natural.

El GLP por más de medio siglo ha sido motor productivo y energético del país, posibilitando los cambios económicos que han impulsado el desarrollo sostenible del sector real.

Hoy cerca del 35% de la población se encuentra ubicada fuera de las cabeceras urbanas y en este escenario geográfico donde no solo se encuentra la población más vulnerable del país sino que también es allí donde se originan las



exportaciones no tradicionales que en los últimos periodos han mostrado un crecimiento sostenido del 19% anual(2). Las exportaciones de bienes representan cerca del 90% de las exportaciones del país. El Sector Agropecuario y la Agricultura han aportado el 7% al PIB en los últimos 10 años.

Ninguno de estos escenarios sería posible sin el uso de combustibles, por lo que creemos que el GLP contribuye al desarrollo del país.

Las ventajas asociadas al GLP como su fácil portabilidad y su bajo impacto ambiental gracias a una menor emisión de NOx y gases de efecto invernadero (CO2, CO), hacen de su uso un factor diferencial significativo a favor del medio ambiente, que consideramos no ha sido lo suficientemente apreciado y aprovechado por la regulación vigente.

Contrario a ello y en contravía a esta realidad, el desarrollo del GLP se ha visto limitado por la falta de políticas gubernamentales que incentiven y promuevan su competitividad y, crecimiento, lo que finalmente conlleva a su estancamiento.

Conforme a lo anterior les solicitamos que la regulación del esquema tarifario de la distribución de gas combustible por redes de tubería no vulnere la equidad, ni distorsione la libre competencia en el mercado, favoreciendo al Gas Natural frente al GLP.

### RESPUESTA

La Comisión de Regulación de Energía y Gas establece las metodologías tarifarias siguiendo los criterios definidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

Los temas de política como incentivos en donde se funda su argumento de inequidad e igualdad concedidos por el gobierno tales como el otorgamiento de subsidios para el sector de gas natural o GLP **no son competencia** de esta Comisión.

En tal sentido, la solicitud de que se revise el sistema de subsidios establecido para el gas natural, no es posible atenderla, dado que las decisiones sobre la asignación de subsidios son del ámbito de política de gobierno, que se encuentra en cabeza del Ministerio de Minas y Energía.

Tan es así que la CREG no tiene dentro de sus funciones (artículo 73 y 74 de la Ley 142 de 1994) la competencia para regular o decidir sobre la forma como éstos se deben manejar.

La Comisión en el marco de sus competencias a proferido la Regulación analizando previamente cada uno de los sectores que se va a aplicar.

En efecto, para el caso del GLP se ha expedido la Regulación en cada una de las actividades de la cadena buscando que continúe su proceso de organización y así este combustible pueda ser prestado en las mismas condiciones de calidad y garantías que los otros servicios que regulamos.



En la propuesta de remuneración de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería contenida en la Resolución CREG 090 de 2012, se ha introducido en la metodología como criterio para la posible agregación de mercados relevantes existentes y de municipios nuevos a mercados existentes, la comparación del costo de prestación del servicio al usuario final del gas natural y del GLP, esto con el propósito de no permitir la agregación en el caso de que el costo del gas natural sea más alto que el del GLP y el usuario pueda escoger el energético que mejor le convenga sin ver distorsiones en la tarifa.

Finalmente, no se observan argumentos adicionales en que se funde el comentario por usted realizado en donde afirma, que la regulación a través de la metodología propuesta en la Resolución CREG 090 de 2012, para remunerar la actividad de distribución vulnera la equidad y distorsiona la competencia favoreciendo al gas natural a los ya analizados.

### **3.1.2. UNION DE EMPRESAS COLOMBIANAS DE GLP**

**El análisis de la Resolución 090 bajo consulta, arroja conclusiones sorprendentes para el sector del GLP, el cual es definido por la CREG como el combustible alternativo más cercano que compite con la distribución de gas natural domiciliario.**

**Y es sorprendente para el sector empresarial inversionista en GLP, en la medida en que un análisis detallado de la Resolución 090 permite concluir que la metodología de mercados relevantes, la cual se refina en la presente decisión regulatoria, se orienta a consolidar, en manos de los distribuidores de Gas Natural, el control de cabeceras municipales y centros poblados, que coinciden con mercados ya establecidos por el GLP.**

**Las características de estos centros de consumo, en términos de distancia, dispersión y bajas densidades poblacionales, han hecho del GLP el combustible de mayor utilización en este tipo de mercados.**

**Las empresas abastecedoras de Gas Líquido de Petróleo (GLP), consideramos que la presente metodología que la CREG somete a discusión mediante la Resolución 090 de 2012, se aparta de la necesaria neutralidad, equilibrio regulatorio, igualdad de trato y promoción de la competencia en los mercados, todos estos atributos de obligatoria observación por la CREG como ente regulador.**

**Dicha resolución establece las reglas tarifarias que regirán en los próximos años para la distribución de gas natural, las cuales, de continuar su curso, impactarán de manera seria el sector del GLP como combustible que compite con el gas natural por el mismo mercado de consumidores finales. De manera comedida solicitamos a la Comisión analizar los comentarios que a continuación exponemos, no sin antes anotar que ha sido la reforma promovida por la CREG y el MME, y orientada a formalizar el sector del GLP e instaurar la marca como el eje estructurador de la industria, la que atrajo importante nueva inversión privada de origen nacional y**

extranjero, la cual viene apostando a la estabilidad de reglas que caracterizan el país y los sectores de gas natural y combustible GLP.

La Resolución 090 de 2012 Distribución y comercialización de Gas por Redes, es un ejemplo de una orientación de la política pública y la política regulatoria ASIMETRICA, que favorece pública y deliberadamente la expansión y penetración del Gas Natural.

Es una política que va en detrimento de la inversión empresarial, nacional y extranjera que se realizó en las empresas de GLP, inversión que se atrajo al sector y al país como resultado de las bien orientadas reformas regulatoria; basada en el esquema de marca.

Es una política regulatoria que implica subsidios implícitos a la inversión en municipios sin gas natural, donde ya existe GLP en cilindros, mediante subsidios aprobados por vía regulatoria lo cual está prohibido por ley. Sólo hay un tipo de subsidios autorizados: los que deben dar los Fondos de Solidaridad y Redistribución de Ingresos.

Es una política que se orienta hacia la consolidación de monopolios de distribución y comercialización integrada en mercados dispersos y alejados.

Es una regulación asimétrica que se favorece por vía de la metodología regulatoria, al crear áreas asociadas a unos mercados relevantes definidos por vía regulatoria y administrativa, cuando en realidad son mercados en competencia entre dos tipos de combustibles que claramente disputan dicho mercado.

Consagra un sesgo regulatorio que viola los principios legales de libre competencia y neutralidad del Regulador CREG, quien no puede, por ley, favorecer un grupo de empresarios en detrimento de otros.

Subsidios implícitos mediante aprobación regulatoria de cargos de inversión basados en costos promedios de redes de gas natural y propano.

Es una metodología que favorece menores costos de penetración en mercados distantes, pequeños municipios e incluso zonas suburbanas y rurales, mercados relevantes que incluyen municipios en los cuales no existe actualmente el Gas Natural pero si están abastecidos con GLP.

La evaluación comparativa de costos de expansión del Gas Natural y del GLP que se hace actualmente, tiene problemas en tanto al evaluar los proyectos no toma en cuenta todos los costos involucrados en el suministro del Gas Natural hasta las instalaciones del usuario final (instalaciones internas y conexiones domiciliarias).

Tal es el caso, por ejemplo, de los proyectos que actualmente se financian con recursos de regalías o de cuota fomento, que además de financiarse con recursos públicos, autorizan inversiones ineficientes que en realidad son más costosas socialmente que si el usuario se abasteciera con GLP.

## **RESPUESTA**

Al respecto, debemos reiterar, lo expuesto a lo largo del presente documento, en el sentido que la CREG de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 142 de 1994 no es competente en el tema de subsidios para tomar cualquier decisión o determinación, ya que es una política de gobierno que se encuentra en cabeza del Ministerio de Minas y Energía.

Ahora bien, teniendo claro lo anterior, la realidad ha mostrado que el servicio de gas por redes de tubería se concentra principalmente en cabeceras municipales esto por los costos que implica el transporte del gas a zonas alejadas.

La Comisión ha sido consiente de la importancia del GLP por cilindros y por ello ha establecido una regulación acorde con la de los otros sectores que regula. Sin embargo, no puede asegurar que en zonas donde se preste este servicio no entrará el gas natural, dado a que no le es posible dar exclusividad a uno u otro energético.

En tal sentido, la metodología propuesta en la Resolución CREG 090 de 2012 ha tratado de establecer condiciones neutrales para la asignación de cargos de distribución sin afectar uno u otro energético pero no puede desconocer que hay economías de escala cuando hay agregaciones de municipios que son beneficiosos para los usuarios. Es por esto que la comparación entre el gas natural y el GLP busca permitir esa agregación sólo hasta cuando los costos del gas natural sea menor que el del GLP de ahí en adelante permite que éstos dos compitan uno a uno con sus precios reales.

En consecuencia, no es posible afirmar que se violan los criterios de neutralidad, equilibrio, igualdad y promoción de la competencia en los mercados, ni mucho menos aceptar que se está favoreciendo la creación de monopolios de distribución.

### **3.1.3. EVALUACIÓN Y ESTUDIOS DE LA GESTION PÚBLICA COLOMBIANA – VEEDURIA CIUDADANA**

**Suministrar a esta Veeduría la documentación pertinente a los siguientes ítems:**

- 1. Identificación y valoración de los factores que han incidido en un mayor aumento al margen tarifario de remuneración y a la tasa de retorno.**
- 2. Mapa conceptual y mental del nuevo modelo tarifario propuesto para de remuneración de distribución de gas combustible.**
- 3. Ilustración y descripción matemática del modelo estocástico a emplear en la nueva metodología de remuneración tarifaria, identificando las variables que lo componen y los resultados de la corrida del modelo que justifican un incremento en la tasa de remuneración para distribución de gas combustible.**

**5. Explicación del porqué en el nuevo modelo, los avances tecnológicos del sector no se traducen en menores costos para el empresario y por ende menores tarifas de remuneración a los prestadores del servicio de distribución de gas combustible.**

**6. Explicación del porqué en el nuevo modelo, en los nuevos mercados de gas combustible identificados por la CREG, estos no generan economías de escala que favorezca tanto a empresarios como a usuarios, incidiendo sobre márgenes de ganancias y menores costos para los usuarios.**

**7. Identificación y valoración en términos de valor presente y futuro de las inversiones de los Nuevos mercados de gas a nivel nacional y regional que justifican en la propuesta presentada por la CREG una mayor tasa de remuneración a los distribuidores de gas combustible.**

**8. Identificación de la estructura de los costos actuales y lo propuesto en la nueva metodología para el suministro de gas combustible que justifican un incremento en la tarifa de remuneración.**

**9. Impacto de la aplicación de la propuesta de reajuste sobre los usuarios finales por estrato y área geográfica.**

### **RESPUESTA**

En relación con su inquietud, nos permitimos manifestarle que no se tiene la certeza de que haya habido o vaya haber un aumento en el margen tarifario, toda vez que el resultado de los nuevos cargos de distribución dependerá de la conformación de los mercados relevantes, de las inversiones realizadas hasta la fecha de corte y de las demandas.

El valor de la tasa de retorno resulta de la aplicación de una metodología que es establecida por la CREG para las actividades que regula la CREG y que incluye la remuneración de redes. Es de aclarar que sobre este aspecto se ha realizado un ajuste y se ha determinado que el cálculo del WACC se hará con la metodología que esté vigente para la definición de esta variable y antes de la aprobación de los primeros cargos de distribución, esto teniendo en cuenta que la Comisión se encuentra revisando la metodología correspondiente al WACC.

El mapa conceptual como usted lo ha llamado fue explicado en la Resolución CREG 136 de 2008, por la cual se definieron las bases en las cuales se iban a realizar los estudios para la nueva metodología tarifaria. Para la propuesta se realizaron cartillas y audiencias donde se explica de forma resumida los cambios propuestos en la nueva metodología.

En el numeral 13.5 de la sección 13 denominada Gastos de Administración y Operación y Mantenimiento del Documento CREG 050 de 2012, se encuentra explicado con minucia la utilización del modelo, los datos de insumos utilizados y los resultados de la corrida del modelo de frontera estocástica. Sin embargo, le aclaramos que en la propuesta se hará

una nueva corrida con la información solicitada en el anexo 10 de la resolución y se presentará para comentarios en su momento un documento que contemple la descripción detallada de la función seleccionada para determinar la eficiencia de los gastos de AOM. Sin embargo, en la resolución se ha cambiado el procedimiento para la determinación de esta eficiencia, en donde se seguirá utilizando la metodología estadística de frontera estocástica pero se hará una recopilación de información antes de la aprobación de cargos para correr nuevamente el modelo y determinar una nueva función. Esto será sometido a comentarios previamente a que sea adoptado.

De otro lado, es de indicar que el cargo de distribución remunera las inversiones y los gastos de administración, operación y mantenimiento. De los análisis realizados<sup>1</sup> no se evidencia grandes ganancias de productividad en el sector por los avances tecnológicos e incluso vale aclarar que la imposición de mayores exigencias constructivas de gasoductos, en algunos municipios por los Planes de Ordenamiento Territorial - POT, han incrementado los costos de construcción de redes. Así las cosas, no existen suficientes avances tecnológicos que puedan llevar a una disminución de los costos de construcción de gasoductos y estaciones reguladoras de presión tal y como puede suceder en los sectores de telefonía u otros, esto dado a que los tubos se entierran y tienen una vida útil aproximada de hasta 50 años, por lo tanto, no se pueden estar cambiando como en el caso de la telefonía celular u otros sectores, ya que esto implicaría mayores costos de capital.

#### 3.1.4. AGREMGAS

**Dentro del propósito de mejorar la cobertura de servicio de gas combustible, comedidamente solicitamos que el Gobierno mantenga el equilibrio en cuanto a la competencia y la simetría en el tratamiento que se deben tener ante los dos componentes principales del Gas Combustible: el gas natural y el GLP.**

**Que se garantice la estabilidad en las reglas del juego y se alcance coherencia en todos los aspectos, entre políticas como la de redes de gas natural y el llamado Esquema de Marca, sobre la base del cual se hicieron cuantiosas inversiones que hoy están en peligro. Adicionalmente sugerimos cordialmente que:**

- **Se elimine la posibilidad de ampliar los mercados relevantes mediante la anexión de nuevos municipios.**

---

<sup>1</sup> Estudio con la Universidad EAFIT con el propósito de realizar la revisión y actualización del factor de productividad asociado a las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, transporte y distribución de gas natural y GLP. En este estudio se establece que una actualización del factor de productividad para distribución de gas, podría llevar a un valor de 0.85% anual. No obstante, este aumento se basó en factores exógenos como la demanda y no por avances tecnológicos que implicaran mayores eficiencias en capital y trabajo.



- Se fijen parámetros de salvaguarda de la inversión en el esquema de marca, acordes con los niveles de penetración. Por esto solicitamos respetuosamente que la Comisión tenga en cuenta ideas como la del proyecto de decreto que en su momento se debatió en el Ministerio de Minas y Energía, y según el cual, se restringiría la aprobación de redes para aquellos municipios en los cuales se hubiera alcanzado una penetración con cilindros de marca del GLP superior al 50%.
- Dentro de la metodología para el cálculo del cargo de distribución, se consideren e incluyan soluciones para los usuarios rurales.
- Se revise la regulación para los gasoductos virtuales y se complemente lo más pronto posible, teniendo en cuenta los aspectos resaltados.
- Se tengan en cuenta al GLP y el aire propanado como combustibles de respaldo en los municipios surtidos con GN y que este elemento sea tenido en cuenta en la regulación de redes.

### **RESPUESTA**

La CREG no puede limitar la entrada del gas natural a nuevos municipios del país donde haya prestación de GLP por cilindros, lo que sí puede hacer es establecer la condición para que la agregación de mercados o municipios nuevos de mercados existentes sea posible.

Es así como, se han incluido soluciones para los usuarios rurales a través de la creación del mercado especial, teniendo en cuenta las circunstancias a las que éstos se pueden ver avocados.

En el tema de gasoductos virtuales, se cuenta con un primer acercamiento a la regulación que se debe tener en cuenta para la prestación de este servicio. Sin embargo, hay conciencia de que estas medidas son transitorias y que se debe hacer en el futuro una regulación completa para la prestación del servicio a través de este mecanismo.

El tema de seguridad o respaldo, así como confiabilidad son objeto de otra resolución, ya que en la metodología de distribución sólo se considera las posibles inversiones que pueden darse por este concepto y se consideran como un delta que posteriormente se le podrá sumar al cargo de distribución.

### **3.1.5. SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS**

**Al respecto del aparte contenido en los considerandos que reza:**

**“los resultados del periodo tarifario que culmina muestran que el comportamiento de la demanda tuvo un crecimiento real mayor al proyectado, con lo cual se puede afirmar que los mercados relevantes de distribución actuales han alcanzado la madurez esperada”**

Se considera que se debe precisar cuál es el porcentaje de cobertura de la demanda que se debe tener en un mercado para afirmar que ya es un mercado maduro, y, precisar si sólo el parámetro de demanda lo califica como tal, o por, ejemplo, la continuidad y eficiencia en la prestación del servicio incide en dicho concepto.

### **RESPUESTA**

En el documento CREG 050 de 2012 se tomó la demanda como criterio de madurez de un mercado. Este documento muestra que para los mercados existentes y con más de un periodo tarifario en servicio la demanda real está muy por encima de la demanda proyectada y tanto en estos como en mercados nuevos los datos de demanda reales y proyectados muestran que las proyecciones se estabilizan a partir del quinto año, además es de indicar que ya casi la totalidad de las capitales de departamento y donde se concentra el mayor número de usuarios ya cuentan con cargos aprobados y por lo tanto solo quedan municipios de menor tamaño donde con mayor razón la madurez del mercado se llegaría a conseguir en un periodo máximo de cinco años. Así las cosas, se mantiene la disposición de que un periodo tarifario es suficiente para que los mercados lleguen a la madurez y pueda aplicarse la metodología de costo medio histórico o corte transversal.

#### **3.1.6. CONFVOCOLTIĆS**

En el cálculo de cargo de distribución la demanda que está creciendo será tenida en cuenta dentro de la reposición de activos. Canasta de tarifas.

**Proceso de aporte a la propuesta Regulatoria CREG 2013, Comercialización y Distribución del Gas Combustible, para usuarios regulados de áreas de servicio exclusivo**

Por favor aclarar en qué casos el monto superior se genera a partir del nuevo marco tarifario, frente a las propuestas expuestas en la audiencia pública, se señala sobre la unión de mercados existentes y municipios nuevos, se le suman dos costos: UNO, que es de medio corte transversal y OTRO, que es costo medio de mediano plazo. En esta unión se ve reflejado que ambos deben asumir los costos de los municipios nuevos. Y a estos les tocará asumirlos costos de los mercados existentes.

Por qué razón en la remuneración del AOM en la resolución 011 de 2003 se previó que fuera mediante el sistema del DEA y ahora se pretende pasar a la frontera estocástica sabiendo que una maneja hipótesis de datos económicos inciertos y no a características donde ya existe un historial de Inversión, se nota que al cambiar de modelo esto se reflejará en la factura del usuario. Creando metodologías de altos Incentivos para las empresas prestadoras del servicio de gas, e inversionistas y no para el usuario. Aplicando al usuario el margen de error, además en la frontera estocástica el margen de error es más amplio y se ve reflejada en la factura.



Si manejamos la hipótesis de que los residenciales suman un número mayoritario, representado en un porcentaje de más o menos el 60% de consumo ante el suministro a industriales, podríamos enfocar que los costos que se están generando a nosotros como usuarios residenciales y comerciales no es equitativo de acuerdo a la red de distribución.

Quisiera saber si lo que quiso decir la CREG fue:

1. Que los usuarios nos beneficiamos porque se busca ampliar la cobertura, continuidad y calidad del servicio.
2. Que se incentiva a las empresas para que construyan nuevas redes para que el servicio llegue a usuarios en las regiones más apartadas y potencialmente más rentables.
3. Que se fomentará el crecimiento de las empresas de SPD de Gas y se premiará su inversión y endeudamiento con la banca extranjera y local, dándoles oportunidad de trasladar sus costos de expansión y las "imprevisiones" a los usuarios, le permitirá fijar las tarifas con "libertad Vigilada" y crear "rangos tarifarios" respecto al tipo de usuario, al costo de sus nuevas inversiones realizadas y que a futuro se realizarán, que se trasladarán a los usuarios.
4. Que se autorizan inversiones en insumos, maquinaria, vehículos, equipos y bienes, para operación y mantenimiento y monitoreo y reposición, confiabilidad del servicio, gastos virtuales, en áreas que hasta ahora no podían hacerlo, y que los costos se van a trasladar al precio pagado por los usuarios. Qué áreas y entonces, ¿quién le hace la vigilancia (IVC) a estas nuevas inversiones? Alguno sabe hasta cuándo duran las reservas de gas del país? Será que alcanzamos a pagar la deuda en esta vida? ¿Quiénes son los verdaderos beneficiados?

### RESPUESTA

Le aclaramos que la propuesta consignada en la Resolución CREG 090 de 2012, considera dos metodologías la que se ha denominado costo medio histórico o costo transversal y la de costo medio de mediano plazo.

La primera se utilizará para los mercados existentes e implica que la determinación de los cargos de distribución se hará a partir de las inversiones que haya realizado las empresas en activos de distribución y las demandas reales obtenidas hasta una fecha de corte.

Para los municipios nuevos y mercados nuevos se utilizará la metodología de costo medio de mediano plazo, en donde el cargo de distribución se determina con el programa de inversiones en un período tarifario y la proyección de demanda futura.

Cuando los mercados de distribución para el siguiente periodo tarifario se conformen con mercados existentes y municipios nuevos se utilizará una combinación de las dos

metodologías. Esto implica que todos los usuarios del mercado relevante conformado asumirán los costos de las inversiones realizadas y por realizarse. Es de anotar que para la conformación de mercados relevantes hay reglas para la adición de municipios nuevos a los mercados existentes y es que en estos el costo a usuario final del gas natural sea menor al del GLP esto con el fin de evitar que los usuarios de los mercados existentes resulten pagando costos muy altos de redes de municipios en donde sería más económico la prestación del GLP por cilindros.

En relación con la inquietud de por qué se cambió el modelo para la determinación de la eficiencia de los gastos de AOM utilizado en la Resolución CREG 011 de 2003 por el modelo de frontera estocástica, le comentamos que en el documento CREG 050 de 2012, se han descrito con detalle los beneficios de este último sobre la metodología estadística Análisis Envolvente de Datos – DEA empleada en la metodología pasada. Adicionalmente es de precisar que para la determinación de la función de eficiencia se utilizará información histórica de las empresas en relación con los gastos de los últimos tres años.

Con respecto a la composición de los usuarios, esta varía de acuerdo con los mercados de distribución, es de anotar que todos los usuarios conectados al sistema de distribución deben pagar las inversiones y gastos AOM de dicho sistema, lo que se propuso es que los cargos se ajusten con mayor exactitud al uso de esta red por los diferentes grupos de usuarios y por eso se ha diferenciado el cargo para usuario residencial y el de usuario al uso diferente al residencial.

Sobre su solicitud de aclaración de lo que quiso decir la CREG, le comentamos:

Si efectivamente, la Comisión considera que todos los usuarios se benefician de que haya una mayor cobertura en el servicio y de una mayor demanda. Así mismo, de que se asegure unas condiciones de calidad y de seguridad del sistema de distribución, dado que un sistema que tenga constantes racionamientos e interrupciones resulta perjudicial para el usuario.

Es por esto que se contemplaron como objetivos de la nueva metodología de distribución:

- Reflejar verdadero costos por tipo de usuario
- Consolidar cobertura de manera eficiente
- Garantizar servicio de calidad con costos que estén dispuestos a pagar los usuarios.
- Incentivar a usuarios de grandes consumos para que permanezcan conectados a la red.

Es preciso advertir que la Comisión en ninguna de sus audiencias manifestó que con la metodologías se fomentará el crecimiento de las empresas de SPD de Gas y se premiará su inversión y endeudamiento con la banca extranjera y local, dándoles oportunidad de trasladar sus costos de expansión y las "imprevisiones" a los usuarios, le permitirá fijar las tarifas con "libertad Vigilada" y crear "rangos tarifarios" respecto al tipo de usuario, al costo de sus nuevas inversiones realizadas y que a futuro se realizarán, que se

trasladarán a los usuarios. Esta es una mala interpretación de lo expuesto sobre la propuesta metodológica.

Además, la entidad encargada de hacer vigilancia sobre las prestadoras de servicio público domiciliario de gas es la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. La declaración de reservas de gas es función del Ministerio de Minas y Energía. Lo que es claro es que de acuerdo con lo evidenciado en la aplicación del nuevo mecanismo de comercialización indicado en la Resolución CREG 089 de 2013, se cuenta con el suficiente gas para atender la demanda para el próximo periodo tarifario.

### **3.2. OBJETIVOS DE LAS REFORMAS PROPUESTAS**

#### **3.2.1. UNION DE EMPRESAS COLOMBIANAS DE GLP**

**Los objetivos de las reformas propuestas al marco regulatorio de la distribución de gas combustible**

**Llaman la atención los objetivos, que según la misma CREG, respaldan la reforma del nuevo marco regulatorio para la distribución del gas natural. En particular, resaltamos los siguientes:**

**“Permitir la consolidación en la cobertura del servicio”, “Permitir la expansión del servicio a centros poblados alejados de los centros urbanos donde es viable técnica y financieramente la prestación del servicio con gas combustible por redes”  
“Ofrecer mayor flexibilidad al distribuidor para acceder a los usuarios que tienen alternativas de sustitución de otros energéticos.**

**Si se analizan estos objetivos del regulador, es evidente que el regulador no es neutral respecto de los resultados de la competencia entre combustibles alternativos, como en el caso del GLP y el Gas natural. No es tarea del Regulador, inclinar la balanza de la decisión regulatoria para “ofrecer mayor flexibilidad” a los empresarios de gas natural en detrimento de otro sector empresarial como el GLP, combustible este si “flexible” en razón de sus características técnicas y económicas.**

**El GLP es un combustible eficiente para cubrir la demanda de los municipios y corregimientos que quiere agrupar la CREG, esta vez, para favorecer la penetración del gas natural por vía de la intervención regulatoria y no como resultado del juego del mercado y la libre competencia empresarial. La CREG no es neutral cuando busca el objetivo de mejorar las condiciones competitivas del gas natural respecto del GLP, este último sector con empresarios que desarrollan su tarea en procura de condiciones competitivas de calidad, precio y buen servicio a los usuarios.**

No es tarea del regulador diseñar una metodología tarifaria orientada a "consolidar la cobertura del servicio". La cobertura del servicio ya sea con uno o con otro energético, debe ser el resultado de la competencia sana entre los dos combustibles y no una tarea o una escogencia discrecional del regulador, quien debe limitarse, según la Ley, a promover la competencia entre quienes prestan dichos servicios públicos<sup>2</sup> en lugar de utilizar sus facultades de intervención regulatoria para crear asimetrías regulatorias y metodologías de definición tarifaria que favorecen a un energético, el gas natural, en detrimento de otro, el GLP.

Tampoco es quehacer del regulador, "permitir la expansión a centros poblados alejados" de los centros urbanos donde es viable técnica y financieramente la prestación del gas por redes. Si el gas natural no llega fácilmente a los centros poblados alejados de los centros urbanos, es porque los costos fijos y la inversión para llegar a estas zonas alejadas son superiores a lo que sería rentable para cualquier empresario racional acometerlos en condiciones de libre iniciativa empresarial.

Como se analiza en mayor detalle a continuación, la regulación recurre al diseño, por vía administrativa, de los denominados "mercados relevantes" de gas natural, para "permitir esta expansión". Este diseño regulatorio que promueve la agrupación de mercados, tendrá como resultado la consolidación del poder de mercado o posición dominante del servicio de distribución de gas natural. Este servicio al estar integrado con el servicio de comercialización del gas al usuario final, consolida en los municipios colombianos, monopolios naturales integrados de distribución, comercialización y suministro de gas al usuario final, en detrimento del sector del GLP el cual sí actúa en condiciones de competencia y libre escogencia del servicio por el usuario.

## RESPUESTA

Tal y como lo manifestamos anteriormente, la CREG no puede limitar la entrada del gas natural a nuevos municipios del país donde haya prestación de GLP por cilindros lo que si puede hacer es establecer la condición para que la agregación de mercados o municipios nuevos a mercados existentes sea posible y no se distorsionen los verdaderos costos.

En este sentido, la Comisión ha establecido como requisito la comparación del costo final a usuario de los dos energéticos: del gas natural y GLP para que si este último resulta más económico en un municipio, este no pueda agregarse a los mercados existentes. En este caso el municipio no podrá agregarse y se le determinará los cargos de distribución de tal manera que se de la competencia entre el gas natural y el GLP por cilindros y sea el usuario el que decida a que servicio conectarse.

En cuanto a la posibilidad de aplicar la canasta de tarifas, es importante anotar que la misma sólo aplica a la actividad de distribución, que al ser un monopolio natural por red se ajusta a la aplicación de los precios de Ramsey.

---

<sup>2</sup> Ley 142, Artículo 73. Primer inciso.

### 3.3. DEFINICIONES

#### 3.3.1. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN – EPM

Mercado relevante existente y nuevo mercado relevante de distribución para el siguiente período tarifario. En gracia a que al momento de entrada en vigencia de la resolución definitiva para el siguiente periodo tarifario, podrán existir mercados relevantes de distribución con cargos aprobados recientemente (un año o menos), en donde aún no se esté prestando el servicio o la demanda capturada sea muy baja, sugerimos que ellos, para todos los efectos de la resolución definitiva, sean tratados como mercados nuevos y se les aplique la metodología de Costo Medio de Mediano Plazo.

#### RESPUESTA

Se ha analizado su comentario y se ha tenido en cuenta en la resolución definitiva.

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

En el artículo 1 de la Resolución 090 se define Red Secundaria de Distribución, como la *“red conformada por los tanques de almacenamiento o Estaciones Puerta de Ciudad o Estaciones de Transferencia de Custodia de distribución o estaciones reguladoras de presión, más la tubería de polietileno, de diámetros de ½, ¾ y 1 pulgada, que de estas se derivan.”*

Al respecto se solicita aclarar si la tubería de polietileno de 1 ½” está considerada como parte de la red secundaria de distribución.

#### RESPUESTA

Se acepta el comentario y en la definición se aclara que están incluidas las tuberías de diámetros de 1 ½ y 1 ¼ de pulgada como parte de la red secundaria.

#### 3.3.3. AGREMGAS

Si bien la nueva propuesta considera también el aire propanado, lo cual estimamos un avance adecuado, se observa que ésta opción y la del GLP solo se consideran al inicio de la resolución, en las definiciones, pero en lo demás básicamente se encuentra direccionada solo hacia la prestación del servicio de redes de gas natural ya que por ejemplo, no se consideran dentro del listado de los activos, activos básicos como los tanques de almacenamiento necesarios para realizar la distribución de GLP. En diferentes aspectos de la resolución se hace referencia

solo a los procesos de gas natural, como es el caso de la referencia hecha del transporte y de las redes de distribución, lo cual solo aplica al gas natural y no considera el transporte del GLP.

Aun cuando en el pasado esto no ha sido un impedimento para que se aprueben los cargos de distribución para el GLP, si consideramos que deben quedar claramente definidos los mecanismos de aplicación en cada caso.

Por el contrario, consideramos que sería la oportunidad para que la CREG defina unas políticas claras de utilización de estos combustibles.

Con relación a la definición de aire propanado contenida en la resolución, se deben precisar los siguientes aspectos:

- Los nombres técnicos por los que más se conoce internacionalmente es aire propanado o gas natural sintético (GNS), pero nunca gas aire propanado (GAP).
- La esencia del aire propanado consiste en que se pueda realizar una mezcla del gas con el aire, de modo que permita la intercambiabilidad de este nuevo producto con el gas natural, sin que el usuario final se dé cuenta del cambio.

Por tanto, esta mezcla no tiene que hacerse solo con propano sino que puede formarse con GLP, como hace referencia uno los nombres que se da en inglés, que es LPG-Air<sup>3</sup>.

Se propone la siguiente definición:

**Aire propanado:** Es una mezcla de GLP con aire que por sus características de intercambiabilidad puede ser usado directamente para reemplazar al Gas Natural. También es conocido como gas natural sintético.

La definición propuesta por la CREG también incluye: “Cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas por la CREG”. No comprendemos el sentido ni finalidad de ésta frase ya que para conformar el aire propanado lo importante es conocer la composición del gas, para que con base en ella se calcule la mezcla y se defina la proporción de aire con la que se debe combinar para que se mantenga la intercambiabilidad, pero esto es una labor que ejecutara quien realice la ingeniería del sistema y no sería función de la CREG.

<sup>3</sup> “Propane-air, also called LPG-Air or SNG, is essentially synthetic natural gas that is formed by mixing vaporized propane or LPG with air. Once mixed it forms a homogeneous mixture that can be used as a direct replacement for natural gas in combustion applications”. Algas, 2013



## **RESPUESTA**

Debemos manifestar que se han incluido dentro de las unidades constructivas correspondientes a los tanques de almacenamiento de GLP. Es de aclarar que sí un agente requiere para el desarrollo de su proyecto de distribución unidades constructivas especiales y adicionales a las consideradas en el listado de unidades constructivas de la Resolución general de metodología, podrán incluirlas en su expediente tarifario con la debida justificación para que sean incluidas en el cálculo de los cargos de distribución.

De otro lado, se aclara que la Resolución CREG 090 de 2012 sólo incluye la propuesta para la remuneración de la actividad de distribución por redes de tubería, ahora bien la metodología de transporte de GLP está considerada en la Resolución CREG 122 de 2008.

En relación con el aire propanado se ha revisado la definición. Con respecto a las condiciones de calidad es de aclarar que la CREG puede establecer condiciones mínimas de calidad tal y como lo ha hecho para el gas natural mediante el Reglamento Único de transporte Resolución CREG 071 de 1999 y como lo va hacer para el GLP por lo cual se expidió la resolución de consulta 070 de 2013.

### **3.3.4. INVERCOLSA**

#### **Definición de Red Primaria y Red Secundaria**

**Sugerimos revisar estas definiciones por cuanto activos tales como Tanques de Almacenamiento, Estaciones Puerta de Ciudad y Estaciones de Transferencia de Custodia de Distribución, están siendo incluidos tanto en la definición de red primaria como la de red secundaria.**

## **RESPUESTA**

Se acepta el comentario y se corrigen las definiciones, de tal manera que, no se repitan los activos en caso de existir los dos tipos de red en un mismo sistema de distribución.

### **3.3.5. SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS**

**Dada la inminente producción de gas de esquisto en Colombia, se recomienda incluir la definición de esta clase de gas. De igual manera se recomienda incluir la definición de gas manufacturado. Se propone incluir las siguientes definiciones:**

**Gas de esquisto: conocido en inglés como shale gas (lutitas gasíferas), es una forma de gas natural que se extrae de terrenos donde abunda el esquisto (lutitas). El gas de esquisto se encuentra en los esquistos arcillosos sedimentarios, aunque el interior rocoso del esquisto presenta baja permeabilidad. Para su extracción se debe fracturar la roca hidráulicamente.**



**Gas Manufacturado:** Un gas obtenido por destilación destructiva del carbón, por la descomposición térmica de *aceite o por acción allí de vapor pasa a través de un lecho de acalorados carbón o coque*. Ejemplos son gases de carbón, gases de horno de coque, productor de gas, gas de alto horno, gas de azul (agua), carburador de agua gas Btu contenido varía ampliamente.

De igual manera, se recomienda modificar las definiciones de Red Primaria de Distribución y Red Secundaria de Distribución, actualmente descritas en las Resolución CREG 11 de 2003 y en las Normas Técnicas Colombianas (como en la NTC 3728, por ejemplo), incluyendo los Tanques de Almacenamiento o Estaciones de Puerta de Ciudad, estaciones de transferencia de custodia de Distribución y la tubería adicional, pero manteniendo los límites de extensión de cada red, dado que es preciso identificar con exactitud estos tipos de red, de modo que se tenga claridad en la aplicación de esta resolución y este en concordancia con las normas técnicas pertinentes.

Se recomienda no discriminar los diámetros de tubería ni el material de la misma, dado que se estaría limitando el uso de otro tipo de tubería u otro diámetro diferente en cada tipo de red.

## **RESPUESTA**

En el país se viene desarrollando el gas no convencional, sin embargo, aún no existe precisión sobre la fecha en que pueda estar disponible. Una vez se tenga disponibilidad de estas fuentes para el suministro de gas por redes de tubería a usuario final la CREG establecerá la regulación aplicable, la cual puede ser similar a la que se propuso en la Resolución CREG 090 de 2012. Adicionalmente es de considerar que si el gas de estos yacimientos corresponde a la composición del gas natural no se requeriría de otra definición en la resolución.

Se aclara que una vez se expida la metodología resultante de la consulta de la Resolución CREG 090 de 2012 las definiciones de Red Primaria de Distribución y Red Secundaria de Distribución, actualmente descritas en las Resolución CREG 11 de 2003 serán modificadas.

De otro lado y con respecto a las definiciones de red primaria y secundaria, la NTC establece:

*“2.21 Líneas primarias o redes troncales: sistemas de tuberías destinados a la conducción de gas hacia sectores puntuales de consumo en los centros urbanos o la interconexión de varias comunidades. Están comprendidos entre estación receptora de cada localidad y las estaciones reguladoras secundarias o de distrito dispuestas en la red de distribución. Por lo general se componen de tuberías metálicas de acero o hierro dúctil operadas a alta presión.*

*Para el caso de redes de distribución abastecidas con GLP, los tanques mismos hacen las veces de líneas primarias de distribución.*

*2.22 Líneas secundarias: Son sistemas de tuberías que se derivan de las líneas*

*primarias en las estaciones reguladoras de distrito y se extienden hacia las instalaciones individuales de todos los usuarios en un sector determinado de la red de distribución. Por lo general se componen de tuberías de materiales plásticos especiales, operadas a media presión.*

*Para el caso de redes de distribución abastecidas con GLP, los anillos de distribución se derivan de los reguladores de presión de primera etapa, asociados a los respectivos tanques de almacenamiento.”*

Es de anotar que las definiciones previstas en dicha resolución tendrán fines regulatorios y tarifarios y no modificarán aspectos establecidos en las Normas técnicas, es por esto que se hace la precisión correspondiente.

### **3.4. REGLAS PARA LA CONFORMACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.**

#### **3.4.1. NATURGAS**

**1.3. Gasoductos de conexión.** La norma que habilita la posibilidad de que los distribuidores, en algunos casos específicos, ejecuten proyectos de conexión amerita que se analice la consistencia de esta disposición con la metodología de transporte. Nuestro comentario tiene como propósito que se eviten los posibles desequilibrios en la construcción de activos de conexión y se pierda la línea sobre las actividades que desarrolla cada agente y la remuneración que espera recibir por ellas (Resoluciones CREG 126 de 2010- 090 de 2012).

#### **RESPUESTA**

Es de aclarar que la Resolución CREG 126 de 2010, por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, en su artículo 25 determina que tanto los transportadores y los distribuidores de gas natural podrán participar en el procedimiento de extensiones de la red tipo II de transporte. Por lo tanto no es ahora en la propuesta en discusión en donde se está habilitando a los distribuidores a que ejecuten proyectos de conexión entres sistemas de distribución como red de transporte tipo II.

Con lo propuesto se pretende establecer con mayor claridad en cuáles casos la conexión de dos o más sistemas de distribución corresponden a la base de activos de distribución o transporte.

Para esto se diseñó un procedimiento en el cual cuando haya una solicitud de un agente distribuidor para la conexión a otro sistema de distribución, antes de que ésta sea aprobada deberá ser divulgada para que los transportadores la puedan conocer y puedan manifestar su interés para que la conexión forme parte de un proyecto de transporte tipo II.

24

### 3.4.2. TGI

...consideramos que el proyecto regulatorio, tal como se ha propuesto, impedirá la eficiencia en la expansión de la cobertura de gas natural, pues permitirá incentivos para que expansiones marginales, hechas por los distribuidores, desplacen expansiones más eficientes por economías de escala a segmentos más amplios e importantes de la demanda de gas natural.

Adicionalmente, no resultan adecuadas las señales regulatorias tendientes a incentivar la realización de expansiones por parte de los distribuidores, que por definición y eficiencia económica corresponden al Transportador, pues además de impedir la atención de la mayor demanda posible a costos medios más bajos, van en contravía de las reglas de separación de actividades que definió la misma CREG (Res. 057 de 1996) y según las cuales: *el transportador de gas natural no podrá realizar de manera directa, actividades de producción, comercialización, o distribución, ni tener interés económico en empresas que tengan por objeto la realización de esas actividades y, equivalentemente. Las empresas cuyo objeto sea el de vender, comercializar o distribuir gas natural, no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en una empresa de transporte del mismo producto.*

Preocupa altamente que a pesar de la vigencia de esta norma, la misma CREG permitió que los productores de gas construyeran gasoductos, que por su función operativa hacen parte del Sistema Nacional de Transporte (los que unen fuentes de producción al SNT existente o a Sistemas de Distribución)' y está permitiendo e incentivando que los distribuidores construyan expansiones que por naturaleza y eficiencia corresponden al Transporte y, adicionalmente, de los grandes transportadores de gas del país, el único con restricción de integración vertical es TGI, lo que va en contra del principio de neutralidad.

Considerando lo anterior, respetuosamente solicitamos a la Comisión iniciar a la mayor brevedad posible el análisis de las reglas de integración vertical en el servicio público de gas natural, de tal forma que se identifiquen los ajustes requeridos para permitir la eficiencia en la prestación del servicio a los usuarios actuales y futuros (a quienes es factible llevar los beneficios del gas natural), garantizando un tratamiento no discriminatorio a todos los agentes de la cadena.

### RESPUESTA

La Comisión no considera que se esté impidiendo la eficiencia en la expansión de la cobertura de gas natural, ni mucho menos dando incentivos para que expansiones marginales, hechas por los distribuidores, desplacen expansiones más eficientes por economías de escala a segmentos más amplios e importantes de la demanda de gas natural. Es claro que en varios casos los distribuidores desean hacer expansiones y el transportador no considera necesario llegar a ciertos lugares. Es por esto que la propuesta permitirá que el distribuidor desarrolle estas conexiones en los casos que esto

sucedan. Sin embargo, si existen solicitudes por parte de un transportador para ramales que incluyan dichas conexiones, se hará una valoración del más eficiente.

De otro lado, se aclara que la posibilidad de que los distribuidores puedan realizar proyectos de transporte no se contempla por primera vez en la resolución propuesta dado que en la Resolución CREG 126 de 2010 esta posibilidad ya estaba prevista.

**1. El Artículo 4 de la propuesta regulatoria establece las reglas para la conformación de Sistemas de Distribución, determinando que serán considerados parte de éstos los gasoductos que se construyan para conectarse a otro Mercado Relevante de Distribución Existente, a través de una Estación de Transferencia de Custodia de Distribución.**

La metodología propuesta en el Anexo 1 del proyecto normativo para la consideración de costos de un Sistema de Distribución conectado a otros existentes, resulta inadecuada y puede llevar a decisiones de inversión ineficientes para la demanda. Esto, debido a que se compararían costos medios estimados de construcción de infraestructura de transporte contra costos medios de infraestructura de distribución, que en ambos casos pueden desviarse significativamente de los costos medios reales y a que se evaluarían proyectos diferentes (i.e. una expansión marginal de distribución contra una expansión integral de transporte que permite atender una demanda mucho mayor).

Lo anterior, resultaría en ineficiencias en el desarrollo de las redes de gas del País y podría incluso conducir a la construcción de un número importante de pequeños proyectos para conectar mercados, que son más costosos en el mediano y largo plazo respecto de proyectos de mayor magnitud que permiten expandir el servicio a varios mercados aprovechando las economías de escala. Vale la pena destacar que la naturaleza de la infraestructura de conexión construida por los agentes distribuidores tendrá características de alcance local, mientras que la infraestructura de expansión construida por los transportadores, como se ha insistido, tendrá un alcance regional más eficiente.

**2. Con el objetivo de permitir igualdad de condiciones entre agentes de la cadena y de evitar ambigüedades, solicitamos que la regulación defina de forma precisa los activos que hacen parte de las redes regionales de transporte y los que hacen parte de las redes de distribución: buscando reflejar estrictamente la función que realmente cumplen los mismos y estableciendo mecanismos para dirimir las controversias que surjan al realizar esta clasificación.**

En este aspecto, se debe garantizar que los proyectos para los cuales esté abierta la participación tanto de transportadores como de distribuidores, tengan las mismas características y cumplan con los mismos requerimientos. Es decir, que los proyectos presentados por los dos tipos de agentes sean equivalentes y manejen alcances iguales en el mediano y largo plazo (características del servicio, contabilidad, demanda a atender. Cobertura geográfica, etc) de tal forma, que se evite que los eventuales proyectos de distribución resulten con un costo medio

artificialmente bajo, con el propósito de desplazar los eficientes de transporte regional.

3. La metodología propuesta contempla que el distribuidor sea el encargado de presentar los proyectos para conectar sistemas de distribución y evaluar su comparación con una posible red de transporte tipo II alternativa. Esto es inconveniente pues generaría incentivos perversos al distribuidor, tendientes a evitar que el transportador se involucre en igualdad de condiciones en la búsqueda de la expansión más eficiente. Este escenario se hace aún más crítico pues no se está previendo una instancia para la solución de controversias o para la atención de objeciones a estos procesos,

4. El mecanismo vigente para las extensiones de las redes de transporte tipo I y II, contemplado en la Resolución GREG 126 de 2010, brinda la posibilidad de participación a otros agentes interesados, sin embargo, dicho mecanismo presenta actualmente una alta ineficiencia en los tiempos de ejecución, afectando principalmente la demanda que se busca atender.

Por esta razón, solicitamos que la regulación ajuste las reglas para la expansión de las redes de transporte tipo I y II, modificando el procedimiento de sobres cerrados, de tal forma que si no hay agentes adicionales que oferten, se apruebe al solicitante inicial el cargo equivalente propuesto, dado que el mecanismo ha hecho el proyecto disputable pero ningún otro agente ha podido presentar una mejor oferta.

Si a juicio del regulador hay una baja concurrencia en estos procesos, consideramos que lo pertinente sería analizar e implementar medidas que incentiven la participación de los agentes y no optar por procesos tarifarios largos e innecesarios, que hacen inoperantes los instrumentos de competencia a la entrada implementados por la misma Comisión.

#### RESPUESTA

Se han analizado los comentarios y se ha modificado el procedimiento para considerar un activo de conexión como distribución.

De otro lado, es de anotar que una posible modificación de la Resolución CREG 126 de 2010 no forma parte de la definición de la metodología de distribución consultada mediante la Resolución CREG 090 de 2012.

El procedimiento modificado en resumen incluye que en el caso en que un distribuidor que desee conectar un sistema de distribución a otro deberá solicitarlo a la CREG. La Comisión divulgará el proyecto e invitará a los transportadores u otros agentes para que manifiesten su interés en realizar un gasoducto de transporte tipo II. En el caso que se presente intención por parte de otros agentes y el cargo resultante sea menor al cargo a pagar al otro distribuidor más el cargo asociado a la conexión, no se permitirá la conexión y en el caso de que no haya manifestación por otro agente se procederá a aprobar el cargo de distribución del nuevo mercado incluyendo los activos correspondientes al gasoducto que conecta los dos sistemas.

21



En consecuencia, para esta Comisión no es posible aceptar que se están creando ineficiencias, pues precisamente lo que se busca garantizar es todo lo contrario.

### **3.4.3. INVERCOLSA**

Consideramos que falta claridad en cuanto a la fórmula y la metodología para realizar el cálculo del cargo de distribución ajustado del sistema de distribución al que se conecta un nuevo sistema y que esto podría ser incluido con mayor detalle en la resolución definitiva.

Por otra parte, para la comparación entre el costo medio de una red tipo II de transporte, y el costo de conexión de un sistema de distribución a otro sistema de distribución, se debe excluir de la ecuación el cargo de distribución del mercado que se está conectando, puesto que este haría parte del costo de la prestación del servicio cualquiera en los dos casos.

#### **RESPUESTA**

Tal y como se indicó en la respuesta anterior se modifica el procedimiento para la aprobación de la conexión de un sistema de distribución a otro sistema de distribución.

### **3.4.4. SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS**

**Artículo 4° numeral IV. Reglas para la conformación de Sistemas de Distribución**

Se recomienda que en este numeral se modifique el primer párrafo así: "El sistema de distribución, que se conecte a otro sistema de distribución, debe pagar por su uso, el Cargo de Distribución de éste último ajustado con la demanda asociada, las inversiones y el AOM del Sistema de distribución que se conecta".

#### **RESPUESTA**

No se acepta el comentario, dado que el cálculo se refiere al cargo de distribución que se cobrará al nuevo mercado que se conecta por el uso del primero. Dado que los AOM se determinan por mercado conforme al número de usuarios y km de red, no sería relevante la modificación del AOM para determinar este cargo.

## **3.5. CRITERIOS PARA LA CONFORMACIÓN DE MERCADOS RELEVANTES**

### **3.5.1. MONTAGAS S.A. E.S.P.**

Si bien es muy pertinente la limitación establecida en el párrafo 1 del artículo 5 de la Resolución Creg 090 de 2012, en cuanto a que solo se podrán conformar mercados relevantes de distribución siempre y cuando el costo unitario del gas combustible por redes de tubería a usuario final no sea superior al costo unitario total a usuario final de GLP en cilindros, es importante que los subsidios

establecidos para el Gas Natural, no distorsionen la comparación de costos unitarios establecida en el Parágrafo 2 del mismo artículo, ya que en desarrollo del principio de equidad deben ser los costos reales que requieren la prestación del servicio, sin subsidios, los que definan cuál es el producto (GLP o Gas Natural) más adecuado para estos nuevos mercados relevantes.

Como ya se mencionó los subsidios al Gas Natural para la conexión de usuarios residenciales y las tarifas especiales establecidas para promover el segmento de GNV han creado desigualdad de condiciones para la libre competencia entre estos productos.

### **RESPUESTA**

Se reitera que el tema de subsidios no es de la competencia de la CREG. Sin embargo, se aclara que cuando se hace la comparación de los costos a usuario final de los dos energéticos se contemplan estos costos puros sin tener en cuenta los subsidios, tal y como está previsto en la Resolución CREG 141 de 2011.

Con el fin de velar porque el régimen de tarifas refleje los precios reales en un mercado competitivo, conforme al criterio de Eficiencia Económica establecido en el artículo 87 numeral 1 de la Ley 142 de 1994 se sugiere condicionar el Numeral 5.2 incisos ii y iii del proyecto de resolución que permite la agregación de mercados existentes y la adición de municipios nuevos a mercados existentes, a la verificación que debe realizar la CREG al momento de estudiar las solicitudes que presenten los distribuidores de que estos mercados cuenten con características similares en los costos de la infraestructura requerida para la distribución y comercialización por redes de Gas Natural, así como también que la demanda a atender tenga características similares que permitan el mismo tratamiento tarifario, so pena de que la solicitud sea rechazada, ya que de otra manera no es posible aplicar el criterio de neutralidad de la tarifa a los respectivos usuarios.

### **RESPUESTA**

La verificación que se realizará al momento de estudiar las solicitudes que presenten los distribuidores para la conformación de mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario, corresponderá a la que el costo de prestación del servicio de gas natural sea inferior al costo unitario de prestación del servicio de GLP por cilindros. De esta manera se establecerá si es posible agregar los costos de la infraestructura requerida para la distribución.

Se aclara que sólo es posible que una vez recibida la solicitud de aprobación de cargos, la Comisión inicie la actuación administrativa correspondiente y conforme al estudio riguroso de los elementos de juicio necesarios defina el cargo que de ello resulte.

La comisión no puede rechazar la solicitud de tarifas para la prestación de un servicio u otro por el tema de libertad de empresa, consagrado constitucionalmente y dado que no



está conformando áreas exclusivas ni está dando derechos únicos a las empresas ya sean de gas natural o de GLP.

**El Regulador no deja claramente establecidos los criterios que definen la adición, o no, de un Municipio Nuevo a un Mercado Relevante. Lo anterior da pie a vacíos regulatorios que pueden generar el uso de criterios subjetivos o arbitrarios al momento de realizar el estudio y la aprobación de estas solicitudes.**

**Se sugiere la aplicación de los criterios propuestos en el Documento Creg 09 de 2004 que indica algunas reglas a evaluar y tener en cuenta al momento de realizar el estudio para la aprobación de nuevos mercados relevantes.**

**Adicionalmente se debe tener en cuenta que en este numeral no están claramente establecidos los criterios de evaluación que tendrá en cuenta la comisión al momento de aprobar la constitución o no de un mercado relevante de distribución especial.**

### **RESPUESTA**

Los criterios están claramente definidos en los párrafos 1, 2 y 3 del numeral 5.2 del artículo 5 de la propuesta. Sin embargo, se informa que se han realizado ajustes a los mismos para precisar aspectos que se consideran necesarios.

Con respecto a la sugerencia de que se apliquen los criterios propuestos en el Documento Creg 09 de 2004 en el cual se indican una reglas a tener en cuenta, se informa que los requisitos considerados en la propuesta consignada en la Resolución CREG 090 de 2012 son más explícitos y desarrollados que los que se tuvieron en cuenta en el Documento CREG 09 de 2004.

De otro lado en el numeral 5.3 del citado artículo, indica claramente los criterios para la constitución de un mercado relevante especial. Es de aclarar que estos fueron ajustados en la resolución definitiva.

### **3.5.2. UNION DE EMPRESAS COLOMBIANAS DE GLP**

**La definición de Mercados Relevantes de Distribución es un instrumento regulatorio para favorecer la expansión del gas natural en detrimento de la participación competitiva del GLP en el mercado**

**La propuesta contenida en la Resolución 090 y el Documento CREG 050 de Agosto 2 de 2012, propone agregar mercados existentes de distribución, anexar a mercados existentes de distribución, municipios nuevos y conformar nuevos mercados relevantes constituidos por municipios que no cuentan actualmente con gas natural.**

**El diseño regulatorio de cargos de distribución agrupados en mercados relevantes de diverso tipo, permitirá a las compañías de gas natural reducir artificialmente los costos reales de inversión con el fin de estar en condiciones de promover su**

expansión a nuevos mercados, los cuales podrán anexar a los mercados existentes mediante la figura de diseño regulatorio denominada, "Mercados Relevantes de Distribución".

Esta agregación promedia de costos tiene como objetivo la reducción de las cargas tarifarias a los usuarios residenciales, lo cual especialmente favorece a los usuarios residenciales localizados en los municipios nuevos que se promueve anexar o agregar a los mercados existentes de distribución. También, se busca incrementar las cargas tarifarias promedio de los usuarios no residenciales, pero a su vez, se permitirá a las compañías, por medio de la canasta de precios aplicables al sector no residencial, estar en condiciones de extraer rentas de estos usuarios de industria y comercio hasta el límite de precios que señalan los precios del combustible alternativo GLP u otros combustibles sustitutos.

De esta manera, las compañías distribuidoras de gas estarán en condiciones de generar excedentes financieros que les permitan cubrir los mayores costos de entrada en los mercados residenciales, los cuales son, de hecho costos unitarios superiores a los costos que se trasladan a la tarifa para usuarios residenciales, todo lo cual deriva en una suerte de subsidio cruzado de costos de suministro entre usuarios residenciales y no residenciales, subsidios que no son explícitos ni están autorizados legalmente.

La propuesta al hacer mención a municipios "que no cuentan con servicio" desconoce que muchos de estos municipios y centros poblados, corregimientos o caseríos si cuentan con servicio de combustible GLP, el cual es una alternativa para los usuarios tanto residenciales como no residenciales. La CREG propone incluirlos como parte de un mercado relevante y autorizarles tarifas aún antes de que la infraestructura esté incluso ejecutada, en el entendido de que el gas natural podría llegar a estos municipios con tarifas autorizadas, si estas cumplen el criterio de ser inferiores a las tarifas de abastecimiento con GLP.

Asombra como la CREG reconoce que llegar a ciertos municipios, zonas rurales y corregimientos puede ser a un costo mayor por las distancias y la menor densidad geográfica y reconoce que la independencia de costos entre los centros urbanos y los demás centros poblados deriva en costos de abastecimiento que harían del gas natural "menos viable y sería más eficiente llevar otro servicio como el GLP por cilindros" Sin embargo, este reconocimiento conduce a la CREG a aprobar deliberadamente una metodología de reducción de costos de expansión basada en promedios y mercados relevantes que sesgan y precluyen, mediante la intervención regulatoria, la libre competencia entre combustibles.

Una revisión de las fórmulas de cargos de distribución, permite identificar, por ejemplo, que cuando los mercados relevantes de distribución existentes anexan municipios nuevos, los cargos de distribución para los usuarios residenciales asociados con la Inversión Base, se reducen de manera significativa al incluir como denominador la demanda total tanto real como la demanda proyectada residencial y no residencial para los municipios nuevos todavía sin servicio, lo cual permite la

penetración del gas natural en los mercados residenciales, tradicionalmente abastecidos por el GLP.

Esta reducción tarifaria al sector residencial más que se compensa para el distribuidor, por la forma como está estructurado el cargo de distribución para usuarios no residenciales en los mercados que anexan municipios nuevos y por la generosa remuneración del costo de capital.

En relación con el primer punto, la metodología de canasta tarifaria flexible permite al distribuidor subir las tarifas de los usuarios no residenciales hasta el nivel de precios de sustitución por gas GLP con lo cual más que compensa cualquier reducción tarifaria que deba hacer para facilitar la penetración en mercados distantes, de alto costo, dispersos y de bajos volúmenes.

Tomando en cuenta la estructura de las fórmulas y los cargos totales, tanto residenciales como no residenciales de cada tipo de mercado relevante, se llega a una conclusión importante según la cual, el ingreso total por cargos es superior a la inversión total, lo cual genera un excedente importante a disposición del distribuidor de gas natural con el cual podrá financiar la nueva expansión a mercados residenciales abastecidos por combustibles alternativos como el GLP.

Si bien la CREG enfatiza que el costo al usuario final en cada mercado existente o futuro no puede ser superior al costo unitario total al usuario final de GLP en cilindros para dicho mercado, el diseño tarifario para la distribución del gas natural está orientado a facilitar la penetración del gas natural en los mercados en los que tradicionalmente ha incursionado el GLP y permite, facilita y promueve el desplazamiento de este último combustible de dichos mercados. Pero, contrario al mandato que la ley hace al regulador de promover la competencia el resultado llevará al monopolio de estos mercados por el gas natural, quien al controlar las redes matrices, las redes primarias y las secundarias, los anillos de distribución y las conexiones intra-urbanas y domiciliarias, consolidará una barrera a la entrada a los combustibles que compiten con el Gas natural, como es el caso del GLP.

La estrategia regulatoria para facilitar la penetración del Gas natural es evidente. Reducir los costos de penetración en los mercados domiciliarios residenciales y compensar permitiendo que se ofrezcan en los mercados no residenciales precios exactamente por debajo de los precios del sustituto cercano, como por ejemplo el GLP, permite un espacio para generar una renta financiera, la cual es equivalente a la diferencia entre los costos reales unitarios de distribución y comercialización del gas natural no residencial y los precios del sustituto más cercano, GLP.

### **RESPUESTA**

En primera instancia se aclara que la definición de Mercados Relevantes de Distribución se ha utilizado desde la expedición de la Resolución CREG 011 de 2003 y es con esta definición que se han aprobado los cargos de distribución y comercialización desde el año

2004 hasta la fecha. En ningún momento es un instrumento regulatorio para favorecer la expansión del gas natural en detrimento de la participación competitiva del GLP en el mercado, estos mercados corresponden al conjunto mínimo que se debe definir o delimitar para tener en cuenta unas inversiones y unas demandas que son las que forman parte del cargo de distribución. Tampoco es acertado decir que para estas áreas geográficas se está dando una exclusividad o un derecho para prestar solo un servicio, al contrario los cargos se definen para el mercado y no para la empresa para permitir que en estas pueda entrar cualquier agente. Ahora con respecto al GLP no se está obligando a que los usuarios solo se conecten al servicio de gas natural o al otro combustible por redes.

En relación con la afirmación de que el diseño regulatorio de cargos de distribución agrupados en mercados relevantes de diverso tipo, permitirá a las compañías de gas natural reducir artificialmente los costos reales de inversión con el fin de estar en condiciones de promover su expansión a nuevos mercados, los cuales podrán anexar a los mercados existentes mediante la figura de diseño regulatorio denominada, "Mercados Relevantes de Distribución", le aclaramos que a diferencia de la metodología vigente establecida en la Resolución CREG 011 de 2003, en esta se está proponiendo hacer las comparaciones de los dos energéticos para permitir las posibles agregaciones esto con el fin de aprovechar las economías de escala y brindarle mejores precios al usuario.

Ahora bien, si el costo de un municipio o mercado nuevo resulta ser mayor al del GLP por cilindros no se permite la agregación para permitir que el usuario compare los dos energéticos y escoja. Es importante entender que la comisión no puede negar la prestación de un servicio u otro por el tema de libertad de empresa, consagrado constitucionalmente y dado que no está conformando áreas exclusivas ni está dando derechos únicos a las empresas ya sean de gas natural o de GLP.

Es claro que para atender algunos usuarios el costo de inversión es más alto que para otros dependiendo de la infraestructura que se requiere para atenderlos, de donde están ubicados pero así mismo no se puede desconocer que se requiere de un sistema que permita la atención de todos los usuarios y no es un solo usuario sino el conjunto de los mismos que hacen viable el sistema de redes y es por ello que se utilizan costos medios. Así mismo, la agregación de mercados permite la optimización de cuadrillas de mantenimiento, personal de labores de apoyo, compras de materiales, etc. Es por eso que al separar el sistema en red primaria y secundaria se reflejan mejor los costos de atención de los usuarios. En este orden de ideas se fija un cargo para los usuarios residenciales que refleje su verdadero costo de atención.

Respecto a la canasta de tarifas está sólo es para usuarios no residenciales y la misma está acotada a que en su conjunto deberá ser equivalente al cargo promedio de este sector. Por lo tanto, el distribuidor no podrá obtener mayores rentas a las fijadas con el cargo promedio máximo y además no podrá trasladar rentas del sector no residencial al residencial.

Los incentivos regulatorios pretenden que los dos energéticos gas natural y GLP se complementaran de tal forma que la totalidad del área del mercado o municipio fuera

cubierta por el servicio de gas, sin importar si este fuera gas natural o GLP. Así mismo, que de acuerdo con los costos reales fueran correspondientes, sin restringir a que sea el usuario el que decida si tiene las dos opciones.

Finalmente, se aclara que si lo que se pretende es que la CREG prohíba el uso de gas natural en los municipios que actualmente no cuentan con servicio se presentarían claras violaciones al principio de neutralidad y de asimetría expresados inicialmente en los comentarios. Esto dado que se estaría impidiendo que potenciales usuarios no pudieran elegir y acceder al servicio de gas natural porque cuentan ya con el servicio de GLP, aspecto que iría en contra total de la libertad de empresa y todo lo que esto conlleva.

### **3.5.3. MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.**

**“En el caso de mercados relevantes cuyos cargos estén vencidos y dos distribuidores prestan el servicio en municipios independientes del mismo mercado relevante, puede cada Distribuidor presentar la solicitud tarifaria por los municipios que atiende o debe hacerlo por todo el mercado relevante?”**

#### **RESPUESTA**

La solicitud debe ser por todo el mercado relevante, pero con la información particular del agente respectivo. Es decir no se requiere que los dos agentes la presenten conjuntamente. Se aclara que solo se podrá hacer una solicitud de cargo como municipio nuevo para un municipio de un mercado relevante existente, cuyo cargo tiene más de un año, si en este municipio no se ha iniciado la prestación del servicio.

**“En los mercados relevantes en que no se esté prestando el servicio en la totalidad del mismo, al solicitar la actualización de cargos de distribución es posible liberar los municipios donde no se está prestando el servicio?”**

#### **RESPUESTA**

Si se podrá sacar de los mercados relevantes a conformar para el próximo periodo tarifario los municipios que no cuentan con servicio.

**Al unir dos mercados existentes, cual costo Dm aplicaría al nuevo Mercado Relevante? Hay que iniciar nuevo trámite tarifario?**

#### **RESPUESTA**

Todos los mercados relevantes que se conformen con la nueva metodología deberán realizar un nuevo trámite tarifario. En este caso se determinarán los cargos de distribución del nuevo mercado.

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

La Resolución ha previsto en su Artículo 5 los criterios que deberán observarse para la conformación de los mercados relevantes de distribución para el siguiente período tarifario; sin embargo, vemos que se permite la integración de mercados existentes de diferentes empresas que i) pueden tener costos de prestación del servicio diferentes, ii) hayan cumplido o no su periodo tarifario de 5 años, y iii) están siendo atendidos o desarrollados por un Distribuidor diferente a quien presenta el nuevo expediente.

La anterior alternativa, con la que estamos de acuerdo, debe permitirse si y solo sí, hay común acuerdo entre los dos distribuidores involucrados. De otra manera podría haber oportunidad de un agente con respecto a otro, dado que no existe una regla de distribución equilibrada de beneficios y definir este tipo de reglas sería complejo. Por tanto, consideramos que esta opción solo puede aplicarse bajo la condición de que exista un acuerdo previo entre los interesados.

#### RESPUESTA

En relación con su comentario, le manifestamos que el mismo se acepta y se aclara en la resolución este aspecto.

### 3.5.5. SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS

Artículo 5°. Numeral 5.2. Criterios para la conformación de los mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario.

Numera ii): Se recomienda establecer el evento en que sólo se incorpora un Mercado Relevante Existente (o que fue constituido conforme a la CREG 011 de 2003,) en un Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo tarifario.

#### RESPUESTA

Al respecto, es necesario señalar que está contemplado como la opción del numeral i) del numeral 5.2. del Artículo 5, denominado Mercados Existentes de distribución.

Se propone que en vez de Municipio Nuevo, se pueda anexar un corregimiento, inspección o un caserío, bajo las mismas condiciones.

#### RESPUESTA



Al respecto debemos aclarar que en los términos de la propuesta la unidad mínima para la conformación de mercados relevantes es un municipio a excepción de los casos en donde se pueden conformar mercados especiales.

### 3.6. COMPARACIÓN GAS NATURAL VS GLP PARA LA CONFORMACIÓN DE MERCADOS RELEVANTES

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

Se plantea que la conformación de Mercados Relevantes de Distribución que agreguen al Mercado Relevante Existente: Otros Mercados Relevantes Existentes, o Municipios Nuevos, estará condicionada a que los costos unitarios del Gas Natural por redes, en cada uno de los Mercados Relevantes objeto de agregación o en cada uno de los Municipios Nuevos, resulte inferior al costo unitario total a usuario final de GLP en cilindros portátiles, calculado este último de acuerdo con las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-141 de 2011.

#### Observaciones y/o Sugerencias:

- El planteamiento de la CREG de manera tácita, implica que las Empresas Distribuidoras pueden prestar el servicio en todos aquellos Mercados Existentes y Nuevos, en los que el costo unitario de suministro de Gas Natural por redes, resulte inferior al costo unitario de suministro de GLP. El costo unitario de suministro de GLP se constituye de manera natural en el “Precio Techo” o “Costo Máximo” que podría cobrarse a los usuarios finales.

Si como se entiende, la CREG considera que éste es el “Cargo Máximo” admisible, no sería necesario calcular los costos de prestación del servicio de distribución, toda vez que con base en este “Precio Techo”, los distribuidores podrían estructurar su “Canasta Tarifaria”, siendo innecesarias otro tipo de disposiciones regulatorias.

- Al condicionarse la prestación del servicio de distribución de gas natural, en especial su ampliación de cobertura, a la relación de precios entre el gas natural y el GLP y a que el precio del gas natural no supere el precio del GLP, la Comisión estaría imponiendo una barrera a la entrada que contraviene el principio de libertad de empresa, establecido en el Artículo 333 de Constitución:

**“La actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común. Para su ejercicio, nadie podrá exigir permisos previos ni requisitos, sin autorización de la ley.”**

24

*La libre competencia económica es un derecho de todos que supone responsabilidades.*

*La empresa, como base del desarrollo, tiene una función social que implica obligaciones. El Estado fortalecerá las organizaciones solidarias y estimulará el desarrollo empresarial.*

*El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional.*

*La ley delimitará el alcance de la libertad económica cuando así lo exijan el interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la Nación". (Subrayado Fuera de Texto).*

Así mismo, la Ley 142 de 1994, en consonancia con otras disposiciones de origen constitucional, establece en su Artículo 2, en relación con la "Intervención del Estado en los Servicios Públicos", lo siguiente:

*"El Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata esta ley, en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, y 365 a 370 de la Constitución Política, para los siguientes fines:*

...

2.2. *Ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios.*

...

2.6. *Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante.*

2.7. *Obtención de economías de escala comprobables.*

2.8. *Mecanismos que garanticen a los usuarios el acceso a los servicios y su participación en la gestión y fiscalización de su prestación.*

2.9. *Establecer un régimen tarifario proporcional para los sectores de bajos ingresos de acuerdo con los preceptos de equidad y solidaridad". (Subrayado Fuera de Texto).*

En la medida en que se estaría restringiendo la libre competencia, la adopción de la propuesta regulatoria efectuada por la CREG, debe ser sometida a consulta previa de la SIC, en la medida en que de conformidad con lo dispuesto en la Ley 1340 de 2009, la Superintendencia de Industria y Comercio debe rendir concepto previo sobre todos los proyectos de regulación estatal que puedan tener incidencia sobre la libre competencia en los mercados.

- El precio del GLP puede resultar adecuado en términos de una evaluación preliminar sobre la disposición a pagar de los usuarios potenciales de gas combustible, pertenecientes a los sectores residencial y comercial. No obstante, no es el sustituto más cercano para potenciales consumidores de gas natural pertenecientes a otros sectores de consumo como la Industria y las EDS de GNCV.

A manera de ejemplo, el net-back de las EDS responde al precio del combustible automotor y no al precio del GLP. Un distribuidor podría estar interesado en abastecer potenciales EDS o industria en algunos Municipios, sin prestarle el servicio a otro tipo de consumidores. En este caso la restricción que impondría la CREG a la agregación de tal Municipio al Mercado Relevante Existente, estaría basada en un supuesto incorrecto.

Adicionalmente, en relación con los usuarios potenciales del sector residencial, en especial los pertenecientes a los estratos de menores ingresos (Estratos 1 y 2), las disposiciones legales vigentes definen como política estatal el otorgamiento de subsidios al consumo de gas natural de estos usuarios, subsidios que se cubren con recursos del Presupuesto General de La Nación. Los mercados del grueso de los Municipios del país, que aún no cuentan con cobertura del servicio de gas natural, está conformado precisamente por este tipo de usuarios, de allí que en coherencia con la política estatal que busca la *"Ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios"*<sup>4</sup>, cualquier comparación de precios relativos que llegara a efectuarse, tendría que considerar los subsidios que otorga el Estado.

No realizar la comparación de precios relativos, armónicamente con políticas estatales de origen legal, señalaría que los objetivos de la CREG en materia de expansión del servicio de gas natural, difieren de los previstos en el marco normativo que ha adoptado el país y no responden a lineamientos provistos por actos de naturaleza jurídica superior.

- En lo referente a la metodología definida por la CREG, para realizar la comparación de precios y que fue reglada mediante Resolución CREG-141 de 2011, cabe resaltar lo siguiente:
  - ✓ El condicionamiento propuesto para la anexión de Municipios Nuevos a un Mercado Relevante Existente, que responde al resultado de la comparación de precios relativos (Gas Natural vs. GLP) previamente (ex ante) a la anexión, debería realizarse con posterioridad (ex post) a la simulación de la integración de tales Mercados.

<sup>4</sup> Artículo 2.2. de la Ley 142 de 1994.

Impedir la integración con base en el criterio referido, contraviene el principio de neutralidad que rige las tarifas:

**“Por neutralidad se entiende que cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades”**<sup>5</sup>. (Subrayado Fuera de Texto).

No es claro cómo la CREG garantizaría el cumplimiento de este principio tarifario entre Municipios que fueron integrados en el pasado, sin que mediara el condicionamiento propuesto, y Municipios Nuevos.

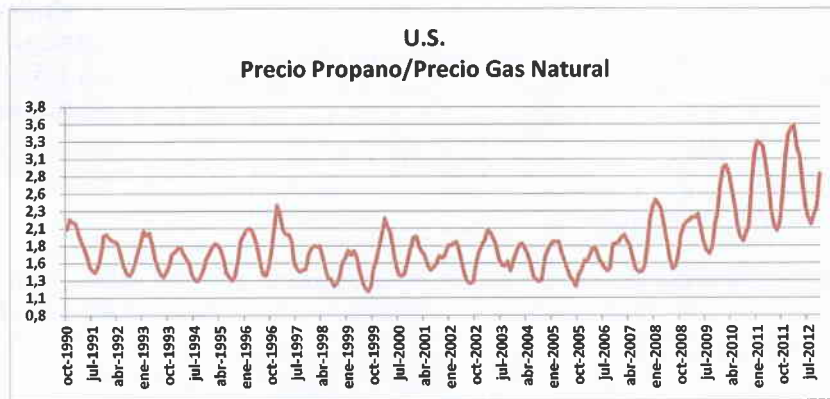
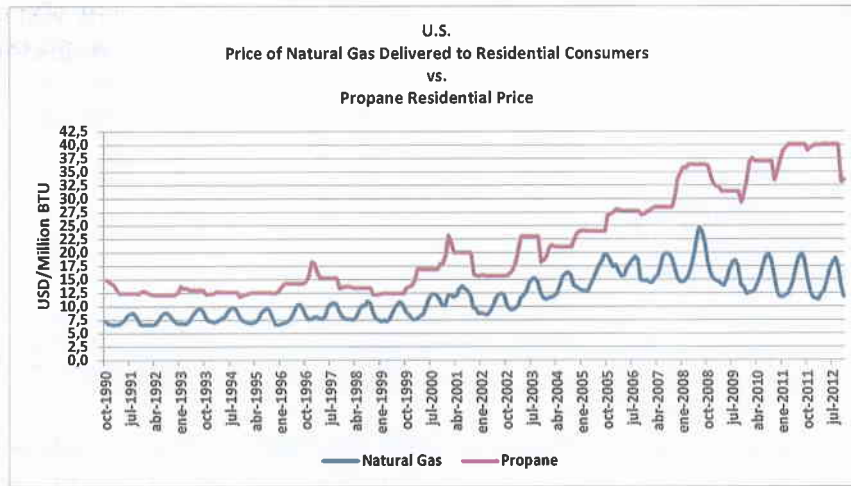
Por sus exigencias de inversión de capital, la infraestructura de distribución está planteada como inversión de largo plazo. Teniendo en cuenta esta consideración, la comparación de precios que se adoptó en la Resolución CREG-141 de 2011, ésta resulta espuria por las siguientes razones:

- ✓ Los Costos Unitarios de Prestación del Servicio de Gas Natural, así como, el Costo de Prestación del Servicio del Gas Licuado de Petróleo, son dinámicos en el tiempo. Comparar estos precios en un momento determinado del tiempo, arroja resultados que únicamente son de utilidad en el corto plazo. Los precios relativos de ambos energéticos varían frecuentemente, de allí que la relación relativa así obtenida no puede ser un criterio condicionante ni para tomar decisiones de inversión, ni para tomar decisiones de integración.

Dado que no contamos con una fuente oficial con suficiente información histórica de precios de GLP y gas natural en Colombia, a manera de ejemplo en las siguientes gráficas se presentan estos datos para el mercado de USA, así como la respectiva relación de Precios<sup>6</sup>:

<sup>5</sup> Artículo 87.2 de la Ley 142 de 1994.

<sup>6</sup> Fuente: EIA.



Como puede observarse, la relación de precios es dinámica en el tiempo, por ende, dicha relación, como está planteada, no puede constituir un criterio de decisión para inversiones de largo plazo.

### 1.3 Conformación de Mercados Relevantes

En algunos Mercados Relevantes Existentes, si se actualizan los Cargos de Distribución vigentes, el costo unitario de suministro de Gas Natural por redes, calculado con base en el “Costo Medio Histórico” y no con base en el “Costo Medio de Largo Plazo”, resulta superior al costo unitario de suministro de GLP. Esta situación se presenta en Mercados poco desarrollados, o en Mercados de conformación reciente, en los que se han ejecutado la mayoría de las inversiones, pero en los que la demanda todavía se encuentra por debajo de la esperada.

Las Empresas Distribuidoras penetraron en estos Mercados con señales de “Costos Medios de Mediano y Largo Plazo”, estos sí inferiores a los costos de suministro del GLP. Se propone que se permita la agregación de Mercados



Existentes, sin que medie comparación alguna con el GLP. Esta propuesta se fundamente en la convicción de que un cambio en la metodología de estimación de los Cargos, no implica que los fijados anteriormente, con base en las disposiciones de la Resolución CREG-011 de 2003, hayan sido el resultado de la aplicación de una metodología errada.

Así mismo, la propuesta como está planteada, enfrenta los siguientes inconvenientes:

- i) La expansión de la cobertura del servicio en los próximos años involucra básicamente a Municipios con desarrollo económico limitado y con una población de bajos ingresos. El Artículo 2.9 de la Ley 142 de 1994, como se mencionó, define como objetivo de la *“Intervención del Estado en los Servicios Públicos”*: *“Establecer un régimen tarifario proporcional para los sectores de bajos ingresos de acuerdo con los preceptos de equidad y solidaridad”*.
- ii) Con alta probabilidad se estaría violando el *“Principio de Neutralidad”* que debe tomarse como criterio de definición del Régimen Tarifario, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 87.2 de la Ley 142 de 1994. En los Mercados Relevantes Existentes hay Municipios con características similares a las de los Municipios Nuevos. Unos y otros tendrían un tratamiento tarifario disímil y discriminatorio.
- iii) Desde el punto de vista fiscal, la propuesta de la CREG implicaría mayor exigencia de Subsidios al Consumo provenientes del Presupuesto Nacional.

## **RESPUESTA**

En primer lugar es de aclarar que la condición de comparación de los costos de prestación del servicio de gas natural y GLP por cilindros se introducirá dentro de la metodología únicamente con el propósito de permitir o no la integración de mercados existentes o la adición de municipios nuevos a mercados existentes.

Esta regla en ningún caso configura una barrera de entrada pues no impide ampliar la cobertura del gas natural en municipios donde no ha llegado o donde solo existe el servicio de GLP por cilindros y menos está estableciendo que el costo de este último energético es el cargo máximo o techo para la definición de los cargos de distribución de gas natural o para la determinación de la canasta de tarifas de los mercados.

La comparación establece hasta donde agregar los costos entre mercados o municipios, lo cual es totalmente viable en las zonas donde los costos son similares y donde la prestación del servicio con el sustituto es más costosa para los usuarios. Es importante anotar que ante presencia de economías de escala el costo medio de prestación del servicio de distribución es inferior a medida que el tamaño del mercado aumenta y que la



agregación optimiza los costos de AOM, compra de materiales, etc. Por lo tanto, al agregarse mercados se debería disminuir en todos los mercados el costo medio del servicio de distribución o al menos mantenerse en algunos y disminuirse en el resto. La propuesta en general busca este objetivo pero sin incentivar sólo subsidios cruzados entre mercados; por eso no se deben distorsionar las señales económicas de cada mercado respecto a los sustitutos pero no se impide que un mismo prestador del servicio tenga varios mercados de tal forma que los beneficios de estar en un mismo entorno empresarial se obtengan y el prestador pueda trasladarlos al mercado en competencia con el sustituto.

Si se permitiera que las zonas, en donde es más barato el GLP que el gas natural, se integrarían a los mercados existentes con costos menores, para determinar una sola la tarifa de distribución los usuarios cuyos costos son menores resultarían pagando más y los de menores costos menos lo cual puede llevar a ineficiencias que se verían reflejadas en la pérdida de bienestar para los usuarios ya conectados y en la pérdida de competencia al sector del GLP por una distorsión de los costos reales de prestación del servicio con los diferentes energéticos y por ende el uso eficiente de la canasta energética del país.

Para estos casos en donde los mercados o municipio que se desean adherir a mercados existentes y cuyo costo de prestación del servicio de GLP por cilindro es menor al del gas natural, existe siempre la alternativa de que obtenga los cargos de distribución correspondientes a sus propios costos y que sea la decisión del usuario valorar si se conecta al servicio de gas natural o continua con el servicio de GLP que le presta similares beneficios y menores costos.

En consecuencia, no existe dificultad u obstáculo que las empresas de gas por redes deban enfrentar. Ni mucho menos se están creando reglas que permitan ventajas entre los agentes. Es claro que lo que se busca, es una cobertura integral del gas en donde sea el gas por redes y el GLP complementarios y el usuario tenga la opción de decidir cuál le resulta más rentable.

Ahora bien, en relación con el principio de libertad de empresa, es preciso señalar lo consagrado en el artículo 333 de la Constitución Política de Colombia, que dispone:

“...ARTICULO 333. La actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común. Para su ejercicio, nadie podrá exigir permisos previos ni requisitos, sin autorización de la ley.

La libre competencia económica es un derecho de todos que supone responsabilidades. La empresa, como base del desarrollo, tiene una función social que implica obligaciones. El Estado fortalecerá las organizaciones solidarias y estimulará el desarrollo empresarial.

El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional.

La ley delimitará el alcance de la libertad económica cuando así lo exijan el interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la Nación...”

Conforme el artículo en cita, es claro que la actividad económica y la iniciativa privada son libres, pero entendiendo esa libertad dentro de los límites del bien común.

En efecto, nuestro marco constitucional si bien parte de un supuesto general de libertad, también lo enmarca dentro de un límite definido por el bien común, permitiendo que la ley lo establezca cuando lo exija (interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la nación).

Ahora bien, en relación con estas libertades la Corte Constitucional, ha manifestado lo siguiente frente a la intervención del Estado en la economía, Sentencia C-150 de 2013:

*“Ahora bien, la intervención del Estado en la economía puede ser de diferente tipo, sin que siempre pueda efectuarse una diferenciación clara entre las formas de intervención correspondientes. Así, por ejemplo, en la doctrina se habla de intervención estatal global, cuando versa sobre la economía como un todo, sectorial, cuando recae en una determinada área de actividad, o particular, si apunta a una cierta situación como por ejemplo a la de una empresa; de intervención estatal directa, cuando recae sobre la existencia o la actividad de los agentes económicos, o indirecta, cuando está orientada no a la actividad económica propiamente dicha sino al resultado de la misma; intervención unilateral, cuando el Estado autoriza, prohíbe o reglamenta una actividad económica, o intervención convencional, cuando el Estado pacta con los agentes económicos las políticas o programas que propenden por el interés general; intervención por vía directiva, cuando el Estado adopta medidas que orientan a los agentes económicos privados, o intervención por vía de gestión, cuando el Estado se hace cargo el mismo de actividades económicas por medio de personas jurídicas generalmente públicas.*

*Por otra parte, de acuerdo con su función, la intervención del Estado en la economía también se puede agrupar en diferentes tipos. Algunos doctrinantes distinguen, entonces, tres clases de intervencionismo económico: conformativa, que establece los requisitos de existencia, formalización y funcionamiento de los actores económicos; finalística, que señala los objetivos generales o las metas concretas a los cuales han de propender los actores económicos; y condicionante, que propiamente fija las reglas de juego del mercado o de un sector económico.*

*Adicionalmente, según su contenido, los actos de intervención estatal pueden someter a los actores económicos a un régimen de declaración – un nivel bajo de intervención que sólo exige que los actores económicos*

22

*presenten a las autoridades determinada información–, un régimen de reglamentación, mediante el cual se fijan condiciones para la realización de una actividad, un régimen de autorización previa, que impide el inicio de la actividad económica privada sin que medie un acto de la autoridad pública que lo permita, un régimen de interdicción, que prohíbe ciertas actividades económicas juzgadas indeseables, o un régimen de monopolio, mediante el cual el Estado excluye del mercado determinadas actividades económicas, y se reserva para sí su desarrollo sea de manera directa o indirecta según lo que establezca la ley.”*

En este caso en particular, se observa que la CREG, conforme lo ha manifestado la Corte Constitucional, atendiendo los preceptos doctrinales se ajustaría a la intervención sectorial (pues se direcciona a un sector específico como lo es sector de gas por redes) y directa (toda vez que afecta directamente a los agentes que actúan dentro del sector antes mencionado).

Desde el punto de vista de la función, se ajustaría al carácter condicionante, toda vez que está fijando las reglas para un mercado, como lo es el del gas por redes desde la perspectiva del reconocimiento del cargo de distribución por la prestación de ese servicio público.

Finalmente, desde el contenido, correspondería a un régimen de reglamentación, con base en el cual se fijan las condiciones para la realización de una actividad.

En tal contexto, la Comisión en nada transgrede la Constitución Nacional, puesto que de acuerdo con la Jurisprudencia y teniendo en cuenta que tanto la libertad de empresa como la libertad económica no son ilimitadas, con base en las funciones de la Comisión, que son de carácter legal, puede adoptar las normas que sean del caso, sin desconocer los preceptos constitucionales generales y demás norma legales que le sean exigibles.

Aunado a lo expuesto, conforme se señaló (artículo 333 de la Constitución Política), las limitaciones a las libertades deben estar enmarcadas dentro del interés común, situación que aplica ampliamente, pues se busca el beneficio de la totalidad de los usuarios, brindando las herramientas que sean necesarias.

Por otra parte, respecto a que la comparación de precios relativos que llegara a efectuarse, tendría que considerar los subsidios que otorga el Estado o si no señalaría que los objetivos de la CREG en materia de expansión del servicio de gas natural, difieren de los previstos en el marco normativo que ha adoptado el país y no responden a lineamientos provistos por actos de naturaleza jurídica superior, nos permitimos recordar que dentro de las competencias de la comisión está la de establecer las metodologías tarifarias atendiendo las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994 y en especial lo dispuesto en su artículo 87 en relación con los criterios que se deben cumplir para la determinación del régimen tarifario. Conforme a esta obligación para la Comisión es independiente la procedencia de los recursos financieros con los cuales se pagan las inversiones, las cuales se remuneran a través de la tarifa, ya que estas indistintamente

de su procedencia deben ser contempladas dentro de los cálculos tarifarios, es por ello, que en la comparación de gas natural con GLP se tiene en cuenta el costo de prestación del servicio independiente de los subsidios a la infraestructura o a la demanda.

Es de recordar que inclusive como requisitos de algunos fondos que otorgan cofinanciación es requisito para la asignación de los recursos públicos la misma condición de comparación.

De acuerdo con sus comentarios referentes a la metodología definida por la CREG, para realizar la comparación de precios y que está contenida en la Resolución CREG-141 de 2011, le aclaramos que esta no es objeto de la resolución de la metodología de distribución y cuya propuesta está contenida en la Resolución CREG 090 de 2012.

Sobre la apreciación de que la CREG no está garantizando el principio tarifario de neutralidad entre Municipios que fueron integrados en el pasado, sin que mediara el condicionamiento propuesto, y Municipios Nuevos, nos permitimos indicarle que la CREG está obligada a revisar los regímenes tarifarios y de acuerdo con los análisis realizados puede hacer los ajustes a las metodologías tarifarias. Adicionalmente la forma como se hicieron las integraciones de municipios a mercados conformados por la Resolución CREG 011 de 2003 se respetan dado que para el próximo periodo tarifario estos mercados pueden permanecer como fueron constituidos sin necesidad de hacer ningún tipo de comparación entre el gas natural y GLP, esta condición de comparación solo aplica para la integración de mercados existentes o la adición de municipios nuevos a mercados existentes.

Sobre la puntualización de que los Costos Unitarios de Prestación del Servicio de Gas Natural, así como, el Costo de Prestación del Servicio del Gas Licuado de Petróleo, son dinámicos en el tiempo y que comparar estos precios en un momento determinado del tiempo, arroja resultados que únicamente son de utilidad en el corto plazo, le indicamos que esto forma parte de lo que está establecido en la Resolución CREG 141 de 2011, resolución que surtió todo su proceso de consulta y fue allí donde se respondieron este tipo de comentarios. Sin embargo, le aclaramos que la Comisión es consciente del dinamismo de los precios y por ello para la comparación allí prevista utiliza la serie de precios de varios años.

Finalmente en relación con el pronunciamiento de la Superintendencia de Industria y Comercio -SIC-, es necesario referirse a lo contenido en el numeral 5 del presente documento.

### **3.6.2. EMPRESA PÚBLICAS DE MEDELLIN – EPM**

**En primer lugar, queremos manifestar nuestro pleno acuerdo con la intención que tiene la CREG de admitir la integración de mercados relevantes de distribución<sup>7</sup> y**

---

<sup>7</sup> La integración de mercados apoya la universalización del servicio, procura corregir la regresividad tarifaria en mercados lejanos que tienen una muy limitada capacidad de pago y posibilita el aprovechamiento de



de remunerar la actividad de distribución a partir del cálculo de un costo medio histórico para los mercados existentes y de uno de mediano plazo para los mercados nuevos.<sup>8</sup>

No obstante, debemos decir que no compartimos el hecho de que la integración de mercados relevantes de distribución de gas natural se condicione, ni mucho menos que se sujete al resultado de una comparación de costos económicos de prestación del servicio con el GLP, entre otras razones porque, primero, existen pruebas de hecho que demuestran que los precios aplicados a los usuarios finales de este gas combustible ya tienen implícita la integración de mercados que aquí se quiere condicionar para el Gas Natural<sup>9</sup>, segundo, se trata de dos tipos de gas combustible que no son sustitutos perfectos en estricto sentido económico, dado que el uso del GLP no genera en el usuario el mismo bienestar que sí le produce el gas natural por redes de tubería (continuidad en la prestación del servicio, seguridad, confort), y, tercero, sus esquemas de remuneración y fijación e indexación de precios son muy diferentes, empezando por el mismo régimen de regulación y esquema de comercialización que gobierna a cada energético, libertad vigilada y prepago para el GLP y libertad regulada y pospago para el gas natural, todo lo cual hace que ellos no sean comparables para los propósitos de decidir la integración de mercados relevantes del gas natural.

Además, porque la regla de comparación de costos económicos propuesta es asimétrica (compara un CU máximo del GN contra un CU mínimo del GLP), restrictiva de la competencia (es protectora de un tipo de gas para un determinado mercado), contraria a la función reguladora de la CREG<sup>10</sup> ("promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes,..."), impedidora de la libertad de empresa y de la iniciativa privada (olvida principios constitucionales que dan libertad para el ejercicio de estos dos conceptos), auto-regresiva (se basa en valores históricos para decidir sobre un futuro que no se

---

economías de escala y de alcance en favor de la prestación del servicio a aquellos usuarios que requieren de una menor tarifa.

<sup>8</sup> El grado de cobertura potencial y de penetración efectiva que hoy ostentan los mercados relevantes existentes es una condición suficiente para decidir la aplicación de un costo medio histórico, mientras que la marginalidad de los nuevos mercados a atender obliga a que para ellos se dé, a lo menos, un Costo Medio de Mediano Plazo (CMMP), como incentivo para la expansión del servicio.

<sup>9</sup> Por ejemplo, de las publicaciones mensuales de tarifas que periódicamente hace la empresa Chilco Distribuidora de Gas y Energía S.A.S E.S.P., se puede constatar que ella tiene estampillados sus cargos de distribución del GLP por regiones (Cúcuta, Tunja, Girón, Puerto Salgar, Yumbo, Florencia, Hispania, Marinilla, Soacha, Apartó Neiva) y que dentro de cada región está estampillado, por grupos de municipios, el costo unitario máximo a usuario final, por tipo de cilindro. Igual situación ocurre con empresas como Gases de Antioquia S.A. E.S.P, Norantioquia S.A. E.S.P, Noroccidente S.A. E.S.P, Electrogas S.A. E.S.P, Portagas S.A. E.S.P y Roscogas S.A. E.S.P, entre otras. Se anexa CD con tales publicaciones.

<sup>10</sup> Si bien es cierto que una de las funciones especiales de la CREG es la de "Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente,...", también es verdad que la Comisión debe, integralmente con la función anterior, "promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de posición dominante, y produzcan servicios de calidad." (Subrayas fuera de texto).

explica totalmente por ese pasado), coercitiva (inhibe que las empresas distribuidoras de gas natural por redes de tubería exploten y trasladen a nuevos mercados los beneficios de las economías de escala y alcance<sup>11</sup> que han logrado en la búsqueda de su eficiencia productiva), e ignora las expectativas reales de penetración y cobertura que pretenden las empresas distribuidoras en sus solicitudes tarifarias para mercados nuevos (se propone una metodología de estimación de cargos D y C que se puede alejar de los valores reales de las variables que las empresas han de utilizar en el cálculo de los cargos finales a solicitar al regulador, bajo el debido conocimiento que tengan de cada mercado nuevo a atender).

Consideramos que una propuesta en este sentido, la cual no sólo condiciona la integración de mercados relevantes de distribución de gas natural por redes de tubería, sino que también pone en riesgo la aprobación de cargos para un determinado mercado relevante, presenta reparos de ilegalidad, por cuanto se configura una restricción indebida de la libre competencia económica y de la libertad de empresa, asuntos que son derechos constitucionales establecidos en favor de los agentes económicos en el artículo 333 de la Carta Política:

**“ARTÍCULO 333. La actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común. Para su ejercicio, nadie podrá exigir permisos previos ni requisitos, sin autorización de la ley.**

**La libre competencia económica es un derecho de todos que supone responsabilidades.**

**La empresa, como base del desarrollo, tiene una función social que implica obligaciones. El Estado fortalecerá las organizaciones solidarias y estimulará el desarrollo empresarial.**

**El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional.**

**La ley delimitará el alcance de la libertad económica cuando así lo exijan el interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la Nación.”<sup>12</sup>**

Cabe anotar, que de la norma constitucional transcrita se deduce que la restricción de los derechos a la libre competencia económica y a la libertad de empresa requieren consagración legal, es decir, que únicamente mediante la Ley deben

<sup>11</sup> Ver por ejemplo el estudio “Análisis de Economías de Escala y Alcance en los Servicios de Acueducto y Alcantarillado en Colombia”, elaborado para la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico – CRA – por Daniel Revollo Fernández y Giovanna Londoño, donde se demuestra que en general las economías de escala y del alcance están presentes en todas las actividades de distribución por redes, asociadas a la prestación de servicios públicos domiciliarios.

<sup>12</sup> Subrayado fuera de texto.



establecerse los criterios para una limitación del tipo que se propone en la resolución en comento, sin que ello se presente en el caso *sub examine*, razón por la que de expedirse la resolución definitiva con la regla y condicionamiento objeto de reproche, se configuraría un vicio de nulidad que afectaría tal acto administrativo, teniendo en cuenta que los actos del regulador se encuentran sujetos a la ley y al principio de jerarquía normativa, como lo señaló la Corte Constitucional en la Sentencia C-1162 de 2000:

*“...los actos de regulación de las comisiones están en un todo sujetos a la ley, a los decretos reglamentarios que expida el Presidente y a las políticas que fije el Gobierno Nacional en la respectiva área”<sup>13</sup>.*

Igualmente, ha precisado la Corte que esa limitación o intervención del Estado en la economía no puede presentarse arbitrariamente, sino que ella debe cumplir con las finalidades constitucionales para considerarse legítima. Al respecto, la Sentencia C-228 de 2010 señaló:

*“...la intervención del Estado en el mercado solo resultarán (sic) acordes con la Carta Política cuando esta ‘i) necesariamente debe llevarse a cabo por ministerio de la ley; ii) no puede afectar el núcleo esencial de la libertad de empresa; iii) debe obedecer a motivos adecuados y suficientes que justifiquen la limitación de la referida garantía; iv) debe obedecer al principio de solidaridad; y v) debe responder a criterios de razonabilidad y proporcionalidad’.”*

*“...la protección a la libre competencia económica tiene también como objeto, la competencia en sí misma considerada, es decir, más allá de salvaguardar la relación o tensión entre competidores, debe impulsar o promover la existencia de una pluralidad de oferentes que hagan efectivo el derecho a la libre elección de los consumidores, y le permita al Estado evitar la conformación de monopolios, las prácticas restrictivas de la competencia o eventuales abusos de posiciones dominantes que produzcan distorsiones en el sistema económico competitivo. Así se garantiza tanto el interés de los competidores, el colectivo de los consumidores y el interés público del Estado.”<sup>14</sup>*

Acorde con esta doctrina constitucional, la Corte ha protegido estos derechos, incluso mediante el mecanismo de la Acción de Tutela, como sucedió en el caso de la Sentencia SU-182 de 1998, que resolvió una tutela interpuesta por varias empresas de servicios públicos domiciliarios en contra de la entonces Comisión de Regulación de Telecomunicaciones, por considerar que su conducta violaba los derechos a la igualdad y a la libertad de empresa de los accionantes, al limitar el

13 Corte Constitucional. Sentencia C-1162 de 2000. Magistrado Ponente: Dr. José Gregorio Hernández Galindo. En el mismo sentido es la Sentencia C-150 de 2003.

14 Corte Constitucional. Sentencia C-228 de 2010. Magistrado Ponente: Dr. Luis Ernesto Vargas Silva. Subrayado no hace parte del texto original.

acceso de algunos de ellos al espectro electromagnético y, por el contrario, permitirlo en favor de un agente determinado, en los siguientes términos:

***“En el fondo, la garantía constitucional que así se define y protege no consiste en nada diferente de impedir que, al iniciarse entre las personas - naturales o jurídicas- una competencia para alcanzar o conseguir algo -lo cual, en la materia objeto de revisión, se relaciona con la prestación de un servicio público mediante el acceso al espectro electromagnético-, alguno o algunos de los competidores gocen de ventajas carentes de justificación, otorgadas o auspiciadas por las autoridades respectivas con criterio de exclusividad o preferencia, o se enfrenten a obstáculos o restricciones irrazonables o desproporcionados en relación con los demás participantes.***

***“...Fuera de las consideraciones anteriores, debe señalarse que la actuación de la CRT que originó estos procesos, impuso a las entidades demandantes limitaciones a la libertad de empresa que no fueron establecidas por la ley y, por tanto, resultan contrarias a la doctrina de la Corte sobre el asunto...”<sup>15</sup>***

Con base en lo anterior, consideramos que la restricción propuesta en la resolución CREG 090 de 2012, en donde se condiciona que el costo unitario de prestación del servicio de Gas Natural por redes de tubería , en cada uno de los Mercados Relevantes objeto de agregación o en cada uno de los Municipios Nuevos donde se pretenda prestar el servicio, resulte inferior al costo unitario total a usuario final de GLP, es una limitación indebida del derecho a la libre competencia, que, además, es contraria a la función primordial de la CREG establecida en el artículo 74.1 de la Ley 142, consistente en *“propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia”*.

Bajo tales condiciones, consideramos que no se debe establecer condición alguna para permitir la integración de mercados relevantes de distribución de gas natural por redes de tubería, ni para que la CREG decida aprobar cargos de distribución para un determinado mercado.

Tampoco compartimos que se prohíba la integración de aquellos mercados relevantes de distribución que hoy cuentan con recursos de fondos públicos, por cuanto es demostrable que los beneficios tarifarios que reciben los usuarios de esos mercados bajo la figura de la integración, son muy superiores a los que hoy reciben con la aplicación individual de tales recursos. Por ello, igualmente solicitamos que se elimine tal prohibición o que en su defecto se condicione ésta a que se demuestre tal bondad para el usuario final.

---

<sup>15</sup> Corte Constitucional. Sentencia SU-182 de 1998. Magistrados Ponentes: Dr. Carlos Gaviria Díaz y Dr. Jose Gregorio Hernández Galindo. Subrayado no hace parte del texto original.

De igual manera, pensamos que no tiene sentido práctico cotejar los costos económicos de los dos gases combustibles en el caso de mercados relevantes existentes, dado que los agentes, sean del Gas Natural o del GLP, ya tienen inversiones e infraestructura construida en esos mercados y no van a estar dispuestos, sea cual fuere el resultado de la comparación, a hundir esas inversiones y a renunciar a ese derecho que tienen de disputarse la demanda del mercado. Al contrario, la coexistencia de los dos tipos de gas obliga a una sana competencia entre ellos, permitiendo que los usuarios puedan elegir la alternativa que más les convenga. Por ello proponemos que en la redacción de la resolución definitiva se elimine tal obligación de comparación.

### **RESPUESTA**

Ver respuesta del numeral 3.6.1

### **3.6.3. LLANOGAS S.A. E.S.P.**

#### **Artículo 5.2. CRITERIOS PARA LA CONFORMACIÓN DE LOS MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SIGUIENTE PERÍODO TARIFARIO.**

Este artículo define las reglas y criterios que tendrá en cuenta la CREG para conformar mercados relevantes para el siguiente período tarifario. Entre las opciones se encuentran i) mantener los existentes; ii) agregar 2 o más mercados existentes; iii) agregar municipios nuevos a mercados existentes; y iv) crear mercados con municipios nuevos. Al respecto tenemos la siguiente sugerencia:

**SUGERENCIA:** Permitir explícitamente la separación de mercados existentes, es decir, es posible que por razones económicas o técnicas el distribuidor requiera reconfigurar un mercado existente dividiéndolo en dos o más mercados. Así mismo, es posible que se requiera la exclusión de municipios que en la actualidad hacen parte de mercados existentes pero en los cuales no se está prestando el servicio. También se debería permitir la exclusión de municipios que forman parte de un mercado relevante en los cuales no se está prestando el servicio por el mismo distribuidor-comercializador que solicitó la aprobación de cargos y que pueden ser incorporados en un mercado existente de otro distribuidor.

### **RESPUESTA**

Los mercados existentes deberán mantener su estructura, sólo se permitirá desagregar de éstos aquellos municipios en donde no se ha iniciado la prestación del servicio siempre y cuando el cargo tenga más de un año de aprobación.

La conformación de mercados relevantes de distribución, en particular la agregación de existentes, la incorporación de municipios nuevos a mercados existentes y la creación de nuevos mercados relevantes, se permitirá si el costo unitario de gas combustible por redes de tubería a usuario final en cada mercado relevante que se pretende fusionar no sea superior al costo unitario total a usuario

final de GLP en cilindros portátiles para dicho mercado (Parágrafo 1).

Con respecto a esta regla, sugerimos lo siguiente:

**SUGERENCIA:** Cuando se trate de agregación o unión de dos o más mercados relevantes existentes, no debería ser necesaria la comparación indicada anteriormente, teniendo en cuenta que el servicio ya se está prestando y que por tanto de alguna manera el gas natural ya se está ofreciendo en el mercado y ya está compitiendo con el GLP. La fusión de mercados existentes puede generar beneficios a los usuarios de ambos mercados.

### **RESPUESTA**

Con la comparación del gas natural y GLP no se está pretendiendo establecer en donde se permite que haya o no competencia de los dos energéticos. Esta comparación lo que busca es establecer un límite hasta el cual se incluyen los costos, gastos y la demanda de una zona geográfica con el propósito de aprovechar las economías de escala y beneficiar al usuario.

Es por esto que si dado el caso el mercado que se pretende agregar es mayor que el costo del GLP, no se permitirá la agregación, de tal forma que, el mercado quede con sus costos reales y sea decisión del usuario escoger entre el gas natural o el GLP. Es de anotar que en muchos de los mercados aprobados se cuenta con los dos combustibles y los dos compiten o se complementan uno al otro.

Es por esto que para la conformación de mercados relevantes a partir de la agregación de mercados existentes es necesario mantener el criterio de comparación porque si en un mercado el costo del GLP es más barato que el gas natural, si agregamos los costos al otro mercado se distorsionan las señales económicas y perjudicar considerablemente la selección de los usuarios. En este caso si la comparación es necesaria, dado que una agregación puede hacer que un mercado muy denso en usuarios y consumo se le agregue muchos mercados lejanos y dispersos cuyos costos son altos, lo cual perjudicaría a los usuarios del primero porque se le encarecería su tarifa, además que se estaría haciendo un uso ineficiente de la canasta energética del país.

### **3.6.4. GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.**

La CREG propone que la conformación de Mercados Relevantes de Distribución que agreguen al Mercado Relevante Existente, Otros Mercados Relevantes Existentes, o Municipios Nuevos, estará condicionada a que los costos unitarios del gas natural por redes, en cada uno de los Mercados Relevantes objeto de agregación o en cada uno de los Municipios Nuevos, resulte inferior al costo unitario total al usuario final de GLP en cilindros portátiles, calculado este último de acuerdo con las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-141 de 2011.

Gases de Occidente está de acuerdo con la integración de mercados relevantes de distribución con mercados ya existentes, o con nuevos municipios, pero no está de

acuerdo en que se condicione, ni que se sujete al resultado de una comparación de costos económicos de prestación del servicio con el GLP porque:

- Los precios aplicados a los usuarios finales de GLP ya tiene implícita la integración de mercados que aquí se quiere condicionar para el gas natural
- Son dos tipos de gas combustible que no son sustitutos perfectos en estricto sentido, dado que el GLP no genera en el usuario el mismo bienestar que sí le produce el gas natural por redes de tubería (calidad de vida, seguridad y continuidad)
- Sus esquemas de remuneración, fijación e indexación de precios son muy diferentes. De una parte su régimen de regulación y por otra su esquema de comercialización que rige a cada energético, libertad vigilada y prepago para el GLP y libertad regulada y postpago para el gas natural.

Además, porque la regla de comparación de costos económicos propuesta es asimétrica (compara un CU máximo del GN contra un CU mínimo del GLP), restrictiva de la competencia (es protectora de un tipo de gas para un determinado mercado), contraria a la función reguladora de la CREG.

Consideramos que una propuesta en este sentido, no sólo condiciona la integración de mercados relevantes de distribución de gas natural por redes de tubería, sino que también pone en riesgo la aprobación de cargos para un determinado mercado relevante, presenta reparos de ilegalidad, por cuanto se configura una restricción indebida de la libre competencia económica y de la libertad de empresa, asuntos que son derechos constitucionales establecidos en favor de los agentes económicos en el artículo 333 de la Carta Política:

“ARTÍCULO 333. La actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común. Para su ejercicio, nadie podrá exigir permisos previos ni requisitos, sin autorización de la ley.

La libre competencia económica es un derecho de todos que supone responsabilidades.

La empresa, como base de desarrollo, tiene una función social que implica obligaciones. El Estado fortalecerá las organizaciones solidarias y estimulará el desarrollo empresarial.

El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional.

La ley delimitará el alcance de la libertad económica cuando así lo exijan el interés social, el ambiente, el ambiente y el patrimonio cultural de la Nación.” (Subrayado Fuera de Texto)



Cabe anotar, que de la norma constitucional transcrita se deduce que la restricción de los derechos a la libre competencia económica y a la libertad de empresa requieren consagración legal, es decir, que únicamente mediante la Ley deben establecerse los criterios para una limitación del tipo que se propone en la resolución, sin que ello se presente en el caso *sub examine*, razón por la que de expedirse la resolución definitiva con este condicionamiento objeto de comentario, se configuraría un vicio de nulidad que afectaría tal acto administrativo, teniendo en cuenta que los actos del regulador se encuentran sujetos a la ley y al principio de jerarquía normativa, como lo señaló la Corte Constitucional en la Sentencia C-1162 de 2000:

*“...los actos de regulación de las comisiones están en un todo sujetos a la ley, a los decretos reglamentarios que expida el Presidente y a las políticas que fije el Gobierno Nacional en la respectiva área.”*

Igualmente, ha precisado la Corte que la limitación o intervención del Estado en la economía no puede presentarse arbitrariamente, sino que ella debe cumplir con las finalidades constitucionales para considerarse legítima. Al respecto, la Sentencia C-228 de 2010 señaló:

*“... la intervención del Estado en el mercado solo resultarán (sic) acordes con la Carta Política cuando esta ‘i) necesariamente debe llevarse a cabo por ministerio de la ley; ii) no puede afectar el núcleo esencial de la libertad de empresa; iii) debe obedecer a motivos adecuados y suficientes que justifiquen la limitación de la referida garantía; iv) debe obedecer al principio de solidaridad; y v) debe responder a criterios de razonabilidad y proporcionalidad’.”*

*“...la protección a la libre competencia económica tiene también como objeto, la competencia en sí misma considerada, es decir, más allá de salvaguardar la relación o tensión entre competidores, debe impulsar o promover la existencia de una pluralidad de oferentes que hagan efectivo el derecho a la libre elección de los consumidores, y le permita al Estado evitar la conformación de monopolios, las prácticas restrictivas de la competencia o eventuales abusos de posiciones dominantes que produzcan distorsiones en el sistema económico competitivo. Así se garantiza tanto el interés de los competidores, el colectivo de los consumidores y el interés público del Estado” (Subrayado Fuera de Texto)*

Así mismo, la Ley 142 de 1994, en consonancia con otras disposiciones de origen constitucional, establece en su Artículo 2, en relación con la “Intervención del Estado en los Servicios Públicos”, lo siguiente:

*“El Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata esta ley, en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, y 365 a 370 de la Constitución Política, para los siguientes fines:*

...



**2.2. Ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios.**

...

**2.6. Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante.**

**2.7. Obtención de economías de escala comprobables.**

**2.8. Mecanismos que garanticen a los usuarios el acceso a los servicios y su participación en la gestión y fiscalización de su prestación.**

**2.9. Establecer un régimen tarifario proporcional para los sectores de bajos ingresos de acuerdo con los preceptos de equidad y solidaridad". (Subrayado Fuera de Texto).**

En la medida en que se estaría restringiendo la libre competencia, la adopción de la propuesta regulatoria efectuada por la CREG, debe ser sometida a consulta previa de la SIC, en la medida en que de conformidad con lo dispuesto en la Ley 1340 de 2009, la Superintendencia de Industria y Comercio debe rendir concepto previo sobre todos los proyectos de regulación estatal que puedan tener incidencia sobre la libre competencia en los mercados.

Adicionalmente, en relación con los usuarios potenciales residenciales, en especial los pertenecientes a los estratos de menores ingresos (Estratos 1 y 2), las disposiciones legales vigentes definen como política estatal el otorgamiento de subsidios al consumo de gas natural de estos usuarios, subsidios que se cubren con recursos del Presupuesto General de La Nación. Los mercados de la mayoría de los Municipios del país, que aún no cuentan con cobertura del servicio de gas natural, están conformados precisamente por este tipo de usuarios, de allí que en coherencia con la política estatal que busca la "Ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios", cualquier comparación de precios relativos que llegara a efectuarse, tendría que considerar los subsidios que otorga el Estado.

No realizar la comparación de precios relativos, armónicamente con políticas estatales de origen legal, señalaría que los objetivos de la CREG en materia de expansión del servicio de gas natural, difieren de los previstos en el marco normativo que ha adoptado el país y no responden a lineamientos provistos por actos de naturaleza jurídica superior.

## **RESPUESTA**

Ver respuesta del numeral 3.6.1.

### 3.6.5. NATURGAS

Clasificación de mercados. Tratamiento de mercados existentes y nuevos. Sobre este punto es necesario que sea posible integrar los mercados nuevos (con tarifa aprobada pero sin prestación del servicio) con mercados existentes (tarifados y con prestación del servicio). Lo anterior tiene como objetivo que la tarifa de costo histórico no se incremente excesivamente.

#### RESPUESTA

La propuesta no limita que se pueda dar este caso. Siempre y cuando se cumplan las condiciones establecidas para la conformación de mercados.

**No es legítimo que se compare dos veces un mismo mercado. Los mercados existentes no deben ser sujetos de comparación, pues estos fueron aprobados con los requisitos de rigor definidos por la CREG, entre otros, el de eficiencia en costos y de comparación. Sobre este punto hacemos un llamado para que se mantenga la estabilidad regulatoria en las reglas para la inversión. Si un cargo regulado por la CREG es aceptado por un distribuidor y con él se atiende el mercado correspondiente, es legítimo inferir que en su proceso de aprobación la Comisión evaluó los criterios de eficiencia que deben mediar. Resulta excesivo que ahora se pretenda cuestionar la eficiencia del cargo para integrarse con otros cuando ya la misma CREG realizó un trabajo de verificación.**

#### RESPUESTA

Como se explicó anteriormente, la regla de comparación entre el costo de prestación del servicio de gas natural y el del GLP es para la agregación de mercados existentes o la adición de un municipio nuevo a un mercado existente. Si un mercado existente mantiene su conformación no será sujeto de comparación.

**Comenzamos este aparte indicando que es importante aportar la fundamentación jurídica que habilita a la CREG para limitar geográficamente la estructuración de los mercados. Nuestra solicitud se funda en que: i) la principal función del regulador es incentivar y promover la competencia y ii) es claro que le compete a la CREG determinar el marco regulatorio competitivo que permitiría que el usuario seleccione el energético que más se adecue a sus necesidades y capacidad de pago.**

**No obstante lo anterior, de manera general, comentamos lo siguiente: i) debe existir simetría en el marco competitivo entre energéticos, ii) no es razonable que se exija una comparación del costo unitario del servicio de gas natural (límite superior) versus el costo unitario del GLP (límite inferior) y que esta comparación determine la agregación de mercados existentes, iii) y, con mayor razón, cuando el gas natural es un combustible que en su prestación genera seguridad y los usuarios lo ven como un energético cómodo y eficiente.**

## **RESPUESTA**

En relación con la primera inquietud, respecto de la limitación geográfica de la estructuración de los mercados, nos permitimos manifestarle que el fundamento se encuentra en las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994 y en especial en lo dispuesto por el numeral 74.1 del artículo 74, en donde se establece lo siguiente:

*"...74.1. De la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible.*

*a) Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.*

*b) Expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad y el uso eficiente de energía y gas combustible por parte de los consumidores y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios;*

*c) Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible;*

*d) Fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible; o delegar en las empresas distribuidoras, cuando sea conveniente dentro de los propósitos de esta Ley, bajo el régimen que ella disponga, la facultad de fijar estas tarifas.*

*e) Definir las metodologías y regular las tarifas por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales y por el centro nacional de despacho..."*

Donde se llama especial atención a lo que tiene que ver con el literal a del numeral en mención en donde se le faculta para regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible, asegurando la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y propone las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. Igualmente la faculta, para adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

Es así como la Comisión tiene toda la facultad para proponer lo que efectivamente se propone y se incorpora en la propuesta definitiva de resolución.

### 3.6.6. PLEXA

El párrafo 1 del artículo 5 de la Resolución Creg 090 de 2012 establece que solo se podrán conformar mercados relevantes de distribución cuando el costo unitario del gas combustible por redes de tubería a usuario final no sea superior al costo unitario total a usuario final de GLP en cilindros, sin embargo, en favor del principio de equidad, se debe establecer que los subsidios previstos para el Gas Natural, no deben ser tenidos en cuenta al momento de determinar el costo unitario al que se hace referencia, ya que deben ser los costos reales que requieren la prestación del servicio, sin subsidios, los que definan cuál es el producto más adecuado.

Como anteriormente se anotó los subsidios para la conexión de usuarios residenciales al Gas Natural han creado desigualdad de condiciones en la libre competencia.

#### RESPUESTA

De acuerdo con la metodología prevista en la Resolución CREG 141 de 2011 la comparación entre el energético gas natural y GLP corresponde a los costos unitarios de prestación del servicio, sin tener en cuenta ningún tipo de subsidio.

Con el fin de velar porque el régimen de tarifas refleje los precios reales en un mercado competitivo, conforme al criterio de Eficiencia Económica establecido en el artículo 87 numeral 1 de la Ley 142 de 1994 se sugiere condicionar el Numeral 5.2 incisos ii y iii del proyecto de resolución que permite la agregación de mercados existentes y la adición de municipios nuevos a mercados existentes, a la verificación que debe realizar la CREG al momento de estudiar las solicitudes que presenten los distribuidores de que estos mercados cuenten con características similares en los costos de la infraestructura requerida para la distribución y comercialización por redes de Gas Natural, así como también que la demanda a atender tenga características similares que permitan el mismo tratamiento tarifario.

Creemos que es importante precisar específicamente cuáles son los criterios que definen la adición, o no, de un Municipio Nuevo o un mercado existente de distribución a un Mercado Relevante, ya que dejar un tema tan importante a la interpretación o subjetividad de quien toma la decisión, puede generar inseguridad jurídica para los agentes interesados.

#### RESPUESTA

Este aspecto está contemplado en la propuesta que se planteó desde la Resolución 090 de 2012 y en la resolución definitiva.

### 3.6.7. ANDESCO

Apoyamos el objetivo del Regulador de buscar que las señales regulatorias garanticen la eficiencia de la expansión de la cobertura de gas en el mediano y largo plazo. Por lo anterior, es fundamental que la regulación definitiva propenda por asegurar que no se presente sub o sobre estimación de costos que distorsionen la comparación de las diferentes alternativas de expansión y que la información sea simétrica para todos agentes, lo cual es favorable para el usuario final desde la perspectiva de acceso al gas natural como energético de menor costo y amigable con el medio ambiente.

El Regulador viabiliza la integración de mercados relevantes de distribución como esquema de expansión del servicio, no obstante, este esquema se condiciona al criterio de comparación de costos unitarios de gas natural y de GLP que se ha definido en la Res CREG 141 de 2011.

Si bien se entiende el planteamiento del Regulador en el sentido de evitar que la agregación de mercados se utilice para crear asimetrías en la competencia con el Gas Licuado de Petróleo (GLP), Andesco no comparte el mecanismo de comparación previsto en esta normativa, inicialmente establecido como criterio de expansión de los gasoductos ramales tipo II de transporte.

En particular, se considera que el esquema de comparación definido por la CREG en el Parágrafo 4 del Artículo 25 de la Resolución CREG 126 de 2010 y en este proyecto de resolución en comentarios, es asimétrico y está orientado a favorecer al GLP en la medida en que compara un Costo Unitario Máximo de Gas Natural con un Costo Unitario Mínimo del GLP, lo cual va a en contra vía del régimen de promoción de la competencia establecido en el marco jurídico colombiano y que rige a la Comisión en el contexto del Art 74.1 de la Ley 142 de 1994.

Así mismo, la metodología prevista en la Res CREG 141 de 2011 no tiene en cuenta las perspectivas reales de expansión de las empresas de transporte y/o distribución de gas natural por red de tubería, en la medida en que establece un criterio de comparación con base en supuestos de cargos tarifarios (T, D, C) que no necesariamente corresponden con los valores que las empresas prevén incluir en sus trámites tarifarios.

Por lo anterior, respetuosamente se solicita al Regulador eliminar el criterio de comparación de la Res CREG 141 de 2011, que no permite el desarrollo de infraestructura de transporte (ramales tipo II), ni la posibilidad de integrar los mercados de distribución en los términos de la propuesta normativa en consulta.

Andesco manifiesta que el Regulador, a partir de criterios de eficiencia económica que propendan por maximizar el excedente del consumidor en el contexto del bienestar social, debe considerar un esquema normativo que estimule la



masificación del GLP en aquellas zonas del país donde el gas natural por redes de tubería definitivamente no es una alternativa técnica ni económicamente viable, tal como lo ha expuesto la política energética en esta materia:

“...El GLP continúa como alternativa energética básica para muchos de los hogares en el mundo, particularmente por su ventaja en el suministro a comunidades pequeñas y a ciudades distantes de la infraestructura de transporte de gas natural en aquellos países donde se tiene oferta simultánea de los dos energéticos. En estas circunstancias el GLP es el combustible con mayor accesibilidad para la población de menores ingresos y localizadas en áreas remotas, toda vez que su versatilidad en el transporte y almacenamiento genera una mayor confiabilidad en el abastecimiento de este energético...”.

### RESPUESTA

En primera instancia aclaramos que tal como se indica en el comentario el criterio de comparación entre el gas natural y GLP se mantendrá para evitar las asimetrías en la competencia entre el gas natural y el GLP.

En relación con la metodología definida para la comparación en la Resolución CREG 141 de 2011 le comentamos que esta fue consultada y ajustada conforme a los comentarios recibidos en el proceso de consulta que se surtió para la expedición de la resolución definitiva.

Una posible modificación de esta resolución CREG 141 de 2011 no es objeto de la resolución de distribución de gas.

Los demás argumentos ya fueron tratados ampliamente en la parte inicial de este documento.

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

El Artículo 4 ordinal v) y el Artículo 5 numeral 2 Parágrafo 1 y 2, prohíben la agrupación de municipios o mercados relevantes cuando el costo unitario de gas combustible por redes de tubería a usuario final en cada Mercado Relevante que se pretenda fusionar sea superior al costo unitario total a usuario final de GLP en cilindros portátiles para dicho mercado y ha dispuesto que la comparación de esos costos se realice teniendo en cuenta la metodología de la Resolución CREG-141 de 2011.

Si tenemos en cuenta que la Constitución Nacional en su Artículo 333<sup>16</sup> ha dispuesto la intervención del Estado en la economía y en el mercado de forma

---

<sup>16</sup> **ARTÍCULO 333.** *La actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común. Para su ejercicio, nadie podrá exigir permisos previos ni requisitos, sin autorización de la ley.*

excepcional y sólo justificada cuando éste sea incapaz de regularse por sí mismo, no encontramos fundamento legal y/o económico para que el regulador intervenga prohibiendo la agrupación de mercados y la introducción del gas natural a nuevos mercados, cuando la premisa sea que el valor de la tarifa aplicable al gas natural – determinado como se verá más adelante de manera artificial- sobrepase el valor de su sustituto más próximo -GLP- en el mercado no agrupado y/o nuevo.

En efecto, el condicionamiento de integración de mercados a la comparación del costo unitario de GLP, resulta ser una restricción a la libre competencia económica y a la libertad de empresa, que necesariamente contraría lo dispuesto en el artículo 333 de la Constitución, toda vez que este tipo de limitaciones requieren consagración legal por ser facultad privativa del legislador.

Las restricciones a la expansión del servicio de distribución con fundamento en la comparación de costos con el GLP por vía regulatoria podrían estar viciadas de nulidad por falta de competencia de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Como se sabe, la Ley 142 de 1994 faculta a las Comisiones de Regulación para propiciar la competencia en el sector energético y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia, pero el alcance de la función “regulatoria” y las potestades de las Comisiones de Regulación no son absolutas, como lo declaró la Corte Constitucional en sentencia C-1162 de 2000, en la que se advierte que:

- Regular es una forma de intervención del Estado en la economía, para corregir los errores de un mercado imperfecto y delimitar el ejercicio de la libertad de empresa, así como para preservar la sana y transparente competencia, con el fin de lograr una mejor prestación de aquéllos, sin que tal función implique la asunción de competencias legislativas o reglamentarias.
- Las Comisiones de Regulación son órganos especializados de carácter técnico encargados de contemplar en la órbita puramente administrativa, con arreglo a la ley y a los reglamentos y previa delegación del Presidente, las pautas orientadas a intervenir en los servicios públicos para preservar el equilibrio y la razonabilidad en la competencia y de esta forma asegurar la calidad de aquéllos y defender los derechos de los usuarios.

---

*La libre competencia económica es un derecho de todos que supone responsabilidades. La empresa, como base del desarrollo, tiene una función social que implica obligaciones. El Estado fortalecerá las organizaciones solidarias y estimulará el desarrollo empresarial.*  
El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional.  
La ley delimitará el alcance de la libertad económica cuando así lo exijan el interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la Nación. (Resaltado fuera de texto).

Así mismo, en la sentencia C-228 de 2010 el Juez Constitucional expone los siguientes parámetros en la intervención del Estado en la economía:

*“(…) la intervención del Estado en el mercado solo resultarán acordes con la Carta Política cuando esta ‘i) necesariamente debe llevarse a cabo por ministerio de la ley; ii) no puede afectar el núcleo esencial de la libertad de empresa; iii) debe obedecer a motivos adecuados y suficientes que justifiquen la limitación de la referida garantía; iv) debe obedecer al principio de solidaridad; y v) debe responder a criterios de razonabilidad y proporcionalidad”<sup>17</sup>.* (Resaltado fuera de texto).

En este orden de ideas, se puede concluir que la restricción contenida en la propuesta de la Resolución CREG 090 de 2012, es una limitación que además de no ser competencia de la CREG, afecta el núcleo esencial de la expansión de las empresas distribuidoras, no obedece a motivos adecuados y suficientes que justifiquen la comparación y no responde a criterios de proporcionalidad y razonabilidad.

Adicionalmente la prohibición prevista en el proyecto de resolución, estaría en contra, no sólo de la naturaleza misma de la agrupación de mercados y el acceso a los nuevos mercados prevista en él -dado que ésta tiene justamente su razón de ser en permitirle al Distribuidor lograr eficiencias para poder ofrecer a un mayor número de usuarios los beneficios de un combustible más eficiente, seguro y económico- sino además, del desarrollo de la sana competencia al no permitir la coexistencia de diferentes ofertas de energéticos para que sea el usuario quien opte por la de su predilección y, aún de la libre empresa imponiendo obstáculos a la expansión y la inversión.

Se visualiza así, una metodología contraria a los programas de Gobierno que pretenden llevar el suministro de gas a otros doscientos municipios del país, sino que deliberadamente tiende a proteger las inversiones realizadas por los agentes del sector del GLP, imponiendo barreras artificiales en contra del gas natural y en ese sentido del interés general de las comunidades que están solicitando el servicio y pueden ser beneficiadas con este energético.

Resaltamos que la restricción de entrada al mercado se le impone de manera desigual e injustificada a los agentes del gas natural, pues a diferencia de lo que plantea el proyecto, en los mercados en donde se ha introducido el gas natural como energético, realizando los agentes inversiones aun más cuantiosas, no existe prohibición alguna que impida a los agentes del GLP participar en el mismo mercado en un escenario de libre y sana competencia.

<sup>17</sup> Corte Constitucional. Sentencia C-228 de 2010 M.P. Luis Ernesto Vargas Silva,

Esta prohibición se justifica mucho menos, cuando se pretende aplicar la metodología de la Resolución 141 de 2011 para realizar la comparación de los dos combustibles, por las razones que pasan a exponerse.

**Criterio de comparación con precios de GLP: consideraciones de diseño regulatorio.**

Como ya se mencionó, de acuerdo con el párrafo 2 del artículo 5 de la propuesta de resolución, la comparación de los costos de prestación de los servicios de gas natural (GN) y del GLP se realizará utilizando los criterios establecidos en la Resolución CREG 141 de 2011, o aquella que la modifique, aclare o sustituya. Teniendo en cuenta el nuevo alcance que la Comisión pretende darle a las disposiciones de la Resolución CREG 141 de 2011, es necesario verificar la aplicabilidad de los criterios allí establecidos, en el marco de la conformación de mercados relevantes de distribución.

En primer lugar, es necesario mencionar que la Resolución CREG 141 de 2011 establece la metodología que seguirá la Comisión para realizar las comparaciones de los costos unitarios de prestación de los servicios de GN y de GLP, que le permita decidir sobre las solicitudes de inclusión de inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes.

Evidentemente la metodología vigente de comparación está concebida para cuantificar el impacto económico en la comunidad tras un eventual escenario de transición energética del GLP al GN, y no para evaluar impactos de integración de diferentes mercados existentes de distribución de gas natural cuando éstos ya cuentan con la prestación del servicio, o más aún para la integración de mercados de distribución de GLP por red.

Aplicar la metodología de la Resolución CREG 141 de 2011 en mercados existentes de gas natural representa un retroceso en el proceso de integración de mercados relevantes, ya que implica el desconocimiento de la presencia del gas natural en el mercado con su consecuente proceso de sustitución del GLP, tal como ha sucedido en todos los mercados que hoy cuentan con el servicio. En estos casos mal estaría calcular el costo de prestación del servicio de gas natural a partir de los criterios de la Resolución CREG 141 de 2011, cuando dicho mercado cuenta con información pública, histórica y real, lo que traería como consecuencia la imposibilidad de beneficiar al mercado a fusionar con una menor tarifa.

Al respecto se considera de mayor utilidad aplicar el criterio de comparación de costos en el mercado fusionado, es decir comparar el costo de prestación del servicio de gas natural del mercado a fusionar después de la integración.

Otro de los casos que no es posible analizar bajo la metodología de comparación propuesta, corresponde a la prestación del servicio de gas natural en mercados

atendidos a través de gasoductos virtuales o GNC, donde la metodología no describe el mecanismo de estimación de este componente dentro de la fórmula general de costo de prestación del servicio de gas natural<sup>18</sup>, así como tampoco permite la comparación cuando lo que se pretende agrupar son mercados relevantes de GLP por red.

La metodología de cálculo de los costos de prestación del servicio de gas natural y GLP plantea un claro trato diferencial para cada combustible, llevándolos a extremos opuestos que terminan anulando la posibilidad de integrar mercados relevantes existentes, e inclusive elimina la posibilidad de continuar con la expansión del servicio de gas natural en el país.

Para el cálculo del costo de prestación del servicio de gas natural, la CREG asume como precio de suministro el máximo de los precios promedio de los últimos dos años, de las fuentes de producción que considere podrá abastecer la demanda que resulte beneficiada con la red tipo II.

De acuerdo con ejercicios preliminares (ya que a la fecha la metodología no ha sido ejecutada por primera vez), el precio de suministro de gas a considerar en los mercados del interior del país converge en el precio resultante de la primera subasta de gas de la planta LTO II de Cusiana<sup>19</sup> (6.14 USD/MBTU), cuyo precio y fórmula de actualización tuvieron que ser renegociados cuando el primero casi llega a los 10 USD/MBTU, estando el precio regulado en 5.8 USD/MBTU.

Vale la pena mencionar que el precio de cierre de la subasta fue puesto por un agente termoeléctrico con una alta disposición a pagar por ese gas (al contar con un precio de referencia corresponde al precio del combustible líquido), y por una cantidad que equivale a cerca del 1.9% de la oferta total de gas del país. Resulta altamente cuestionable que el precio de una parte tan reducida de la oferta de gas sea la que defina el costo de suministro de gas natural a considerar en interior del país bajo la metodología de la Resolución CREG 141 de 2011.

Esta situación genera que el costo de prestación del servicio de gas natural para cualquier mercado del interior del país supere fácilmente los 19 USD/MBTU, costo que puede ser mejorado por un comercializador minorista de GLP dispuesto a sacrificar temporalmente su margen con el objeto de impedir el cumplimiento del criterio general de la mencionada resolución.

Por otra parte, para el cálculo del costo de prestación del servicio de GLP se emplea el promedio ponderado de los costos de GLP en el mercado o municipio nuevo objeto de análisis y no, como lo define la metodología para el caso del gas natural, y se describió anteriormente, de una estimación regional más amplia.

---

<sup>18</sup> Numeral 1., del anexo 1 de la Resolución 141 de 2011

<sup>19</sup> Realizada a finales del año 2009



Por último, consideramos que se otorga mayor favorabilidad al GLP en el momento de realizar la comparación de los Costos Unitarios entre el GLP y el gas natural ya que la Res 141/2011 toma para el caso del gas natural el “Costo unitario de prestación del servicio de gas natural (límite superior)” mientras que para el caso del GLP el “Costo unitario de prestación del servicio de GLP (límite inferior)”, esto es, para el caso del gas natural adicionar una desviación estándar del promedio de los 2 últimos años del costo de suministro de gas mientras que para el GLP restar una desviación estándar del precio final al cliente. La comparación solo permitirá la entrada del gas natural si el límite superior del gas natural es inferior al límite inferior del GLP desconociendo que los rangos en algún caso pueden estar en intersección, como lo anota el Documento CREG 111/2011, página 79, documento soporte de la resolución 141/2011.

De esta manera es posible concluir que la metodología establecida en la Resolución CREG 141 de 2011 genera un trato discriminatorio en la determinación del costo de prestación del servicio de gas natural y parece estar más enfocada en preservar las inversiones realizadas por los agentes del sector GLP, aún sobre el interés general de las comunidades que podrían verse beneficiadas con un energético más económico que el GLP, o con una importante reducción en su tarifa vía agrupación de mercados en caso de contar con el servicio de gas natural.

Por todo lo anterior es indispensable eliminar de la resolución que remunere la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería, la comparación con el GLP usada para limitar la integración de mercados

### **RESPUESTA**

Ver respuesta al numeral 3.6.1.

### **3.6.9. AGREMGAS**

A diferencia de la actual metodología de conformación de los mercados relevantes, utilizada para la aprobación de los cargos de distribución, la propuesta daría paso a la fácil integración de diferentes mercados y a simplificar excesivamente la conformación de los cargos que remunerarían la inversión, con la cual se controlarían las nuevas áreas.

Hacemos referencia especialmente a los artículos cuarto, quinto y sexto, mediante los cuales, se redefine el concepto y alcance de los mercados relevantes, dándose la posibilidad de recomponerlos y ampliarlos a favor del GN. Además se definen unos mecanismos para la aprobación de los cargos de distribución para estos nuevos mercados, según podrían usarse cargos aprobados para un primer mercado y aplicarlos en los municipios aledaños, y a manera de progresiva expansión monopólica, se podría ir extendiendo la cobertura de las redes de gas natural, sin que, salvo las consideraciones sobre los precios comparativos con el GLP, se tengan en cuenta las inversiones existentes en cilindros.

Es que al contrario de lo que ocurre con el GLP, el cual por su portabilidad y manejo, permite con relativa facilidad la penetración de diferentes actores, su intercambiabilidad y competencia, la vocación del gas natural es monopólica, controlante y de posición dominante en las regiones.

Cuando una empresa construye una red y conecta a los consumidores, de manera espontánea se da en cierta forma, por decirlo así, una captura del usuario, el cual no tiene alternativa sustitutiva, pierde la movilidad que tenía cuando consumía GLP en cuanto al cambio de proveedor, y se vuelve cautivo de una empresa que entonces le puede imponer sus condiciones. Afortunadamente existe la vigilancia de la SSPD y la presencia regulatoria de la CREG.

La consecuencia automática para el distribuidor del GLP, es que los cilindros con los que atendían municipios ahora con redes de gas natural, quedan convertidos en un montón de chatarra, ante lo cual se dirá por parte de algunas consideraciones, que ese es el riesgo del mercado, lo cual no se compadece, especialmente con la historia reciente: empresas que existían desde hace más de cincuenta años, frente al cambio regulatorio tuvieron que afrontar las inversiones para la marca o arruinarse y entrar en el circuito de cierre empresarial, desempleo, etc. Además, el Estado exigió el cumplimiento de unas metas, impuso unas cantidades de cilindros universales que debían ser recolectados y sustituidos por otros de marca, so pena de ruinosas multas, y en tal sentido presionó unas inversiones que al tenor de las redes municipales de gas natural se perderán.

En efecto, el proyecto de resolución define de la siguiente manera los nuevos mercados relevantes:

***“NUEVO MERCADO RELEVANTE DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SIGUIENTE PERÍODO TARIFARIO: Corresponde al mercado relevante de distribución conformado según el numeral iv) del numeral 5.2 del Artículo 5 de la presente resolución.”***

***“5.2 CRITERIOS PARA LA CONFORMACIÓN DE LOS MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SIGUIENTE PERÍODO TARIFARIO.***

***A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, los Distribuidores podrán acogerse a los siguientes criterios para la conformación de los Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiendo Período Tarifario y proceder a solicitar a la CREG la aprobación de los cargos correspondientes:***

- i. Mercados Existentes de Distribución: Constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiendo Período Tarifario, manteniendo la estructura del Mercado Relevante de Distribución conformado según la metodología tarifaria establecida en la Resolución CREG 011 de 2003.***

✓

- ii. Agregación de Mercados Existentes de Distribución: Incorporar en un Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario dos o más Mercados Relevantes Existentes de Distribución o que fueron constituidos conforme a la metodología tarifaria establecida en la Resolución CREG 011 de 2003.
- iii. Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos: Conformar el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario con mercado(s) existente(s) conformado(s) con las reglas de la Resolución CREG 011 de 2003 y Municipio(s) Nuevo(s).
- iv. Creación de Nuevos Mercados de Distribución: Constituir Nuevos Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario por Municipios Nuevos, bien sea que la infraestructura esté o no ejecutada.

**Parágrafo 1. La conformación de Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario con las características establecidas en los numerales ii), iii) y iv) se permitirá, siempre y cuando el costo unitario de Gas Combustible por redes de tubería a usuario final en cada Mercado Relevante que se pretende fusionar no sea superior al costo unitario total a usuario final de GLP en cilindros portátiles para dicho mercado.**

**Parágrafo 2. Para establecer la comparación de los costos unitarios de Gas Combustible por redes y GLP, la Comisión utilizará los criterios establecidos en la Resolución CREG 141 de 2011, o aquella que la modifique, aclare o sustituya y determinará en la actuación administrativa correspondiente a la solicitud tarifaria si el costo de prestación del servicio de distribución de Gas Natural por red al usuario final, en cada Mercado Relevante de Distribución Existente o Municipio Nuevo, es igual o menor al costo unitario de prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo en cilindros portátiles al usuario final.**

**Parágrafo 3. Los Municipios o Mercados Relevantes de Distribución que cuenten con recursos públicos del Fondo Especial de Cuota de Fomento, del Fondo Nacional de Regalías, de las Alcaldías, Gobernaciones, entes territoriales u otros, deberán conservar la estructura del Mercado Relevante de Distribución, según se hayan aprobado los recursos para los distintos proyectos, es decir no podrán unirse con municipios que no cuentan con estos recursos, ni con aquellos municipios que no hicieron parte de los proyectos inicialmente aprobados por parte de los Fondos para el otorgamiento de recursos. Esta disposición no aplica para Mercados Relevantes de Distribución intervenidos por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para liquidación de prestador del servicio en dicho mercado”.**

## **RESPUESTA**

Con respecto a su apreciación que a diferencia de la actual metodología de conformación de los mercados relevantes, utilizada para la aprobación de los cargos de distribución, la propuesta daría paso a la fácil integración de diferentes mercados y a simplificar excesivamente la conformación de los cargos que remunerarían la inversión, le comentamos que en la anterior metodología no se tenía definido regulatoriamente el requisito de comparación del GN con GLP., lo que se está permitiendo es que si se cumple este requisito los mercados ya constituidos puedan volverse uno.

Ahora bien con respecto a que podrían usarse cargos aprobados para un primer mercado y aplicarlos en los municipios aledaños, y a manera de progresiva expansión monopólica, se podría ir extendiendo la cobertura de las redes de gas natural, sin que, salvo las consideraciones sobre los precios comparativos con el GLP, se tengan en cuenta las inversiones existentes en cilindros. Le comentamos que no es cierta esta apreciación en la nueva metodología dado que los cargos que se aprueban consideran la inversión en activos de cada mercado y para ir a nuevos municipios que no se encuentran dentro del mercado aprobado, se deben solicitar nuevos cargos.

De otro lado y en relación con la apreciación sobre la metodología de GLP por cilindros y las inversiones que debieron hacer las empresas de este servicio por lo establecido en dicha metodología le aclaramos que esta no es objeto de esta propuesta. Además se considera que las decisiones de invertir o no en ese sector fueron autónomas de las empresas, las cuales además dentro de sus análisis deben conocer quiénes son sus competidores, como es el caso del gas natural.

### 5.3. MERCADO RELEVANTE DE DISTRIBUCIÓN ESPECIAL PARA EL SIGUIENTE PERÍODO TARIFARIO.

*En los casos en los que centros poblados diferentes a los cascos urbanos, entendiéndose por estos últimos los corregimientos, caseríos o inspecciones de policía, que forman parte de municipios que se encuentran conformando Mercados Relevantes para el Siguiete Período Tarifario con Cargos de Distribución aprobados y que por razones de distancia a los Sistemas de Distribución no se encuentran incluidos dentro del plan de expansión por parte del Distribuidor que presta el servicio en dicho Mercado Relevante, podrán constituirse como un Mercado Relevante de Distribución Especial para el Siguiete Tarifario. Para el Mercado Relevante de Distribución Especial para el Siguiete Período Tarifario se establece un cargo por uso del Sistema de Distribución, cumpliendo todas las condiciones establecidas en la presente resolución para Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario. Este cargo será aplicable únicamente a dicho centro poblado o Mercado Relevante de Distribución Especial para el Siguiete Período Tarifario.*

....” (Todos los subrayados son fuera de texto).

22

Teniendo en cuenta la situación descrita antes de esta larga cita, y sus implicaciones, esta propuesta de resolución nos abocaría, entre otros a dos peligros:

El primero es que la postura lógica de las grandes empresas del gas natural, sería la de parcelar el país, escoger los municipios en los cuales dentro de una estrategia de toma total, resultaría mejor comenzar la penetración, priorizando las zonas que les resulte mas conveniente tomar como base para que sirvan de germen de la conformación del mercado relevante. Después anexarán municipio tras municipio, de tal manera que los cargos aprobados inicialmente los beneficien en su estrategia global, lo cual incluirá naturalmente la extinción del GLP.

El desarrollo de conjunto de cada mercado relevante ampliado, permitirá manejar los escenarios con el fin de apalancar las inversiones entre sí, recuperar la inversión y apropiarse de unas mayores utilidades en el largo plazo, a costa de los usuarios.

Es decir, que por ejemplo, se podrían llegar a subsidiar entre sí los diferentes mercados, de modo que se pueda extender la red de distribución con base en inversiones ya depreciadas y/o pagadas por antiguos usuarios, copando municipios en los cuales de otra manera sería inviable.

Una analogía de lo que sucedería se puede metaforizar con lo que fue el período de conquista de los antiguos imperios, en los cuales las estrategias de ocupación incluían hacer un primer asentamiento en una zona estratégica, a partir del cual se desplegaba la conquista de las regiones aledañas, que así en muchos casos no fueran del mayor interés económico o político, si eran esenciales para obtener más tierras y por tanto ampliar las fronteras.

Ejemplo hipotético: para nuestro caso, ocurriría que una región que con base en la anterior metodología, se le asignó un cargo de distribución por ejemplo en el año 2004 y que ha contado con cerca de 10 años para recuperar la inversión, emplearía los activos, ya depreciados, en ampliar su red de distribución. Es decir que las inversiones del 2004 ya no se cobrarán en las inversiones de los nuevos mercados, lo que haría que el mercado ya existente absorbiera las inversiones de los nuevos mercados.

Si bien, esto no sería un subsidio propiamente dicho, si resultaría siendo un auxilio para los nuevos mercados, por lo cual causaría una distorsión en los precios e iría en contra de la sana competencia frente al GLP, el cual hasta ahora está comenzando a amortizar sus inversiones en cilindros.

Por más que el servicio de GLP en cilindros quisiera competir para lograr las mismas condiciones, tendría que amortiguar sus costos sin esta ventaja de inversiones antiguas ya depreciadas, debido a que como consecuencia de la nueva



regulación de la CREG y del Ministerio de Minas y Energía, se chatarrizaron todos los cilindros universales existentes, sin importar el estado en el que se encontraran.

Así los nuevos mercados de gas natural que se soliciten asociados con mercados ya existentes y que actualmente son atendidos por GLP, quedarían con todas las posibilidades de asignarse casi que automáticamente al gas natural.

Y otro punto aquí es que, como ya se dijo, por su naturaleza vinculante a través de la red, una vez conectados los usuarios, ya son en cierta forma cautivos de dicha red, y habrán perdido la oportunidad de disfrutar de otras alternativas de consumo energético. En ese sentido, la resolución puede convertirse, incluyendo (de una manera muy especial) los llamados mercados especiales, en la herramienta para la toma total, general del país, aun en casos en que inicialmente fuera antieconómico la prestación del servicio con redes con gas natural.

En el caso que posteriormente bajaran los precios del GLP, como se está esperando para los próximos años, en consonancia con la abundancia de oferta interna y externa<sup>20</sup>, ya no habría nada que hacer, pues la conexión a la red y la desaparición de la presencia de los prestadores del servicio con GLP, harían que en realidad solo existiera una opción: el gas natural.

Un segundo peligro es la eventual exposición a manipulaciones futuras de los cargos de distribución de empresas que estarían controlando la mayor parte del territorio nacional, ya que después de afinado sus nuevos mercados relevantes según el diseño propuesto, podrían venir las solicitudes de ajuste de los cargos, las alegaciones por desequilibrio económico y en últimas, el encarecimiento del servicio por el gas combustible, por ejemplo para los usuarios no residenciales, como compensación por vía de las canastas de precios propuestas.

Pero además, (y así lo solicitamos), es acorde con el conjunto de la regulación actualmente vigente para el GLP y el espíritu de la ley de servicios públicos, que se tengan en cuenta en ésta resolución y en las demás que se promulguen a futuro, criterios que reconozcan todo lo actuado por la Comisión y el Estado en general, en torno a los cilindros de marca del GLP, fijando unos parámetros para aquellos municipios en donde los distribuidores hayan realizado una penetración importante con dichos cilindros, en aras de la Prestación del SPDGLP y en obediencia con lo dispuesto en las múltiples resoluciones emitidas sobre el particular. De otra forma, los empresarios del GLP que juiciosamente se acogieron a la nueva normatividad, perderían la posibilidad de recuperar sus inversiones y lo que es peor, no podrían terminar de cubrir los cuantiosos créditos a los que se acogieron para poder dar cumplimiento a la regulación.

---

<sup>20</sup> Nota: Lo cual nos debiera remitir a revisar el fenómeno que viene ocurriendo de excedentes de oferta de GLP en el país, las quemas de dicho combustible en lo que ellas representan en pérdidas económicas para el país.

El GLP en tanto que es también un gas combustible, debe recibir un tratamiento armónico con el gas natural, reconociendo sus particularidades y los cilindros no pueden ser regulados independientemente de las redes de gas, pues ambos sistemas son interdependientes y lo que suceda con el uno afecta totalmente al otro. Si hay redes no hay cilindros y si hay cilindros no hay redes. Aunque esto es obvio y casi que de perogrullo, la resolución no hace ninguna consideración sobre el particular, ni fija parámetros de penetración que salvaguarden esta inversión, excepción muy importante hecha de la obligación que el cargo total por red para gas natural tenga que ser inferior al del GLP. Esta es una postura muy loable de la Comisión, en desarrollo del principio de neutralidad.

Sin embargo esta neutralidad necesita contar con lo ocurrido en la historia reciente de un sector que no ha podido recuperar aun la inversión que realizó con una expectativa de largo plazo. En tal sentido los inversionistas en cilindros del GLP tienen derecho a recibir un tratamiento de protección de su patrimonio. Igualmente el consumidor debe poder escoger con auténtica libertad lo que convenga a sus necesidades, favoreciéndose la libertad de empresa y la iniciativa privada, sin perjuicio de los deberes sociales que recaen sobre el Estado respecto de la prestación de los servicios públicos esenciales.

### RESPUESTA

Las metodologías tarifarias que define la CREG ya sea para el servicio de gas combustible por redes o para el GLP por cilindro contemplan todos los criterios de la Ley 142 de 1994. Ahora si se considera que hay asimetrías se entiende que estas se deben al tema de los subsidios, los cuales no son competencia de esta Comisión tal como ya se expuso en análisis previo que hace parte de este documento.

Con la nueva metodología se está protegiendo la competencia de los dos combustibles y es por ello que se ha incluido para la conformación de los mercados la comparación del costo de prestación del servicio de gas natural vs. GLP, sin tener en cuenta los subsidios mencionados.

Ahora bien si lo que se propone es que en los sitios donde hay servicio de GLP no se aprueben cargos para el gas natural, le informamos que eso no es posible por cuanto la exclusividad sólo se puede dar conforme a los criterios definidos en la Ley 142 de 1994.

#### **3.6.10. PUBLISERVICIOS**

El artículo 5 de la Resolución CREG 090 de 2012 establece que tanto la agregación de mercados existentes como la conformación de nuevos mercados de distribución, serán permitidos siempre y cuando el costo unitario de prestación del servicio de gas combustible sea inferior al costo de prestación del servicio de GLP, calculados de conformidad con la metodología establecida en la Resolución CREG 141 de 2011. Al respecto consideramos que dicha verificación es innecesaria ya

que para realizar la inversión la empresa entrante necesariamente debe considerar la competitividad de su producto (gas combustible por red) frente al sustituto, competitividad que, a diferencia de lo planteado en la Resolución 141, debe reflejar los costos reales del gas combustible por red considerando las verdaderas posibilidades de aprovisionamiento de cada mercado.

En particular, la metodología de la Resolución 141 no permite considerar el cargo de distribución proyectado de conformidad con la metodología propuesta, sino que lo refiere a un cargo de un mercado existente con características similares, así mismo no permite incorporar el componente de transporte con GNC cuando el mercado así lo requiera. De esta manera atentamente solicitamos la eliminación del criterio de comparación con el costo de prestación del servicio con GNC.

### **RESPUESTA**

No se acoge el comentario y se mantiene el criterio de comparación para la conformación de mercados en donde la integración no se podrá realizar si el precio del GLP es menor al de gas natural, esto con el propósito de que se reflejen los verdaderos costos de cada servicio en dichos mercados y compitan en igualdad de condiciones.

#### **3.6.11. INVERCOLSA**

La Comisión propone que en el siguiente período tarifario se podrá constituir un nuevo sistema de distribución, sólo cuando el costo unitario de gas por redes al usuario final en el mercado que se pretende conformar sea inferior al costo del GLP en cilindros en dicho mercado<sup>21</sup>. Esta misma restricción aplicaría para la posibilidad de agregar o fusionar mercados relevantes<sup>22</sup>.

Tal como se indica en el documento soporte de la resolución, la intención de la Comisión es, *"establecer criterios para que los cargos que se aprueben con la nueva metodología, reflejen los verdaderos costos de lo que será prestar el servicio en dicho mercado, de tal manera que puedan competir en una forma transparente con el servicio de GLP"*<sup>23</sup>.

Sobre esta iniciativa indicamos que, aun cuando encontramos válida la intención de la CREG de buscar la transparencia en la competencia entre los gases combustibles, consideramos que la norma que aquí se propone implementar, constituiría una limitación a la libre competencia.

Dado que el GLP se encuentra sometido al régimen de libertad vigilada<sup>24</sup>, la

<sup>21</sup> Resolución CREG 090- 2012 Art 4, v)

<sup>22</sup> Resolución CREG 090- 2012 Art 5, Parágrafo 1

<sup>23</sup> Documento CREG 050, Agosto 2012, Pag. 74

<sup>24</sup> Régimen mediante el cual los prestadores del servicio establecen libremente las tarifas de venta al usuario final

Comisión no podría garantizar que el precio del GLP al usuario final con el que se pretende hacer la comparación, sí esté reflejando el costo real de este servicio en cada mercado. De hecho, una rápida revisión de las tarifas publicadas en el SUI a 31 de diciembre de 2012, evidencia que una empresa como CHILCO, por ejemplo, ofrece el servicio de GLP en 688 municipios del país, agregando hasta 58 municipios bajo una misma tarifa. Adicionalmente se observa que el precio de venta que esta empresa publicó para municipios de las zonas del Valle del Cauca y el Eje Cafetero, es menor que el publicado para otras regiones más cercanas a las fuentes de producción; esta situación constituye un buen indicio de la existencia de subsidios cruzados, o cuanto menos, de algún tipo de economías de escala en esta actividad.

Así las cosas, contrario a lo que se pretende, la disposición con la que la Comisión propone restringir el aprovechamiento de economías de escala en la actividad de distribución, estarían imponiendo una barrera de acceso al mercado al gas natural por redes. Por lo tanto, respetuosamente solicitamos a la comisión que esta restricción no se incluya en la norma definitiva.

Comisión no podría garantizar que el precio del GLP al usuario final con el que se pretende hacer la comparación, sí esté reflejando el costo real de este servicio en cada mercado. De hecho, una rápida revisión de las tarifas publicadas en el SUI a 31 de diciembre de 2012, evidencia que una empresa como CHILCO, por ejemplo, ofrece el servicio de GLP en 688 municipios del país, agregando hasta 58 municipios bajo una misma tarifa. Adicionalmente se observa que el precio de venta que esta empresa publicó para municipios de las zonas del Valle del Cauca y el Eje Cafetero, es menor que el publicado para otras regiones más cercanas a las fuentes de producción; esta situación constituye un buen indicio de la existencia de subsidios cruzados, o cuanto menos, de algún tipo de economías de escala en esta actividad.

#### **RESPUESTA**

La regulación no pretende restringir el aprovechamiento de economías de escala, simplemente está limitando que se solidaricen los costos entre mercados cuando en uno de ellos los precios del GLP son más baratos. Esto dado que en esos sitios sería más eficiente que siguiera la prestación de este servicio por cilindros y de presentarse economías de escala en los mercados de gas natural estas podrán ser trasladadas al mercado en competencia; pues se permite que los mercados permanezcan en el mismo entorno empresarial.

Ahora bien, si el usuario desea cambiarse al gas por redes tendrá la opción pagando los costos reales de tomar esa decisión respecto a la alternativa del otro combustible que le presta el mismo servicio.

Con respecto al paralelo que se hace de las dos metodologías una de régimen de libertad vigilada y la otro no, le comentamos que la CREG las define conforme a las condiciones de cada sector y si hay competencia en el mismo o no. El GLP tiene un régimen de libertad porque en teoría el sector es desafiante y en cada mercado es posible que haya más de un prestador del servicio compitiendo. En cambio en el de gas por redes el servicio corresponde a un monopolio natural y la regulación debe buscar que las tarifas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo.

Con respecto a la información del SUI se hizo el ejercicio y no se observó este aspecto.

Sobre que se está limitando la libertad de competencia reiteramos lo siguiente:

REVISADO  
REVISADO  
REVISADO

“Artículo 333 Constitución Nacional: “La libre competencia económica es un derecho de todos que supone responsabilidades.

La empresa, como base del desarrollo, tiene una función social que implica obligaciones. El Estado fortalecerá las organizaciones solidarias y estimulará el desarrollo empresarial.

El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional.

La ley delimitará el alcance de la libertad económica cuando así lo exijan el interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la Nación...”

De la lectura del mencionado artículo, se observa que no solo la actividad económica, sino la iniciativa privada son libres, pero entendiendo esa mencionada libertad dentro de los límites del bien común, tanto es así que faculta a la ley a dar un alcance a la misma cuando así lo exija el interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la nación.

### **3.6.12. EMGESA**

**Comparación de costos unitarios de gas combustible por redes y GLP: La CREG propone para la viabilidad de proyectos de gas natural en nuevos municipios, y su incorporación a mercados relevantes existentes, la comparación previa de costos unitarios del gas natural y del GLP, mediante la metodología de la Res. CREG 141 de 2011, en cada mercado nuevo antes de ser anexado. Consideramos que ésta comparación favorece de manera anticompetitiva al sector de distribuidores de GLP, al establecer una barrera de entrada a las economías de escala logradas por mercados relevantes ya constituidos. A su vez, ésta medida deja a los usuarios potenciales de gas natural por redes en nuevos municipios, sin la posibilidad de disfrutar de un servicio más barato, sometiéndolos a sufragar mayores costos, de manera ineficiente, para viabilizar el servicio de GLP rural.**

Dado lo anterior, consideramos que la medida propuesta debería ser sometida primero a un análisis de beneficio/costo, en donde los beneficios sean los ahorros logrados por los usuarios del GLP rural, y los costos sean los mayores pagos efectuados en el costo unitario del GLP urbano, en aquellos municipios que potencialmente pueden ser atendidos por el servicio de gas natural por redes.

### **RESPUESTA**

Se reiteran las respuestas dadas todo el numeral 3.6

### **3.6.13. SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS**

Del análisis efectuado se entendió que mediante la resolución comentada se busca permitir la integración de mercados y remunerar la distribución a partir de costos



medios históricos para mercados existentes; aun así, se advierte que al condicionarla con los costos económicos de prestación del GLP pueden presentar problemas en su aplicación, ya que si bien la integración de mercados universaliza el servicio y corrige la regresividad tarifaria en mercados dispersos y limitados económicamente, y permite el aprovechamiento de economía de escala para atender este tipo de comunidades; la comparación requiere elementos claros y mercados organizados, condiciones difíciles en el sector de GLP, que apenas está entrando en la formalización en el país.

A su vez se considera que para conceptuar sobre las empresas comercializadoras y distribuidoras de GLP (que deberían ser consideradas para efectos de la comparación de costos económicos con el gas natural) es preciso anotar que uno de los objetivos de la resolución CREG 090 de 2012, es la integración de mercados de distribución de gas natural, supeditado a una comparación de costos unitarios totales, para lo cual se considera que en el caso del GLP se puede determinar que se tienen tarifas integradas en un número considerable de municipios distantes considerablemente entre sí, por lo que el análisis comparativo de costos entre los dos esquemas regulatorios (GN por redes y GLP en cilindros), debería tener en cuenta a todas las empresas distribuidoras inversionistas y comercializadoras minoristas de GLP, que atiendan usuarios finales en una región geográfica.

También se observó que cotejar costos económicos en mercados ya existentes, en la práctica resulta poco efectivo, pues las inversiones e infraestructuras ya construidas por los agentes en estos mercados no serán desechadas o en su defecto dichos agentes no van a renunciar al derecho de comercializar su producto porque un ejercicio de comparabilidad le sea desfavorable. En estos casos, los usuarios tendrán el poder de escogencia.

## **RESPUESTA**

La regulación emitida para el sector de GLP tiene elementos claros para definir los costos y la forma de prestación del servicio por lo cual se considera adecuada para que las tarifas resultantes de esta puedan ser comparables con los costos de gas natural.

Le metodología de la Resolución CREG 141 de 2011 establece un procedimiento para establecer los costos que servirán para la comparación y considera todas las empresas que prestan el servicio en el sitio de análisis. Resolución que fue comentada en su momento y no es tema de análisis en el presente documento.

El propósito de la comparación y de la integración o no de mercados es que las tarifas finales resultantes permitan que usuario vea los costos reales y escoja el combustible que mejor le convenga.

### **3.7. MERCADO RELEVANTE DE DISTRIBUCIÓN ESPECIAL PARA EL SIGUIENTE PERÍODO TARIFARIO.**

### 3.7.1. MONTAGAS S.A. E.S.P.

**Se solicita la eliminación del numeral 5.3 de la resolución, en consideración a que viola el principio de eficiencia económica ya que los corregimientos, caseríos e inspecciones de policía ubicados fuera de las cabeceras son mercados naturales del sector del GLP, donde este ha realizado inversiones para tener una estructura de costos, acceso y atención de la demanda diferentes a la presentada para la aprobación de cargos del respectivo mercado.”**

#### RESPUESTA

No se acoge su comentario, dado que, no es cierto que haya mercados naturales para uno u otro combustible. Es de indicar que la exclusividad para la distribución de gas en una zona geográfica solo puede darse bajo las condiciones y parámetros establecidos en los artículos 40 y 174 de la Ley 142 de 1994.

De otro lado debemos manifestar que las metodologías tarifarias que expide la CREG interiorizan los criterios definidos en la ley incluido el de eficiencia económica el cual como se indica en el numeral 87.1 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, se entiende en el sentido de que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia.

Adicionalmente que en el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste, no encontramos razón a su comentario y por lo tanto no será tenido en cuenta en la propuesta definitiva.

### 3.7.2. MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.

**Si el Distribuidor ha atendido un centro poblado diferente al casco urbano que forma parte de un municipio de un Mercado Relevante, que no se hallaba incluido dentro del plan de expansión; para el Siguiete Periodo Tarifario debe reportarse como un Mercado de Distribución Especial o quedaría inmerso en el Mercado Relevante existente?**

#### RESPUESTA

Dado que las inversiones realizadas para ese centro poblado se han hecho bajo las condiciones establecidas en la Resolución CREG 011 de 2013, este municipio quedaría inmerso en el Mercado Relevante Existente, así como todos los centros poblados de municipios que se incluyan dentro de los planes de expansión de los distribuidores y

*ML*

dentro de los mercados relevantes de distribución ya sean conformados por mercados existentes, agregación de mercados existentes y anexar a mercados existentes municipios nuevos.

### 3.7.3. LLANOGAS S.A. E.S.P.

Este concepto, según el texto del proyecto de resolución, pretende darle una viabilidad tarifaria a la atención de usuarios ubicados en centros poblados diferentes a los cascos urbanos, entendiéndose por estos últimos los corregimientos, caseríos o inspecciones de policía, que por razones de distancia a los Sistemas de Distribución no se encuentran incluidos dentro del plan de expansión por parte del Distribuidor

Si bien consideramos que esta iniciativa contribuye a resolver problemáticas específicas de atención de nuevos usuarios en áreas rurales, sugerimos las siguientes precisiones que ayudarían a mejorar el diseño del concepto:

**SUGERENCIA:** No debe ser una obligación para el distribuidor solicitar a la CREG la conformación de un mercado especial para aquellos centros poblados incluidos en un mercado relevante, como se indica en el parágrafo1 del Artículo 5.3. Lo anterior debe estar sujeto a la evaluación que realice el distribuidor sobre la viabilidad de atender dichos mercados teniendo en cuenta criterios de:

- Eficiencia económica
- Restricciones ambientales
- Condiciones de orden público
- Acceso a la financiación

**SUGERENCIA:** Así mismo, en cuanto al plazo para el inicio de la prestación del servicio, establecido en 1 año según el parágrafo 2 del mismo artículo, solicitamos respetuosamente que debe permitirse a la autoridad competente (superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios) evaluar y calificar las razones que tuvo el distribuidor para no iniciar la prestación del servicio en dicho mercado en el plazo máximo indicado. Lo anterior, teniendo en cuenta que pueden presentarse situaciones como las relacionadas arriba, causales de fuerza mayor o caso fortuito y causas extrañas no imputables, que afecten las operaciones y que están fuera del control y gestiones del distribuidor. Calificar el retraso mayor al año como falla en la prestación del servicio no parece indicado, puesto que la falla se predica respecto del servicio que ya se está prestando ,de ahí las reparaciones a que tienen derecho los usuarios (artículo137 de la Ley 142/94 en concordancia con la Resolución CREG 100/03).

**SUGERENCIA:** Finalmente, sugerimos que se permita de manera explícita la posibilidad de crear mercados relevantes especiales como resultado de la separación de centros poblados de los cascos urbanos que conforman un mercado relevante existente. Lo anterior porque puede presentarse que los centros

poblados, por ejemplo, hubieran recibido aportes de recursos públicos para la construcción de sus redes de distribución y por tanto desde el punto de vista tarifario resultaría más adecuado poder separar estos mercados de tal forma que las tarifas aprobadas por la CREG puedan hacer explícito el subsidio a la inversión.

### **RESPUESTA**

En relación con la primera sugerencia se aclara que se han modificado los requisitos para la conformación de mercados especiales.

De otro lado se considera que un plazo de un año para la iniciación de la prestación del servicio en estas poblaciones, es suficiente para que se pierda la vigencia de los cargos aprobados.

Con respecto a que se permita la posibilidad de crear mercados relevantes especiales como resultado de la separación de centros poblados de los cascos urbanos que conforman mercados existentes, esto podrá ser posible siempre y cuando no haya prestación del servicio en estos centros poblados y haya interés de más del 80% de los potenciales usuarios. Si estas poblaciones cuentan con servicio no podrán desintegrarse del mercado relevante al cual pertenecen dado que estaban incluidos inicialmente en el plan expansión de las empresas y se han remunerado sus inversiones en el cargo que ha sido aprobado conforme a la Resolución CREG 011 de 2003.

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

- **Se propone que sea una obligación por parte de las Empresas de Distribución, ampliar la cobertura del servicio hacia centros poblados diferentes a los cascos urbanos (corregimientos, caseríos o inspecciones de policía), que hagan parte de municipios pertenecientes a Mercados Relevantes, cuando estos centros no estén incluidos en los planes de expansión de las Empresas y los usuarios potenciales de los mismos soliciten la prestación del servicio.**

La CREG ofrece la posibilidad de que dichos centros poblados reciban tratamiento de *“Mercado Relevante de Distribución Especial”* con tarifas independientes.

Así mismo, plantea que el incumplimiento de lo dispuesto se considera falla en la prestación del servicio y daría lugar a la aplicación de sanciones por parte de la SSP.

#### **Observaciones y/o Sugerencias:**

Los corregimientos y caseríos pertenecientes a Municipios que actualmente hacen parte de Mercados Relevantes Existentes y que aún no cuentan con el servicio, no podrán ser servidos por las empresas como parte de los Mercados Relevantes ya

constituidos, toda vez que la metodología aplicable para la definición de los Cargos por Uso de los Mercados Existentes se basa en el Costo Medio Histórico del Mercado en cuestión (a la Fecha de Corte) y no en el Costo Medio de Mediano Plazo (previsto exclusivamente para Municipios Nuevos).

La única opción para la atención de los corregimientos y caseríos en comento, sería como Mercados Relevantes de Distribución Especiales. Lo anterior implicaría que en Mercados Existentes, a las áreas urbanas de estos Municipios se les aplicaría un Cargo por Uso diferente e inferior, al Cargo por Uso que se le aplicaría a las áreas rurales correspondientes.

Debe tenerse en cuenta que en los Mercados Relevantes Existentes, la cobertura del servicio no es todavía del 100% y hay margen de expansión al interior de dichos Mercados.

- El Artículo 28 de la Ley 142 de 1994, establece en materia de “Redes” lo siguiente:

*“Todas las empresas tienen el derecho a construir, operar y modificar sus redes e instalaciones para prestar los servicios públicos, para lo cual cumplirán con los mismos requisitos, y ejercerán las mismas facultades que las leyes y demás normas pertinentes establecen para las entidades oficiales que han estado encargadas de la prestación de los mismos servicios, y las particulares previstas en esta ley...”*. (Subrayado Fuera de Texto).

De acuerdo con la norma, la construcción de redes constituye un derecho de las empresas y no una obligación como lo plantea la CREG. La propuesta excede las competencias que le asigna la Ley a la Comisión.

- Por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura del servicio público de distribución domiciliaria de gas combustible por red, se pudiera extender a las personas de menores ingresos, la Ley 142 de 1994, en su Artículo 40, permitió la conformación de “Áreas de Servicio Exclusivo”. Si bien, en la actualidad, no es posible hacer uso de esta figura, se cita como ejemplo de que la ampliación de la cobertura del servicio en áreas geográficas que no resultan en principio de interés para las Empresas Distribuidoras, debe ser objeto de incentivos y no de medidas coercitivas.
- El Artículo 136 de la Ley 142 de 1994 define el “Concepto de Falla en la Prestación del Servicio” en los siguientes términos:

*“La prestación continua de un servicio de buena calidad, es la obligación principal de la empresa en el contrato de servicios públicos.*



El incumplimiento de la empresa en la prestación continua del servicio se denomina, para los efectos de esta ley, falla en la prestación del servicio..."  
(Subrayado Fuera de Texto).

El concepto de continuidad no puede aplicarse a un servicio que aún no se está prestando. La asimilación que plantea la CREG no se ajusta a la legislación vigente.

- Se sugiere la eliminación del Numeral 5.3 de la Resolución objeto de análisis. Los planes de expansión de la cobertura del servicio, para que se ajusten a la Ley, deben seguir siendo definidos por las Empresas de Distribución. Lo anterior no implica que la CREG no pueda diseñar mecanismos alternos, que incentiven a las Empresas a ampliar la cobertura del servicio hacia los centros poblados a los que va dirigida la medida propuesta.

#### **RESPUESTA**

En primera instancia se aclara que no se están estableciendo medidas coercitivas para la expansión de la prestación del servicio de gas por redes, es por esto que en la resolución definitiva se precisa que podrán presentar solicitud para la conformación de estos mercados especiales las empresas interesadas sea que están constituidas en esas zonas u otras diferentes.

Respecto a su planteamiento en relación con el concepto de falla en la prestación del servicio, es claro que el mismo ya se encuentra definido en la ley y por lo tanto es cierto que la Comisión no tiene la competencia para ampliarlo dentro de la propuesta que estamos realizando, por lo tanto se retirará este aspecto de la propuesta inicialmente presentada.

#### **3.7.5. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN – EPM**

Teniendo en cuenta que el mercado relevante especial debe cumplir con todas las condiciones establecidas para mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario, no pareciera razonable exigir que, ante una solicitud de conexión por parte de algún usuario, el distribuidor de manera obligada tenga que presentar una solicitud de cargos y de creación de un mercado relevante especial.

Bastará con que el distribuidor realice su ejercicio de viabilidad económica de prestar el servicio en ese mercado y dependiendo del resultado decida presentar o no a consideración de la CREG la solicitud de creación del mercado relevante especial y de sus cargos asociados.

En tal sentido solicitamos retirar tal obligación en el texto de la resolución definitiva.

#### **RESPUESTA**

Se acoge el comentario y se modifica en la resolución para que la solicitud la haga la empresa Distribuidora que presta el servicio o cualquier otra que esté interesada en llevar el servicio hasta estas poblaciones, siempre y cuando por lo menos el 80% de los usuarios potenciales del centro poblado estén interesados en adquirir el servicio, aspecto que podrá ser demostrado por el Alcalde o Gobernador u otra autoridad competente o por comunicaciones de los habitantes en donde se acredite su residencia.

### **3.7.6. NATURGAS**

**Ampliación de cobertura.** Como lo indicamos previamente resaltamos la solicitud del Presidente de la República tendiente a generar una mayor cobertura del servicio en municipios apartados, lo cual es consistente con el objetivo de las distribuidoras. Para lograr este propósito, resumimos los aspectos que deben darse y que se relacionan con aspectos que el regulador puede desarrollar unido con la definición de una política pública emitida por el Gobierno Nacional:

- **Subsidios.** En materia de subsidios, en la actualidad, no se permite estructurar mercados relevantes con integración de poblaciones que han sido beneficiadas con recursos de este tipo. No observamos la justificación de esta prohibición, pues por un lado, es posible cuantificar el nivel del subsidio otorgado si la idea es comparar excluyendo este factor y, por otro lado, se evitaría que algunos usuarios reciban los beneficios de las integraciones, la cual, en algunos casos, podría ser mayor que la que se recibe por subsidios de regalías, cuota de fomento, etc.

### **RESPUESTA**

No se acoge el comentario considerando que se requiere hacer una estricta vigilancia y control que los recursos públicos otorgados para la financiación de sistemas de distribución a ciertas poblaciones lleguen a ellas, si se permitiera la integración esta verificación sería muy compleja. De otro lado, se entiende que los fondos o entes territoriales cuando entregan estos subsidios buscan que lleguen a los sitios donde el costo es muy alto de tal manera que viabilizan la entrada del servicio de gas por redes. Si posteriormente se permite la agregación, los beneficiarios de los recursos serían diferentes y se estaría modificando el objetivo con el cual fueron entregados los dineros.

### **3.7.7. PLEXA**

Solicitamos la eliminación de numeral 5.3 de la resolución, por cuanto viola el principio de eficiencia económica ya que los corregimientos, caseríos e inspecciones de policía ubicados fuera de las cabeceras no son mercados naturales de las redes, téngase en cuenta que estas áreas geográficas de difícil acceso y poca densidad poblacional no son económicamente viables para la prestación del servicio por redes, por cuanto la infraestructura requerida exigiría un incremento en la inversión que finalmente sería trasladado al usuario con el fin de

sostener una estructura de costos, acceso y atención de la demanda por parte del distribuidor.

Así mismo si nuestra solicitud no es aceptada, se sugiere establecer claramente los criterios de evaluación que tendrá en cuenta la comisión de regulación al momento de aprobar o no la constitución de un mercado relevante de distribución especial.

### RESPUESTA

Ver respuesta del numeral 3.7.1.

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

El Regulador ha propuesto en el artículo 5.3 de la Resolución 090/12 la creación de mercados relevantes de distribución especiales. En dicho planteamiento, se prevé beneficiar a aquellos corregimientos que, por distancia y viabilidad económica, no pueden recibir el servicio de gas desde el casco urbano del municipio al que pertenecen. Consideramos que dicha propuesta podría ser complementada al permitir también que, en los casos inversos, es decir, cuando los cascos urbanos se encuentran distantes a corregimientos que sí cuentan con el servicio de distribución de gas natural domiciliario, se les permita a estos cascos urbanos conformar un mercado relevante diferente y fusionarse con otros mercados relevantes cercanos con el mismo servicio, tal como se plantea la situación que se describe más adelante. Con esta medida se promovería la masificación de las áreas pobladas del país que aún no cuentan con el servicio de gas, obviamente sosteniendo siempre los postulados de una expansión eficiente y de economías de escala, medidas éstas de forma ex-post.

Así mismo, es necesario que la Comisión se pronuncie sobre aquellos mercados con periodos tarifarios concluidos en los que la expansión de la red se concentró solo en una parte de la cabecera municipal y existe una clara intención de no ejecutar un plan de inversiones coherente con su mercado potencial; estimar el cargo de distribución a partir del costo histórico en dichos mercados resulta en un valor desproporcionado por el nivel de ineficiencia en la utilización de la red.

Esta solicitud se realiza particularmente por el interés que tiene la compañía de llevar el gas natural al casco urbano del municipio de Rionegro – Santander, cuyo cargo de distribución corresponde al aprobado para los corregimientos de San Rafael y Papayal, pertenecientes al municipio de Rionegro pero atendidos por un distribuidor diferente al que pretende presta el servicio en el casco urbano. En aquella ocasión, la Comisión recibió dos solicitudes tarifarias por centros poblados del mismo municipio, la primera para los corregimientos de San Rafael y Papayal del municipio de Rionegro, y la segunda por el casco urbano del mismo municipio.

De acuerdo con la metodología de la Resolución 011, al tener dos solicitudes tarifarias para el mismo mercado relevante<sup>25</sup> la CREG aprobó la solicitud que representa los cargos eficientes. El análisis de la CREG concluyó que los cargos eficientes correspondían a los de la prestación del servicio de gas natural para los corregimientos de Papayal y San Rafael, por lo que mediante Resolución CREG 117 de 2007 aprobó los cargos solicitados por la empresa Proviservicios. En la misma resolución calculó un cargo de distribución equivalente para la distribución de GLP por red en la cabecera urbana del municipio de Rionegro, donde el distribuidor de esta cabecera manifestó que no pretendía expandir la prestación del servicio de GLP por red que realiza a 109 usuarios, menos del 10% de los usuarios potenciales.

### **RESPUESTA**

El mercado relevante especial no se hizo extensivo a las cabeceras dado que se hubiera permitido un incentivo a que sólo se constituyeran este tipo de mercados para abarcar la parte urbana y dejar por fuera posibles expansiones a los centros poblados cercanos.

Adicionalmente, en caso de permitir mercados especiales sólo en las cabeceras, se presentarían muchos cargos en el mismo municipio y diferentes tarifas para usuarios en igualdad de condiciones.

### **3.7.9. AGREMGAS**

El numeral 5.3 de la resolución CREG 090 de 2012, Mercado relevante de distribución especial para el siguiente período tarifario, propone que “en casos excepcionales se permita conformar un mercado relevante especial cuando existan corregimientos, caseríos o inspecciones de policía que no formen parte de un plan de expansión por estar muy retirados del área urbana”<sup>26</sup>. (Subrayado fuera de texto)

Con relación a esta propuesta se tendrían los siguientes comentarios y dudas:

#### **Cargo por uso del sistema de distribución**

Al encontrarse los corregimientos, caseríos o inspecciones de policía muy retirados del área urbana, y no haber sido incluidos en el plan de expansión, muy seguramente debido a que la demanda no es lo suficientemente grande como para soportar la inversión necesaria para la red de transporte y demás activos necesarios, la CREG definiría clasificar estos lugares como mercados especiales y “asignarles un cargo por uso del Sistema de Distribución”, de acuerdo como lo indica este numeral 5.3.

<sup>25</sup> De conformidad con el artículo 4 de la Resolución CREG 011 de 2003, la unidad mínima del mercado relevante de distribución corresponde con un municipio.

<sup>26</sup> CREG. Cartilla de Propuesta para remunerar la Distribución del Gas Combustible. 2013

Sin embargo, la resolución no aclara la metodología que empleará para asignar dicho cargo, en qué consistiría, que información tendría que enviar la empresa a la cual se le asignara el cargo, si se tendrían en cuenta consideraciones especiales, ni demás información que permita profundizar en lo que será este cargo.

De hecho, ni siquiera es clara la forma que empleará la CREG para definir si un corregimientos, caseríos o inspecciones de policía, puede incluirse como mercado relevante especial o no, ya que en la resolución solo indica: *“La Comisión evaluará en la actuación administrativa correspondiente a la solicitud tarifaria del Distribuidor interesado, si las condiciones del centro poblado ameritan su constitución como Mercado Relevante de Distribución Especial”*. (Subrayado fuera de texto)

Por tanto, ¿cuáles son las condiciones del centro poblado que ameritan su constitución?

Más adelante, el parágrafo 1 del artículo en cuestión indica que: *“...Con el fin de obtener el ofrecimiento y la prestación del servicio de Gas Combustible por redes de tubería en aquellos centros poblados no atendido(s) por el Distribuidor y cuando éstos están incluidos en un Mercado Relevante de Distribución, los usuarios potenciales del servicio de gas podrán solicitar a la empresa el servicio y ésta estará obligada a solicitar a la CREG...”*.

Lamentablemente la realidad de nuestro país es que algunos de los usuarios potenciales no cuentan con los conocimientos y criterios suficientes para evaluar profunda y conscientemente una decisión de este estilo y por lo tanto consideramos que no debería dejarse únicamente en manos de estos la solicitud ya que adicionalmente, estas muchas veces son influenciadas por otros factores.

Normalmente el poder adquisitivo de estos usuarios es bajo y como dice la resolución, ellos pueden considerarse usuarios potenciales porque desean el servicio, pero ¿será que son conscientes del valor que deberán pagar y las inversiones que implica contar con este servicio? Y ¿cómo deberán realizar la solicitud? ¿Un solo usuario potencial puede realizarla y eso será suficiente para que la empresa distribuidora la pase a la CREG y la Comisión la acepte? O ¿Un líder de la comunidad podrá reunir a algunos vecinos y enviarla, o solicitarle al Alcalde que la envíe? ¿Cuál debiera ser el parámetro?

Además, se puede presentar una contradicción ya que el artículo inicialmente dice que los mercados relevantes especiales son los que no se incluyeron en el Plan de expansión pero manifiesta que si están incluidos dentro de un mercado relevante de distribución, entonces ¿estaríamos hablando de un mercado relevante existente de distribución? Si es así y están incluidos ¿por qué no se desarrollaron anteriormente? Y si no, ¿por qué no se incluyen sin necesidad de ser un mercado



especial? O si se sabía que por la lejanía al centro poblado no se podían incluir, ¿por qué no se incluyeron inicialmente dentro del plan de expansión?

Otros interrogantes que surgen son: ¿El hecho de constituirse un mercado especial y otorgársele un cargo por uso del sistema, implica un cargo adicional o algún subsidio especial? ¿Por qué no está definido el cargo por uso del sistema de distribución, qué es este cargo, cómo se aplica y cómo se calcula?

#### **Desabastecimiento de los usuarios rurales**

Lo que ha sucedido no solo en Colombia sino que también en otros países en donde se ha difundido el gas natural, es que éste combustible llega a los centros urbanos y usualmente no a los usuarios ubicados en los cascos rurales, como caseríos, corregimientos, inspecciones y mucho menos a los que se encuentran totalmente aislados.

Situaciones similares a estas fueron referidas por el señor Paul Harrys<sup>27</sup>, conferencista invitado por la CREG al Congreso Internacional del GLP que se realizó el año pasado. Dentro de su explicación, el señor Harrys expresó que lo que ocurría comúnmente era que, la incursión del gas natural deja un mercado rural desatendido, el cual se encuentra muy disperso y ya no cuenta con el volumen suficiente para justificar todas las inversiones y logística de distribución que deben realizar las empresas de GLP, razón por la cual lo que termina sucediendo es que estos usuarios retornan al uso de la leña.

Es decir que la promoción y consolidación de las redes de gas natural resultaría incentivando también el consumo de la leña por la excesiva reducción en el consumo del GLP, con la consecuente liquidación de estas empresas.

Consideramos pues que la determinación del Mercado relevante de distribución especial no es adecuada y presenta demasiados vacíos en su definición y aplicación, por lo cual no debería incluirse o replantearse teniendo en cuenta las consideraciones realizadas.

#### **RESPUESTA**

Se ha modificado los requisitos para solicitar la conformación de un mercado relevante especial.

De otro lado, es claro que si las inversiones para llevar el gas a esos centros poblados llevan a que el cargo de estos mercados sea muy alto con respecto a otro energético los usuarios deberán valorar este mayor costo económico para optar por cambiarse de combustible.

---

<sup>27</sup> Director de Integrated Energy Solution en Sur Africa

Pero en otros casos hay lugares que por su localización cercana a centros de abastecimiento u otras condiciones, la construcción de un sistema de distribución puede ser altamente considerada y a tarifas finales muy competitivas. Por lo cual no se acoge el comentario y se mantiene este tipo de mercados.

### **3.7.10. PUBLISERVICIOS**

El numeral 5.3 del proyecto de resolución entrega a los distribuidores, la obligación de atender las solicitudes de servicio provenientes de corregimientos, caseríos o inspecciones de policía pertenecientes al municipio que conforma un mercado relevante. Al respecto consideramos que dicha obligación estaría contrariando el criterio de libre empresa establecido tanto en la Constitución Nacional, como en la Ley de servicios públicos. La prestación del servicio en los centros poblados diferentes al casco urbano debe continuar siendo ejecutados de común acuerdo con la empresa, tal como ha ocurrido particularmente entre PUBLISERVICIOS S.A. ESP y el municipio de San Eduardo para extender la prestación del servicio de gas natural hasta los corregimientos de Villanueva y San Pablo.

### **RESPUESTA**

Este requisito ha sido modificado en la resolución definitiva podrá solicitar mercado especial cualquier empresa ya sea que este prestando el servicio en el municipio al cual pertenece el centro poblado o no.

### **3.7.11. INVERCOLSA**

La Comisión propone constituir Mercados Relevantes de Distribución Especial, con aquellos centros poblados (Corregimientos, Caseríos, o Inspecciones de Policía) que no tienen cobertura de gas natural por redes, aun cuando pertenecen a un Municipio en el que sí se presta el servicio; este Mercado Relevante Especial operaría con un cargo de distribución propio, independiente del aprobado para el mercado al que pertenece. La resolución sugiere adicionalmente, que cuando los usuarios de estos centros poblados lo soliciten, serían obligaciones del distribuidor, tanto la presentación de la solicitud tarifaria para este Mercado Relevante Especial, como la prestación del servicio una vez se haya aprobado la tarifa, so pena de incurrir en falla en la prestación del servicio<sup>28</sup>.

Entendiendo que es la intención de la CREG, coadyuvar en el propósito de universalización del servicio público, en nuestro concepto, establecer un cargo independiente para estos centros poblados, como se propone, significaría que se estaría condenando a los habitantes de estas zonas a no contar con el servicio público, empeorando aún más sus condiciones de vida.

---

<sup>28</sup> Resolución CREG 090- 2012. Art. 5.3.

Alternativamente, pensamos que estas poblaciones se podrán atender, sin necesidad de modificar el concepto del Municipio como la unidad mínima de mercado relevante, y sin necesidad de la imposición de medidas coercitivas, si la CREG permite que en aquellos mercados existentes en los que el distribuidor encuentre viable extender la cobertura a los centros poblados, se aplique la metodología de costo medio de mediano plazo en la próxima revisión tarifaria.

### **RESPUESTA**

Los distribuidores han tenido el suficiente tiempo para expandir el servicio a estos centros poblados que pertenecen a los municipios de su mercado. Es de recordar que la Resolución CREG 011 de 2003 previa el programa de inversiones o la consideración de estas que se realizarán fuera del programa de inversiones presentados en sus solicitudes tarifarias. Así mismo, la propuesta regulatoria ha estado en discusión por más de un año y los distribuidores pudieron tomar las decisiones de inversión correspondientes. Por lo tanto, no haría diferencia mantener la metodología de costo medio de mediano plazo.

### **3.7.12. SNC-LAVALIN ITANSUCA**

En la definición de los mercados especiales (Artículo 53), es oportuno proponer que el criterio de aplicación de la definición no sólo sea el criterio de distancia, en razón a que pueden presentarse motivos de tipo económico o técnico que ameriten la creación de un mercado especial con corregimientos que estando cercanos a una cabecera urbana que ya cuenta con el servicio no cuenten con el servicio, por ejemplo, porque el costo marginal de atender dichos usuarios es mayor al costo medio, lo cual puede suceder por aspectos tales como características topológicas de dichos mercados como son la dispersión de usuarios, la complejidad para el acceso, la cantidad de usuarios potenciales, entre otros.

### **RESPUESTA**

En la resolución se incluye un criterio de porcentaje de usuarios potenciales correspondiente al 80%.

### **3.8. MERCADOS RELEVANTES CON RECURSOS PÚBLICOS**

#### **3.8.1. MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.**

No entendemos por qué no se dejan reagrupar los municipios que han recibido recursos públicos, siendo que estas inversiones están hundidas tarifariamente, cerrando así la posibilidad de llegar a más poblaciones haciendo economías de escala.

### **RESPUESTA**

Efectivamente, no se permite la agregación de municipios que cuentan con recursos públicos, con los que no los tienen, debido a que estos dineros desde la construcción de su solicitud tienen una **destinación específica**, en donde el estado necesariamente tiene participación, es decir, existe un porcentaje de propiedad a cargo de éste y otra a cargo del prestador solicitante. En tal sentido, es necesario mantener esta restricción en la propuesta definitiva, pero sólo dirigida a los recursos que se utilizan para la construcción de redes de distribución y no para los recursos que se utilizan para conexiones.

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

- **Se plantea que los Municipios o Mercados Relevantes de Distribución que cuenten con recursos públicos del Fondo Especial de Cuota de Fomento, del Fondo Nacional de Regalías, de las Alcaldías, Gobernaciones, entes territoriales u otros, deberán conservar la estructura del Mercado Relevante de Distribución y no podrán anexarse a otros Mercados Relevantes Existentes.**

**Observaciones y/o Sugerencias:**

- **Si bien, el planteamiento de la CREG resulta razonable conceptualmente, en la medida en que los aportes de los recursos públicos provenientes de las fuentes señaladas, tienen como propósito otorgar subsidios a la oferta a centros poblados específicos y dichos subsidios no deberían beneficiar a terceros, en muchos casos, las tarifas de los Municipios y Mercados Relevantes en comento, calculadas de manera aislada y aun teniendo en cuenta los subsidios a la oferta, resultan superiores a las que se obtendrían si dichos Municipios y Mercados Relevantes se anexan a otros Mercados Relevantes Existentes.**

**Se sugiere a la CREG que permita la anexión de estos Municipios y Mercados Relevantes a otros Mercados Relevantes Existentes, cuando las tarifas resultantes de la fusión para los Mercados objeto de integración, sean inferiores a las tarifas que se les calcule de manera aislada.**

**RESPUESTA**

Ver respuesta al numeral anterior (3.8.1).

**3.8.3. LLANOGAS S.A. E.S.P.**

**Según el Parágrafo 2 del artículo en comento, los mercados que cuenten con recursos públicos deberán conservar la estructura del Mercado Relevante de Distribución, según se hayan aprobado los recursos para los distintos proyectos. Si bien compartimos la existencia de esta regla, sugerimos lo siguiente:**

**SUGERENCIA:** Podría ser benéfico para los usuarios de estos mercados que se permita la agregación o integración de mercados con recursos públicos al menos cuando la fuente de financiación o el fondo del cual provienen los recursos sea el mismo.

Se debería permitir la integración de mercados que tengan aportes de entes territoriales con recursos de los fondos dado que ellos contribuyen a la expansión del mercado cuando económicamente no es viable para el prestador que es lo que se ha venido presentando en algunas regiones del país.

Lo anterior, permitirá también lograr cargos de distribución más competitivos para los usuarios y favorecer la cobertura y maximización de la infraestructura financiada.

### **RESPUESTA**

Ver respuesta al numeral 3.8.1

#### **3.8.4. NATURGAS**

- **Cuota de fomento.** Este es un tema de política pública que abordaremos ante las instancias correspondientes. Sin embargo, consideramos útil indicar que en la actualidad sus recursos se dirigen a proyectos de infraestructura en redes y conexiones para usuarios de estrato 1 y 2. Reiteradamente hemos manifestado que una manera de mejorar el uso de la redes y de responder positivamente las solicitudes de acceso se logra si se destinan los recursos, prioritariamente, a subsidiar las conexiones, eliminando la restricción de los estratos. Las distribuidoras tienen detectados potenciales usuarios dentro de los anillos de redes que podrían ser atendidos y cuya dificultad descansa en la imposibilidad para sufragar el costo de la conexión, lo cual se puede mejorar con subsidios de la cuota de fomento.

### **RESPUESTA**

Este comentario no corresponde a la propuesta objeto de análisis. Se reitera que las decisiones sobre el tema de asignaciones de subsidios no son competencia de la Comisión.

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

El Parágrafo 3 del Artículo 5.2 de la Resolución prohíbe agrupar municipios o mercados relevantes de distribución que cuenten con recursos públicos del Fondo Especial de Cuota de Fomento, del Fondo Nacional de Regalías, de las Alcaldías, Gobernaciones, entes territoriales u otros; al respecto queremos resaltar:



- a. El regulador deberá tener en cuenta que algunos de los recursos que se reciben se destinan al pago de los derechos de conexión de los usuarios y, en consecuencia, no hacen parte del sistema de distribución con lo cual, no afectan la tarifa de distribución. En consecuencia, tales recursos no se deben incluir como limitantes para efectos de la aplicación de este aparte de la Resolución.
- b. Respecto a los recursos que se destinan al sistema de distribución, resulta procedente señalar que la prohibición propuesta no tendría justificación, cuando se garantice que los recursos serán o han sido invertidos en el municipio al que efectivamente fueron asignados, y la agrupación proyectada signifique una disminución o el mantenimiento de la tarifa final aplicable a los usuarios de esos municipios; de esta manera la agrupación no sólo garantiza que los esfuerzos fiscales se mantendrán en el tiempo beneficiando aún más a los usuarios del municipio destinatario, sino además, que se cumple con el propósito de lograr que con estos recursos se promueva la construcción y desarrollo de infraestructura que permitan a más municipios del país acceder al servicio público de gas combustible domiciliario.

## RESPUESTA

Ver respuesta al numeral 3.8.1

### 3.8.6. INVERCOLSA

La resolución propone que para el próximo período tarifario, el Distribuidor pueda conformar un mercado relevante a partir de la agregación de varios mercados existentes, adicionando nuevos municipios a los mercados existentes, o incluyendo varios municipios nuevos en un solo mercado. También sugiere, que los municipios o mercados relevantes de distribución que hayan sido beneficiados con recursos públicos del Fondo Especial Cuota de Fomento, del Fondo Nacional de Regalías, de las Alcaldías, Gobernaciones, entes territoriales u otros, deben conservar la estructura del Mercado Relevante de Distribución y no podrán unirse con municipios que no cuentan con estos recursos<sup>29</sup>.

Entendemos que esta restricción se realiza con el fin de evitar que por efecto de la fusión de unos mercados que han tenido acceso a un subsidio, con otros que no lo han tenido, se trasladen o diluyan los esfuerzos fiscales previstos para un grupo particular de usuarios hacia otros.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que muchos municipios han contado con recursos públicos destinados únicamente al subsidio de las conexiones

---

<sup>29</sup> Resolución CREG 090-2012. Art.5, Parágrafo 3

domiciliarias de gas, y que este tipo de subsidio llega de manera directa a los usuarios para los cuales han sido previstos. Entonces, dado que la fusión de mercados en este caso, no generará de ninguna manera el efecto que la restricción pretende prevenir, sugerimos a la Comisión, que en la norma definitiva se excluya de manera expresa la restricción cuando se trate de mercados que han obtenido recursos públicos exclusivamente para subsidiar las conexiones.

### **RESPUESTA**

Ver respuesta al numeral 3.8.1

### **3.8.7. ECOPETROL**

En la propuesta de conformación de Mercados Relevantes de Distribución, una de la condiciones señala que los municipios o mercados relevantes con recursos públicos (Fondo Especial Cuota de Fomento, Fondo Nacional de Regalías, de Alcaldías o Gobernaciones) tendrán que formar mercados relevantes independientes de municipios o mercados que no cuentan con estos recursos; sin embargo no es claro el mecanismo para asegurar que no se reconocerán vía tarifa, inversiones que ya han sido financiadas con los fondos o entes mencionados. Igualmente no es claro cómo se asegurará que los mercados no se mezclen.

### **RESPUESTA**

En la resolución definitiva se hace específico que se discriminará el cargo en las resoluciones particulares de los mercados que cuentan con estos fondos así:

La CREG en los actos administrativos particulares desagregará los cargos de distribución resultantes del cálculo tarifario en los siguientes componentes: (i) componente de inversión pagada con recursos públicos y (ii) componente de inversión pagada con recursos de la empresa y (iii) componente que remunera gastos de administración, operación y mantenimiento – AOM.

Esto permitirá que el distribuidor conozca el valor del cargo D que no puede ser cobrado a los usuarios.

Adicionalmente, se da la condición que para poder cobrar en la tarifa el componente correspondiente a la inversión de la empresa la distribuidora deberá haber finalizado la construcción de todos los activos que fueron reconocidos en los Cargos de Distribución aprobados.

La condición de que estos mercados no se puedan agregar a los que no cuentan con recursos del estado se verificará con la información que se tiene en la comisión, las

entidades estatales y la que envíe las empresas. Así mismo, es pertinente advertir que a los entes nacionales y territoriales se les hace parte de los trámites tarifarios.

### **3.8.8. SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS**

**Parágrafo 3:** Establece como criterio para la conformación de los mercados relevantes para el siguiente periodo tarifario que aquellos "(...) Municipios o Mercados Relevantes que cuenten con recursos públicos del Fondo Especial Cuota de Fomento, del Fondo Nacional de Regalías, alcaldías, gobernaciones, entes territoriales u otros, deberán conservar la estructura del Mercado Relevante de Distribución, según se hayan aprobado los recursos para los distintos proyectos, es decir no podrán unirse con municipios que no cuentan con estos recursos, ni con aquellos municipios que no hicieron parte de los proyectos inicialmente aprobados por parte de los Fondos para el otorgamiento de recursos (...)".

En opinión de esta Superintendencia esta medida permite ejercer las funciones de control y vigilancia de la SSPD en materia de aplicación del régimen tarifario y el correspondiente traslado de subsidios a usuarios beneficiarios de la infraestructura cofinanciada con recursos públicos al tenerse diferenciados dichos mercados.

No obstante lo anterior, sugerimos respetuosamente que se evalúen algunos casos puntuales como el del municipio de Tuchín (Córdoba), corregimiento hasta julio de 2007, donde aun cuando la infraestructura de distribución fue cofinanciada con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural<sup>1</sup> - FECFGN se accedió a la solicitud de la empresa Surtidora de Gases del Caribe S.A. E S P. para modificar el mercado relevante definido mediante resolución CREG 030 de 2004 y modificado mediante resolución CREG 063 de 2004, de manera que se incluyera esta población sin considerarse que la infraestructura de distribución para dicha población había sido objeto de cofinanciación con recursos públicos<sup>2</sup>.

Caso similar se presenta para las veredas de Apiay y Barcelona cuya infraestructura de distribución se ejecutó con inversiones de la Nación pero que ya conformaban el mercado relevante de Villavicencio en el departamento del Meta.

Así mismo, se recomienda permitir que se agreguen o se anexen mercados a un mercado relevante existente, sólo cuando se haya liquidado en su totalidad y a satisfacción por el MME los convenios que dieron origen a los proyectos con recursos FECF o FNR, o de entidades gubernamentales o municipales.

### **RESPUESTA**

La inclusión de aspectos particulares en la metodología tarifaria general no es viable.

Es de anotar que en relación con los mercados en toma de posesión se incluye lo siguiente:

En el caso de un Mercado Relevante Existente de Distribución, que cuente o no, con recursos públicos que este conformado por varios municipios en el que no se esté prestando el servicio en la totalidad de los mismos y el prestador del servicio que presentó la solicitud de cargos ante la CREG esté siendo intervenido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para liquidación del prestador del servicio en dicho mercado, se podrá entender como Mercado Relevante Existente de Distribución con periodo tarifario concluido, el conformado por la totalidad de los municipios en que se esté prestando el servicio y para aquellos donde no se esté prestando el servicio, el cargo aprobado conforme a la Resolución CREG 011 de 2003 perderá su vigencia y se podrá considerar como Municipio Nuevo.

### 3.8.9. SNC-LAVALIN ITANSUCA

Teniendo en cuenta que según las últimas leyes del Plan Nacional de Desarrollo, los recursos aportados para financiar la infraestructura se deben reflejar en subsidios aplicables a todos los usuarios, no únicamente a usuarios de estratos bajos, es necesario que se defina por vía regulatoria cómo se calcula el Cargo de Distribución Aplicable a Usuarios de Uso Residencial y el Cargo Promedio de Distribución Aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial, en los casos en que se trate de mercados que cuentan con aportes de recursos públicos para financiar las redes de distribución.

Actualmente, la metodología que ha adoptado la CREG constituye el único soporte de los recursos públicos aplicados a las poblaciones de altos niveles de NBI y quizá la única garantía de que éstos subsidios se mantengan en el tiempo. Por lo anterior, sugerimos se mantenga y reglamente la contabilización regulatoria de dichas Inversiones y se establezca formalmente la metodología de actualizar dichas participaciones en la medida en que se produzcan expansiones o reposiciones de la red. La Interventoría puede formular una propuesta específica para atender esta recomendación.

En el caso de solicitudes tarifarias para mercados que cuenten con aportes de recursos públicos, se recomienda que el solicitante presente el proyecto aprobado por la entidad pública que lo aprobó para evitar que los proyectos sufran modificaciones cuando se ejecutan. Esta práctica permite verificar que los proyectos presentados a las entidades que manejen fondos públicos no sean alterados al efectuarse la solicitud de cargos de distribución a la CREG.

Así mismo, en estos casos de mercados con redes financiadas con recursos públicos, se recomienda a la CREG establecer que la obligación para que el Distribuidor Informe al ente territorial que cofinancia la Inversión en reposición y expansión que éste haya efectuado o que proyecte efectuar de conformidad con la metodología tarifaria (Artículo 13.1).

Con el objeto de que se viabilice la contabilización de los activos cofinanciados se recomienda agregar que los agentes deben reportar a la CREG y al ente territorial que aporta recursos públicos la información de la totalidad de activos existentes (Artículo 13.3).

### **RESPUESTA**

Ver respuesta del numeral 3.8.7.

## **3.9. REGLAS PARA LA SOLICITUD Y APROBACIÓN DE CARGOS.**

### **3.9.1. MONTAGAS S.A. E.S.P.**

Se solicita incluir en el artículo 6 de la resolución que los cargos aprobados conforme al anterior periodo tarifario para mercados relevantes, así como las tarifas a aprobar para el nuevo periodo tarifario, pierden su vigencia en forma inmediata cuando el Distribuidor no haya iniciado la prestación del servicio. Lo anterior en consideración a los principios de eficiencia económica y suficiencia financiera, ya que las condiciones con las que en su momento son aprobadas las tarifas, cambian con el tiempo y no corresponden a las condiciones del mercado en el momento de su aplicación, Adicionalmente la aprobación de estos cargos debe quedar sujeta a la previa verificación de costos del Gas Natural Vs. costos de GLP.

### **RESPUESTA**

Respecto de su comentario, le informamos que la medida de que los cargos aprobados pierdan vigencia, en un plazo de tiempo después, si el distribuidor no ha iniciado la prestación del servicio o haya iniciado la construcción de las redes en un mercado, no puede hacerse retroactiva para los cargos que fueron aprobados según la metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2003, debido a que no es posible cambiar las condiciones regulatorias vigentes para la época que dieron origen a los cargos aprobados hasta vencido el periodo tarifario de la respectiva resolución que establece el cargo de distribución, a no ser que el distribuidor establecido en dicho mercado así lo solicite.

### **“CONFIDEINICIALIDAD:**

Se solicita modificar el numeral 6.1 ya que en el texto propuesto, el criterio de confidencialidad para con un distribuidor queda por encima del interés general, olvidando el regulador que la reglamentación propuesta corresponde a un servicio público, donde la falta de transparencia en la información, sus implicaciones, alcances y consecuencias afectan en forma significativa al mercado, así como la atención y la prestación de dicho servicio. El regulador estaría así privilegiando los intereses particulares del distribuidor frente al conocimiento requerido por el mercado para analizar las condiciones de prestación del servicio, sin considerar que debe velarse por un interés superior relacionado directamente con los usuarios del servicio público, los demás agentes, el mercado mismo y la sociedad en general”.



## **RESPUESTA**

Al respecto, se considera necesario advertir que la información de las solicitudes tarifarias puede ser consultada. Sin embargo, dado que para un mercado puede haber interés de varios prestadores, el estudio realizado por cada empresa para estimar las proyecciones de demanda de nuevos mercados se considera que debe mantenerse reservada. En este caso se pondrá en conocimiento los valores proyectados pero no el estudio que llevaron a esos datos.

### **3.9.2. SURTIGAS S.A. E.S.P.**

Propone la CREG, en el caso de que más de un Distribuidor presente solicitud de aprobación de Cargos para un mismo Mercado Relevante de Distribución, o cuando se trate de Mercados Relevantes diferentes pero en los que coincida(n) algún o algunos municipios, aplicar como criterio de selección, la solicitud con los mejores indicadores de costos y cobertura.

#### **Observaciones y/o Sugerencias:**

Se sugiere que en el proceso de asignación del Mercado Relevante, o en el proceso de asignación de los Municipios que se traslapen en distintos Mercados Relevantes, medie la opinión de perito o de un tercero independiente. La función del perito o del tercero designado sería la revisión de la información reportada por las Empresas en conflicto, en relación con las inversiones y la demanda proyectadas.

Tal y como está planteada la propuesta, existiría un incentivo perverso a subestimar las necesidades de inversión y sobreestimar la demanda potencial. Esto ha sucedido en el pasado, como lo sugieren las recientes tomas de posesión de Empresas por parte de la SSP.

## **RESPUESTA**

Si en el proceso de aprobación de cargos, la CREG considera la necesidad de un perito para la definición de aspectos propios de la aprobación, lo puede hacer libremente. Por tal razón, no se considera relevante indicarlo en la resolución.

### **3.9.3. MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.**

3. En solicitudes de cargos tramitados paralelamente, cuando existen municipios incorporados en más de un Mercado Relevante y la CREG resuelva no extraer los municipios comunes para conformar un Mercado Relevante de Distribución independiente y apruebe la solicitud que cumpla de mejor manera los indicadores en relación con los costos y la cobertura, obliga al otro distribuidor a participar en los municipios de los cuales no presentó solicitud, lo que equivaldría a tener que desistir del mercado al que quiere entrar. Esto no es una práctica restrictiva?

**4. Cuando la CREG apruebe la solicitud que mejor cumple los indicadores en relación con los costos y cobertura de cargos tramitados paralelamente para un grupo de municipios, obliga a los Distribuidores que han realizado la solicitud a participar en todos los municipios que conforman dicho Mercado Relevante, so pena de incurrir en falla en la prestación del servicio?**

**RESPUESTA**

En relación con su inquietud, le informamos que el ordenamiento colombiano establece un listado enunciativo de prácticas susceptibles de distorsionar la competencia.

De acuerdo con estos no se considera que la propuesta este trasgrediendo el principio de igualdad, dejando la posibilidad para que cualquier empresa que cumpla con las condiciones establecidas en la Ley 142 de 1994 pueda prestar el servicio de Gas Natural.

De igual manera no se están estableciendo barreras de entradas a través de la necesidad de contar con permisos o licencias para poder operar y actuar dentro del mercado.

De igual forma no se observa que se esté limitando la capacidad para ofrecer bienes o servicios. o que se esté generando barreras geográficas o elevando los costos de entrada o salida de las empresas en el mercado.

Así mismo no se considera que se esté incrementando los costos de manera significativa, pues es claro que se cumplen con los criterios dentro de los cuales se deben establecer los regímenes tarifarios.

Teniendo en cuenta los estudios base y los comentarios que sobre el proyecto de resolución inicial que se puso a comentarios como lo es la Resolución 090 de 2012, lo que se busca es ajustar los criterios generales que a la fecha se vienen aplicando en relación con el reconocimiento del cargo D, estableciendo la forma como se irá a reconocer al momento de la terminación y liquidación de los contratos de las Áreas de Servicio Exclusivo y se dan algunos lineamientos en el caso de la prestación del servicio de manera virtual, con base en la facultades otorgadas por la Ley 143 de 1994 en materia de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas del servicio público domiciliario de gas combustible y respetan los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia contemplados en la citada norma.

De otra la parte las prácticas restrictivas a la competencia, hacen referencia:

- Todo acuerdo entre dos o más empresas que prevenga, restrinja, o distorsione la competencia;
- Toda conducta abusiva por parte de agentes económicos que tengan una posición dominante en el mercado; y

- Ciertos actos unilaterales realizados por empresas.

También están prohibidas las integraciones económicas que contraigan sustancialmente la competencia y que no compensen con eficiencias. Además de las anteriores, el Régimen de Competencia contempla los actos de Competencia Desleal establecidos en la Ley 256 de 1996 que afecten o tengan impacto en el mercado.

Conforme a lo estipulado en la propuesta puesta a consideración y de acuerdo con lo antes mencionado se observa que con las disposiciones que se están adoptando en ningún momento se está incurriendo dentro del campo de una práctica restrictiva.

#### **3.9.4. LLANOGAS S.A. E.S.P.**

##### **Artículo 6. REGLAS PARA LA SOLICITUD Y APROBACIÓN DE CARGOS**

Según las disposiciones de este artículo, los distribuidores que se encuentren prestando el servicio en mercados relevantes cuyo cargo no haya estado vigente por cinco (5) años a la entrada en vigencia de la presente resolución, tendrán la alternativa de mantener el cargo aprobado bajo la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003 hasta que se cumpla su vigencia. Al respecto tenemos la siguiente sugerencia:

**SUGERENCIA:** Teniendo en cuenta que se trata de inversiones realizadas por el distribuidor para la prestación del servicio, solicitamos que los 5 años se cuenten desde la fecha en que se inició la prestación del servicio en el mercado, como fecha para contar el plazo que tendría el distribuidor para solicitar a la CREG la aprobación de los cargos de distribución bajo la nueva metodología.

Adicional a lo anterior, este artículo establece que el plazo que tienen los distribuidores para presentar la solicitud tarifaria a la CREG es de dos (2) meses contados a partir de la entrada en vigencia de la resolución definitiva.

##### **RESPUESTA**

No es posible acceder a su solicitud, toda vez que es desde el momento mismo en que se aprueba el cargo y el acto administrativo que lo contiene se encuentra en firme es que su vigencia comienza a contarse, por ser el instante en que inician sus efectos.

**SUGERENCIA:** Teniendo en cuenta la cantidad de mercados relevantes que en la actualidad se tienen en el país y que cada distribuidor puede estar atendiendo, solicitamos respetuosamente que se extienda este plazo a cuatro (4) meses de tal forma que se cuente con el tiempo suficiente para preparar la información y documentación que debe acompañar la solicitud de cargos.

##### **RESPUESTA**

En relación con el plazo para la presentación de solicitudes se ha aumentado de 2 a 3 meses.

### 3.9.5. PLEXA

Sugerimos modificar el artículo 6, conforme a los principios de eficiencia económica y suficiencia financiera, ya que los cargos aprobados para el anterior periodo tarifario, así como las tarifas a aprobar para el nuevo periodo tarifario, deberían perder su vigencia en forma inmediata cuando el Distribuidor no haya iniciado la prestación del servicio, durante el año siguiente a su aprobación. Lo anterior en consideración a que las condiciones con las que en su momento fueron aprobadas estas tarifas para un mercado relevante en particular, cambian con el tiempo y no reflejarían adecuadamente una estructura de costos real.

Igualmente se sugiere eliminar del párrafo del Artículo 7 de la Resolución Creg 090 de 2012 el aparte “ salvo que el agente demuestre que no inició la construcción por no haber sido expedidas las licencias o permisos de que trata el artículo 26 de la Ley 142 de 1994 por razones ajenas al distribuidor” ya que conforme lo reconoce el Artículo 26 de la Ley 142 de 1994, en estas solicitudes deben ser aplicadas las normas generales sobre planeación urbana, circulación y tránsito, uso del espacio público, seguridad y tranquilidad ciudadana, así como los procedimientos legalmente establecidos para estos trámites, normas todas estas de interés general, que no deben ser tenidas en cuenta como eximentes de la responsabilidad del Distribuidor para la pérdida de vigencia de cargos.

### RESPUESTA

Eliminar el párrafo del Artículo 7, indicaría que no se contempla que pueden existir eventos no controlables por parte del distribuidor tales como demoras por parte de los entes territoriales para la expedición de permisos u otros, que pueden atrasar la construcción de las redes y la entrada en operación de los sistemas de distribución, lo cual sería bastante restrictivo, es por esa razón que se condiciona a un porcentaje de ejecución de la inversión y así se mantiene.

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

Artículo 6.2: información que debe contener la solicitud.

En este apartado, la Resolución CREG 090 de 2012, establece:

*“Los estudios tarifarios que se presenten a la Comisión deben contener la información especificada en los ANEXOS de esta Resolución y los respectivos archivos en medio magnético, los cuales deben contener los planos de todos los Sistemas de Distribución que conforman la(s) solicitud(es) tarifaria(s) junto con la información incluida en la solicitud y que sea factible de ser suministrada por este medio. Sin embargo, la Comisión podrá solicitar otra información que considere relevante para el desempeño de sus funciones.”*

En este sentido Gas Natural S.A. cuenta con la información gráfica de planos georreferenciados en formato (Shape), en el cual se enviará esta información con el registro

de los sistemas de Distribución y de las Unidades Constructivas para los activos que conformarán la solicitud tarifaria.

## **RESPUESTA**

La Comisión a través de circular solicitará a todos los distribuidores la información geográfica de los sistemas de distribución, así como los mapas para visualizar su localización, esto con varios propósitos: Para la realización de las auditorías previas a la aprobación de cargos, contar con el inventario de activos de distribución de todo el país y realizar el monitoreo de éstos, facilitando además la verificación de su reposición.

### **7.4. Extensión del período de dos meses para la presentación del expediente tarifario**

Sesión No. 585

**El numeral 6.4. del artículo 6 “Reglas para la solicitud y aprobación de Cargos” de la Resolución CREG 090 de 2012 establece que a la fecha de entrada en vigencia de la mencionada resolución, los distribuidores deberán someter a aprobación de la Comisión el estudio de los cargos de distribución aplicables para el siguiente período tarifario, con sujeción a la metodología y demás criterios establecidos, a más tardar, dentro de los dos (2) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución.**

**RESPUESTA**

Se señala además, que si transcurridos los dos (2) meses mencionados, los distribuidores no han remitido su solicitud con la correspondiente información, la Comisión procederá de oficio, a determinar los cargos de distribución aplicables al mercado relevante de distribución para el siguiente período tarifario y corresponderá al noventa por ciento (90%) del cargo de distribución que sea más bajo entre los cargos de distribución aprobados a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 090.

Solicitamos a la Comisión extender el término de los dos (2) meses previsto en el proyecto, pues como se mencionó anteriormente, en la actualidad se presenta incertidumbre en variables fundamentales que determinan la tarifa final, y por otro lado, la eventual fusión de mercados relevantes requiere el análisis de diferentes escenarios. En tanto se considera indispensable la previa definición y entrada en vigor de las nuevas reglas para la comercialización de gas combustible, se considera que el plazo de dos (2) meses resulta del todo insuficiente para presentar el expediente tarifario sin correr riesgos de cometer errores en el cálculo.

Con fundamento en lo anterior, comedidamente se solicita a la Comisión conceder un plazo adicional de mínimo dos (2) meses para aquellas empresas que así lo requieran.

## **RESPUESTA**



En relación con el plazo para la presentación de solicitudes se ha aumentado de 2 a 3 meses tiempo que se considera suficiente para la presentación de solicitudes tarifarias, dado que la propuesta contenida en la resolución CREG 090 de 2012 ha sido conocida con anterioridad.

### 3.9.7. INVERCOLSA

En cuanto a las reglas generales que se definen para la adopción de cargos de distribución de mercados relevantes en donde hay más de un distribuidor, atendiendo diferente demanda a través de redes independientes, la Comisión propone que el cálculo del cargo se realice con la sumatoria de los activos de cada red y la demanda total del mercado<sup>30</sup>.

Señalamos la inconveniencia que podría generar esta decisión, por cuanto dependiendo de la densificación de las redes y los consumos asociados, así como también de la configuración de cada sistema entre redes primarias y secundarias, con el mecanismo propuesto se podría generar una sobre-remuneración para uno de los agentes y una sub-remuneración al otro, tal como ilustramos con la siguiente tabla.

<b>Inversiones (MM \$)</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>300</b>
<b>AO&amp;M fMM \$1</b>	<b>40</b>	<b>20</b>	<b>20</b>
<b>Demanda (MM m3)</b>	<b>200</b>	<b>600</b>	<b>800</b>

Ante la complejidad que esta situación reviste, recomendamos que el procedimiento propuesto por la Comisión tenga en cuenta las siguientes consideraciones:

- El cargo definido para el mercado, no debería permitir ni sub-remuneración ni sobre-remuneración de las inversiones eficientes que han realizado los agentes que atienden dicho mercado.
- Dado que los gastos de AO&M eficientes por usuario son diferentes para cada empresa, habrá que conciliar esta situación, cuando se pretenda establecer un cargo único para el mercado.
- La propuesta de compensación de cargos entre usuarios residenciales y no residenciales<sup>31</sup>, en esta situación, derivaría en cargos diferentes para un mismo mercado.

<sup>30</sup> Resolución CREG 090- 2012. Art. 15, literal a)

<sup>31</sup> Aunque como hemos indicado anteriormente, esta iniciativa no debería prosperar

- Podría ofrecerse una opción para que, previo acuerdo, un agente acepte acogerse a la solicitud presentada por el otro agente incumbente.
- No debería permitirse, salvo acuerdo de todos los agentes incumbentes, la agregación de este mercado compartido con otros mercados relevantes de distribución.

La Comisión propone una serie de reglas que aplicarán cuando se tramiten solicitudes de cargos paralelamente para un mismo mercado, o para mercados en los que coincidan algún o algunos municipios<sup>32</sup>. Aunque el texto de la resolución no ofrece claridad en cuanto a si esta disposición aplicaría para las solicitudes de cargos de mercados existentes o de nuevos mercados, o en los dos casos, consideramos que se debe establecer explícitamente, que cuando se trata de mercados existentes en los que existe más de una empresa prestando el servicio, estos mercados deberán mantener su estructura y no podrán fusionarse con otros mercados.

## **RESPUESTA**

Aunque se entendería que la distribución de gas combustible por redes de tubería corresponde a un monopolio natural, se ha evidenciado que en varios mercados están prestando el servicio más de un distribuidor, lo cual puede deberse a una repartición de la demanda del mercado porque la empresa inicialmente establecida no se expandió suficientemente en los municipios del mercado y no atendió a todos los usuarios o por otras razones. Esta posible ineficiencia no debe reflejarse en los tarifas de los usuarios, por lo tanto, debe establecerse un solo cargo para todo el sistema de distribución independiente de quienes sean sus propietarios.

Cuando ocurran estos casos efectivamente el cargo será uno solo y las empresas prestadoras deberán valorar si con sus ingresos pueden atender el mercado o deberán llegar a acuerdos con las otras establecidas.

### **3.9.8. SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS**

El Numeral 6.2., Artículo 6 establece que "El solicitante deberá indicar expresamente si cuenta o no con recursos públicos y en caso afirmativo deberá indicar su procedencia, monto, destinación y deberá discriminar las inversiones que ejecutará con recursos propios y aquella que ejecutará con recursos públicos."

Al respecto, esta SSPD sugiere que para el caso de Mercados Relevantes conformados por Municipios Nuevos y que sean objeto de cofinanciación con recursos públicos se indique de manera expresa que la información aportada para

---

<sup>32</sup> Resolución CREG 090- 2012. Art. 6.6.

efectos de la solicitud tarifaria deberá corresponder en su totalidad con la información presentada ante la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME para efectos de evaluación y verificación de su viabilidad técnica y financiera.

De otra parte, para el caso de aquellos Mercados Relevantes existentes y cuya infraestructura haya sido objeto de cofinanciación con recursos públicos se sugiere evaluar la posibilidad de requerir al solicitante el documento idóneo (contrato, convenio, acto administrativo o acta de liquidación) que dé cuenta de las inversiones efectuadas por las partes para la construcción de tal infraestructura.

Lo anterior, por cuanto a la fecha la SSPD ha tenido conocimiento acerca de mercados donde a pesar de haberse realizado aportes de fondo públicos el acto administrativo de aprobación de cargos expedido por la Comisión no da cuenta de esta situación; tal es el caso del mercado relevante conformado por el municipio de Miraflores atendido en la actualidad por la Sociedad de Unidad Empresarial de Servicios Públicos - PUBLISERVICIOS S.A. E.S.P. cuya aprobación de cargos se dio mediante resolución CREG 023 de 2004.

#### **RESPUESTA**

En relación con su solicitud de que la información que envían las empresas a la UPME para la solicitud de recursos públicos corresponda a la de la solicitud tarifaria le informamos que la Comisión hace un proceso de verificación de esta información pero también envían a las entidades administradoras de los recursos comunicación para que sean parte del trámite tarifario y puedan consultar los expedientes correspondientes a para que sean éstas las que verifiquen con mayor precisión si la información corresponde a la utilizada para la asignación de dichos recursos.

De otro lado, informamos que la resolución definitiva a incluido unos requisitos mayores para los proyectos que cuentan con recursos públicos, con el fin de que el cobro del cargo que corresponde a recursos privados no se pueda cobrar al usuario hasta que no se haya realizado la totalidad de la inversión.

- **Numeral 6.5 literal (ii)**

**Se recomienda precisar que ocurriría en caso de que en un mercado atendido por dos distribuidores, uno de ellos quiera presentar solicitud de nuevos cargos y el otro mantenerse en los aprobados hasta la finalización del periodo tarifario.**

#### **RESPUESTA**

Se ha establecido que en caso de existir más de un Distribuidor atendiendo el mismo Mercado, todos los Distribuidores deberán renunciar a la vigencia del cargo aprobado según la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003 y presentar cada uno su respectiva solicitud tarifaria, de lo contrario no podrán acogerse a la opción de acogerse a

la nueva metodología sin que los cargos hayan estado vigente 5 años.

• **Numeral 6.7**

Se recomienda precisar que ocurre con las inversiones ejecutadas en el mercado existente en el que no se está prestando el servicio de gas.

**RESPUESTA**

Si el cargo promedio de distribución del mercado existente tiene menos de un año de aprobación podrá presentar solicitud nuevamente como mercado nuevo. Si tiene más de un año y no ha cumplido su período tarifario, tendrá hasta la finalización del mismo para prestar el servicio. Si se ha vencido el período tarifario, dichas inversiones no podrán ser cobradas vía tarifa hasta tanto no haya una solicitud tarifaria como mercado nuevo que las incluya. En este caso si un agente hace inversiones y no presta el servicio, se entenderá que serán pérdidas asumidas por la empresa.

**3.10. VIGENCIA DE LOS NUEVOS CARGOS**

**3.10.1. MONTAGAS S.A. E.S.P.**

“... se solicita eliminar del párrafo del Artículo 7 de la Resolución Creg 090 de 2012 el aparte ” salvo que el agente demuestre que no inició la construcción por no haber sido expedidas las licencias o permisos de que trata el artículo 26 de la Ley 142 de 1994 por razones ajenas al distribuidor ya que la vigencia de los cargos está dada por el principio de eficiencia económica y financiera, sin perjuicio de que conforme lo reconoce el Artículo 26 de la Ley 142 de 1994, en estas solicitudes deben ser aplicadas las normas generales sobre planeación urbana, circulación y tránsito, uso del espacio público, seguridad y tranquilidad ciudadana, así como los procedimientos legalmente establecidos para estos trámites.

**RESPUESTA**

Ver respuesta del comentario 3.9.4.

**3.11. ACTUACIÓN PARA LA DEFINICIÓN DE CARGOS DE DISTRIBUCIÓN**

**3.11.1. PLEXA**

Se solicita modificar el numeral 6.1 ya que en el texto propuesto, el criterio de confidencialidad para con el distribuidor queda por encima del interés general, olvidando el regulador que la reglamentación propuesta está dirigida a un servicio público, donde la transparencia y la calidad de la información, son esenciales para

que el mercado se desarrolle responsablemente. El regulador estaría así privilegiando los intereses particulares del distribuidor frente al conocimiento requerido por el mercado para analizar las condiciones de prestación del servicio”.

#### **RESPUESTA**

Ver respuesta del numeral 3.9.1.

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

**1.2. Opción para mercados relevantes con cargos aprobados hace menos de cinco años.**

El Artículo 6, en su numeral 5, ha previsto la posibilidad de que los Distribuidores que se encuentren prestando el servicio en un mercado existente y cuyo cargo no haya cumplido el término de cinco años al momento de entrar en vigencia la Resolución, opten, bien por acogerse a lo dispuesto por esta Resolución o bien por terminar el período tarifario al amparo de la Resolución 011 de 2003; se propone que este numeral indique que dicha opción también aplique a los Distribuidores con tarifa aprobada pero que aún no se encuentren prestando el servicio toda vez que no habría fundamento legal para brindar un tratamiento desigual en esos casos.

De la misma forma, solicitamos que aquellos Distribuidores con un mercado existente cuyo periodo tarifario no haya cumplido los cinco años y en este momento del tiempo no tomen la opción de integrarse con otros mercados relevantes, lo puedan hacer una vez finalice el periodo y deba presentar su nuevo expediente tarifario.

#### **RESPUESTA**

No acogemos la solicitud, pues la idea era que las empresas que contaran con cargos aprobados en su momento, hicieran las inversiones y prestaran el servicio.

La metodología solo contempla los casos en donde hay cargos aprobados con vigencia de hasta un año y no hay prestación del servicio, en estos podrán acogerse a la nueva metodología solicitando a la CREG que sean considerados como nuevos mercados. Si transcurrido un año de aprobación del cargo, si en algún municipio del mismo mercado no se está prestando el servicio, el cargo perderá vigencia para el municipio y se podrá presentar como mercado nuevo.

La segunda solicitud no la contemplamos dado que esto implicaría la modificación de los cargos constantemente, lo que perjudicaría a los usuarios.

#### **3.12. METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA.**



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

**1.4. Costo Medio Histórico vs. Costo Medio de Mediano Plazo**

Para los Mercados Relevantes Existentes, la CREG propone modificar la metodología vigente, estimando el costo de prestación del servicio a través del cálculo del Costo Medio Histórico (Corte Transversal) y no del Costo Medio de Mediano o Largo Plazo.

Si bien, la propuesta regulatoria ya había sido anunciada y hasta donde se entiende ella obedece a la dificultad de realizar estimaciones de la demanda de gas en los diferentes Mercados y a las desviaciones que se presentaron durante el Período Tarifario vigente, entre el pronóstico de demanda efectuado y la demanda efectivamente realizada, no por ello sigue presentando inconvenientes, entre los cuales cabe mencionar los siguientes:

- La cobertura del servicio en los Mercados Relevantes Existentes dista de ser cercana al 100%. Si bien, las cabeceras de los Municipios que hacen parte de los Mercados Relevantes tienen amplia cobertura, o están en tránsito de tenerla, no sucede igual con los corregimientos y caseríos ubicados en el área de influencia de los respectivos Municipios. Es decir, las empresas manejan planes de expansión en las áreas rurales cercanas de los Municipios servidos, áreas cuya cobertura implica costos de prestación del servicio superiores, aunque no significativamente, a los Costos Medios Históricos de los respectivos Mercados.

Penetrar estos Mercados bajo la modalidad de "*Mercados Relevantes de Distribución Especiales*", como lo propone la CREG, resulta insostenible como se mencionó anteriormente.

- Las desviaciones que registra la demanda con respecto a los pronósticos, no es el resultado de la impericia de las empresas Distribuidoras, o de la UPME (entidad que las avaló), sino de la dinámica de los precios de suministro y de transporte que se registran durante el Período Tarifario, de la dinámica de los precios de los energéticos sustitutos y de cambios regulatorios que pueden afectar el comportamiento esperado de la demanda<sup>33</sup>.

Las dinámicas y los cambios señalados necesariamente impactan la demanda, especialmente aquellas pertenecientes a los Sectores No Residenciales. Las demandas de estos Usuarios, con mayor elasticidad precio que la de los Usuarios Residenciales, responden a incrementos o decrementos del precio del Gas Natural y a los precios relativos de este energético frente a sus sustitutos.

<sup>33</sup> Ejemplo: Resolución CREG-018 de 2004, que incentivó el consumo de GNCV.

Las dificultades asociadas con la evolución de la demanda esperada persisten y no se eliminan por el hecho de que la CREG cambie la metodología de Costo Medio de Mediano Plazo, por una metodología de corte transversal.

- Los nuevos cambios que se han producido recientemente en los Cargos por Uso del SNT, así como, propuestas regulatorias como la contenida en la Resolución CREG-113 de 2012 y otras normas en discusión, necesariamente incidirán de manera negativa en la evolución futura de la demanda actualmente conectada a los Sistemas de Distribución. De allí que el Costo Medio Histórico propuesto, puede no garantizar el principio de suficiencia financiera, en los términos dispuestos en el Artículo 87.4 de la Ley 142 de 1994:

*“Por suficiencia financiera se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios”<sup>34</sup>.*  
(Subrayado Fuera de Texto)

A manera de ejemplo, de adoptarse la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG-113 de 2012, que no permite negociaciones bilaterales para la atención en firme de los Usuarios Industriales, compromete la permanencia de la demanda industrial de las grandes industrias y de los auto-generadores. De ser este el caso, el Costo Medio Histórico resultará insuficiente para cubrir la estructura de costos y de gastos de las empresas afectadas.

- Para el cálculo de los Costos Medios Históricos, se definen las siguientes fechas relevantes:

***“FECHA BASE: Es la fecha de referencia que se tiene en cuenta para realizar los cálculos de los cargos que el Distribuidor presentan a la CREG en cada Período Tarifario, y corresponde al 31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud tarifaria.***

***FECHA DE CORTE: Esta es la fecha hasta la cual se tomará la información de activos existentes que los distribuidores hayan construido en períodos tarifarios anteriores o en el que culmina y la Demanda de Volumen obtenida***

<sup>34</sup>

La expresión "expansión" declarada EXEQUIBLE por la Corte Constitucional mediante Sentencia [C-150-03](#) de 25 de febrero de 2003, Magistrado Ponente Dr. Manuel José Cepeda Espinosa, "en el entendido de que al considerar los costos de expansión se incluirá un criterio expreso para hacer efectivo el principio de solidaridad y asegurar que los beneficios de la misma serán, de manera prioritaria, las personas de menores ingresos".

**para efectos del cálculo de los Cargos de distribución. Esta fecha se aplica sólo a mercados existentes y corresponde al 31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud tarifaria**". (Subrayado Fuera de Texto).

Las empresas de distribución desarrollan planes de inversión a lo largo del año. Dichos planes de inversión se ejecutan en el contexto de la normatividad vigente, es decir, en el marco de las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-011 de 2003. En la medida en que la Resolución CREG-090 de 2012 constituye un Proyecto de Resolución sometido a consideración de agentes y terceros interesados, las normas que contiene corresponden a una propuesta y pueden diferir sustancialmente de las normas que finalmente se adopten.

Suponiendo que la Resolución que se expida al final del proceso de consulta, resulta similar a la propuesta planteada y dicha expedición se realice antes de terminar el presente año, surgen las siguientes inquietudes con relación a las inversiones que se ejecuten durante el 2013:

- i) Si se atienden Municipios Nuevos en desarrollo de las inversiones que se ejecuten, estos Municipios a qué Mercado Relevante pertenecen: ¿A Mercados Relevantes Existentes; o a Mercados Relevantes Independientes?
- ii) Si se atienden poblados diferentes a los cascos urbanos (corregimientos, caseríos o inspecciones de policía), asociados a Municipios pertenecientes a Mercados Relevantes Existentes, en desarrollo de las inversiones que se ejecuten, estos poblados a qué Mercado Relevante pertenecen: ¿A Mercados Relevantes Existentes; o a Mercados Relevantes de Distribución Especiales?
- iii) ¿Cómo y cuándo se incorpora la información de las inversiones que se ejecuten durante el 2013 y su demanda asociada, en el cálculo del Costo Medio Histórico?
- iv) Con qué "Costo Unitario" de "Unidades Constructivas" y cuándo se valoran las inversiones que se ejecuten durante el 2013: ¿Con los "Costos Unitarios" de la Resolución CREG-011 de 2012; o con los "Costos Unitarios" de la Nueva Resolución?

Entenderíamos que la conformación de Mercados Relevantes y la valoración de inversiones ejecutadas durante el 2013, deben regirse por la normatividad vigente al momento de realizar dichas inversiones.

**Observaciones y/o Sugerencias:**

De persistir la CREG en su propuesta de cambio metodológico, con independencia de que la misma contraviene el principio de suficiencia financiera, se solicita que la Comisión permita la exclusión de demandas que con alta probabilidad no

permanecerán en el Mercado Relevante Existente, cuando calcule el Costo Medio Histórico respectivo.

### RESPUESTA

En primera instancia y con relación a la solicitud de que se continúe con la metodología de costo medio de mediano plazo dado que las empresas manejan planes de expansión en las áreas rurales cercanas de los municipios y cuya cobertura implica costos de prestación del servicio superiores, les indicamos que la Comisión luego de los análisis como el de crecimiento de demanda, ha considerado que la mejor metodología aplicable en el próximo periodo tarifario a los mercados ya establecidos es el costo medio histórico o corte transversal.

Las empresas han tenido el suficiente tiempo para llegar a los corregimientos o a las áreas rurales y mantener la metodología de mediano plazo no garantiza esta expansión, si anteriormente no se hizo, dado que existía la regla de que las inversiones que no se habían considerado en el programa de inversiones serían consideradas en el nuevo periodo tarifario. Además, atendiendo que las demandas reales en la mayoría de los casos fueron superiores a las proyectadas tal y como se mostró en el Documento CREG 050 de 2012 y que los cargos aprobados fueron muy superiores a lo que debieron ser, se constituye una circunstancia que podría haberle dado factibilidad para que los distribuidores llegaran a las zonas que hoy los agentes dicen ser de su interés.

Es de anotar que si la constitución de un mercado especial no es la opción para estas zonas, éstas pueden contar con el servicio de GLP por cilindros, el cual resultaría el más eficiente económicamente.

De otro lado y en relación con la fecha de corte, la resolución definitiva ha sido expedida a finales del año 2013 por lo tanto la consideración de inversiones y demanda para los mercados que hayan concluido su periodo tarifario será hasta el 31 de diciembre de 2013.

Finalmente, excluir de las demandas reales aquellas de los usuarios que tienen alta posibilidad de no permanecer en el mercado, volvería a ser una estimación o proyección. Además la metodología da las suficientes herramientas para que el distribuidor pueda retener a éstos dentro de su mercado.

### **3.12.2. NATURGAS**

- **Valoración de la inversión.** Sobre este punto iniciamos resaltando que la metodología vigente de “Costo medio de mediano plazo – CMMP (CREG 011/2003)” ha permitido un desarrollo exitoso del gas natural y ha incentivado la inversión que se ha traducido en mayor cobertura a usuarios y mercados. Ahora bien, si el planteamiento de la CREG consiste en migrar a una metodología de “Corte transversal”, se solicita que para la definición de la tarifa operante en mercados existentes, se evalúe a la fecha de corte. La propuesta define a 31 de

diciembre del año anterior, como la fecha de corte para establecer la inversión que aplicaría durante el próximo período tarifario. Lo anterior, podría generar que algunas inversiones ejecutadas en el último año no se remuneren, esto podría desincentivar el ingreso de nueva inversión.

### RESPUESTA

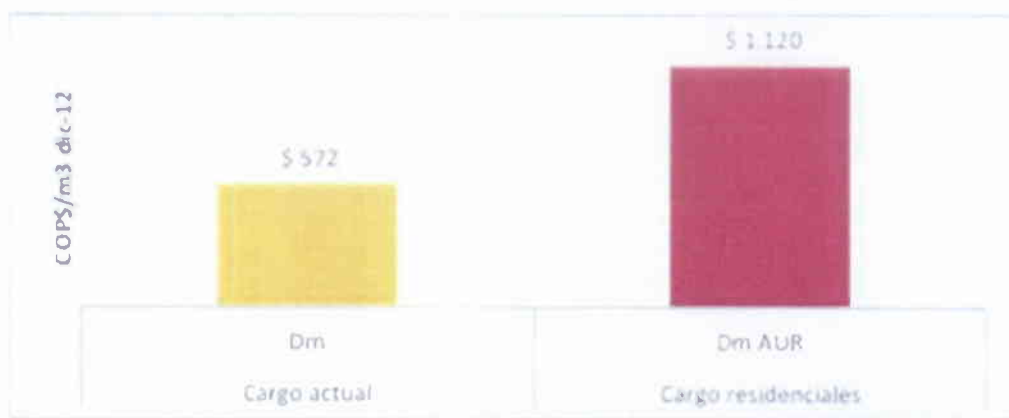
Ver respuesta del numeral anterior 3.12.1.

#### 3.12.3. LLANOGAS S.A. E.S.P.

Con base en las definiciones de la resolución, los mercados relevantes existentes (es decir, aquellos para los cuales la CREG ya aprobó cargos de distribución en períodos tarifarios anteriores), quedarán sujetos a la aplicación de la metodología de costo medio o corte transversal. Al respecto tenemos las siguientes sugerencias:

**SUGERENCIA:** Esta disposición sería aplicable incluso a los mercados que una vez cumplidos los 5 años de vigencia de los cargos de distribución soliciten aprobación de nuevos cargos de distribución bajo la nueva metodología. No obstante consideramos apropiado que se permita la aplicación de la metodología de costo medio de mediano plazo hasta tanto el inicio de la prestación del servicio no haya cumplido al menos 10 años, condición que permitiría la consolidación de la cobertura de manera eficiente, es decir, que el corte transversal solo se aplique en aquellos mercados donde se cumple esta condición.

Lo anterior surge porque es posible que en algunos mercados la evolución de la cobertura no haya sido acorde con lo esperado al finalizar los 5 años y en estos casos (cuando la demanda de gas es inferior a lo proyectado por el distribuidor) la aplicación de la metodología de corte transversal genera un incremento de los cargos de distribución como se presenta en el siguiente ejemplo.



*pl*



## **RESPUESTA**

No se acoge el comentario, en el Documento CREG 050 de 2012, se muestra que las proyecciones de demanda en las nuevas solicitudes tarifarias se estabilizan antes del quinto año.

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

**1.3. Aplicación de Costo Medio de Mediano Plazo a mercados relevantes con menos de cinco años de existencia y que se encuentren dentro del desarrollo de su primer expediente tarifario.**

**Resulta indispensable que para Mercados Existentes, que no sobrepasen los cinco años desde que fue aprobado su primer expediente tarifario, se les de la opción de aplicar la metodología de Costo Medio de Mediano Plazo (CMMP),\_En este sentido, la metodología tarifaria debe ofrecer las condiciones que respondan a las necesidades generales de cobertura, expansión y desarrollo, otorgando incentivos diferenciales para mercados recién creados y para mercados maduros.**

## **RESPUESTA**

**Mercados en los que aún no ha culminado su primer periodo tarifario, y que deseen presentar una nueva solicitud del cargo de distribución, necesariamente requieren del incentivo que ofrece la metodología de CMMP para continuar su proceso natural de expansión y desarrollo, tal como había sido previsto en el cálculo de su tarifa bajo la Resolución CREG 011 de 2003. De lo contrario, se obtendrían cargos desproporcionados al considerar un alto nivel de inversión asociado a una baja demanda aún en crecimiento.**

## **RESPUESTA**

La metodología de costo medio histórico o corte transversal se mantiene para los mercados existentes independientes de que lleven 5 o menos años en servicio. Ahora bien, si los mercados llevan menos tiempo en operación que 5 años tienen la opción de continuar con los cargos que fueron aprobados hasta el cumplimiento de su periodo tarifario. El distribuidor deberá valorar cual es la mejor alternativa si acogerse a la opción de la nueva metodología y que se le aprueben cargos si su demanda no alcanzado la cobertura o esperar a que se venza su periodo tarifario para que se le aplique la metodología de corte transversal.

Es de indicar que sólo se podrá contemplar como mercados nuevos aquellos mercados que tengan cargos aprobados con vigencia menor de un año y donde no se ha iniciado la prestación del servicio, en estos casos, si el distribuidor se acoge a la opción de renunciar a su periodo tarifario, se le aplicará la metodología de costo medio de mediano plazo o aquellos mercados que pasado un año de aprobación del cargo respectivo algún municipio del mismo no se está prestando el servicio el cargo perderá vigencia para dicho municipio y se podrá presentar como mercado nuevo.

### 3.12.5. PUBLISERVICIOS

El numeral 6.5 de la Resolución 090 establece que los mercados con cargo de distribución con vigencia menor a 5 años pueden optar bien por mantener a vigencia de los cargos aprobados bajo el marco tarifario de la Resolución CREG 011 de 2003, o presentar una solicitud de aprobación de cargos de distribución bajo el nuevo marco tarifario. En la mayoría de los casos, la aplicación de esta última opción resulta inviable ya que la tarifa resultante, calculada a partir del criterio de costo histórico, es considerablemente superior a la existente dificultando la competitividad del servicio.

Lo anterior es una característica típica observada en mercados recientemente creados (menos de 5 años), en donde la demanda no responde a la ejecución del plan de inversiones, resultando en consumos reales inferiores a los considerados en el cálculo del cargo, por lo que de optar por presentar una nueva solicitud bajo el nuevo marco tarifario, el cargo se incrementaría sustancialmente. Ahora bien, un mecanismo para viabilizar la aplicación de dicha opción es permitir al distribuidor calcular el cargo de distribución aplicando la metodología de Costo Medio de Mediano Plazo, que responde adecuadamente a la señal de expansión necesaria en mercados con menos de cinco años de vigencia en su tarifa y con un bajo nivel de cobertura.

Por lo anterior se solicita que la opción (i) Presentar a la CREG una solicitud de aprobación de Cargos de Distribución una vez entre en vigencia esta Resolución, establecida en el numeral 6.5 de la Resolución CREG 090 de 2012, permita para dichos mercados la aplicación tanto del criterio de costo histórico, como del criterio de costo medio de mediano plazo en el cálculo del cargo de distribución.

### RESPUESTA

Se aclara que la aplicación de la nueva metodología no es obligatoria en los mercados con cargo de distribución con vigencia menor a 5 años, éstos tienen la opción de seguir con los cargos aprobados según la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003 que corresponde a la de costo medio de mediano plazo y la nueva metodología de costo histórico sólo se les aplicará una vez concluyan su periodo tarifario.

### 3.13. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS DE DISTRIBUCION A PARTIR DE LOS COSTOS MEDIOS O COSTOS MEDIOS DE MEDIANO PLAZO.

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

- La Metodología para el Cálculo de los Cargos de Distribución a partir de los Costos Medios, planteada en el Numeral 9.1. ("CALCULO DEL CARGO DE

**DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS USUARIOS DE USO RESIDENCIAL”), y en el Numeral 9.2. (“CÁLCULO DEL CARGO PROMEDIO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DIFERENTES A LOS DE USO RESIDENCIAL”), establecen un único Costo Medio de referencia para los Usuarios Residenciales y un único Costo Medio de referencia para los Usuarios No Residenciales, sin considerar que el Costo Medio que le imponen a la red los Usuarios conectados a la Red Primaria, difiere significativamente del Costo Medio que le imponen a la red los Usuarios conectados a la Red Secundaria.**

La no diferenciación contraviene el principio de neutralidad definido en el Artículo 87.2 de la Ley 142 de 1994:

**“Por neutralidad se entiende que cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades”.** (Subrayado Fuera de Texto).

En la medida en que los Usuarios conectados a la Red Primaria, le imponen al Sistema de Distribución un costo inferior al que le imponen los Usuarios conectados a la Red Secundaria, la diferenciación de costos no debe efectuarse por Sector de Consumo, sino en función de los costos que los Usuarios le impongan a la red.

Como está formulada la propuesta, los Usuarios No Residenciales conectados a la Red Primaria, subsidian a los Usuarios No Residenciales conectados a la Red Secundaria.

Se propone que en el Numeral 9.1 se calcule el “Cargo de Distribución aplicable a los Usuarios conectados a la Red Primaria del Sistema”, en tanto que en Numeral 9.2 se calcule el “Cargo de Distribución aplicable a los Usuarios conectados a la Red Secundaria del Sistema”.

La Metodología de los Cargos de Distribución a partir de los Costos Medios, plantea la siguiente diferenciación:

**“CARGO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DE USO RESIDENCIAL: Es el cargo unitario de distribución en pesos por metro cúbico (\$/m<sup>3</sup>) aplicable a los Usuarios de Uso Residencial conectados o que se conectarán al Sistema de Distribución del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario. Este cargo es aprobado por la CREG mediante Resolución Particular.**

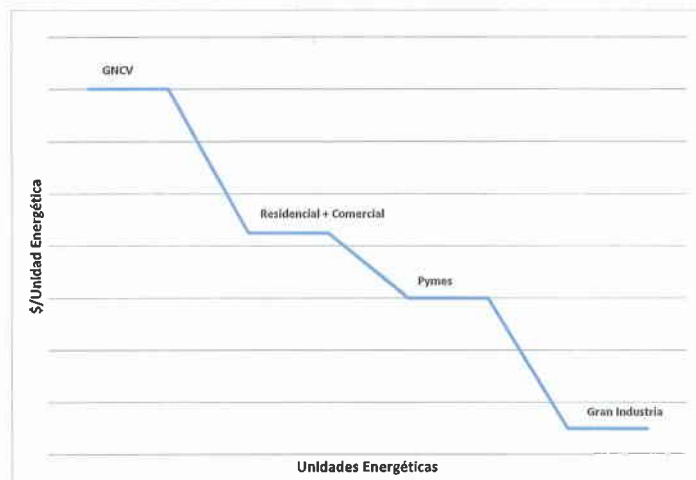
**CARGO PROMEDIO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DIFERENTES A LOS DE USO RESIDENCIAL: Es el cargo promedio unitario**

de distribución en pesos por metro cúbico ( $\$/m^3$ ) aplicable a los Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial y que están conectados o se conectarán al Sistema de Distribución del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario. Este cargo es aprobado por la CREG mediante Resolución Particular y es el que sirve como base para la estructuración de la Canasta de Tarifas Aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial aplicable en un Sistema de Distribución de Gas Combustible". (Subrayado Fuera de Texto).

La propuesta implica que los Cargos aplicables al Sector Residencial, no harán parte de la "canasta tarifaria" que se llegue a estructurar. No existen fundamentos legales o económicos que justifique la exclusión de este Sector.

En la medida en que el Gas Natural enfrenta la competencia de sustitutos energéticos en todos los usos y por ende, en todos los sectores de consumo, la "canasta tarifaria" debe involucrar a todos los Usuarios Finales, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- El Costo Medio que le imponen los Usuarios a la Red, diferenciando este Costo según se conecten a la Red Primaria o a la Red Secundaria; y
- La elasticidad-precio, o el net-back aplicable a los diferentes sectores de consumo. Variables que definen la curva de demanda del Gas Natural, como esquemáticamente se muestra a continuación:



La exclusión del Sector Residencial y el diseño de una "canasta tarifaria", que no resulte coherente con la curva de demanda, origina distorsiones en los precios y es ineficiente en términos económicos.

Si se aplican precios con las inflexibilidades y restricciones propuestas por la CREG, se pone en riesgo la permanencia de los Usuarios Industriales con mayor elasticidad-precio en los diferentes Mercados. Los Cargos no

guardarían relación alguna con la disponibilidad a pagar de los diferentes grupos de usuarios y por lo tanto impactarían a la baja la demanda por el servicio.

Durante el año 2011, de acuerdo con la información publicada por el CNO-Gas, la composición del consumo de Gas Natural fue la siguiente:

SECTOR	CONSUMO
Exportaciones	24%
Industrial	23%
Termoeléctrico	20%
Residencial	15%
Refinerías	10%
GNCV	7%
Petroquímico	1%
TOTAL	100%

La pérdida de Demanda Industrial impactaría negativamente los ingresos de las empresas distribuidoras en el corto y mediano plazo (durante el Período Tarifario que se inicia), e impactaría negativamente a los Usuarios Residenciales en el mediano y largo plazo (en el siguiente Período Tarifario).

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, se propone:

- Calcular un Costo Medio de Prestación del Servicio para la Red Primaria;
- Calcular un Costo Medio de Prestación del Servicio para la Red Secundaria;
- Estructurar una Canasta Tarifaria para la Red Primaria por Subsectores Industriales; y
- Estructurar una Canasta Tarifaria para la Red Secundaria Sectores de Consumo, incluyendo el Sector Residencial.

- Las fórmulas diseñadas por la CREG en los Numerales citados, tienen errores en su estructuración. Como resultado de la formulación planteada, al aplicar los Cargos a los Volúmenes demandados por los Usuarios Residenciales y No Residenciales, se obtienen ingresos superiores a la Inversión que se quiere recuperar.

Teniendo en cuenta que es necesario corregir las fórmulas definidas por la CREG y considerando las observaciones realizadas en el aparte inmediatamente anterior, se sugiere la siguiente formulación, que por simplicidad solo se desarrolla para el caso de "Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados a partir de



**Mercados Existentes de Distribución o Agregación de Mercados Existentes de Distribución”:**

**Numeral 9.1.1.1 – Red Primaria:**

$$D_{inv(AURP)} = \frac{IBME_{RPK}}{Q_{Tk}}$$

**Numeral 9.1.1.2 – Red Secundaria:**

$$D_{inv(AURS)} = \frac{IBME_{RPK}}{Q_{Tk}} + \frac{IBME_{RSk}}{Q_{RS}}$$

La fórmulas relacionadas con los Gastos de AO&M también deben ser corregidas y/o reformuladas.

**RESPUESTA**

Los cargos denominados para uso residencial y para uso diferente al residencial consideran la demanda como está conectada a cada tipo de red. Lo anterior, atiende lo explicado en el Documento CREG 050 de 2012, que corresponde a que todos los usuarios residenciales están conectados a la red secundaria, algunos usuarios industriales están conectados a esta misma red y las formulas aplicables a cada tipo de usuario consideran este aspecto.

Es de anotar que los cargos a usuario residencial son cargos máximos, así que si en un mercado el gas natural enfrenta una gran competencia, el distribuidor puede cobrar cargos inferiores a los aprobados. Los análisis que se efectuaron en el Documento mencionado muestran que el sector residencial es el menos inelástico y por lo tanto tiene menos opciones para el cambio de combustible, de manera que, se considera apropiado excluirlo de la canasta de tarifas para que no se vea enfrentado a las diferenciaciones de precio que el distribuidor desee dar a sus otros usuarios. Esta regla no afecta la neutralidad dado que la canasta de tarifas en si es una diferenciación de precios, en vez de que para el usuario residencial se presenten alzas en su cargo con respecto a los descuentos otorgados a los usuarios de mayor consumo, se le fija el cargo máximo.

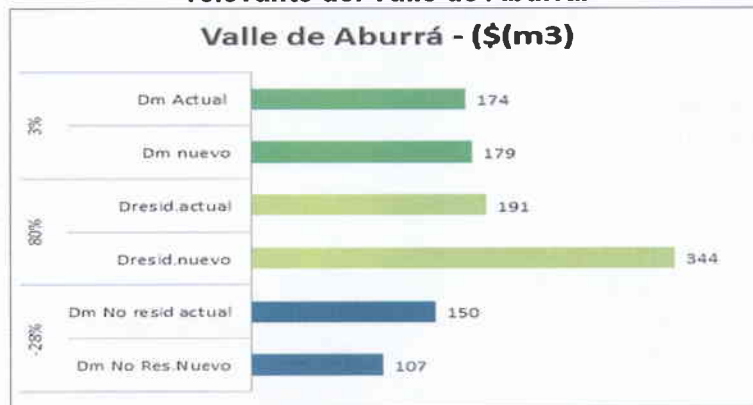
De otro lado se han revisado las fórmulas y se han realizado los correspondientes ajustes.

**3.13.2. EMPRESA PÚBLICAS DE MEDELLIN – EPM**

Ahora, con respecto a la propuesta de desagregar el cargo medio de distribución en dos cargos, uno residencial y otro no residencial, no podemos dejar de manifestar

nuestra gran preocupación por los efectos negativos que su implementación tendría, no sólo para los usuarios residenciales y no residenciales, sino también para los mismos agentes distribuidores, quienes, vía elasticidad precio, verían aumentar el riesgo comercial de su demanda y restringida su flexibilidad para competir con los sustitutos en cada rango de consumo de la canasta de tarifas. Los ejercicios preliminares, realizados para el caso del Mercado Relevante de Distribución del Valle de Aburrá<sup>35</sup>, muestran que los usuarios residenciales sufrirían un incremento del orden del 80% en el valor del cargo de distribución aplicable a ellos, mientras que el cargo para los usuarios no residenciales tendría una disminución de aproximadamente el 28% con respecto al cargo promedio que hoy se les está aplicando. (Ver gráfica 1).

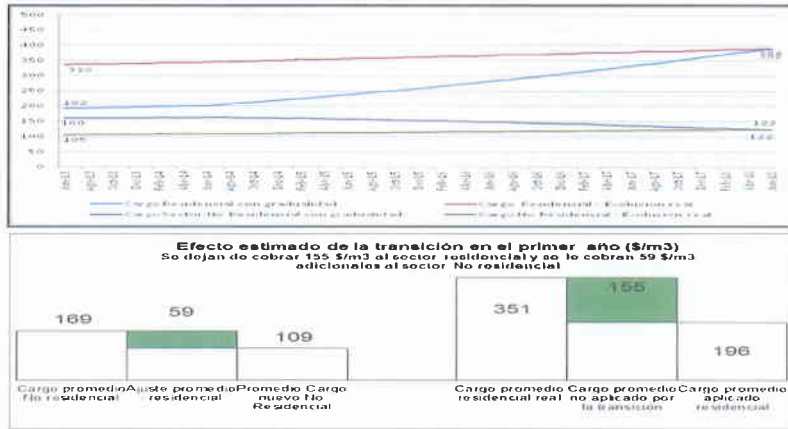
Gráfica 1. Efecto de la desagregación del cargo medio de distribución en el mercado relevante del Valle de Aburrá.



Aunque lo anterior pareciera cumplir el objetivo buscado por la Comisión para el sector no residencial, tiene como mínimo dos efectos negativos, a saber: primero, tal magnitud de incremento en el cargo aplicable a los usuarios residenciales posee la capacidad y efecto de generar malestar en la sociedad civil, con todas las posibles consecuencias futuras para las empresas y, segundo, obliga por ello a la aplicación de una senda de crecimiento gradual de dicho cargo, que finalmente conduce a que el sector no residencial termine soportando, al menos durante el siguiente periodo tarifario, un cargo de distribución aún mayor del que hoy está pagando, neutralizándose así el aparente beneficio que la propuesta desea para dicho sector, en términos de favorecer su competitividad. (Ver gráfica 2)

Gráfica 2. Efecto de la regla de gradualidad sugerida, sobre el cargo de distribución aplicable a usuarios no residenciales.

35 Conformado por los municipios de Barbosa, Girardota, Copacabana, Bello, Medellín, Envigado, Itagüí, Sabaneta, La Estrella y Caldas – Resolución CREG 022 de 2004.



Por lo demás, la desagregación del cargo se hace impráctica en aquellos mercados diferentes a las grandes ciudades o áreas metropolitanas, en donde generalmente predominan los usuarios residenciales y sólo existen unos pequeños usuarios comerciales y/o industriales inmersos en la red distribución. Está claro que allí estos usuarios serían incapaces de absorber el déficit en ingresos que genera el no cobro del cargo real residencial, por la aplicación de la senda de gradualidad sugerida, poniendo de manifiesto que, en estos casos, la integración de mercados es un mecanismo necesario para permitir la aplicación de tal gradualidad.

Por lo anterior, nuestra propuesta es que se mantenga el esquema actual de un cargo medio por mercado relevante de distribución, con una canasta de tarifas libre que le permita a los agentes distribuidores diseñar objetivamente su vector de precios en función de las características propias de cada mercado y con un precio techo para el sector residencial calculado según la metodología definida en la resolución en comento.

En su defecto, si la CREG decidiera mantener su propuesta de estructura de dos cargos de distribución, solicitamos que se le dé total libertad al agente distribuidor para que, de acuerdo con el conocimiento de cada mercado y según las características propias de su demanda, diseñe y decida cómo aplicar la gradualidad en el crecimiento del cargo residencial, procurando, en todo caso, mantener la competitividad del producto en cada uno de los rangos de consumo de la demanda no residencial.

**RESPUESTA**

Conforme lo expuesto, es necesario advertir que no se evidencia el soporte numérico que incluya los cálculos de las bases de inversión que muestran que los incrementos para los sectores residenciales y no residenciales son de los órdenes mencionados. Además, para

establecer estos valores se debieron usar los costos de las unidades constructivas conforme a las fechas que fueron ejecutadas.

Así las cosas, se reitera que el cargo que se establezca para el sector residencial es máximo y que el distribuidor es autónomo de cobrar por debajo de éste.

El tema de la gradualidad fue excluido de la metodología y fue remplazado por una fórmula que permite darles a los usuarios residenciales una opción para que posibles incrementos se cobren de forma suavizada y no en un solo momento.

### **3.13.3. LLANOGAS S.A. E.S.P.**

La metodología de cálculo de los cargos de distribución fue diseñada por la CREG de tal forma que se calcularán dos cargos de distribución así: i) Un cargo máximo aplicable a usuarios residenciales y ii) Un cargo promedio máximo aplicable a usuarios diferentes a los residenciales. Estos cargos serán aprobados por la CREG calculados a partir de costos medios para el caso de mercados existentes.

Gases del Llano S.A. ESP ha realizado una simulación de los resultados que se obtendrían para los mercados relevantes que atiende el distribuidor aplicando la metodología propuesta y han surgido las siguientes sugerencias:

**SUGERENCIA:** En mercados relevantes en los que la demanda no residencial es inferior a la demanda residencial y existen redes primarias para remunerar, los cargos que resultan para los primeros (no residenciales) son desproporcionados en comparación con los resultantes para los usuarios residenciales. A continuación presentamos un ejemplo con datos reales para un mercado atendido por Gases del Llano en el cual se observa el resultado para el cargo aplicable a usuarios no residenciales en comparación con el cargo aplicable a usuarios residenciales (más de tres veces).

Lo anterior al parecer se explica por la proporción entre demanda residencial (144.697 m<sup>3</sup>) y la demanda no residencial (30.094 m<sup>3</sup>) con lo cual el denominador que se tiene en cuenta para remunerar la red primaria es muy pequeño en relación con la demanda total que usa el sistema de distribución, que en este caso es principalmente demanda residencial.



Con base en lo anterior, sugerimos a la Comisión que se establezca una excepción en el caso de mercados conformados mayoritariamente por usuarios residenciales (por ejemplo, cuando la demanda no residencial sea menor o igual al 20% del total de la demanda del mercado) y en dichos casos se calcule un único cargo de distribución aplicable para usuarios residenciales y no residenciales. En estos casos no sería necesaria una canasta de tarifas, toda vez que la demanda no residencial corresponde a usuarios comerciales. De mantenerse la metodología propuesta, habría un número importante de casos en los cuales el distribuidor enfrentaría un problema de remuneración de la inversión a la tasa de rentabilidad regulada porque de aprobarse este cargo a usuarios no residenciales con estas proporciones habría que aplicar descuentos significativos para no perder el usuario y esto atenta contra la rentabilidades de las inversiones.

### RESPUESTA

Sobre este aspecto se ha incluido la regla de que si el mercado relevante no tiene usuarios conectados a la red primaria solo se establecerá un solo cargo. Sin embargo, si hay usuarios conectados a esta primera red se mantendrá el cálculo de los dos cargos. Si la empresa no desea estructurar canasta de tarifas podrá cobrar a todos los usuarios de uso diferente al residencial el cargo de distribución aprobado para este tipo de usuarios.

### 3.13.4. ANDESCO

De otro lado, en el marco del Artículo 9 de la propuesta establecida en la Res CREG 090 de 2012 sobre metodología para el cálculo de los cargos de distribución a partir de los costos medios de mediano plazo, se sugiere al Regulador considerar aquellos mercados relevantes en donde la aplicación de dos cargos de distribución (residencial, no residencial) afecta la competitividad de los usuarios no residenciales, especialmente pequeños comerciales inmersos en la red de



distribución, dada la menor proporción de demanda no residencial en estos mercados para efectos del cálculo tarifario.

### RESPUESTA

Se reitera la respuesta del numeral anterior (3.13.3.).

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

Verificación de fórmulas de la propuesta regulatoria para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

La CREG ha propuesto las siguientes fórmulas de cálculo de cargos de distribución, aplicables a usuarios residenciales (R. CREG 090/12, numeral 9.1.1.1):

$$D_{inv(AUR)k} = \frac{IBMER_{Pk}}{Q_{Tk}} + \frac{IBMER_{Sk}}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})} \quad (1)$$

$$D_{AOM(AUR)k} = \frac{AOM_{RPk}}{Q_{Tk}} + \frac{AOM_{RSk}}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})} \quad (2)$$

Y para usuarios no residenciales (R. CREG 090/12, numeral 9.2.1.1):

$$D_{inv(AUNR)k} = \frac{IBMER_{Pk} + IBMER_{S(No Res)k}}{(Q_{Tk} - Q_{Resk})} \quad (3)$$

$$D_{AOM(AUNR)k} = \frac{AOM_{RPk}}{(Q_{Tk} - Q_{Resk})} \quad (4)$$

Las anteriores, para los casos de mercados relevantes conformados a partir de mercados existentes o agregación de mercados existentes de distribución.

Se han observado dos errores en dichas formulas:

- a. Una sobreremuneración en el pago de las inversiones de la red primaria
- b. Una sub remuneración en el pago de los gastos AOM de la red secundaria

A continuación se explican las diferencias halladas en las fórmulas propuestas por la CREG.

- a. Sobre remuneración en el pago de las inversiones de la red primaria.

Tomando la fórmula (1), y sabiendo que:

$$Q_{NoResRP} + Q_{NoResRS} + Q_{Res} = Q_{Tk} \quad (5)$$

Se puede suponer que los ingresos provenientes del recaudo de la componente de inversión  $D_{inv(AUR)}$  aplicada en tarifa a los usuarios residenciales, deben pagar exactamente los costos de la inversión de la red primaria y secundaria que los atiende, llevando a la siguiente expresión:

$$\text{Ingresos}_{inv(AUR)k} = \frac{IBMER_{Pk} \cdot Q_{Res}}{(Q_{NoResRP} + Q_{NoResRS} + Q_{Res})} + \frac{IBMER_{Sk} \cdot Q_{Res}}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})} \quad (6)$$

A su vez, los ingresos provenientes del recaudo de la componente de inversión  $D_{inv(AUNR)}$  aplicada a los usuarios no residenciales, debe pagar exactamente los costos de la inversión, para la red de primaria y secundaria que los atiende, es decir:

$$\text{Ingresos}_{inv(AUNR)k} = \frac{IBMER_{Pk} \cdot (Q_{NoResRP} + Q_{NoResRS})}{(Q_{NoResRP} + Q_{NoResRS} + Q_{Res})} + \frac{IBMER_{Sk} \cdot Q_{NoResRS}}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})} \quad (7)$$

Transformando nuevamente la formula (6) en tarifa unitaria solo para el mercado residencial, se divide respectivamente en la demanda residencial que será atendida:

$$\frac{\text{Ingresos}_{inv(AUR)k}}{Q_{Res}} = D_{inv(AUR)k} = \frac{IBMER_{Pk} \cdot Q_{Res}}{(Q_{NoResRP} + Q_{NoResRS} + Q_{Res})} + \frac{IBMER_{Sk} \cdot Q_{Res}}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})}$$

Y simplificando:

$$\frac{\text{Ingresos}_{inv(AUR)k}}{Q_{Res}} = D_{inv(AUR)k} = \frac{IBMER_{Pk}}{(Q_{NoResRP} + Q_{NoResRS} + Q_{Res})} + \frac{IBMER_{Sk}}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})}$$

Y dada la expresión (5), se puede obtener:

$$\frac{\text{Ingresos}_{inv(AUR)k}}{Q_{Res}} = D_{inv(AUR)k} = \frac{IBMER_{Pk}}{Q_{Tk}} + \frac{IBMER_{Sk}}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})} \quad (8)$$

Se confirma entonces que (8) es igual a la expresión propuesta por la CREG en (1). No obstante, realizando la misma comprobación para la expresión (3), no se observa una confirmación de la fórmula propuesta por la Comisión. Para observar la diferencia, de forma análoga, se retoma el cálculo del ingreso proveniente de los usuarios no residenciales, que pagarían los costos de la inversión para la red de primaria y secundaria que los atiende (7). Utilizando dicha expresión, para pasarla a tarifa unitaria, se divide entre los volúmenes del mercado no residencial asociado a cada tipo de red:

$$\frac{\text{Ingresos}_{inv(AUNR)k}}{Q_{NoResRP} + Q_{NoResRS}} = D_{inv(AUNR)k} = \frac{IBMER_{Pk} \cdot (Q_{NoResRP} + Q_{NoResRS})}{(Q_{NoResRP} + Q_{NoResRS} + Q_{Res})} + \frac{IBMER_{Sk} \cdot Q_{NoResRS}}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})}$$

La cual, al simplificarla, se obtiene:

*vl*

$$\frac{\text{Ingresos}_{\text{Inv(AUNR)k}}}{Q_{\text{NoResRP}} + Q_{\text{NoResRS}}} = D_{\text{Inv(AUNR)k}} = \frac{\text{IBME}_{\text{RPk}}}{(Q_{\text{NoResRP}} + Q_{\text{NoResRS}} + Q_{\text{Res}})} + \frac{\frac{\text{IBME}_{\text{RSk}} * Q_{\text{NoResRS}}}{(Q_{\text{NoResRS}} + Q_{\text{Res}})}}{Q_{\text{NoResRP}} + Q_{\text{NoResRS}}}$$

Y de la fórmula de cálculo del numeral 9.2.1.1 de la R. CREG 090/12, para determinar la  $\text{IBME}_{\text{RS(No Res)k}}$  (la cual se ha señalado en rojo, en la expresión anterior) se obtiene finalmente la expresión:

$$\frac{\text{Ingresos}_{\text{Inv(AUNR)k}}}{Q_{\text{NoResRP}} + Q_{\text{NoResRS}}} = D_{\text{Inv(AUNR)k}} = \frac{\text{IBME}_{\text{RPk}}}{(Q_{\text{NoResRP}} + Q_{\text{NoResRS}} + Q_{\text{Res}})} + \frac{\text{IBME}_{\text{RS(No Res)k}}}{Q_{\text{NoResRP}} + Q_{\text{NoResRS}}}$$

Y aplicando la expresión (5) en los denominadores, se obtiene:

$$\frac{\text{Ingresos}_{\text{Inv(AUNR)k}}}{Q_{\text{NoResRP}} + Q_{\text{NoResRS}}} = D_{\text{Inv(AUNR)k}} = \frac{\text{IBME}_{\text{RPk}}}{Q_{\text{Tk}}} + \frac{\text{IBME}_{\text{RS(No Res)k}}}{(Q_{\text{Tk}} - Q_{\text{Res}})} \quad (9)$$

A partir de lo anterior, se observa que:

$$\frac{\text{IBME}_{\text{RPk}}}{Q_{\text{Tk}}} + \frac{\text{IBME}_{\text{RS(No Res)k}}}{(Q_{\text{Tk}} - Q_{\text{Res}})} < \frac{\text{IBME}_{\text{RPk}} + \text{IBME}_{\text{RS(No Res)k}}}{(Q_{\text{Tk}} - Q_{\text{Resk}})}$$

Es decir, la expresión (9) no coincide con la propuesta por la CREG (3). La propuesta del Regulador implica una sobre remuneración de la Inversión Base.

b. Sub remuneración en el pago de los gastos AOM de la red secundaria.

Para deducir la fórmula de remuneración de la componente de AOM, aplicable en los casos de usuarios residenciales, como los no residenciales, el proceso es análogo, reemplazando la expresión IBME de la inversión base, por la expresión AOM de los gastos de administración, operación y mantenimiento de la red primaria y la red secundaria, al calcular los ingresos que remuneran dichos gastos:

$$\text{Ingresos}_{\text{AOM(AUR)k}} = \frac{\text{AOM}_{\text{RPk}} * Q_{\text{Res}}}{(Q_{\text{NoResRP}} + Q_{\text{NoResRS}} + Q_{\text{Res}})} + \frac{\text{AOM}_{\text{RSk}} * Q_{\text{Res}}}{(Q_{\text{NoResRS}} + Q_{\text{Res}})} \quad (10)$$

$$\text{Ingresos}_{\text{AOM(AUNR)k}} = \frac{\text{AOM}_{\text{RPk}} * (Q_{\text{NoResRP}} + Q_{\text{NoResRS}})}{(Q_{\text{NoResRP}} + Q_{\text{NoResRS}} + Q_{\text{Res}})} + \frac{\text{AOM}_{\text{RSk}} * Q_{\text{NoResRS}}}{(Q_{\text{NoResRS}} + Q_{\text{Res}})} \quad (11)$$

Al igual que en el desarrollo para hallar la tarifa unitaria para remunerar la inversión, se dividen las expresiones (10) y (11) por el volumen de gas vendido del mercado al cual se aplica la tarifa. De esa manera, se llega a las siguientes expresiones para usuarios residenciales y no residenciales:

$$\frac{\text{Ingresos}_{\text{AOM(AUR)k}}}{Q_{\text{Res}}} = D_{\text{AOM(AUR)k}} = \frac{\text{AOM}_{\text{RPk}}}{Q_{\text{Tk}}} + \frac{\text{AOM}_{\text{RSk}}}{(Q_{\text{NoResRS}} + Q_{\text{Res}})} \quad (12)$$

$$\frac{\text{Ingresos}_{\text{AOM(AUNR)k}}}{Q_{\text{NoResRP}} + Q_{\text{NoResRS}}} = D_{\text{AOM(AUNR)k}} = \frac{\text{AOM}_{\text{RPk}}}{Q_{\text{Tk}}} + \frac{\text{AOM}_{\text{RS(No Res)k}}}{(Q_{\text{Tk}} - Q_{\text{Res}})} \quad (13)$$

Para el caso del mercado residencial, se comprueba que la propuesta regulatoria es correcta, es decir, la expresión (2) es igual a la expresión (12). Para el caso de la expresión aplicable al mercado no residencial, se encuentra que no hay similitudes entre las expresiones (4) y (13), es decir:

$$\frac{\text{AOM}_{\text{RPk}}}{Q_{\text{Tk}}} + \frac{\text{AOM}_{\text{RS(No Res)k}}}{(Q_{\text{Tk}} - Q_{\text{Res}})} > \frac{\text{AOM}_{\text{RPk}}}{(Q_{\text{Tk}} - Q_{\text{Resk}})}$$

Esto significa que la propuesta del Regulador implica una sub remuneración de los gastos de AOM, en que incurre el distribuidor para atender a los usuarios no residenciales. Específicamente, en la propuesta regulatoria hace falta remunerar los gastos de AOM que se generan en la red secundaria.

#### Criterio de factor de carga

En la propuesta de resolución la Comisión avanza de manera importante en cuanto al objetivo de la asignación real de costos entre usuarios residenciales y no residenciales, al asignar las inversiones de red primaria y secundaria al mercado que corresponda y tomando como factor de uso el volumen de cada mercado.

Al respecto, consideramos importante aclarar que tanto el diseño como la operación de la red de distribución dependen del consumo pico horario y no del volumen de cada mercado. Por lo anterior, el cálculo de las tarifas de los usuarios residencial y no residencial debería determinarse a partir la demanda de capacidad (determinada por medio de los factores de carga) en lugar de la demanda en volumen.

#### RESPUESTA

Se acoge el comentario y se hacen los respectivos ajustes a las fórmulas.

El tema de criterio de factor de carga aunque puede ser el ideal es demasiado complejo para que todas las distribuidoras lo puedan aplicar, por eso se decide mantener el criterio de uso de red.

### 3.14. CÁLCULO DEL CARGO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS USUARIOS DE USO RESIDENCIAL

#### 3.14.1. PUBLISERVICIOS

La determinación de dos cargos de distribución, uno para usuarios residenciales y otro para usuarios no residenciales, resulta de difícil aplicación en mercados que

tienen una baja participación de usuarios no residenciales. En efecto, la mayoría de los mercados pequeños que han sido desarrollados gracias a la cofinanciación de los Fondos destinados para tal fin, son principalmente residenciales y la cuota de usuarios no residenciales es mínima y corresponde con algunos comercios establecidos en la red secundaria (panaderías, asaderos). De acuerdo con cálculos preliminares, los usuarios no residenciales establecidos en los mercados de PUBLISERVICIOS presentarían un fuerte incremento que les dificultaría mantenerse en el servicio, migrando hacia el sustituto y por lo tanto incrementando el costo de los usuarios residenciales.

Si a lo anterior se le suma que el incremento del cargo de usuarios residenciales en el primer año está limitado al crecimiento de dos veces el IPC, y que la diferencia entre este y su cargo real debe ser asumido por los pocos usuarios no residenciales existentes en el mercado, la consecuencia natural es la desconexión de toda la demanda no residencial y la imposibilidad de la empresa de recuperar los ingresos del cargo de los usuarios residenciales debido al acotamiento impuesto sobre éstos.

Por lo anterior, es necesario que la Comisión considere una aplicación especial para el cálculo del cargo de distribución en mercados principalmente residenciales, permitiendo calcular un único cargo aplicable para todo el mercado (residencial y no residencial), y por esta vía preservar la expansión del servicio.

Así mismo es necesario que se considere la existencia de mercados pequeños en donde no es posible aplicar la regla de acotamiento para mitigar el incremento del cargo de usuarios residenciales, ya que la baja participación de usuarios no residenciales no puede asumir el excedente dejado de cobrar a los primeros.

La situación descrita afecta directamente a la actividad de comercialización, no a la de distribución, sin embargo veo el espacio para el comentario considerando que la metodología de la 090 abarca la aprobación de los AOM eficientes. La propuesta sería así:

“Otro punto sobre el que queremos llamar la atención tiene que ver con el periodo de tiempo que se toma el Fondo de solidaridad y subsidios para la Redistribución de Ingresos -FSSRI, del Ministerio de Minas y Energía, para conciliar y devolver los recursos por subsidios otorgados a los usuarios de estratos 1 y 2, situación que dificulta la operación de las empresas que atienden mercados conformados principalmente por este tipo de usuarios, como en el caso de PUBLISERVICIOS.

Para sanear esta situación y mantener la continuidad en la prestación del servicio, habitualmente ha sido necesario incurrir en gastos adicionales de financiación de corto plazo afectando la remuneración de la empresa. Por lo anterior, atentamente solicitamos que los gastos por financiación mencionados puedan ser incluidos y reconocidos de forma adicional, en los gastos de AOM, tal como se establece en el parágrafo 1 del numeral 9.6.3 de la Resolución 090 para los gastos involucrados en confiabilidad y revisión periódica a las instalaciones internas”



**RESPUESTA**

Cuando en un mercado relevante de distribución no existan usuarios conectados a la red primaria se determinará un solo cargo sin diferenciación si es de uso residencial o de uso diferente al residencial.

El reconcomiendo de costos por las demoras del Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos no hacen parte de la metodología de distribución.

**3.14.2. SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS**

**Se recomienda no discriminar los diámetros de tubería ni el material de la misma, dado que se estaría limitando el uso de otro tipo de tubería u otro diámetro diferente en cada tipo de red.**

En la definición de la variable del numeral 9.1.1.2 (página 29)

**CAE(VP(AOM(PR)<sub>RSmn</sub>))**

**Cuando dice "Red Primaria" debe ser "Red Secundaria"**

**Costo anual equivalente del valor presente de la proyección de gastos de ACM asociados a la Red Secundaria para los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución k para el Siguiete Período Tarifario conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Secundaria de Distribución, se determinarán, de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los kilómetros red total del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.**

**RESPUESTA**

Se tiene en cuenta el comentario y se hacen las correcciones respectivas.

**3.15. CÁLCULO DEL CARGO PROMEDIO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DIFERENTES A LOS DE USO RESIDENCIAL**

**3.15.1. C.I. SIGRA S.A., SEATECH INTERNATIONAL INC, CARVAJAL PULPA Y PAPEL, CARVAJAL S.A., GYPTEC S.A., PELDAR, ALFAGRES, ALUMINIO NACIONAL S.A., GRUPO FAMILIA, CORONA, BioSCS.A., INGREDION**

## 1. INCONSISTENCIAS DE LAS FORMULAS TARIFARIAS PROPUESTAS PARA LOS USUARIOS NO RESIDENCIALES

### a. Principio Fundamental

La Resolución CREG 090-2012, destaca los siguientes aspectos que constituyen el eje conceptual de la propuesta:

- Los cargos de distribución para los diferentes consumidores de gas natural, se determinarán en función de los activos que tengan que utilizar para llevar el gas natural hasta el usuario final.
- Este criterio busca guardar consistencia con los esquemas aplicados en otros servicios públicos, como es el caso de la energía eléctrica, donde el cargo por uso es definido en función directa de los niveles de inversiones y de costos de Operación y Mantenimiento que el usuario requiere del distribuidor para la prestación del servicio.

### b. Análisis de consistencia de las fórmulas con el Principio Fundamental.

Como se expone a continuación mientras la formulación de los cargos de distribución para los Usuarios Residenciales es consistente con el planteamiento anterior, para los Usuarios No Residenciales no lo es, tal como se indica a continuación:

- **USUARIOS RESIDENCIALES:** En la fórmula del numeral 9.1.1.1. de la Resolución CREG 090, mediante la cual se determina el Cargo para los Usuarios Residenciales, es correcta la aplicación del Principio Fundamental, al señalar que los costos tanto de Inversión como de AOM, de la Red Primaria se dividen entre la Demanda total mientras que los costos tanto de Inversión como de AOM, de la red secundaria se dividen entre el 100% de la demanda residencial, más la demanda no residencial que utiliza la red secundaria, tal como se precisa a continuación y se indica en las siguientes formulas:

En el caso de los costos de la Red Primaria, estos los generan las demandas Residencial, No Residencial de la Red Primaria y No Residencial de la Red Secundaria y por lo tanto se distribuyen entre ellas tres.

En el caso de los costos de la Red Secundaria los generan las demandas Residencial y No Residencial de la Red Secundaria y por lo tanto se distribuyen entre ellas dos.

$$D_{\text{inv(AUR)k}} = \frac{IBME_{\text{RPk}}}{Q_{\text{Tk}}} + \frac{IBME_{\text{RSk}}}{(Q_{\text{NoResRS}} + Q_{\text{Res}})}$$

$$D_{AOM(AUR)k} = \frac{AOM_{RPk}}{Q_{Tk}} + \frac{AOM_{RSk}}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})}$$

- USUARIOS NO RESIDENCIALES:** En el numeral 9.2.1.1. que se refiere al Cargo de Distribución para los usuarios No Residenciales, se observa que No es correcta la aplicación del concepto, al señalar que los costos tanto de Inversión como de AOM, de la Red Primaria y de la Red Secundaria se dividen entre la Demanda total menos la demanda Residencial. Esto implica que el Mercado No Residencial paga más por el uso de la Red Primaria que el Residencial, pese a que ambos tipos de usuarios hacen uso de ella. En efecto, el Documento D-050 de 2012 de la CREG, señala en su página 178 que: "... el 100% de la demanda de usuarios residenciales y comerciales y el 100% de la demanda de usuarios industriales y GNV, estarían utilizando la red primaria y solo el 30% de demanda industrial utiliza la red secundaria". Por consiguiente la fórmula que se presenta a continuación no guarda consistencia con el principio general planteado.

$$D_{inv(AUNR)k} = \frac{IBME_{RPk} + IBME_{RS(No Res)k}}{(Q_{Tk} - Q_{Resk})}$$

$$D_{AOM(AUNR)k} = \frac{AOM_{RPk}}{(Q_{Tk} - Q_{Resk})}$$

**c. Verificación de la consistencia de las fórmulas**

La aplicación de las fórmulas como están establecidas en los numerales 9.1.1.1. y 9.2.1.1. de la Resolución CREG 090 de 2012, es incorrecta y prueba de ello es que dan como resultado que los ingresos recibidos por los distribuidores sean mayores a la inversión total y los costos de AOM de la Red Primaria o  $IBME_{RP}$  como se demuestra a continuación:

- El cubrimiento del valor total de la inversión y los costos de AOM, debe ser el resultado del producto de la demanda total (que se divide en: demanda residencial, no residencial de red primaria y no residencial de red secundaria) y los cargos promedios calculados según el tipo de usuario. Así para la red primaria la Inversión y los costos AOM se recuperarían según la propuesta de la CREG, así:

$$IBME_{RP} = \left[ Q_{Res} \times \frac{IBME_{RP}}{Q_{Total}} + Q_{NR_{RP}} \times \frac{IBME_{RP}}{Q_{Total}} + Q_{NR_{RS}} \times \frac{IBME_{RP}}{Q_{Total}} \right]$$

$$AOM_{RP} = \left[ Q_{Res} \times \frac{AOM_{RP}}{Q_{Total}} + Q_{NR_{RP}} \times \frac{AOM_{RP}}{Q_{Total}} + Q_{NR_{RS}} \times \frac{AOM_{RP}}{Q_{Total}} \right]$$

- La inversión real y los costos de AOM de la red primaria a recuperar, deben ser el resultado de sumar los productos de las demandas por tipo de usuario por su respectivo cargo promedio. Al extraer las fracciones asociadas a la Inversión y los costos de AOM asociados a la Red Primaria, de las fórmulas de los numerales 9.1.1.1. y 9.2.1.1., se obtiene:

$$IBME_{RP} = Q_{Res} \times \frac{IBME_{RP}}{Q_T} + (Q_T - Q_{Res}) \times \frac{IBME_{RP}}{(Q_T - Q_{Res})}$$

$$AOM_{RP} = Q_{Res} \times \frac{AOM_{RP}}{Q_T} + (Q_T - Q_{Res}) \times \frac{AOM_{RP}}{(Q_T - Q_{Res})}$$

Sesión No. 585

- Como se puede observar, el término  $(Q_T - Q_{Res})$  se cancela en ambas ecuaciones. Y se obtiene como resultado:

$$IBME_{RP} = Q_{Res} \times \frac{IBME_{RP}}{Q_T} + IBME_{RP}$$

$$AOM_{RP} = Q_{Res} \times \frac{AOM_{RP}}{Q_T} + AOM_{RP}$$

En consecuencia, la aplicación de esta metodología implicaría retornos para el distribuidor superiores a sus inversiones en la Red Primaria y a sus costos de AOM; por lo que se configura un beneficio adicional que no debe ser recibido por dicho inversionista en este caso el Distribuidor-Comercializador.

Esto se debe a la inconsistencia del cobro al sector No Residencial

d. Propuesta para mantener el principio fundamental.

A continuación, de la manera más respetuosa, nos permitimos sugerir las fórmulas que en nuestro concepto permiten mantener la línea del principio fundamental y que corrigen el cargo que se le asignaría al sector No Residencial.

$$D_{inv(AUNR)k} = \frac{IBME_{RPk}}{Q_{Tk}} + \frac{IBME_{RS(No Res)k}}{(Q_{Tk} - Q_{Resk})}$$

$$D_{AOM(AUNR)k} = \frac{AOM_{RPk}}{Q_{Tk}} + \frac{AOM_{RS(No Res)k}}{(Q_{Tk} - Q_{Resk})}$$

**RESPUESTA**

Se acoge el comentario y se hacen los ajustes respectivos a las fórmulas.

### 3.15.2. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN – EPM

La formulación para calcular el cargo promedio de distribución aplicable a usuarios diferentes a los de uso residencial es incorrecta. En la resolución definitiva se deben corregir las expresiones de cálculo.

#### RESPUESTA

Se acoge el comentario y se hacen los ajustes respectivos a las fórmulas.

### 3.15.3. INVERCOLSA

Existen imprecisiones en la fórmula presentada para el cálculo del cargo de distribución aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial para el siguiente periodo tarifario; recomendamos revisar la matemática implícita en esta fórmula, puesto que tal como está definida, se podría generar sobre-remuneración en las inversiones y gastos de AO&M.

#### RESPUESTA

Se acoge el comentario y se hacen los ajustes respectivos a las fórmulas.

### 3.16. INVERSIÓN BASE

#### 3.16.1. INVERCOLSA

No obstante encontrar acertado el planteamiento de la Comisión de reconocer para los mercados existentes, tanto las inversiones existentes del período tarifario anterior (IE), como las inversiones proyectadas y ejecutadas (IPE), así como también las inversiones que no fueron proyectadas pero sí ejecutadas (INPE), encontramos que la definición de este último rubro - INPE - amerita ser rectificado.

La resolución indica, que la INPE corresponde a la inversión en activos que fueron ejecutados hasta la fecha de corte y que no fueron reportados en el programa de nuevas inversiones del período tarifario anterior<sup>36</sup>; igualmente la resolución sugiere, que la fecha de corte corresponde al 31 de diciembre del año anterior al año de la solicitud tarifaria<sup>37</sup>.

En consecuencia, las inversiones ejecutadas durante el año en el que se presenta la solicitud tarifaria, no estarían siendo reconocidas, y con esto, se estaría dando un enorme incentivo a la NO inversión en redes de distribución para los mercados existentes durante este período.

Pero más allá del desestimulo a la inversión, llamamos la atención de la Comisión sobre la inconveniencia de establecer una fecha de corte anterior a la fecha de

<sup>36</sup> Resolución CREG 090-2012. Art.9.4, Literal c)

<sup>37</sup> Resolución CREG 090-2012. Art.1, Definiciones



entrada en vigencia del nuevo marco regulatorio, por cuanto dejar en el limbo y no remunerar las inversiones ejecutadas entre estas fechas, constituiría una expropiación por vía administrativa de estas inversiones a las empresas distribuidoras.

En consecuencia, respetuosamente solicitamos a la Comisión, permitir que se incluyan dentro de las INPE, aquellas inversiones que se estén ejecutando en el año en el que se presenta la solicitud tarifaria, o en su defecto, modificar la definición de la fecha de corte para que estos activos puedan ser incluidos, y con ello, se remunere adecuadamente a las empresas y no se desestime la inversión en este período.

### **RESPUESTA**

Atendiendo que la fecha de expedición de la metodología fue diciembre de 2013, la fecha de corte corresponderá al 31 de diciembre de 2013, para los mercados existentes que deban presentar su solicitud tarifaria una vez se expida la resolución definitiva, para los otros la fecha de corte será el año anterior de la solicitud del cargo de distribución.

## **3.17. OTROS ACTIVOS**

### **3.17.1. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN – EPM**

**Numeral 9.3. Literal b) – Remuneración de Otros Activos en el caso de Mercados relevantes para el siguiente periodo tarifario conformados a partir de mercados existentes o agregación de mercados existentes de distribución (numeral 9.1 del Anexo 9).**

Dado que la propuesta de porcentaje máximo a reconocer por concepto de Otros Activos se soporta en la construcción de un modelo, en este caso de mínimos cuadrados ordinarios a partir de la función Cobb-Douglas, ajustado con base en la información del promedio de los usuarios por empresa para el período 2006 -2010, y que la fecha de corte para el cálculo de los cargos de distribución en mercados existentes, o agregación de estos, muy probablemente será el 31 de diciembre de 2012, consideramos que no es correcto que el valor a reconocer por Otros Activos se quede congelado en términos de un porcentaje calculado a partir de un periodo de análisis que está rezagado dos años (2006-2010). Está bien que el modelo se ajuste con información de un periodo de análisis, pero al momento de aplicarlo se debe tener en cuenta la realidad de las variables que se utilizaron para su construcción y ajuste.

En tal sentido, nuestra propuesta es que para determinar el valor a reconocer por concepto de Otros Activos en mercados relevantes existentes de distribución o agregación de éstos, se tenga en cuenta, dentro de la ecuación ajustada, el número de usuarios conectados por cada empresa a la fecha de corte que se defina para el cálculo de los cargos de distribución.

Ello no sólo hará simetría con la propuesta para determinar el valor de Otros Activos en el caso de mercados nuevos (Anexo 9, numeral 9.2), sino que también será consistente conceptualmente con el momento que se toma para capturar la información de las demás variables que determinan los cargos por uso de las redes de distribución, tales como Inversiones, AOM y demandas.

### RESPUESTA

La metodología prevé la construcción de la ecuación a partir del modelo de frontera estocástica y conforme a la información actualizada, evaluando el tipo de variables a considerar tal y como se indicará en el anexo de otros activos de la resolución definitiva.

### **3.18. INVERSIONES EN TERRENOS, SERVIDUMBRES E INMUEBLES.**

#### **3.18.1. MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.**

Los terrenos que el Distribuidor debe comprar para ser cedidos al Transportador para la-construcción del punto de conexión al Sistema Nacional de Transporte, cómo se incluirán para ser remunerados tarifariamente en esta nueva metodología, ya que solamente se autoriza el 12.7% del valor catastral pero el terreno pasa a ser propiedad del Transportador, cediendo el Distribuidor el costo total del mismo?

### RESPUESTA

En la Resolución CREG 169 de 2011, se establece los conceptos y costos máximos que puede cobrar el transportador por el punto de salida que es parte de la conexión. Estos costos se pueden contemplar dentro de los gastos AOM o como una unidad constructiva especial. La comisión no tiene conocimiento que el transportador haga exigencias como la cesión de los terrenos.

#### **3.18.2. LLANOGAS S.A. E.S.P.**

En lo que respecta a la valoración de terrenos, servidumbres e inmuebles, la resolución indica que el valor anual a incorporar en los gastos de AOM por este concepto, será el 12,7% del valor catastral en caso de terrenos e inmuebles Al respecto sugerimos:

**SUGERENCIA:** Entendemos que el valor catastral es un concepto confiable para hacer la valoración de estos activos, no obstante si se tiene en cuenta que en general este valor dista mucho del valor comercial, sugerimos respetuosamente que los terrenos en Inmuebles se valoren con base en la información catastral más un porcentaje que refleje un valor más cercano al valor comercial.

### RESPUESTA

pl

En este caso la distribuidora podrá hacer las gestiones ante el municipio correspondiente para acercar el valor catastral de su terreno o inmueble al valor comercial del mismo.

### 3.18.3. INVERCOLSA

Para el nuevo período tarifario, la Comisión propone excluir de la inversión base las inversiones en terrenos, servidumbres e inmuebles, y remunerar estos activos como un gasto de AO&M<sup>38</sup>. Para establecer el gasto que se reconocería por este concepto, la CREG toma como referencia la ley de arrendamientos<sup>39</sup>, y sugiere que se reconozca un porcentaje sobre el valor de terrenos e inmuebles, equivalente a la tasa máxima de arrendamiento que estipula la mencionada ley; esto es, 1% mensual o su equivalente 12.7% efectivo anual.

En nuestro concepto, esta propuesta falla, tanto en la base definida para aplicar el porcentaje, como en el porcentaje mismo.

De un lado, debe tenerse en cuenta que la ley de arrendamientos dispone que el porcentaje máximo de arrendamiento se calcula sobre el valor comercial del inmueble, y que este, no podrá ser superior a dos veces su valor catastral. Por su parte la CREG propone como base el valor catastral del inmueble, que como bien es conocido, siempre es menor respecto al valor comercial.

De otro lado, la ley que se toma como referente para sugerir el porcentaje equivalente al 1% mensual de valor del inmueble, tiene un ámbito de aplicación específico para arrendamiento de vivienda: por su parte, los cánones de arrendamiento de inmuebles de uso diferente a vivienda, se pactan libremente, y son por regla general superior a los establecidos para vivienda.

De acuerdo con lo anterior, consideramos pertinente solicitar a la CREG, que en la resolución firme se reconozca un porcentaje superior al propuesto en el proyecto de resolución, y adicionalmente, disponga aplicar este porcentaje al avalúo comercial del terreno o del inmueble.

### RESPUESTA

La CREG tomo el valor de arrendamientos de vivienda como referente para remunerar el arrendamiento de terrenos e inmuebles dado que establecer otro porcentaje con cánones que se pactan libremente así como usted lo manifiesta es complejo y dependería del tipo de inmueble, de la ubicación, del tamaño, entre otros aspectos.

De otro lado, si la empresa distribuidora desea aumentar el valor de base al cual le es aplicado el porcentaje establecido, podrá hacer las gestiones ante el municipio o la entidad pertinente para que el valor catastral se parezca al valor comercial y de esta

<sup>38</sup> Resolución CREG 090- 2012. Art.9.3, Literal d)

<sup>39</sup> Ley 820 de 2003

forma su remuneración por este concepto sea mayor. Por lo tanto, se mantiene el porcentaje de 12.7% anual y aplicado sobre los valores catastrales.

### 3.19. HORIZONTE DE PROYECCIÓN Y VIDA ÚTIL NORMATIVA

#### 3.19.1. AGREMGAS

La propuesta de remuneración está considerando tener un horizonte de proyección de 20 años, utilizado para la recuperación de la inversión, el cual de acuerdo con la Resolución CREG 090 de 2012, será el período *“utilizado para simular el comportamiento de las variables de demanda y gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la utilización de la Inversión Base, en la metodología tarifaria”*, período de tiempo que consideramos consistente y apropiado. También, se define la vida útil normativa, indicando como 20 años la vida útil de un activo.

Sin embargo, no es justo y va contra la sana competencia, que mientras para el caso de gas natural por vía regulatoria se contemplen, incentiven y protejan las inversiones por 20 años, para el GLP se desincentiven y pongan en riesgo las inversiones que el Gobierno obligó a realizar a partir del 2008, inversiones representadas en cilindros, infraestructura (adecuaciones para la certificación de plantas, programas de *call center*, trazabilidad, activos de transporte, etc.), personal, entre otras.

De hecho, recordamos que como consecuencia de estos cambios, la SSPD ha impuesto cuantiosas sanciones a las empresas que no han cumplido con la normatividad, obligándolas, de esta forma, a su total acatamiento, y así mismo, se impulsó el ingreso de inversionistas extranjeros para que ayudaran a potencializaran y fortalecer financieramente el sector.

Además, así como se dijo anteriormente, la pérdida de usuarios llevaría a la chatarrización de los cilindros marcados que quedan sin servicio ya que aunque se desarrollen nuevos usos del GLP, por las diferentes especificaciones de estos, los envases serán otros.

De acuerdo con la Resolución CREG 090 de 2012, la inversión base a la cual se asocia el horizonte de proyección, *“es aquella que reconoce la CREG en los Cargos de Distribución y que corresponde al dimensionamiento del Sistema de Distribución, de acuerdo con la Demanda de Volumen”*. (Subrayado fuera de texto)

Como se dijo anteriormente, para el caso del GLP, la inversión base equivalente sería la realizada para la implementación del esquema de marcas, centrada principalmente en la compra de cilindros. El cálculo para esta inversión se realizó con base en los usuarios, consumos y cilindros universales existentes en el 2008,

*re*

período en el cual la CREG solicitó el Plan de Inversión<sup>40</sup> en cilindros. Cada empresa, por tanto, tuvo que definir este plan con base en el mercado existente al momento, el parque de cilindros reportado como el usado para prestar el servicio y atender sus usuarios<sup>41</sup> y la normatividad vigente para el gas natural.

Por tanto, solicitamos se reconsidere la propuesta de modo que no solo se busque consolidar la cobertura del servicio de redes de gas natural sino que también se propenda por un equilibrio que permita garantizar la recuperación de la inversión en cilindros de GLP, manteniendo estables las condiciones. El GLP también requiere reglas del juego claras, estables y de largo plazo.

### **RESPUESTA**

Se aclara que para la remuneración del servicio de gas combustible por redes desde la anterior metodología tarifaria se ha considerado un plazo para la recuperación de las inversiones de 20 años, donde los riesgos de demanda son del distribuidor y la rentabilidad o tasa de retorno es la fijada en la regulación. Esto no quiere decir que se estén protegiendo las inversiones del gas natural y desprotegiendo las del GLP.

Es de indicar que para el caso del GLP, los distribuidores pueden contar con libertad para fijar sus tarifas de distribución lo que permite puedan definir el plazo en el cual recuperan sus inversiones aspecto que bajo esta condición puede ser inferior o superior a 20 años.

Por lo tanto no se comparten los argumentos de inequidad que se plantean con respecto al servicio de redes frente al de GLP.

### **3.20. UNIDADES CONSTRUCTIVAS**

#### **3.20.1. MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.**

En el anexo 4, numeral 4.15 no se relacionan la totalidad de las unidades constructivas enviadas por Madigas, existentes en 2002. Siendo que, al realizar la valoración de la Inversión Base, la nueva reglamentación pide que se ajuste conforme a lo definido en el anexo 4; de qué manera deben relacionarse las unidades constructivas que no se relacionan en dicho numeral, tales como Estaciones Regulatoras, cruces especiales, tubería de 4", activos de calidad, entre otros?

En el anexo 5, numeral 5.15 no se relacionan la totalidad de los mercados atendidos por Madigas.

### **RESPUESTA**

<sup>40</sup> Resolución CREG 045 de 2008

<sup>41</sup> Circular CREG-SSPD 001 de 2008



Es correcto, faltó el mercado de Acacias en el departamento del Meta, cuyas inversiones existentes en 2002 son las siguientes:

Unidad Constructiva	Costo Reconocido \$ Dic 2002	Cantidad a Dic 2002	Total Reconocido \$ Dic 2002
TPE1/2AS	11,308.8	2.67	30,194,487.9
TPE3/4AS	11,308.8	2.34	26,462,584.9
TPE1AS	11,308.8	0.15	1,696,319.5
TPE2AS	11,308.8	0.22	2,487,935.3
TPE3AS	11,308.8	0.02	226,175.9
TPE4AS	11,308.8	0.18	2,035,583.5
TPE1/2CO	11,308.8	5.10	57,674,864.5
TPE3/4CO	11,308.8	2.34	26,462,584.9
TPE1CO	11,308.8	0.15	1,696,319.5
TPE2CO	11,308.8	0.32	3,618,815.0
TPE1/2AT	11,308.8	45.38	513,193,205.8
TPE3/4AT	11,308.8	39.82	450,316,294.7
TPE1AT	11,308.8	2.59	29,289,784.1
TPE2AT	11,308.8	7.70	87,077,736.5
TPE3AT	11,308.8	1.21	13,683,644.3
TPE1/2ZV	11,308.8	2.67	30,194,487.9
TPE3/4ZV	11,308.8	2.34	26,462,584.9
TPE1ZV	11,308.8	0.15	1,696,319.5
TPE4ZV	11,308.8	3.51	39,693,877.3
UC Especiales			54,013,625.0

En el anexo 4 y 5 de la Resolución se han incluido las cantidades y los costos a diciembre de 2012. Tablas 4.15 y 5.15.

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

**2.3. Unidades Constructivas**

Existen diferencias considerables entre el valor que remunera la UC frente al costo real de la empresa. Debido a que no se muestra el desglose de los precios unitarios que conforman las unidades constructivas, se dificulta determinar que valor se está reconociendo por cada UC. En la tabla a continuación se muestran algunas de las diferencias, entre el valor de las UC aprobadas en la resolución 090 de 2012 frente al valor real que muestran las empresas.

CODIGORES	UC CREG 11/2003 (\$dic 2011)	UC CREG 90/12 (\$dic 2011)	VAR% 011/2003 Vs 90/2012	Muestra (No empresas)	Promedio Muestra (Dato Real Empresas)	VAR 090/2012 Vs real \$	VAR 090/2012 Vs real %
TPE 1/2 CO	\$ 33.964.700	\$ 37.383.287	9,14%	4	\$ 42.654.658	-\$ 5.271.371	-12%
TPE 3/4 CO Grupo A	\$ 34.903.865	\$ 38.326.796	8,93%	7	\$ 52.984.837	-\$ 14.658.041	-28%
TPE2CO (grupo A)	\$ 46.219.967	\$ 50.127.908	7,80%	6	\$ 61.244.536	-\$ 11.116.628	-18%
TPE1/2ZV (grupo A)	\$ 12.293.123	\$ 12.748.405	3,57%	2	\$ 12.468.947	\$ 279.459	2%
TPE 3/4ZV	\$ 13.253.844	\$ 13.707.431	3,31%	6	\$ 14.345.385	-\$ 637.954	-4%
TPE2ZV	\$ 24.634.615	\$ 25.575.512	3,68%	6	\$ 23.522.394	\$ 2.053.118	9%
TPE3ZV	\$ 42.198.093	\$ 43.841.222	3,75%	5	\$ 40.267.534	\$ 3.573.688	9%
TA4AS Grupo F	\$ 226.280.283	\$ 403.268.582	43,89%	1	\$ 604.132.212	-\$ 200.863.630	-33%
TA4AS Grupo A	\$ 226.280.283	\$ 251.167.710	9,91%	1	\$ 309.929.915	-\$ 58.762.205	-19%
TA4DE Grupo A	\$ 161.790.892	\$ 201.302.443	19,63%	2	\$ 219.928.346	-\$ 18.625.903	-8%
TA6AS Grupo A	\$ 321.918.613	\$ 544.789.834	40,91%	1	\$ 679.987.000	-\$ 135.197.166	-20%
TA6CO-Grupo A	\$ 321.175.759	\$ 367.213.297	12,54%	2	\$ 462.389.837	-\$ 95.176.540	-21%

A continuación se listan los aspectos susceptibles de incorporación:

**UC polietileno:**

Se Considera que toda la tubería de 2" ips se instala en andenes cuando esta también es instalada en calzadas.

**RESPUESTA**

Se acepta el comentario y se crean dos tipos de unidades constructivas, unas para andenes en concreto y otras para calzadas.

No se contemplan factores de compactación en los volúmenes a reconocer por materiales de aporte (recebo).

**RESPUESTA**

En las unidades constructivas si se considera el factor de compactación y des compactación del 30% adicional al volumen excavado.

Dentro de la estructura de costos no se observa el costo de desecho.

**RESPUESTA**

El costo de desecho está contemplado para tuberías de acero. En la resolución definitiva se incluye para las unidades constructivas de polietileno este valor con los mismos precios por m<sup>3</sup> de las UC de acero.

Los volúmenes de excavación reportados en el análisis no coinciden con los ejecutados en el campo para las unidades en concreto, dado que no contempla para la excavación el material de aporte que se coloca como base para la fundición de los concretos.

**RESPUESTA**

Las tuberías de acero contemplan aporte de material de préstamo y las de polietileno aporte de recebo.

**La reposición de concreto se estima con anchos de 30 cm lo cual no debería ser, dado que se dificulta excavar en una zanja con bordes de concretos a una distancia tan próxima.**

**RESPUESTA**

Se acoge el comentario y se amplían los anchos de zanjas en aquellos casos soportados en las normas o especificaciones particulares, no por las dificultades en las excavaciones ya que estas no son tan profundas.

**No se contempla colchón de arena para proteger las tuberías instaladas en terrenos rocosos.**

**RESPUESTA**

Se tiene en cuenta el comentario y se incluye el ítem de recebo para todos los tramos con excavación, el cual tiene el mismo costo de la arena.

**RESPUESTA**

**En los análisis no se contemplan reexcavaciones por deslizamientos de tierra.**

**RESPUESTA**

De acuerdo con información de los agentes, hoy en día se exige que lo excavado en un día, se haga la reposición en 24 horas, en consecuencia se considera que los deslizamientos se presentan por malas prácticas de construcción.

**No se tiene contemplada la perfilada del concreto para las unidades en concreto y asfalto.**

**RESPUESTA**

El uso de equipos para perfilar el concreto y asfalto es ampliamente utilizado de tiempo atrás, por lo tanto se considera que han sido incluidos dentro de los costos de excavación.

**UC Tubería de Acero**

**Están reconociendo anchos de excavación de 40 cms para diámetros inferiores a 6 pulgadas, sin embargo este resulta insuficiente dado que sería de difícil manejo**

instalar una tubería de acero, a un metro de profundidad con este ancho de excavación. Se recomienda un ancho mínimo de 50 cm.

**RESPUESTA**

Se acoge el comentario y se amplían los anchos de zanja a 60 cm

**No se contempla factor de expansión para el retiro de escombros.**

**RESPUESTA**

En las unidades constructivas si se ha considerado el factor de compactación y des compactación del 30% adicional al volumen excavado

**No contempla dentro de la estructura de costos la interventoría requerida para la construcción de las redes y estaciones.**

**RESPUESTA**

Desde el estudio de UC de 2001 se aclaró que en los costos definidos para las UC incluían los costos de interventorías, diseños, licencias, permisos y ambientales.

**No contempla costos adicionales por la implementación de sistemas de Gestión para la ejecución de las obras ISO 9001- OSHAS 18000- ISO 14000. (Ejemplo: mayores costos por la disposición final de RESPEL, escombros, entre otros).**

**RESPUESTA**

Como ya se indicó, la disposición de escombros se incluyó. La implementación de los sistemas de calidad hace parte de los gastos de AOM de las empresas cuando éstas realizan las obras. Cuando son realizadas por terceros hacen parte de los costos de la obra.

**No se define cómo se clasifican, o cómo se asignan, o imputan, los denominados Activos Especiales, o UC Especiales, entre Red Primaria y Secundaria.**

**RESPUESTA**

Las unidades constructivas especiales se asignarán a la red de la cual hacen parte o están conectados, por ejemplo, cruces aéreos o subfluviales para redes troncales harán parte de la red primaria, si son para tuberías menores de 2 pulgadas serán de la red secundaria.

No se incluye la UC correspondiente a Tubería de Polietileno entre 1 pulgada y 2 pulgadas, en la Red Primaria y Secundaria.

**RESPUESTA**

Las unidades constructivas de 1¼" y 1½" corresponden a la red secundaria dado que son diámetros inferiores a los de 2" tal y como lo indica la definición de red secundaria.

No se incluyeron las UC, propiedad de Promigas, las cuales hacen parte del sistema de propiedad múltiple de Gases del Caribe y Promigas.

**RESPUESTA**

Se acoge el comentario y se incluyen las redes de distribución de Promigas:

Unidad Constructiva	Costo Reconocido mill \$ Dic 2002	Cantidad a Dic 2002	Total reconocido mill \$ Dic 2002
Tubería de Acero de 3 "	106,8	0,9	93,0
Tubería de Acero de 4 "	124,2	7,5	926,8
Tubería de Acero de 6 "	190,6	0,7	135,3
Tubería de Acero de 8 "	191,7	1,6	306,7
Tubería de Acero de 10 "	224,8	45,7	10.264,5
Tubería de Acero de 12 "	242,5	15,2	3.677,1
Cruces Subfluviales 12"	1611,9	0,4	698,3
Cruces Subfluviales 10"	1448,0	1,5	2193,7
Cruces Subfluviales 8"	1311,4	0,1	104,9
Cruces Subfluviales 4"	1229,4	0,3	319,6
Cruces Subterráneos 12"	1622,8	0,1	97,4
Cruces Subterráneos 10"	1458,9	0,2	262,6
Cruces Subterráneos 4"	1240,3	0,1	74,4
Cruces Aéreas 12"	1448,0	0,1	101,4
Cruces Aéreas 10"	1311,4	0,1	104,9
Cruces Aéreas 8"	1180,2	0,0	11,8
Cruces Aéreas 4"	1065,5	0,0	42,6
Cruces Aéreas 3"	874,2	0,0	17,5
Actuador en Acero de 12"			54,3
Actuador en Acero de 10"			307,4
Trampas			37,6
Protección Catódica	81,7	1,0	81,7
Sistemas de Control	278,0	1,0	278,0
Unidades no Homologadas			759,1

En el anexo 4 y 5 de la Resolución se han incluido las cantidades y los costos a diciembre de 2012. Tablas 4.20 y 5.20.



**El precio de la unidad constructiva correspondiente a las estaciones reguladoras de presión aprobadas como inversión existente para Gases del Caribe, difiere con el precio aprobado en la Resolución CREG 086 de 2004.**

**RESPUESTA**

Se acepta el comentario y se hace la corrección respectiva en la propuesta definitiva.

Código	Descripción de Unidad Constructiva	Costo Reconocido mill \$ Dic 1996
ERP 5T1	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 5000 SCM DE TREN SENCILLO CON MEDIDOR	61,5
ERP 8T1	ESTACIÓN REGULADORA DE PRESIÓN DE 5000 SCM DE TREN SENCILLO CON MEDIDOR	61,5

En el anexo 4 de la Resolución se presentan los valores correctos a diciembre de 2012.  
Tabla 4.4

**El reportar anualmente la georeferenciación de todas las unidades constructivas tal como lo explica el anexo 19 implica inversiones y gastos que actualmente no están siendo reconocidos en las unidades constructivas.**

**RESPUESTA**

Las inversiones en sistemas de georeferenciación han sido incluidas en otros activos y los gastos de mantenimiento o actualización hacen parte de los AOM de las empresas. La inclusión de los nuevos elementos en cada año no son inversiones representativas.

**Si se aprueba la propuesta en el sentido de posibilitar la integración de las Áreas de Servicio Exclusivo con Mercados Relevantes Existentes, se deben definir las UC correspondientes.**

**RESPUESTA**

En la resolución definitiva no se incluyen los costos de las unidades constructivas correspondiente a los activos construidos en las ASE, sin embargo, se indica en el párrafo del artículo 22 que la CREG en resolución aparte, establecerá los procedimientos que contendrán los parámetros y las condiciones bajo las cuales los distribuidores que atienden estas zonas geográficas deberán presentar la solicitud de cargos de distribución.

**La CREG, en otros Proyectos de Resolución que se encuentran en discusión, le exige inversiones adicionales a los distribuidores, con las que no se cuenta en la actualidad y que implicarán incrementos en las Inversiones.**

## **RESPUESTA**

Si este comentario se refiere a la medición en Citygate se excluyó la obligación de las que no tengan incluida el sistema de medición (Resoluciones 126 y 127 de 2013).

### **3.20.3. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN – EPM**

Finalmente, queremos insistir en nuestros comentarios realizados al informe final del estudio contratado por la CREG con la firma Itansuca Proyectos de Ingeniería Ltda., en el año 2009, cuyo propósito fue actualizar los costos eficientes de las unidades constructivas de la Resolución CREG 011 de 2003, los cuales enviamos oportunamente en comunicación con radicado EPM 1662109 del 8 de septiembre de 2010.

En especial, consideramos que se deben revisar las volumetrías y rendimientos asociados a todas las unidades constructivas definidas en la Resolución CREG 011 de 2003, y ajustar el modelo a partir del cual partió el consultor para desarrollar su trabajo. Siempre hemos dicho que una de las razones para la subvaloración en el costo real de las unidades constructivas obedece a los supuestos que se incorporaron en dicho modelo.

En tal sentido, pensamos que se deben hacer las correcciones del caso, especialmente en el ítem de volumetrías, y así entonces los valores de las columnas A y E del Anexo 8 de la propuesta de resolución deberían ser muy similares, excepto en el caso de los acabados en asfalto, que para el mercado relevante del Valle de Aburrá corresponden a unas especificaciones de construcción especiales obligadas por normas de las dependencias de planeación locales.

## **RESPUESTA**

Se han realizado ajustes en volumetrías de conformidad con las especificaciones exigidas en normas y presentadas por los agentes. Se incluyeron actividades que no estaban reconocidas, como la disposición de escombros y reposición de zonas verdes.

### **3.20.4. SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS**

**Anexo 8 - costos de las unidades constructivas para la valoración de la inversión de nuevas Inversiones (IPNI)**

Se sugiere a la CREG incluir costos eficientes para UC para Estaciones de Almacenamiento y regulación de GLP por redes para varias capacidades del tanque (3000, 6000, 9000 y 12000 galones)

También se aconseja definir UC de tuberías para cruces aéreos en cerchas y encamisadas para diferentes longitudes (hasta 10, 20, 30 metros)

## **RESPUESTA**

Se incluirán las Unidades Constructivas de GLP. Sin embargo, se aclara que no se incluyen las estaciones 12000, puesto que como son estaciones de tipo modular las de 12000 se puede conformar con dos de 6000. Las estaciones de 3000 no se incluyen como unidad constructiva dado que estas por su tamaño pueden no garantizar la calidad del servicio.

### **3.20.5. GAS NATURAL FENOSA**

Se solicita a la CREG incorporar para las futuras inversiones, las especificaciones técnicas exigidas por la autoridad local (Instituto de Desarrollo Urbano IDU), y que fueron debidamente reportadas y suministradas a Itansuca dentro de la *“Consultoría para la actualización de las Unidades Constructivas asociadas a los Activos Inherentes a la Actividad de Distribución de gas combustible por redes, y los costos eficientes de cada una para ser consideradas en el próximo Periodo Tarifario”*, información que también fue presentada a la CREG con la comunicación 10150500-067-2010 del 18 de mayo de 2010. El no incorporar estas especificaciones limitaría la expansión ya que implica subremunerar los costos de inversión en las Unidades Constructivas especificadas, entre un 47% y un 57%.

## **RESPUESTA**

Se han modificado las volumetrías de asfalto y concreto, con base en el documento del IDU.

La Comisión propone en términos generales la continuación de un esquema de incentivos, prevaleciendo la valoración de los activos mediante unidades constructivas, todo dentro del marco de la reposición con valor a nuevo. Si bien el esquema general continúa siendo una herramienta objetiva, aún persisten fallas como la subvaloración de determinadas unidades constructivas que no permitirán la extensión de redes futuras. A continuación, Gas Natural S.A. ESP se permite presentar comentarios sobre éste y otros temas analizados sobre la valoración de activos.

### **4.1. Anexo 6: Costos unitarios para las inversiones ejecutadas en la vigencia de la Res. CREG 011/03.**

Existen Unidades Constructivas Especiales que fueron aprobadas en el Plan de Inversiones del anterior periodo tarifario por medio de la Resolución CREG 033 de 2004 y que se detallan en el anexo 1B de la misma, las cuales no están incluidas en el anexo 6 de la Resolución CREG 090 de 2012 y no es posible homologarlas a las Unidades Constructivas definidas en el anexo 8 de la misma, que a saber son:

- Equipos de Odorización
- Cruces subterráneos en Vías
- Equipos de Protección Catódica
- Cruces Aéreos
- Riesgo Sísmico

Por lo anterior se solicita incluir el total de los montos reconocidos en el Plan de Inversiones de la Resolución CREG 033 de 2004 traídos al año base, dentro de la Inversión Programada en nuevas inversiones que fue reconocida y ejecutada en la anterior revisión tarifaria (IPE).

#### **RESPUESTA**

Estas unidades constructivas especiales seguirán siendo reconocidas a los precios que fueron valoradas y serán incluidas dentro de la inversión existente.

#### **4.2. Anexo 7: Costos unitarios para nuevas inversiones**

##### **a. Definición red secundaria**

En el artículo 1 de la Resolución 090 se define Red Secundaria de Distribución, como la *“red conformada por los tanques de almacenamiento o Estaciones Puerta de Ciudad o Estaciones de Transferencia de Custodia de distribución o estaciones reguladoras de presión, más la tubería de polietileno, de diámetros de ½, ¾ y 1 pulgada, que de estas se derivan.”*

Al respecto se solicita aclarar si la tubería de polietileno de 1 ½” está considerada como parte de la red secundaria de distribución.

#### **RESPUESTA**

Las unidades constructivas de 1¼” y 1½” corresponden a la red secundaria dado que son diámetros inferiores a los de 2” tal y como lo indica la definición de red secundaria.

##### **b. Unidades constructivas de canalización de tuberías.**

Las especificaciones relacionadas en el anexo 7 de la Resolución CREG 090 de 2012 con los elementos técnicos y volumetrías expuestas para el Grupo F, específico para Bogotá D.C., no corresponden con las especificaciones técnicas exigidas por la autoridad local (Instituto de Desarrollo Urbano IDU), y que fueron debidamente reportadas y suministradas a Itansuca dentro de la *“Consultoría para la actualización de las Unidades Constructivas asociadas a los Activos Inherentes a*

**la Actividad de Distribución de gas combustible por redes, y los costos eficientes de cada una para ser consideradas en el próximo Periodo Tarifario”,**

Lo anterior también fue reportado a la CREG con la comunicación 10150500-067-2010 del 18 de mayo de 2010 (ver anexo 1), haciendo referencia a los datos suministrados por Gas Natural y como comentarios al segundo informe de la citada consultoría en donde se comunicó lo siguiente:

***“Es preciso señalar que todos los datos se soportaron o fundamentaron según la Resolución IDU No 3730 del 25 de Sep /09, por la cual se adopta la guía GU-GE-002 Anexo Técnico para licencias de excavación y se reemplaza el anexo Técnico 03-1100 Licencias de excavación. Y además define las secciones típicas y materiales de reposición y recuperación de zanjas, reemplaza el anexo Técnico 03-1100 y aplica a partir de octubre del año 2009 en cada una de las resoluciones de excavación a requerir.”***

#### **RESPUESTA**

Las especificaciones técnicas se han incluido en la corrección de las UC del grupo F

Adicionalmente y dando alcance al comunicado 10150100-024-10 del 18 de agosto de 2010 con los comentarios al informe final de Itansuca, y particularmente al último punto, se señaló:

***“En el ejemplo descrito en el documento anexo a esta comunicación se evidencia que Gas Natural ha incurrido en costos para la instalación de tubería en acero que oscilan entre \$764.000 y \$945.000 pesos por metro lineal para unidades constructivas TA4AS -1003, mientras que Itansuca propone un costo unitario de \$405.000 pesos por metro lineal, lo que implicaría subremunerar nuestros costos entre 47% y 57%”***

Notamos que los costos a reconocer presentados en la Resolución CREG 090 de 2012 mantienen estas diferencias importantes, que no cubren el real costo de estas inversiones, en el siguiente cuadro vemos las principales diferencias en las UC de tuberías de Acero:



CODIGO	DESCRIPCION	UNID.	VALOR CREG Anexo 8 (Grupo F) \$2011	VALOR GN presentado a Itansuca \$2011	Diferencias
TA4AS	CANALIZACION TUBERIA DE ACERO DE 4 PULG EN CALZADA ASFALTO	KM	403.268.582	812.859.402	50,4%
TA6AS	CANALIZACION TUBERIA DE ACERO DE 6 PULG EN CALZADA ASFALTO	KM	544.789.834	970.564.584	43,9%
TA8AS	CANALIZACION TUBERIA DE ACERO DE 8 PULG EN CALZADA ASFALTO	KM	728.895.726	1.013.434.621	28,1%
TA10AS	CANALIZACION TUBERIA DE ACERO DE 10 PULG EN CALZADA ASFALTO	KM	808.259.183	1.219.057.232	33,7%
TA14AS	CANALIZACION TUBERIA DE ACERO DE 14 PULG EN CALZADA ASFALTO	KM	1.151.856.508	1.787.940.370	35,6%
TA4CO	CANALIZACION TUBERIA DE ACERO DE 4 PULG EN CALZADA CONCRETO	KM	554.808.211	1.276.643.665	56,5%
TA6CO	CANALIZACION TUBERIA DE ACERO DE 6 PULG EN CALZADA CONCRETO	KM	650.755.330	1.441.835.742	54,9%
TA8CO	CANALIZACION TUBERIA DE ACERO DE 8 PULG EN CALZADA CONCRETO	KM	764.455.618	1.405.042.160	45,6%
TA10CO	CANALIZACION TUBERIA DE ACERO DE 10 PULG EN CALZADA CONCRETO	KM	844.312.141	1.647.751.808	48,8%
TA14CO	CANALIZACION TUBERIA DE ACERO DE 14 PULG EN CALZADA CONCRETO	KM	1.189.112.088	2.233.239.389	46,8%
TA4DE	CANALIZACION TUBERIA DE ACERO DE 4 PULG EN DESTAPADO	KM	195.519.045	557.859.723	65,0%
TA6DE	CANALIZACION TUBERIA DE ACERO DE 6 PULG EN DESTAPADO	KM	275.914.780	758.199.722	63,6%
TA8DE	CANALIZACION TUBERIA DE ACERO DE 8 PULG EN DESTAPADO	KM	369.806.090	721.406.140	48,7%
TA10DE	CANALIZACION TUBERIA DE ACERO DE 10 PULG EN DESTAPADO	KM	446.277.084	964.115.788	53,7%
TA14DE	CANALIZACION TUBERIA DE ACERO DE 14 PULG EN DESTAPADO	KM	782.556.723	1.549.390.525	49,5%

Con lo anterior nos permitimos manifestar que los costos reales de construcción no son adecuadamente reconocidos por los precios reconocidos en los anexos 6 y 8, y las volumetrías que se requieren para los procesos constructivos son diferentes a las previstas en el anexo 7 de la Resolución CREG 090 de 2012.

Dadas las diferencias significativas, nos permitimos solicitar el reconocimiento de los costos reales de las UC de acero presentados a ITANSUCA y a la CREG, y referidas en el cuadro anterior como valor GN.

### RESPUESTA

Se modificaron las volumetrías y se actualizaron las UC con los índices respectivos, lo que hace que las diferencias aparentes se reduzcan.

#### c. Estaciones Regulatoras de Presión ERP's

El Distrito Capital de Bogotá ha formalizado el Plan Maestro de Gas Natural mediante el Decreto 310 de 2006<sup>42</sup> y se ha complementado mediante el decreto 088 de 2010<sup>43</sup>, en donde ha condicionado la construcción de ERP's a lo siguiente (Ver Anexo 2):

**“ARTÍCULO 10. NORMAS PARA NUEVAS ESTACIONES DE REGULACIÓN DE PRESION-ERP. Este tipo de infraestructuras no se permiten sobre el espacio público de conformidad con lo establecido en el artículo 184 del Decreto Distrital 190 de 2004. La instalación de las Nuevas Estaciones de Regulación de Presión, procede en espacio público**

<sup>42</sup> <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=21056#0>

<sup>43</sup> <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=39451#0>

*únicamente en forma subterránea, ó en forma superficial en predios privados.”*

Y para las ERP ya existentes determina:

**“ARTÍCULO 11. PROCESO PARA LA REGULARIZACIÓN DE LAS ESTACIONES DE REGULACIÓN DE PRESIÓN-ERP EXISTENTES.** Para efectos de establecer la reglamentación correspondiente de las Estaciones de Regulación de Presión-ERP, existentes a la vigencia del presente Decreto y georeferenciadas en los archivos de la Secretaría Distrital de Planeación, se establece la siguiente tipología según su localización....”

*“Las Estaciones de Regulación de Presión-ERP superficiales ubicadas sobre andenes y separadores, que impidan la circulación peatonal y la visibilidad tanto de peatones como vehículos, que generen riesgo de accidentalidad por factores de movilidad, deben ser subterranizadas.”*

Con lo anterior Gas Natural S.A. E.S.P. para dar cumplimiento, ha definido un plan de acción en conjunto con el Distrito para la regularización y subterranización de ERP's, que ha implicado acometer varias inversiones en un elemento que no está incluido en el detalle de la configuración de las unidades constructivas de estaciones de regulación de presión (ERP) del anexo 7 de la Res. CREG 090 de 2012, como es la caja en concreto reforzado que la contiene y las adecuaciones de mimetización dentro del entorno del espacio público en donde están ubicadas.

A continuación se presenta el dato real de los costos para la subterranización de tres estaciones ya ejecutadas (\$ dic de 2012):

Cl.coste	Denom.clase de coste	SUBTERRANIZACION ERD EL ENCANTO - PF	SUBTERRANIZACION ERD SAN JOSE BAVAR - PF	SUBTERRANIZACION ERD TABORA - PF
910	MATER, PROPIOS	\$ 36.504.625	\$ 25.383.466	\$ 21.897.932
912	TUBERIA	\$ 2.125.022	\$ 4.265.344	\$ 2.125.022
913	OBRA CIVIL	\$ 99.604.841	\$ 99.499.874	\$ 82.723.718
914	INSTAL. TUBERIA	\$ 21.747.853	\$ 20.662.520	\$ 25.490.305
924	OTROS SERVICIOS	\$ 26.463.105	\$ 17.155.342	\$ 28.804.206
929	OTROS COSTES	\$ 631.916		\$ 631.916
<b>Total general</b>		<b>\$ 187.077.362</b>	<b>\$ 166.966.545</b>	<b>\$ 161.673.098</b>

En el cuadro se observa que en promedio estas obras han costado \$170 Mcop lo que se plantearía como una unidad constructiva especial denominada:

“Subterranización de ERP's” y se propone el valor promedio presentado para reconocer estas inversiones.

La ejecución de estas obras ha permitido cumplir, acorde con las metas propuestas por Planeación Distrital en el Plan Maestro de Gas, con la recuperación del Espacio Público, logrando los objetivos planteados en el Decreto 088 de 2010.

**RESPUESTA**

Se acoge el comentario y se han cuantificado las actividades requeridas para subterranizar las ERP, éstos se han incluido en el Anexo 7 de la Resolución.

Subterranización de ERP \$ de diciembre de 2001

Actividad	Volumetrías	Un.	Costo unitario \$ dic 2001	Subtotal
Excavación a máquina	36	m3	8,000	288,000
Excavación en roca	9	m3	39,000	351,000
Retiro de escombros	59	m3	11,900	696,150
Concreto 3000 PSI	15	m3	419,000	6,376,621
Acero de refuerzo	346	m	1,500	519,140
Localización y replanteo	1	gl	3,000,000	3,000,000
Obra civil	1	gl	15,000,000	15,000,000
Obra mecánica	1	gl	15,000,000	15,000,000
Pruebas radiográficas	1	gl	5,000,000	5,000,000
<b>Total</b>				46,230,911

**4.3. Estaciones de descompresión de GNC**

Algunas de las unidades constructivas consideradas como especiales en la Resolución CREG 011 de 2003, han pasado a ser homologadas en la propuesta de la Resolución 090 tal como se muestra en el Anexo 8: “Costos de las unidades constructivas para la valoración de la inversión de nuevas inversiones (IPNI)”, particularmente las estaciones descompresoras de GNC de 200, 500 y 2800 m<sup>3</sup>/h. Es importante que la Comisión presente el detalle de la configuración básica considerada para cada estación descompresora tal como lo presenta para las unidades constructivas de tuberías y estaciones reguladoras y de puerta de ciudad, lo anterior ya que el monto considerado parece estar asociado únicamente al equipo descompresor sin incluir las obras eléctricas, mecánicas y civiles necesarias para su operación confiable y segura, inversiones que deberán ser presentadas a la CREG como unidades constructivas especiales asociadas a la estación descompresora.

**RESPUESTA**

Las UC de GNC incluyen todos los elementos enunciados y se valoraron con información reportada por los agentes, como se indica a continuación:

*xl*

Elementos para construcción de Estación Descompresora de GNC

ACCESORIOS DE MONTAJE	UND	CANT
TUBERIA ACERO 2" SCH40 AC A106 SIN COSTURA x 6 m	Und	2
TUBERIA ACERO 3" SCH40 API 5L GR X-42 C/C CON RECUBRIMIENTO FBE DE 12-14 mm	Mts	26
TUBERIA ACERO 4" SCH40 AC A106 SIN COSTURA	Mts	18
BRIDA DE 4" ANSI 600 WN RF AC A105 SCH 40	Und	2
BRIDA DE 3" ANSI 600 WN RF AC A105 SCH 40	Und	6
BRIDA DE 3" ANSI 300 WN RF AC A105 SCH 40	Und	9
BRIDA DE 2" ANSI 600 WN RF AC A105 SCH 40	Und	8
BRIDA DE 2" ANSI 300 WN RF AC A105 SCH 40	Und	6
TEE DE 2" SCH 40 A234 GR WPB	Und	2
TEE DE 3" SCH 80 A234 GR WPB	Und	2
CODOS 90° DE 4" SCH 80 AC A234 WPB	Und	1
CODOS 90° DE 3" SCH 80 AC A234 WPB	Und	8
CODOS 90° DE 2" SCH 80 AC A234 WPB	Und	4
COUPLING 1/2" x 3000 (Roscado) AC A105	Und	9
COUPLING 3/4" x 3000 (Roscado) AC A105	Und	1
TERMOPOZO DE 3/4" X 1/2" (Inoxidable) para tubo de 2" de Diámetro	Und	1
VALVULA DE AGUJA DE 1/2" X 6000 HM INOX NPT CON PURGA	Und	10
COPA REDUCCION DE 4" x 3" SCH 80 AC A234 WPB	Und	1
COPA REDUCCION DE 3" x 2" SCH 80 AC A234 WPB	Und	2
MANOMETRO RANGO 0 A 1500 PSI CARAT. 4" GLICERINA C 1,0 CONEX 1/2" C. FENOLICA	Und	5
MANOMETRO RANGO 0 A 1000 PSI CARAT. 4" GLICERINA C 1,0 CONEX 1/2" C. FENOLICA	Und	5
MANOMETRO DIFERENCIAL DE PRESIÓN (Incluye Conectores, Válvulas Aguja Tubing)	Und	1
ESPARRAGOS AC ZINCADOS °B7 5/8 UNC x 31/2" C/2T°2H	Und	112
ESPARRAGOS AC ZINCADOS °B7 5/8 UNC x 5" C/2T°2H	Und	16
ESPARRAGOS AC ZINCADOS °B7 3/4 UNC x 4" C/2T°2H	Und	136
ESPARRAGOS AC ZINCADOS °B7 3/4 UNC x 5" C/2T°2H	Und	24
ACCESORIOS PARA INSTRUMENTACIÓN	UND	CANT
TUBING INOXIDABLE OD 3/8" x 0,4" x 6000 PSI SIN COSTURA x 6 m	und	2
VALVULA DE BOLA 1/2"x 3000 PSI PASO FULL	und	9
VALVULA DE BOLA 3/4" x 3000 PSI PASO FULL	und	3
VALVULA DE BOLA INOXIDABLE 3/8" OD x 3/8 3000 PSI PASO FULL	und	3
CONECTORES RECTOS M 3/8" OD x 1/4" NPT	und	10
CONECTORES RECTOS M 3/8" OD x 1/2" NPT	und	12
CODO DE 1/4" NPT X 3/8" OD	Und	12
T EE UNIÓN DE 3/8" OD x 3/8" OD	Und	6
JUEGO FERULAS 3/8" OD DELANTERA-TRASERA	und	10
NIPLES 1/2" x 2 1/2" INOXIDABLE	und	9
NIPLES 3/4" x 2 1/2" INOXIDABLE	und	3
BUCHING 3/4" x 1/2" AC	und	1
OBRAS A DESARROLLAR	UND	CANT
LOCALIZACIÓN Y REPLANTEO DE MODIFICACIÓN EN SITIO	GI	1

Sesión No. 585

TRANSPORTE DE MATERIALES DESDE EL SITIO DE TRABAJO HACIA LA ESTACIÓN DONDE SE REALICE EL MONTAJE	Gl	1
CORTE Y BISEL DE 2"	Und	30
CORTE Y BISEL DE 1/2" a 1"	Und	10
SOLDADURA DE 2"	Junta	30
SOLDADURA DE COUPLING DE 1/2" Y 3/4"	Junta	10
PRUEBA HIDROSTATICA DE RESISTENCIA AL TREN DE 2" y 3" ANSI 300	Gl	1
PRUEBA NEUMÁTICA DE RESISTENCIA AL TREN DE TUBERIA DE 3" ANSI 300	Gl	1
LIMPIEZA Y PINTURA EPOXICA CON EPOXI POLIAMIDA PARA ESTRUCTURAS EXPUESTAS A SOL Y LLUVIA EN TUBERIAS	GL	1
FABRICACIÓN E INSTALACIÓN DE SOPORTES TIPO GATO	Und	8
INSTALACIÓN DE SPOOLS PARA LA MODIFICACIÓN EN SITIO	Und	13
INSTALACIÓN DE FILTROS	Und	1
INSTALACIÓN DE MEDIDORES	Und	1
INSTALACIÓN DE VALVULAS DE BOLA	Und	12
INSTALACIÓN DE VALVULA CHEQUE	Und	1
INSTALACIÓN DE VALVULA DE ALIVIO	Und	1
INSTALACIÓN DE MANOMETROS	Und	10
INSTALACIÓN DE PANEL SOLAR	Und	1
TRANSPORTE DE TUBERIA DE 3"	Und	4
CORTE Y BISEL DE 3"	Und	36
SOLDADURA DE 3"	Junta	36
REVESTIMIENTO DE JUNTAS DE 3" CON PINTURA EPOXICA	Und	5
CORTE Y BISEL DE 4"	Und	8
SOLDADURA DE 4"	Junta	8
CI y CS ENTRADA DE TRAMPA	Und	2
RIEGO Y DOBLADO DE TUBERIA EN 3"	Mts	10
CRUCE SUB FLUVIAL A 1,5 m DE PROFUNDIDAD (CANAL RIEGO)	Mts	2
ZANJADO	Mts	12
BAJADO	Mts	12
TAPADO	Mts	12
EMPALME CITY GATE CON PUNTO DE CONEXIÓN	Und	1
CONSTRUCCIÓN DE CAJA PARA HOT - TAP (1,5X1,5X1,8 m)	Gl	1
CONSTRUCCIÓN DE CASETA PARA EQUIPOS	Gl	1
CERRAMIENTO ESTACIÓN (POSTES, MALLA Y SERPENTIN)	Gl	1
FABRICACIÓN DE PUERTA DE INGRESO	Gl	1
CONSTRUCCIÓN BASE CONCRETO 3000 PSI	Gl	1
ADECUACIÓN DE TRAMPA DE RECIBO (SAMBLASTEYO Y PINTURA)	Gl	1
LIMPIEZA FINAL	Gl	1
CONSTRUCCIÓN DE ANDEN 36 m *0,80 *0,15	GL	1
<b>PRUEBAS RADIOGRAFICAS Y TINTAS PENETRANTES</b>	<b>UND</b>	<b>CANT</b>
RADIOGRAFÍAS DE PEGAS DE 2"	Junta	30
RADIOGRAFÍAS DE PEGAS DE 3"	Junta	36
RADIOGRAFÍAS DE PEGAS DE 4"	Junta	8

*pl*



Sesión No. 585

PRUEBAS TINTAS PENETRANTES COUPLINGS DE 1/2" x 3000	Junta	19
PRUEBAS TINTAS PENETRANTES COUPLINGS DE 3/4" x 3000	Junta	1
PRUEBA UKTRASONIDO HOT - TAP MEDICIÓN ESPEORES	Gl	1
DISPONIBILIDAD DEL EQUIPO	Día	15
<b>VÁLVULAS Y SELLOS</b>	<b>UND</b>	<b>CANT</b>
VALVULA DE BOLA BRIDADA DE 2" ANSI 300 RF A216 WCB	Und	2
VALVULA DE BOLA BRIDADA DE 2" ANSI 600 RF A216 WCB	Und	2
VALVULA DE BOLA BRIDADA DE 3" ANSI 600 RF A216 WCB	Und	4
VALVULA DE BOLA BRIDADA DE 3" ANSI 300 RF A216 WCB	Und	3
VALVULA DE BOLA BRIDADA DE 4" ANSI 600 RF A216 WCB	Und	1
VALVULA UNIDIRECCIONAL (CHEQUE) DE 3" ANSI 300 RF A216 WCB	Und	1
SELLOS ESPIROMETALICOS GRAFITADO 4" ANSI 600 RF	Und	3
SELLOS ESPIROMETALICOS GRAFITADO 3" ANSI 300 RF	Und	16
SELLOS ESPIROMETALICOS GRAFITADO 2" ANSI 300 RF	Und	16
SELLO AISLAMIENTO TIPO E NON ASBESTO DE 3"ANSI 300 (KIT)	Und	1
<b>EQUIPO DE MEDICIÓN</b>	<b>UND</b>	<b>CANT</b>
Medidor de Turbina G100 Tipo SR-RI-X-K 3" INSTROMET P <sub>máx</sub> =48,8 Bar,	Und	1
<b>COMPUTADOR DE FLUJO</b>	<b>UND</b>	<b>CANT</b>
COMPUTADOR DE FLUJO XARTU LDVI DOS PRESIONES, (0-1500 PSIG), (0-750 PSIG), UNA TEMPERATURA, SIN INDEX. GABINETE NEMA 4X6X8, 7 A 30 VDC INPUT POWER, DOS (2) PUERTOS RS232, MODEM INTERNO 2400BPS, UN TRANSDUCTOR DE PRESIÓN DE 0-300 PSIG, UN (1)TRANSDUCTOR DE TEMPERATURA	Und	1
ANTENA YAGUI DIRECCIONAL DE 5 ELEMENTOS FABRICACIÓN NACIONAL 9 db DE GANANCIA.	Und	1
MODEM DE COMUNICACIÓN	Und	1
KIT DE MATERIALES DE INSTALACIÓN. INCLUYE: MASTIL, DUCTERIA Y CONECTORES LIQUID TIGHT, CABLE ENCAUCHETADO, HERRAJE PARA PANEL Y OTROS ACCESORIOS.	Und	1
GABINETE DE BATERIAS NEMA 4X CON BATERIA SELLADA 12 VOLT - 7 Ah, PORTAFUSIBLE RTU, PASAMURO PARA ENTRADA DE CABLE PANEL	Und	1
SENSORES DE PUERTAS ABIERTAS (INCLUYE KIT DE MATERIALES DE INSTALACIÓN)	Und	2
INSTALACIÓN DE EQUIPOS. PARA UN INGENIERO EN LA ZONA DE REALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS, DURANTE TRES (3) DIAS.	Día	3
GASTOS DE ESTADIA Y MANUTENCIÓN PARA UN INGENIERO Y UN TÉCNICO ELECTRÓNICO EN LA ZONA DE REALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS, DURANTE DOS (2) DIAS. INCLUYE DÍAS DE COMPRAS LOCALES Y TRASLADOS	Día	3
TRANSPORTE AEREO	Und	2
<b>EQUIPOS DE REGULACIÓN</b>	<b>UND</b>	<b>CANT</b>
VÁLVULA REGULADORA TARTARINI PILOT OPERATED PRESSURE REGULATOR TYPE FL/50, SIZE: DN (50), CONNECTIONS: ANSI 600 RF, BODY MATERIAL: ASTM A 305 M LF2 Gr1., DIAPHRAGM/SEAL MATERIAL: BUNA N, PILOT FOR PRESSURE REGULATOR TYPE:PRX 120, SET POINT RANGE: 435-1160	Und	2
<b>ACTUADORES DE SEGURIDAD</b>	<b>UND</b>	<b>CANT</b>

VÁLVULA SLAM SHUT TARTARINI TYPE: BM5/50 DE 2", CONNECTIONS : ANSI 600 RF, BODY MATERIAL: ASTM A 105, SLEEVE MATERIAL: Fe 52,2 UNI 66, GASKETS MATERIAL: NBR RUBBER, COMPLETE WITH: PILOT FOR BM5 SLAM SHUT VALVE TYPE: OS 88X, OVER PRESSURE SHUT OFF RANGE: 1	Und	1
ACTUADOR NEUMÁTICO BETTIS CON SELENOIDE CONTROL SEÑAL SCADA VOLT 12- 24	Und	1
SISTEMA ADAPTACIÓN ACTUADOR BETTIS - VÁLVULA PBV	Und	1
<b>EQUIPO DE FILTRACIÓN</b>	<b>UND</b>	<b>CANT</b>
FILTRO DE CUERPO DE 8" DE DIÁMETRO CON CONEXIÓN BRIDADA DE 3" ANSI 600 Y TAPA DE SISTEMA CIERRE RÁPIDO	Und	1
<b>FUENTE DE ENERGÍA</b>	<b>UND</b>	<b>CANT</b>
PANEL SOLAR INCLUIDO BATERIA	Und	1
<b>AIU</b>	<b>UND</b>	<b>CANT</b>
ADMINISTRACIÓN, IMPREVISTOS Y UTILIDAD	GL	25%

Por otro lado, considerando que la capacidad de diseño de una estación descompresora se calcula en función de la demanda máxima esperada, dicha capacidad puede resultar en un valor diferente a las tres capacidades homologadas. En este sentido será necesario presentar la estación descompresora de capacidad diferente a las homologadas como una unidad constructiva especial. Para evitar un trato desequilibrado entre estaciones descompresoras homologadas y no homologadas, se solicita a la Comisión o bien homologar las diferentes capacidades de estaciones descompresoras, o mantenerlas en conjunto como unidades constructivas especiales.

Considerando que la capacidad de diseño de una estación descompresora se calcula en función de la demanda máxima esperada, dicha capacidad puede resultar en un valor diferente a las tres capacidades homologadas. En este sentido será necesario presentar la estación descompresora de capacidad diferente a las homologadas como una unidad constructiva especial. Para evitar un trato desequilibrado entre estaciones descompresoras homologadas y no homologadas, se solicita a la Comisión o bien homologar las diferentes capacidades de estaciones descompresoras, o mantenerlas en conjunto como unidades constructivas especiales.

#### **RESPUESTA**

Si existe una estación de capacidad diferente, se asimilarán a la de capacidad más cercana

#### **4.4. Reconocimiento del traslado de la red de distribución**

Es importante que la Comisión incluya dentro de la metodología de remuneración de la actividad de distribución el reconocimiento de los costos reales que generen los traslados de tuberías. Lo anterior, teniendo en cuenta que a raíz de la Ley 1228 de 2008 se pretende que en los proyectos de expansión de la infraestructura vial, el Distribuidor asuma a su costo los traslados de las tuberías cuando el proyecto vial

lo requiera, lo cual, puede generar sobrecostos no contemplados en el expediente tarifario.

### **RESPUESTA**

La reposición de activos solo aplica a las unidades constructivas existentes.

#### **3.20.6. NATURGAS**

##### **Unidades Constructivas-UC**

Comenzamos indicando, en línea con lo manifestado en comunicaciones pasadas<sup>44</sup>, los aspectos positivos de esta propuesta y posteriormente los aspectos que consideramos se debe estudiar para lograr una adecuada remuneración de las inversiones en distribución.

Dentro de los aspectos positivos destacamos: i) el reconocimiento de las exigencias regionales y municipales con normatividad específica por medio de la clasificación de municipios (Grupo A hasta Grupo F), ii) la metodología de indexación de precios toma en cuenta las características de los componentes de las Unidades Constructivas-UC y iii) el reconocimiento e incorporación de nuevas UC.

Por otro lado presentamos los aspectos que consideramos deben evaluarse por parte de la CREG, con el propósito de generar un adecuado reconocimiento de las inversiones reales y, así evitar que la actividad de distribución se vea afectada en su viabilidad bajo las condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad que este servicio público de redes requiere:

**2.1. Información base para la definición de Unidades Constructivas.** Entendemos que la propuesta regulatoria sustenta la valoración de las UC tomando información base y metodologías producto de la consultoría contratada con Itansuca. Sobre el particular opinamos:

**2.1.1. La consultoría contratada se definió bajo un alcance limitado, definiendo una valoración de infraestructura a partir de la actualización de precios de las UC vigentes, por tal razón, Itansuca tomó como referencia las UC definidas en la resolución CREG 011 de 2003, las cuales, desde su aplicación al inicio del período tarifario 2004 – 2013, ya eran sujetas de ajustes para que permitieran cubrir los costos reales. Es decir, se realizó una actualización de valores pero no una evaluación y análisis de precios unitarios que permitiera conocer el valor real que las compañías de distribución afrontan para la instalación de la infraestructura.**

---

<sup>44</sup> Comunicación con radicación CREG E-2010-7948

**Solicitamos se revalúe la metodología aplicada y se incorpore un análisis de precios unitarios que permita validar los costos reales de mano de obra, equipos y materiales.**

### **RESPUESTA**

Se considera que la actualización con base en índices macroeconómicos es adecuada, ya que recoge la variación en los precios de los insumos y equipos. Adicionalmente, se consideraron volumetrías diferentes y las exigencias de los planes de ordenamiento territorial.

**2.1.3. La ausencia de un análisis de los componentes, sus cantidades, precios, costos directos e indirectos, conlleva a una incertidumbre respecto a la forma en que se reconocerían aspectos que, por definición, no hacen parte del rubro Administración Imprevistos y Utilidades - AIU tales como: diseños, licencias, interventoría y supervisión, exigencias municipales y departamentales, impuestos de tránsito y delineamiento urbano, cartografía, gestión comunitaria, sistemas de gestión de calidad, medio ambiente, seguridad y salud ocupacional. Nuevamente solicitamos que se realice un análisis de las los aspectos y variables mencionadas.**

### **RESPUESTA**

La mayoría de los anteriores elementos fueron considerados en los análisis de precios unitarios que sirvieron de base para las unidades constructivas de la Res. CREG 011 de 2003. Otros han sido considerados en los gastos de AOM y en otros activos.

2.2. Valoración de las Unidades Constructivas. La valoración propuesta de las UC, para el próximo período tarifario, se enmarcó bajo una clasificación por municipios, (Grupo A, B, C, D, E, F), metodología que consideramos apropiada en atención a que toma en cuenta las particularidades de la normatividad local y regional de los municipios en que operan las distribuidoras. Sin embargo, para la clasificación general (categoría A), que abarca los municipios que no tienen una normatividad y, para algunas UC de otras categorías, se proponen valores menores a los costos reales de las empresas, situación que compromete las expansiones y, más aun, cuando normalmente los pequeños municipios adoptan las normatividades de las capitales de Departamento para la instalación de redes y servicios públicos. Visto lo anterior, es razonable que solicitamos que se tome en cuenta, para la categoría A, las siguientes observaciones:

2.2.1. Practicas constructivas. Las empresas distribuidoras llevan a cabo las siguientes prácticas constructivas:

2.2.1.1. Perfilación para instalación de tuberías de polietileno en concreto, asfalto y tableta. Esta actividad que consiste en el corte lineal de concreto y asfalto para andenes y vías dentro del entorno urbano, debe enmarcarse dentro de: a) los requerimientos normativos urbanos, b) métodos de eficiencia, c) seguridad y calidad; es así como el

proceso exige el uso de maquinaria para la perfilación, la cual, no es reconocida en la actualidad dentro de los costos de instalación. Tampoco se incluye dentro de la propuesta su reconocimiento. Los costos asociados a esta actividad pueden llegar a representar aproximadamente el 10% del costo total de la obra al valorar los costos totales por kilómetro.

### **RESPUESTA**

El uso de este tipo de herramientas no es nuevo y fue considerado en la Resolución CREG 011 de 2003. Si los municipios adoptan las especificaciones de la capital de departamento, deben estar documentados y en ese caso las unidades constructivas serán las del grupo correspondiente.

**2.2.1.2. Reposición de andenes y vías en Concreto.** Cuando se intervienen andenes y vías en concreto, las prácticas constructivas incorporan su reposición, lo cual debe presentar las mismas características de resistencia y calidad que las encontradas al momento de acometer la obra. Independientemente del tipo de concreto encontrado en el sitio de obra, la reposición se ajusta a valores mínimos estándar: 3500 psi para andenes y 4000 psi para calzadas. Estos tipos de concreto no son reconocidos dentro de la normativa vigente actual (CREG 11 de 2003) ni la propuesta (CREG 090 de 2012).

### **RESPUESTA:**

El costo de la reposición de asfaltos y concretos si se encuentra reconocido.

**2.2.1.3. Sobreanchos.** Sobre este aspecto se presentan 2 observaciones:

**Volumetría.** La distancia base para el cálculo sobre la cual se reconoce los volúmenes de material retirado es de 0,3 metros (TPE 3/4ZV) y 0,4 m (TA6CO), distancias que resultan insuficientes para la instalación de la tubería, para la UC TPE 3/4ZV) se hace físicamente imposible la interacción de operadores en el proceso de ubicación de la red, las compañías usan 0,4 metros como distancia mínima. Para el segundo caso expuesto (TA6CO) la distancia imposibilita la soldadura, la tubería de acero presenta mayor rigidez, por lo cual, se requiere de una brecha más amplia (mínimo 0,5 m). Estas situaciones se presentan en general para UC en zona verde, en concreto, en tableta y asfalto.

**Reposición de sobreanchos.** Se presentan dos casos particulares que generan un sobrecosto mayor al que se propone reconocer. Grupo F: La normatividad del IDU obliga a reponer completamente las placas de 3x3 metros cuando la distancia que se propone reconocer es de 1x1.6 metros. Grupo D: El reciente Decreto 1231 de dic 2011, obliga a reponer la totalidad del andén.



## **RESPUESTA**

Como se indicó se han considerado los sobreamchos y anchos de zanja especificados.

**2.2.1.4. Manejo de escombros.** Sobre este tema se identifican dos aspectos:

**Expansión de escombros:** El material retirado incrementa su volumen en aproximadamente 30% cuando es removido en el sitio de obra (factor de expansión), volúmenes que no son reconocidos en el costo de transporte. Esta situación se presenta tanto para UC en zona verde como en concreto, siendo más crítica para la segunda.

**Disposición de escombros.** Los lugares para la disposición final del material de excavación son limitados y, en la mayoría de los casos, se encuentran a grandes distancias de los sitios de obra, aspecto que también contribuye en un mayor costo de transporte.

## **RESPUESTA**

Como se mencionó anteriormente, se ha incluido la actividad de disposición de escombros y los factores de dilatación y compresión.

**2.2.1.5. Material de préstamo y Recebo.** Aspectos como el uso de material de préstamo, que se ubica en la base del tubo, compuesto principalmente por arena fina, tampoco se consideran dentro de la valoración teórica y para las UC en zona verde no se contempla el uso de recebo que debe ser reemplazado en muchas oportunidades, dado que el tipo de material retirado no es el adecuado para cubrir la zanja.

## **RESPUESTA**

Se ha considerado la inclusión de material de préstamo y de recebo.

**2.2.1.6. Válvulas de control.** En la UC de redes de tubería de media pulgada no se reconoce la instalación de válvulas que permitan control operativo por malla en una distancia de aproximadamente un kilómetro, la cual permite el manejo adecuado y operación de las redes de distribución bajo situaciones de emergencia.

## **RESPUESTA**

Se acepta el comentario y se reconoce una poliválvula por km de red.

**2.2.2. Aspectos específicos para Unidades Constructivas de Polietileno en Zona verde.**

Las UC de Zona Verde han presentado y presentan actualmente costos reales superiores a los reconocidos por la Metodología Tarifaria vigente y la propuesta para la Clasificación de categoría A. A manera de ejemplo presentamos la comparación entre los valores reales y la propuesta de remuneración CREG 090/2013 para la UC tubería de polietileno de diámetro  $\frac{3}{4}$  de pulgadas - TPE $\frac{3}{4}$ ZV debido a que es de amplia presencia, tanto para las redes de distribución existentes, como para las proyectadas.

CODIGO RES	RESOLUCIÓN 90 DE 2012 (dic/2011)	PROMEDIO Empresas Distribución (dic/2011)	DIFERENCIA	
			\$COL	%
TPE 3/4ZV-Grupo A	\$13.707.431	\$ 14.345.385	-\$ 637.954	-4%

Las diferencias de \$ 637.954 COL por kilómetro, se explican en atención a:

**2.2.2.1. Características de los terrenos.** Se estima que los Análisis de Precios Unitarios-APU que soportan las actuales UC y, sobre las cuales se actualizó los precios totales de las UC, reconocen que dentro de la composición de terreno en zona verde un 2% es rocoso. No obstante las composiciones reales por lo general son superiores llegando a participaciones del 18%. Esta situación obliga a usar prácticas constructivas nuevas y no convencionales (explosivos, martillos neumáticos) con sobrecostos no reconocidos.

**2.2.2.2. Deslizamientos o derrumbes.** Es usual dentro del proceso de excavación e instalación de la infraestructura se presenten continuos deslizamientos, lo que obliga a implementar jornadas de retiro de material con los costos de maquinaria asociados. Adicionalmente esta labor requiere de medidas preventivas como entibados en las excavaciones.

### **RESPUESTA**

Se ha considerado participaciones rocosas del 20% por km de excavación, tanto para tuberías de acero como de polietileno. De acuerdo con información de los agentes, hoy en día se exige que lo excavado en un día, se haga la reposición en 24 horas, en consecuencia se considera que los deslizamientos se presentan por malas prácticas de construcción.

**2.2.3. Aspectos específicos para Unidades Constructivas de Polietileno en Concreto.**

Una comparación similar a la realizada para la unidad constructiva de polietileno en zona verde se presenta para las UC de concreto. Las UC objeto de comparación son la TPE1/2CO, TPE3/4CO, y la TPE2CO.

CODIGO RES	RESOLUCIÓN 90 DE 2012 (dic 2011)	PROMEDIO Empresas Distribución (dic 2011)	DIFERENCIA	
			\$COL	%
TPE1/2CO Grupo A	\$37.383.287	\$42.654.658	-\$5.271.371	-12%
TPE 3/4 CO Grupo A	\$38.326.796	\$52.984.837	-\$14.658.041	-28%
TPE2CO Grupo A	\$50.127.908	\$61.244.536	-\$10.011.266	-18%

Las diferencias observadas entre los valores de la propuesta regulatoria versus los reales se explican, además de lo mencionado en las prácticas constructivas (numeral 2.2.1), en el tipo de concreto. La propuesta solamente reconoce concreto simple, y desconoce los tramos de vía que deben ser intervenidos. Aproximadamente alrededor del 15% de la UC se instala en área vial y el 85% en andén. Dado lo anterior los costos de rotura y reposición desconocen los mayores costos de un concreto de características superiores a los 3000psi.

**RESPUESTA**

Se han separado las unidades constructiva en vías de concreto y andén concreto, lo cual recoge la diferencia de precios

2.2.4. Unidades Constructivas de Acero. Dentro del grupo de las unidades constructivas de acero también se presentan significativas diferencias entre los valores reales y los propuestos en la propuesta regulatoria. Los valores comparativos para la UC TA6CO y los aspectos que se están excluyendo en la valoración se presentan a continuación. Estas diferencias se explican principalmente en los valores del acero reconocido que se encuentran por debajo del valor real que enfrentan las compañías.

CODIGO RES	RESOLUCIÓN 90 DE 2012 (dic 2011)	PROMEDIO Empresas Distribución (dic 2011)	DIFERENCIA	
			\$COL	%
TA6CO-Grupo A	\$367.213.297	\$462.389.837	-\$95.176.540	-21%

**RESPUESTA**

*22*

Se realizó una actualización con índices de cada uno de los componentes. El índice del acero refleja los incrementos en los costos del acero

### **3.20.7. GASES DE OCCIDENTE**

Sobre las Unidades Constructivas, tenemos los siguientes comentarios:

#### Comentarios Generales

- No se tienen en cuenta los reportes o planos "as built" (cartografía), necesarios para mantener un sistema bien documentado en las empresas.
- Se debe tener en cuenta los costos derivados del cumplimiento de los sistemas de gestión de calidad, medio ambiente, seguridad y salud ocupacional implementados en las empresas, todos estos enfocados a la prestación de un servicio seguro y confiable.
- Toda obra en la excavación requiere de medidas preventivas que no se contemplan; para protección de los empleados por derrumbes y el uso de maquinaria extra para recuperar los sitios a trabajar por la misma razón.
- Ninguna unidad constructiva tiene en cuenta costos de: Gestión con la comunidad, permisos, licencias, pólizas, impuestos, diseños, servidumbres o compras de terrenos, interventoría y supervisión, todos estos necesarios para poder iniciar cualquier obra.

#### **RESPUESTA**

De acuerdo con información de los agentes, hoy en día se exige que lo excavado en un día, se haga la reposición en 24 horas. Por lo tanto, no sería permisible que hubiera deslizamientos dado que esto se consideraría que si se presentan es porque no se llevaron las adecuadas prácticas de construcción.

La mayoría de los anteriores elementos fueron considerados en los análisis de precios unitarios que sirvieron de base para las unidades constructivas de la Resolución CREG 011 de 2003. Otros han sido considerados en los gastos de AOM y en otros activos.

#### **Canalizaciones en tubería de PE de ½"**

**Cuando instalamos redes en tuberías de ½" se deben instalar poliválvulas, las cuales no se consideran en los análisis de la resolución 090. En el grupo D consideran la caja pero no la poliválvula y en el grupo A ninguna.**

#### **RESPUESTA**

Se acepta una válvula por km de red.

#### **Canalizaciones en Concretos, Asfaltos o Tableta.**

Reconocen solamente 24 m<sup>3</sup> de concreto para rotura y reposición en andenes y vías, siendo esta una cantidad insuficiente. Lo razonable sería 45 m<sup>3</sup> para los andenes y 60 m<sup>3</sup> para las vías.

#### **RESPUESTA**

Las volumetrías están bien calculadas. Con la apertura de las UC de concreto se resuelven las inquietudes planteadas.

No se reconoce contrapiso (concretos debajo de otros), en obra encontramos aproximadamente el 4% de esta unidad, la cual nos toca roturar al momento de encontrarla para llegar a la profundidad de norma.

#### **RESPUESTA**

Son casos aislados y estadísticamente no están documentados.

No se tienen en cuenta los sobrecargos, que se originan cuando se encuentran obstáculos que se tienen que esquivar, y representan aproximadamente el 10 % de las roturas y reposiciones. En algunos municipios nos exigen hacer una rotura y reposición mínimo de 60 cm en las vías y en otros nos exigen reponer la totalidad de los andenes y vías cuando estos tiene menos de 3 m de ancho.

#### **RESPUESTA**

Se han considerado las mayores volumetrías soportados en normas

En estas canalizaciones por exigencias de calidad en las obras, debemos hacer un corte con maquinaria especial, para después roturar y reponer. Este corte y uso del equipo no está contemplado en los análisis de las unidades constructivas.

#### **RESPUESTA**

El uso de este tipo de herramientas no es nuevo y fue considerado en la Resolución CREG 011 de 2003. Si los municipios exigen mayores especificaciones, deben estar documentados y en ese caso las unidades constructivas serán las del grupo correspondiente.

La resistencia de los concretos que se usan son de 3500 psi y 4000 psi, en las unidades constructivas contemplan concretos simples y de 3000 psi.

Escombros: toda obra genera material para retirar y después reponer, en los análisis unitarios no están teniendo en cuenta la expansión del material cuando es sacado del sitio, siendo esta entre el 25% y 30%, también cada vez se hace más



complicado conseguir sitios para la disposición final, aumentando esto los costos por grandes distancias y el cobro por el recibo de estos en cada uno de los sitios.

**RESPUESTA**

Se ha incluido en aquellas unidades constructivas que no lo tenían y la compactación y descompactación utilizada es del 30%.

**Estaciones de Regulación y Medición.**

En este tipo de unidades constructivas se debe tener en cuenta las nuevas exigencias normativas y de construcción que actualmente exigen los municipios.

**RESPUESTA**

Se han considerado, soportados en normas. Si se exigen elementos redundantes, éstos definen el tipo de unidad constructiva.

Los lotes que se deben usar para proteger y a futuro asegurar el cumplimiento de las distancias normativas deben ser superiores a 255 m<sup>2</sup>, lote que en la actualidad no se tiene en cuenta en el análisis de la unidad constructiva.

**RESPUESTA**

Se reconocerán los terrenos de conformidad con la norma y con su valor catastral.

Todas las estaciones tienen "By Pass" con sus válvulas reguladoras, están para garantizar la continuidad en la distribución cuando se realicen trabajos de mantenimiento.

**RESPUESTA**

Los elementos redundantes definen el tipo de unidad constructiva de estación.

En el análisis unitario de esta unidad no se tiene en cuenta el sistema SCADA que se requiere para el control y supervisión, como tampoco las casetas de protección y encerramientos del lote de cada una.

**RESPUESTA**

Los costos de cerramientos fueron considerados, ya que no se concibe una estación sin estos elementos. Los elementos del sistema SCADA se reconocen como una unidad constructiva de control.

### 3.20.8. ANDI

Respecto a las unidades constructivas, es necesario garantizar precios eficientes en su valor. Llama la atención las significativas diferencias de más del 50% que sobre una misma unidad constructiva se encuentran en el anexo 4 (Costos Unidades Constructivas para Valorar Inversión Existente).

#### RESPUESTA

Para el momento de expedición de la Resolución CREG 011 de 2003, la metodología existente dada en la Resolución 057 de 1996, permitió que las empresas valoraran sus inversiones, a su riesgo, que dependían de las normas constructivas de las empresas y municipios. Así mismo, la metodología de valoración de activos en gas ha sido la de reconocer los valores a los costos reconocidos en el momento de su entrada en operación y hasta por 20 años. En este orden de ideas, la CREG debe mantener los valores reconocidos.

### 3.21. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (AOM)

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

Los AO&M asociados con Calidad, deberían adicionarse directamente y aunque los mismos deben ser razonables y deben estar debidamente soportados, no deberían ser revaluados con técnicas de benchmarking.

La CREG, en otros Proyectos de Resolución que se encuentran en discusión, le asigna funciones adicionales a los Distribuidores, que no se desarrollan en la actualidad y que implicarán incrementos en los Gastos de AO&M.

La Comisión debe dimensionar el incremento en los Gastos de AO&M que generarían las nuevas obligaciones que lleguen a definirse, a fin de que dichos aumentos sean convenientemente remunerados.

#### RESPUESTA

En la aplicación de la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003 los costos de AOM correspondientes a las mediciones de calidad del servicio fueron considerados por aparte dado que la Resolución CREG 100 de 2003 se expidió posteriormente a dicha metodología. Sin embargo, para esta nueva ya se tiene información y se saben los indicadores que deben ser medidos, por lo tanto no se considera como un ítem adicional al cual no se le pueda aplicar la metodologías estadística de eficiencia que ha sido definida.

Entendemos que los otros proyectos de resolución y las obligaciones asignadas al distribuidor corresponden al tema de revisiones periódicas de las instalaciones internas de gas, al respecto comentamos que estos costos serán solicitados a las empresas y se sumarán a los gastos de AOM que sean establecidos como eficientes para cada mercado.

### **3.21.2. NATURGAS**

Consideramos adecuado el uso de la metodología de Frontera Estocástica unido al factor de corrección propuesto. Sin embargo, es relevante excluir de la muestra los datos de las ASE, pues éstas presentan una condición atípica frente al mercado no exclusivo.

#### **RESPUESTA**

Los modelos estadísticos como el de frontera estocástica dan mejores resultados si la base de datos es más robusta. Dado que las áreas de servicio exclusivo se desarrollan las mismas actividades de distribución y comercialización de gas se considera adecuado incluirlas dentro de la muestra.

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

La metodología propuesta establece en su artículo 10.1, que la ecuación de frontera estocástica se aplica con base en la información de cada empresa. En el caso de fusiones de mercados de diferentes sociedades se solicita que la metodología se aplique suponiendo que los mercados primero se agregan y luego se aplica la metodología de la siguiente forma:

1. El gasto de AOM por usuario empleando la ecuación de frontera estocástica se determina tomando la suma de los kilómetros de red y de los clientes de los mercados relevantes que se van a agregar.
2. Los gastos de AOM por usuario reportados al SUI de igual forma se suman, al igual que los clientes para hallar el gasto por usuario real ejecutado.
3. La comparación para determinar el gasto eficiente se realiza con base en los dos datos anteriores.

### **6. Reconocimiento de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) en la distribución de gas natural.**

La CREG continúa desarrollando un cambio metodológico de definición de eficiencias, presentando nuevos avances frente a lo propuesto a la industria en el año 2010 a través de su resolución 103/10. No obstante, aún es preciso resaltar

algunos aspectos que, de no ser tenidos en cuenta, podrían dejar sub remunerados los gastos de las empresas sin que éstas necesariamente sean ineficientes.

#### 6.1. Metodología de análisis de frontera estocástica.

La propuesta regulatoria planteada por la Comisión, considera el cambio de metodología de acotamiento de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM), pasando de un esquema de análisis envolvente de datos, a otro de frontera estocástica (o SFA, por sus siglas en inglés).

Las empresas distribuidoras del grupo Gas Natural Fenosa acompañan el marco general que motiva el cambio metodológico, ya que permite pasar a un esquema que goza de mayores ventajas estadísticas, a la hora de verificar la robustez y objetividad de los modelos que se utilicen para el acotamiento de los gastos de AOM.

No obstante, y previa revisión tanto de la propuesta de modelo SFA, como el documento anexo que la soporta, no se han observado mayores sustentos estadísticos de la misma, en cuanto a las razones matemáticas que validan el uso del modelo propuesto por la CREG, en la fórmula final de frontera. En este orden de ideas, consideramos entonces necesario que el Regulador publique junto con su propuesta, las estadísticas básicas que sustentan su modelo SFA, y justifican la relevancia de las variables escogidas: factor R-cuadrado, valores p de prueba de hipótesis para cada parámetro de la ecuación, así como la media, la desviación estándar y el tipo de distribución resultante de los errores por ineficiencia y por aleatoriedad.

Dar a conocer las estadísticas básicas antes mencionadas, brinda mayor claridad al proceso de discusión, permitiendo a los agentes contar con elementos de juicio técnicos y objetivos, para poder juzgar si el modelo propuesto alcanza a explicar de forma aceptable y aproximada a la realidad de la estructura de gastos de las distribuidoras.

Periodo de tiempo tenido en cuenta por la Comisión en la determinación del modelo.

La Comisión utilizó como información para el modelo de SFA una ventana de tiempo entre 2006 a 2010, de los datos de gastos de AOM, número de usuarios y kilómetros de red. Posterior a dicho periodo de tiempo, las empresas distribuidoras han venido observando el surgimiento de obligaciones adicionales que no son gestionables, tales como:

- Finalización de los mecanismos que permitían la optimización tributaria del impuesto a las transacciones financieras ( 4x1000)

- Impuesto de patrimonio que no se refleja en los estados financieros al ser contabilizado como un ajuste al patrimonio
- Pago de contribuciones a los municipios por la actualización de estratificación
- Mayores gastos de reparto de la facturas a los usuarios, por cuenta del cumplimiento del régimen de los servicios postales (Ley 1369 de 2009).

Estos gastos adicionales de carácter obligatorio para las empresas, y que no tienen relación con ineficiencias en la operación del negocio, no están considerados en la ventana de tiempo utilizada por la CREG, lo cual le resta objetividad estadística al acotamiento que determina la fórmula propuesta por el Regulador. En este sentido, es importante:

1. Ejecutar nuevamente el análisis de frontera estocástica considerando los años 2011 y 2012 en donde se reflejará de mejor manera la situación actual del negocio.
2. Se solicita que en esta nueva ejecución del modelo se eliminen los gastos que nos son gestionables como tributos y el gasto de reparto de facturas obligatorio derivado de la ley postal, en virtud de la cual, la Comisión de Regulación de Comunicaciones fijo la tarifa mínima para la mensajería expresa masiva.
3. Permitir que a los costes de AOM obtenidos con el análisis de eficiencia se adicionen los gastos no gestionables mencionados en el punto anterior, incluyendo de manera adicional otros gastos como el impuesto al patrimonio que no se reporta como gasto ya que se contabiliza como un ajuste al patrimonio, así como las nuevas cargas tributarias surgidas por la aplicación de la reciente reforma tributaria.

## **RESPUESTA**

El anexo alusivo a la determinación de la eficiencia de gastos de AOM ha sido ajustado en la resolución definitiva, dado a que se presentaron inconsistencias en la información solicitada mediante circulares. En este se determina que la metodología que se utilizará para la determinación de eficiencia de los gastos de AOM será la de frontera estocástica sin embargo, se solicitará nuevamente la información financiera y contable de las empresas de los años de los años 2010, 2011 y 2012 y con esta se establecerá una nueva función con todo el universo de empresas. Es de anotar que el procedimiento y el resultado de la función se divulgarán mediante documento y se someterá a comentarios.



Finalmente del proceso de consulta se publicará la función óptima y definitiva que se utilizará para estimar el comportamiento de los gastos AOM de las actividades de distribución y comercialización para el siguiente periodo tarifario.

#### 3.21.4. INVERCOLSA

Como se indica en el texto de la resolución, la propuesta de la Comisión consiste en reconocer al Distribuidor, el mínimo valor entre los gastos reportados por la empresa y el valor de los gastos AO&M eficientes calculados a partir de la ecuación de frontera estocástica<sup>2</sup>.

Lo anterior implica, que no habría ningún reconocimiento por las eficiencias que una empresa pueda generar, y por ende, se elimina cualquier incentivo para la búsqueda de dichas eficiencias por parte de los agentes. Si el regulador captura el 100% de las eficiencias alcanzadas por los agentes en el período tarifario anterior, será difícil financiar las inversiones que serían necesarias para alcanzar nuevas fronteras de eficiencia. Esto podría generar en el mediano plazo, que la frontera de eficiencia para las actividades de distribución y comercialización en los siguientes períodos tarifarios se desplace a un nivel superior, con el consecuente impacto negativo sobre la tarifa al usuario final.

Ahora bien, considerando que de acuerdo con la ley de servicios públicos, *las comisiones de regulación garantizarán a los usuarios a lo largo del tiempo los beneficios de la reducción promedio de costos de las empresas que prestan el servicio; y, al mismo tiempo, darán incentivos a las empresas para ser mas eficientes que el promedio, v para apropiarse los beneficios de la mayor eficiencia*<sup>45</sup>, y que este mismo estímulo está previsto en el principio de eficiencia económica aplicable al régimen tarifario establecido en la misma ley<sup>46</sup>; respetuosamente solicitamos a la Comisión, que en resolución definitiva se establezca que la diferencia entre la frontera y los gastos de AO&M ejecutados por la empresa, se distribuyan en partes iguales entre la empresa y los usuarios, con lo cual, con toda certeza, los agentes harán mayores esfuerzos para incrementar sus actuales niveles de eficiencia.

#### 2.2. Asignación de Gastos AO&M para las actividades de comercialización y distribución

Tal como lo observó la Comisión en el documento CREG 089-12, del análisis de los gastos reportados por las diferentes empresas, se concluye que la asignación de los AO&M para cada una de las actividades (distribución y comercialización), varía sustancialmente de una empresa a otra, y aún, en una misma empresa la asignación también fluctúa de manera importante entre un año y otro. Por esta razón, la Comisión optó por aplicar la metodología de eficiencia para las dos

<sup>45</sup> Ley 142 de 1994, Artículo 92

<sup>46</sup> Ley 142 de 1994, Artículo 87, numeral 87.1

actividades de manera conjunta.

Sin embargo, para la asignación del gasto eficiente correspondiente a cada uno de los cargos (D y C), la resolución propone que estos se distribuyan con el porcentaje calculado a partir del promedio simple de la asignación histórica reportada por cada empresa<sup>47</sup>.

Si bien encontramos adecuado que el análisis de eficiencia se realice de manera conjunta para las dos actividades realizadas por las empresas, consideramos oportuno solicitar a la Comisión que la asignación de porcentajes para el nuevo periodo tarifario, sea propuesta por cada Distribuidor-Comercializador, con base en sus propias proyecciones y políticas corporativas. Esta propuesta de asignación podría ser sustentada por la empresa ante la Comisión, a la presentación de la solicitud para la aprobación de cargos.

## RESPUESTA

No se acogen los comentarios dado que los porcentajes entre distribución y comercialización corresponderán a lo que ha sido el comportamiento de estos costos durante los años anteriores.

### **3.22. DEMANDAS DE VOLUMEN**

#### **3.22.1. LLANOGAS S.A. E.S.P.**

En relación con la demanda de volumen a considerar en el cálculo, según este artículo, la demanda anual de volumen reportada por el distribuidor será verificada con la información reportada al Sistema Único de Información SUI. En caso de presentarse diferencias, la CREG, a través de una auditoría, establecerá cuál se tomará. Al respecto tenemos las siguientes consideraciones:

**SUGERENCIA:** Según las disposiciones de reporte de información al SUI, los distribuidores deben suministrar la información relativa a volúmenes facturados por tipo de cliente por el servicio de distribución. Puede presentarse el caso que el distribuidor sea propietario de estaciones de servicio de GNV y en ese caso, estos volúmenes no son reportados al SUI porque no son facturados al tratarse de la misma persona jurídica. En estos casos, sugerimos a la CREG que esta situación se precise en la resolución toda vez que la demanda reportada al SUI será menor a la reportada en la solicitud tarifaria.

Este artículo solicita a los distribuidores reportar en la solicitud tarifaria la demanda anual total obtenida en el año de corte para cada uno de los mercados relevantes de distribución existentes, expresada en metros cúbicos. Al respecto sugerimos a la CREG:

<sup>47</sup> Documento CREG 050, Agosto 2012, Pag. 152

**SUGERENCIA:** Precisar en la redacción de la resolución que la información reportada por el distribuidor en su solicitud tarifaria en relación con la demanda de volumen será la que se utilizará para calcular los cargos regulados.

### **RESPUESTA**

En la resolución se aclara aspectos sobre la demanda.

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

Siendo consistentes con la propuesta de Resolución CREG 158 de 2012, mediante la cual se busca modificar la metodología de cálculo de los volúmenes medidos de cantidades energéticas a volumétricas, se hace necesario tener en cuenta que los volúmenes reportados al Sistema Único de Información – SUI son energéticos y por lo tanto distorsionarían el resultado del cargo de distribución respecto del criterio propuesto en la resolución citada anteriormente. Por lo anterior se solicita que en el proceso de verificación de la demanda anual reportada por el distribuidor en el expediente tarifario, se homologuen dichas cantidades a energéticas para que sean comparables con las reportadas al SUI. Así mismo, es importante señalar que el efecto de dicha modificación representa en si mismo un incremento en el cargo de distribución, por lo que su efecto no deberá ser considerado como incremento de la tarifa residencial respecto al IPC.

Por lo demás, consideramos que las diferencias entre los valores de las columnas A de los Anexos 6 y 8, son una muestra expresa de que las empresas distribuidoras construyeron, durante el periodo tarifario que termina, a unos costos muy superiores a los que se les reconoció en la Resolución CREG 011 de 2003, razón por la cual le solicitamos a la Comisión que permita que las inversiones programadas y ejecutadas (IPE) y las no programadas y ejecutadas (INPE) durante el periodo tarifario 2003-2012, sean reconocidas a los precios, una vez corregidos, de la unidades constructivas de la columna A del Anexo 8. Ello permitirá corregir la subvaloración que por alguna razón se dio en las unidades constructivas de la Resolución CREG 011 de 2003.

Lo anterior, con el objeto de salvaguardar el principio de suficiencia financiera definido en el artículo 87.4 de la Ley 142 de 1994, que desarrolla el derecho constitucional de las empresas prestadoras de servicios públicos a que se tengan en cuenta criterios de costos en la definición del régimen tarifario, consagrado en el artículo 367 de la Constitución Política.

Este principio tiene un desarrollo jurisprudencial importante en la Sentencia C-150 de 2003, sobre el cual dice la Corte: la suficiencia financiera consiste en que las fórmulas tarifarias: "(i) garanticen la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; (ii) permitan remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y (iii)

permitan utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios”.

### **RESPUESTA**

No se acepta el comentario, las empresas tomaron sus decisiones de inversión basadas en los costos establecidos en la Resolución CREG 011 de 2013, por tal motivo dichas valoraciones se mantienen.

### **3.23. TASA DE RETORNO**

#### **3.23.1. MONTAGAS S.A. E.S.P.**

“Sugerimos que se reconsidere el aumento del WACC, que corresponde al costo promedio ponderado del capital, lo anterior teniendo en cuenta la generalizada reducción en las tasas de interés en el mercado. Así mismo esperamos que se tenga en cuenta en la evaluación de las variables, las condiciones actuales de inflación en Colombia y Estados Unidos donde este indicador ha disminuido notablemente, el riesgo país que se ha mitigado en los últimos años y el aumento exponencial del mercado del gas natural en Colombia”

### **RESPUESTA**

Dado que la metodología del WACC para el cálculo de la tasa de descuento a aplicar es transversal a todos los sectores donde existen monopolios naturales de red. La Comisión tomo la decisión de revisar tanto los supuestos para el cálculo de los parámetros utilizados como la determinación del WACC para metodologías de bajos, medios o de altos incentivos. En este orden de ideas se establecerá una metodología en resolución a parte que será transversal a todos los sectores y para la aprobación de los cargos se utilizará la metodología vigente para el cálculo de éste.

#### **3.23.2. UNION DE EMPRESAS COLOMBIANAS DE GLP**

Es también notorio el incremento en la remuneración del costo de capital, con un incremento del WACC de un 30% al pasar de un 11.31% a un 14.81%, para el WACC real antes de impuestos. No se entiende este incremento en un sector que funciona en un mercado con características de monopolio natural en la mayor parte de sus componentes (redes primarias y secundarias de distribución, redes de conexión...)

Traemos también aquí el estudio del Banco Mundial al cual hizo referencia la CREG para justificar el incremento sustancial del valor del coeficiente beta en el cálculo del WACC. “Una firma con mayor poder de mercado que una firma competitiva, está en mejores condiciones de pasar sus costos a los consumidores y por tanto tiene

menor exposición al riesgo comercial. Por lo tanto, es de esperar que una firma monopolista tendrá un menor coeficiente beta que una firma competitiva operando en circunstancias similares. Los mercados relevantes consolidan monopolios de distribución en áreas de expansión del gas natural a nuevos mercados, lo cual reduce el riesgo comercial.

Además el riesgo asociado con la inversión en gas natural es bajo, si se tiene en cuenta que gran parte de la infraestructura básica de este sector ya tiene un largo período de construcción y maduración, y que además, se viene promoviendo el suministro de importantes recursos y subsidios de origen estatal con destino al financiamiento de dicha inversión.

### **RESPUESTA**

Las diferencias en el valor del WACC de un cálculo a otro se explican por los cambios de las variables utilizadas en la fecha de cálculo. Estas variables reflejan la situación del mercado de deuda y capitales del sector de la distribución de gas natural.

En relación con el cálculo del valor del WACC que será aplicable a la actividad de distribución de gas, corresponderá al que se calcule con la metodología del WACC que esté vigente antes de la aprobación de la primera solicitud tarifaria. Esto teniendo en cuenta que la Comisión se encuentra en un proceso de revisión de la metodología WACC

### **3.23.3. CAMILO QUINTERO – CONSULTOR INDEPENDIENTE**

Me permito plantear una sugerencia, en el sentido de determinar el wacc de la actividad como un variable dinámica, en la cual las componentes que dependen de un comportamiento de mercado se ajusten automáticamente según el desempeño del mercado de esas variables. Lo anterior teniendo en cuenta que al aplicar este tipo de metodología se permite reflejar de forma coherente el comportamiento de la economía en las tarifas, mantener fijas estas tasas durante el periodo tarifario (mínimo 5 años) puede resultar inconveniente para las empresas y para los usuarios.

### **RESPUESTA**

Dejar el WACC como una variable dinámica para que se ajuste periódicamente genera complejidad. Es de recordar que la Resolución CREG 011 de 2003 previa la revisión a mitad de periodo tarifario de esta variable. Sin embargo, aunque efectivamente se hizo el ajuste en la tasa de retorno al ver que esta disminuía en ese periodo con respecto a la que se utilizó para los cargos que fueron aprobados inicialmente esta solo se aplicó para los cargos que se determinaron después desde esa fecha.

Adicionalmente, las tarifas se determinan por el periodo tarifario que es de cinco años lo cual da las señales claras a los agentes desde el inicio para sus decisiones de inversión.

*xl*



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

En los últimos años se ha evidenciado una alta volatilidad en las variables macroeconómicas involucradas en la metodología de cálculo del WACC, introduciendo una alta incertidumbre sobre la estabilidad de la remuneración de las inversiones. De esta manera, es conveniente que la Comisión analice los posibles beneficios asociados a la extensión del periodo de cálculo de las variables de riesgo a un periodo superior a los cinco años.

#### **RESPUESTA**

Las razones que explican el tomar las variables para el cálculo del WACC con horizontes de 60 meses, obedecen a que este periodo coincide con los periodos tarifarios que son de cinco años.

#### **3.23.5. INVERCOLSA**

Dada la idoneidad de los consultores involucrados en el estudio "Riesgo y remuneración de la distribución de gas natural en Colombia", que fue presentado a la CREG por la Universidad de los Andes en el año 2011, atentamente solicitamos a la Comisión acoger las recomendaciones que este documento propone, por cuanto consideramos que ello derivará en la estimación de una Tasa de Retorno que reflejará en mejor medida los riesgos asociados al negocio de distribución de gas natural en Colombia.

#### **RESPUESTA**

Del estudio resultante de la universidad de los andes no se encontraron argumentos contundentes que lleven a la comisión a concluir que la metodología utilizada no es la adecuada y así modificarla. Sin embargo, se reitera que la Comisión viene trabajando en definir una nueva metodología de WACC y considerará un análisis de este estudio.

#### **3.23.6. ANDI**

Respecto al WACC es necesario garantizar que esta variable se calcule en una fecha cercana a su aplicación, para que la remuneración esté acorde con la situación del país. Por ende, es necesario validar si el WACC real antes de impuestos propuesto en el anexo 14 y el cual dio 14.81%, se ajusta a las condiciones actuales. Nota: este WACC fue calculado con una tasa de impuestos del 33% la cual fue modificada por la pasada reforma tributaria.

#### **RESPUESTA**

Tal y como se indicó en la respuesta del numeral 3.23.1 y 3.23.2 el WACC corresponderá

al valor que se calcule con la metodología del WACC que esté vigente a la fecha de la aprobación de la primera solicitud tarifaria.

### **3.24. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CANASTA DE TARIFAS PARA USUARIOS DIFERENTES A LOS DE USO RESIDENCIAL**

#### **3.24.1. C.I. SIGRA S.A., SEATECH INTERNATIONAL INC, CARVAJAL PULPA Y PAPEL, CARVAJAL S.A., GYPTEC S.A., PELDAR, ALFAGRES, ALUMINIO NACIONAL S.A., GRUPO FAMILIA, CORONA, BioSCS.A., INGREDION**

“C.I. SIGRA S.A., celebra la iniciativa de la CREG, en cuanto a dar al distribuidor la posibilidad de diferenciar sus tarifas, ya que como se ha mencionado en otras oportunidades, los usuarios del energético tienen distintos costos de oportunidad, que den señales al mercado con las que se estimule la demanda y principalmente la competitividad.

Sin embargo la segmentación únicamente por nivel de consumo, no tiene en cuenta otros criterios importantes para la definición de tarifas competitivas y eficientes, como lo son el del mismo uso (Ej: cogeneración), ó el sector que lo usa.

En consideración a lo anterior se sugiere que los cargos aplicables a cada rango de la canasta de tarifas no sean únicos, sino máximos, de manera que dentro de cada nivel se permita la diferenciación de tarifas y se promueva la eficiencia en costos de la industria, a través de acuerdos bilaterales con el operador de la red de distribución”.

### **RESPUESTA**

Se acoge el comentario y se incluye en la canasta de tarifas que se podrá definir por tipo de usuario y por consumo.

#### **3.24.2. LLANOGAS S.A. E.S.P.**

### **ARTICULO 10 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CANASTA DE TARIFAS PARA USUARIOS DIFERENTES A LOS DE USO RESIDENCIAL**

Este artículo contiene las reglas para estructurar la canasta de tarifas para usuarios no residenciales, entre las que se encuentran que el cargo que se asigne a cada rango será igual para todos los usuarios del mismo tipo cuyo consumo esté comprendido en el mismo rango. Así mismo se permite que el distribuidor podrá ofrecer cargos menores en cada rango siempre y cuando sean iguales para todos los usuarios del mismo rango. Al respecto surge la siguiente sugerencia para mayor precisión

**SUGERENCIA:** Se debería permitir que el distribuidor ofrezca descuentos a usuarios del mismo rango siempre y cuando mantenga los principios de

neutralidad, es decir, que en caso de ofrecer un descuento en un rango lo ofrezca a todos los usuarios del mismo tipo definidos estos por el sector de consumo (industria por actividad económica, estaciones de GNV, etc). Como está redactada la resolución se puede entender que los descuentos se deben ofrecer a todos los usuarios que se encuentren en el rango independientemente del tipo de consumidor.

### **RESPUESTA**

Ver respuesta anterior.

### **3.24.3. NATURGAS**

Canasta de tarifas. La propuesta regulatoria permite una mayor flexibilidad, en el sentido que no limita el número de rangos tarifarios ni tampoco establece un límite techo (superior) o piso (inferior) para la definición de costo medio para los rangos. Sin embargo, la autonomía para la configuración de rangos y la flexibilidad para calcular las tarifas correspondiente se vuelve inviable cuando se impone un límite de incrementos anuales para los usuarios regulados, que define la propuesta, no puede superar dos veces el crecimiento del IPC. Adicionalmente, se dispone que los valores no facturados deben cargarse a la demanda no regulada. Sobre el particular, opinamos, que es válido que se busque una solución para cubrir al usuario regulado de los incrementos que puedan generarse en los diferentes componentes de la cadena, pero, la solución no puede afectar las finanzas de los distribuidores ni el derecho a una estabilidad regulatoria por parte de la demanda industrial, quién, sobra advertirlo, presenta una elasticidad precio cantidad superior a los otros segmentos de demanda.

### **RESPUESTA**

Ver la respuesta dada en el numeral 3.26

### **3.25. DEFINICIÓN DE RANGOS**

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

Una canasta de tarifa escalonada por rango de consumo ofrece un trato equitativo a todos los usuarios y evita descreme en ciertos mercados como el GNV. La conveniencia de utilizar una canasta de tarifa escalonada por rango de consumo o de tarifas únicas por rangos de consumo como está establecido actualmente en la resolución 011 de 2003 y como lo proponen en el proyecto de Resolución 090 de 2012, dependerá de la composición del mercado que atiende cada distribuidor.

Sugerimos que cada distribuidor tenga la libertad de establecer el tipo de canasta (escalonado o tarifas únicas por rangos) que más le conviene a su mercado.

...

**Observaciones y/o Sugerencias:**

Una canasta de tarifa escalonada por rango de consumo ofrece un trato equitativo a todos los usuarios y evita descreme en ciertos mercados como el GNV. La conveniencia de utilizar una canasta de tarifa escalonada por rango de consumo o de tarifas únicas por rangos de consumo como está establecido actualmente en la resolución 011 de 2003 y como lo proponen en el proyecto de Resolución 090 de 2012, dependerá de la composición del mercado que atiende cada distribuidor.

Sugerimos que cada distribuidor tenga la libertad de establecer el tipo de canasta (escalonado o tarifas únicas por rangos) que más le conviene a su mercado.

**RESPUESTA**

Como se manifestó anteriormente la canasta podrá ser definida por tipo de usuario y por consumo.

**3.25.2. ECOPELROL**

El Proyecto de Resolución no permite la Canasta de Tarifas actualmente establecida entre todos los usuarios atendidos por el distribuidor, eliminando a los usuarios Residenciales dentro de los agentes para realizar dicha Canasta.

Los incentivos en el sector no regulado que se han logrado con las Canastas de Tarifas actualmente establecidas, han permitido expandir el número de usuarios, consumos y cobertura del distribuidor, lo cual ha repercutido en beneficio del usuario residencial.

La inflexibilidad propuesta en el Proyecto de Resolución genera posible migración de las industrias existentes a otros energéticos y una barrera de entrada para la instalación de nuevas plantas industriales que estén pensando en gas natural como su energético, constituyéndose en un obstáculo para el crecimiento de la industria manufacturera como para la producción de gas natural.

Dado que esa restricción va en contravía de los mecanismos que tenían las empresas distribuidoras para lograr una expansión eficiente del servicio, sugerimos incluir dentro de la aplicación de la metodología de Canasta de Tarifas a los usuarios residenciales.

**RESPUESTA**

En el comentario no es claro porque se asegura que si no se introduce en la canasta de tarifas a los usuarios residenciales se va en contravía de los mecanismos que tenían las empresas distribuidoras para lograr una expansión eficiente del servicio.

### **3.25.3. GRUPO EMGESA-ENDESA-CODENSA**

**Las tarifas de distribución, aplicadas según el rango de consumo de los Usuarios No Residenciales (UNR), deben ser transmitidas de manera igualitaria a la tarifa de cada comercializador entrante al mercado relevante, como a la del incumbente.**

**Canasta tarifaria:** En el contexto de los esfuerzos que el regulador se ha planteado, en aras de incentivar un salto hacia un mercado más competido en la industria del gas, es importante que el diseño regulatorio que se establezca finalmente asegure un traslado neutral de los cargos de distribución aplicados a los usuarios, tanto para el comercializador incumbente, como para el comercializador entrante. Dicha aplicación de cargos debe ser según el rango de consumo al que aplique cada usuario en la canasta tarifaria, publicada por el distribuidor en su página web, evitando barreras a la entrada de nuevos comercializadores.

#### **RESPUESTA**

Conforme a lo establecido en la resolución las empresas deben publicar el diseño de sus canastas. El cumplimiento de este deber será de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

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

#### **Cargos por uso para determinados segmentos**

**La definición de la canasta tarifaria debe permitir esquemas flexibles que permitan incentivar el consumo y promover el desarrollo de nuevos mercados como el de cogeneración y sustitución de carbón, que por sus características especiales, requieren un cargo por uso y no por rango de consumo. En efecto, es posible que existan potenciales usuarios que deseen migrar hacia combustibles más limpios, como el gas natural, y cuyo volumen no alcance a beneficiarse con los descuentos por mayores consumos de la canasta tarifaria. Si se aplicara la canasta tarifaria definida en rangos por volumen a usuarios con proyectos de cogeneración o sustitución de carbón, el rango que les correspondería no sería lo suficientemente competitivo.**

**En virtud de lo anterior, se solicita a la Comisión permitir la conformación de canasta por uso para ciertos segmentos de potenciales usuarios, que viabilice su conversión a gas natural, y que permita la competitividad en tales sectores.**

#### **RESPUESTA**



La canasta podrá ser definida por tipo de usuario y por consumo.

### 3.25.5. ANDI

Consideramos adecuado que la resolución diferencia las redes que utilizan los usuarios de bajo consumo para no incluirlas en la remuneración de la infraestructura que utilizan los usuarios de más alto consumo. Con lo anterior se logra que cada usuario pague la infraestructura que utiliza.

Para la infraestructura de uso común, consideramos conveniente continuar con una única canasta de tarifas, dado que la demanda agregada de bajo consumo (usuarios residenciales) contiene grandes variaciones en el consumo horario de infraestructura, lo cual se debe reflejar en un cargo mayor (por esta infraestructura) al cargo medio que supone un consumo constante. En la práctica, la infraestructura de uso común esta sobre-dimensionada para atender los picos de demanda y por ende, el agente que los causa debe percibir señales de eficiencia vía precio.

### RESPUESTA

La metodología determina que así exista más de un prestador en un mercado relevante solo deberá haber una canasta de tarifas.

### 3.26. GRADUALIDAD EN LA APLICACIÓN DE LOS NUEVOS CARGOS.

#### 3.26.1. C.I. SIGRA S.A., SEATECH INTERNATIONAL INC, CARVAJAL PULPA Y PAPEL, CARVAJAL S.A., GYPTEC S.A., PELDAR, ALFAGRES, ALUMINIO NACIONAL S.A., GRUPO FAMILIA, CORONA, BioSCS.A., INGREDION

En su artículo 11 de la Resolución CREG 090-2012 se establece:

***“Cuando de la aprobación de los Cargos de Distribución Aplicables a Usuarios de Uso Residencial, resulten incrementos superiores a dos veces el IPC del año inmediatamente anterior del Cargo de Distribución que se venía cobrando con la anterior metodología tarifaria a este tipo de usuarios, el Distribuidor deberá incrementar el primer año el cargo dos veces el IPC y repartir el incremento faltante proporcionalmente durante los años restantes del siguiente período tarifario. Para que el ingreso del Distribuidor no se vea afectado por la aplicación de esta gradualidad, lo deberá compensar incluyendo los valores no cobrados a los Usuarios de Uso Residencial en los Cargos aplicables en los diferentes rangos de la Canasta de Tarifas.”***

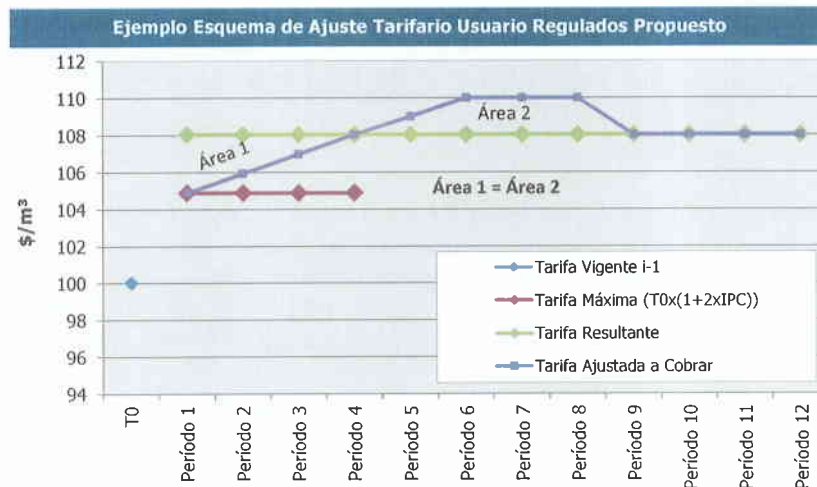
C.I. SIGRA S.A. ve con preocupación la anterior disposición, pues ello significa que los usuarios No Residenciales subsidiarían a los Residenciales, asumiendo los primeros, un costo mayor al que les corresponde.

C.I. SIGRA S.A. considera importante que se incluya en la resolución definitiva un mecanismo que, respetando los ingresos del Distribuidor e impidiendo cambios bruscos tarifarios en el Sector Residencial, sea este sector el que garantice el cumplimiento de estos dos aspectos y no el usuario No Residencial.

En este sentido, se propone a la CREG diseñar un método en el que si bien la tarifa inicial a cobrar al sector residencial no superaría la actual en 2 veces el IPC, su cargo de distribución se ajuste mensualmente (o periódicamente) hasta alcanzar un valor que compense lo dejado de cobrar. Una vez esto se alcance se regresaría al valor final aprobado. Esto se muestra en la Grafica siguiente.

El tiempo del ajuste y el nivel de incremento deberían ser definido por la CREG para cada distribuidor según el resultado obtenido.

Gráfica 1



En la gráfica 1, se muestra un ejemplo de la propuesta mencionada. Como se puede observar la tarifa vigente es de 100 \$/m³ y con la aplicación de la metodología la tarifa resultante sería de alrededor de 108 \$/m³ para el periodo inicial. Sin embargo, suponiendo una variación anual del IPC de 2.4%, la tarifa máxima a cobrar inicialmente estaría alrededor de 105 \$/m³.

Así pues, según lo propuesto el valor a facturar en el primer periodo sería igual a 105 \$/m³, y aumentaría hasta que no solamente igualarse a la tarifa resultante de la aplicación de la metodología, es decir hasta 108 \$/m³ sino que la superase durante un periodo para compensar lo dejado de cobrar, por ejemplo hasta 110 \$/m³. Una vez esa compensación se logre se regresaría al valor aprobado es decir 108 \$/m³

## RESPUESTA

Se acogió el comentario y se modificó la gradualidad de los cargos a usuario residencial a través de la canasta de tarifas que se presentó en la Resolución CREG 090 de 2012.

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

- Se propone, en el caso de que con la aprobación de los Cargos de Distribución Aplicables a Usuarios de Uso Residencial, resulten incrementos superiores a dos veces el IPC con respecto al Cargo de Distribución que se venía aplicando, el Distribuidor deberá incrementar el primer año el Cargo en dos veces el IPC y repartir el incremento faltante proporcionalmente, durante los años restantes del Siguiendo Período Tarifario. Para que el ingreso del Distribuidor no se vea afectado por la aplicación de esta gradualidad, lo deberá compensar incluyendo los valores no cobrados a los Usuarios de Uso Residencial en los Cargos aplicables en los diferentes rangos de la Canasta de Tarifas.

#### Observaciones y/o Sugerencias:

- La propuesta de la CREG implica la adopción de un esquema de subsidios cruzados explícitos entre Usuarios. Los Usuarios No Residenciales pagarían en la práctica una Contribución, denominada por la CREG "compensación", que cubriría los faltantes que se originen por los Subsidios que la Comisión le estaría otorgando a los Usuarios Residenciales.

La Ley 1450 de 2011 (Ley del Plan Nacional de Desarrollo), reglamentada en lo pertinente por el Decreto MME-4956 de 2011, dispuso que:

***"A partir del año 2012, los usuarios industriales de gas natural domiciliario no serán objeto del cobro de la contribución de que trata la Ley 142 de 1994.***

***Para efectos de lo aquí previsto el Gobierno Nacional reglamentará las condiciones necesarias para que los prestadores del servicio de gas natural domiciliario realicen un adecuado control entre las distintas clases de usuarios.***

*El Gobierno Nacional apropiará en el Presupuesto General de la Nación anualmente los recursos presupuestales necesarios en su totalidad para pagar en forma oportuna y en primer orden los subsidios de los estratos 1 y 2 para los usuarios de gas natural domiciliario”.*

La propuesta de la CREG contraviene las previsiones contenidas en la Ley mencionada, e implicaría que los Usuarios No Residenciales Industriales, terminarían pagando una Contribución que fue eliminada de manera explícita en el Plan Nacional de Desarrollo.

Así mismo, el planteamiento en el sentido de que el incremento faltante para ajustar los Cargos por Uso aplicables a los Usuarios Residenciales, se repartiría “*proporcionalmente, durante los años restantes del Siguiete Período Tarifario*”, excede las disposiciones legales vigentes, ya que implican una transición tarifaria. La única transición tarifaria prevista en el marco legal, fue definida en el Artículo 179 de la Ley 142 de 1994, derogado por el Artículo 7 de la Ley 286 de 1996.

El Artículo 1 de la última Ley mencionada establecía que:

*“TRÁNSITO DE LEGISLACIÓN. Las empresas de servicios públicos deberán alcanzar progresivamente los límites establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 y la Ley 223 de 1995 en materia de factores de contribución, tarifas y subsidios en el plazo y con la celeridad que establezca antes del 30 de noviembre de 1996 la respectiva Comisión de Regulación. En ningún caso, el periodo de transición podrá exceder los plazos que se señalan a continuación:*

- 1. Para los servicios de energía eléctrica y de gas combustible hasta el 31 de diciembre del año 2000...”*

No puede la CREG adoptar una transición tarifaria, contraviniendo el marco jurídico vigente. En consecuencia, se propone eliminar el tope de 2 veces el IPC para el aumento de la tarifa.

Por otra parte, el incremento en el componente de suministro y transporte, no se les ha aplicado ningún límite cuando ha presentado incrementos superiores a 2 veces el IPC.

Adicionalmente, existen mercados relevantes que no cuentan con demanda no residencial para trasladar los ingresos no percibidos por el techo planteado por la comisión.

## RESPUESTA

Se acogió el comentario y se modificó la disposición de gradualidad de los cargos a usuario residencial a través de la canasta de tarifas presentada mediante la Resolución CREG 090 de 2012

### 3.26.3. LLANOGAS S.A. E.S.P.

Este artículo contiene una previsión para aplicar los nuevos cargos a los usuarios residenciales cuando éstos tengan un incremento que supere el doble del IPC. Según la propuesta, el distribuidor solo podrá incrementar el primer año el cargo dos veces el IRG y repartir el incremento faltante proporcionalmente durante los años restantes del siguiente periodo tarifario. Para que el ingreso del distribuidor no se vea afectado por la aplicación de esta gradualidad, lo deberá compensar incluyendo los valores no cobrados en los cargos aplicables en los diferentes rangos de la canasta de tarifas, es decir a los usuarios no residenciales Al respecto, si bien puede ser bien intencionada esta propuesta consideramos:

**SUGERENCIA:** Sugerimos respetuosamente que se elimine esta gradualidad en la medida que su aplicación implica el traslado de rentas de los usuarios no residenciales a los usuarios residenciales, lo cual consideramos anti técnico desde el punto de vista tarifario Una de las bondades de la metodología diseñada por la GREG es que pretende calcular los cargos de distribución en función de los costos que imponen los diferentes tipos de usuarios al sistema de distribución, y con esta gradualidad se estaría desvirtuando este diseño conceptual Consideramos que el esquema de subsidios al consumo es una herramienta que permite suavizar los incrementos que se puedan presentar a usuarios residenciales por efectos de la nueva metodología de remuneración de la distribución o cualquier otro cambio regulatorio

#### RESPUESTA

Ver respuesta del numeral 3.26.1

### 3.26.4. NATURGAS

Gradualidad de nuevas tarifas. Este tema se complementa con el numeral 1.6 de esta comunicación. El proyecto busca limitar la tarifa que pagaría el usuario residencial frente a posibles incrementos ocasionados por la estructura que pagarían los usuarios no residenciales, por esta razón, se solicita eliminar esta medida y que las tarifas reflejen, de manera exacta, los incrementos o disminuciones que deben asumir los diferentes componentes de la cadena.

#### RESPUESTA



Ver respuesta del numeral 3.26.1

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

Uno de los mayores beneficios del proyecto de resolución es que flexibiliza la canasta tarifaria y separa los mercados entre usuarios residenciales y otros usuarios. En la medida en que el gas es altamente elástico en ciertos segmentos de la demanda, esta flexibilidad permite:

- Acercar las tarifas de cada tipo de usuario a los costos reales de prestación del servicio. Se eliminan, en principio, los subsidios cruzados entre tipos de consumidores.
- Se otorga a los distribuidores la capacidad de fijar precios de distribución que permiten mantener la competitividad del combustible.

Por lo tanto, es acertado que los usuarios remuneren los costos de capital y de AOM en función del uso que hace cada tipo de usuario de la red de distribución.

Estas bondades son sin embargo, contrarrestadas con una medida de protección a las residencias que impide que estos usuarios enfrenten los costos de la red que les corresponde cuando las tarifas se incrementan más allá de dos veces la inflación. De esta forma, la CREG mantiene un esquema de subsidios cruzados entre usuarios no residenciales y residenciales afectando la competitividad del combustible en los segmentos más elásticos. Si se analiza la elasticidad de la demanda de los diferentes segmentos y los precios de indiferencia, la protección a residencias adoptada por la CREG puede comprometer la demanda elástica frente a precios crecientes de suministro. La política de competitividad versus equidad debería ser planteada por el Gobierno Nacional como un ejercicio de beneficio/costo explícito para la economía. En este caso se trata de comparar los beneficios de la competitividad frente a la redistribución no focalizada a residencias.

Al respecto, de presentarse incrementos considerables en el cargo de usuarios residenciales, éstos deben estar armonizados con su impacto en la tarifa final según los análisis realizados para cada mercado, y no a partir de una regla general con impactos sobre la competitividad de la demanda no residencial.

Por otro lado, la homologación del cargo de distribución ante la fusión de mercados existentes puede producir un incremento en la tarifa de uno de ellos, caso en el cual se propone que la gradualidad del cargo se aplique únicamente sobre estos usuarios.

Por lo anterior, resulta pertinente que cada empresa proponga la aplicación de una senda tarifaria de acuerdo con las condiciones de su mercado, minimizando la afectación del mismo, cuya aplicación estará sujeta a la aprobación del regulador.

## **RESPUESTA**

Ver respuesta del numeral 3.26.1

### **3.26.6. ANDESCO**

Finalmente, respecto a la limitación de dos veces el IPC como criterio para mitigar el incremento del cargo de distribución a usuarios residenciales (Art. 11), Andesco propone la aplicación de una senda tarifaria según las condiciones de cada mercado, buscando minimizar la afectación de la tarifa en el mercado relevante.

## **RESPUESTA**

Ver respuesta del numeral 3.26.1

### **3.26.7. GRUPO EMGESA- ENDESA-CODENSA**

**Gradualidad en la aplicación de nuevos cargos: la variable dn agregada a la canasta de los UNR es un subsidio cruzado que se aleja de la intención del regulador de transmitir eficientemente señales reales de precios.**

La medida de gradualidad es contraproducente en medio de un contexto en el que, en diferentes estamentos gubernamentales, se está discutiendo sobre la competitividad del país y los costos de los servicios públicos que debe pagar el sector productivo.

**Gradualidad en la aplicación de nuevos cargos: En los casos en que, de la revisión tarifaria, se obtengan incrementos en el cargo de distribución para usuarios residenciales, mayores a dos veces el IPC, la CREG ha propuesto trasladar a los usuarios residenciales un aumento de solo dos veces el IPC, y el incremento faltante sería trasladado como un mayor valor del cargo de distribución de los usuarios no residenciales. Consideramos que La Comisión entra en contradicción con dos puntos fundamentales.**

Por un lado, entendemos que una de las intenciones de la CREG con la nueva regulación propuesta, es precisamente la de implementar un esquema tarifario que transmita los costos reales que los usuarios cargan sobre la red por su uso, y en esto se debería incluir el ajuste real de la revisión tarifaria. Acotar dicha transmisión de señal de precios, con la medida propuesta, iría en contravía de las premisas que persigue la CREG, al no indicar a los usuarios residenciales los verdaderos costos que están implicados en el servicio que reciben.

Por otro lado, dentro del contexto de las estrategias que el Ministerio de Minas y Energía busca desarrollar para mejorar la competitividad del país, la medida propuesta sería contraria, al cargar mayores costos en las tarifas de los usuarios no residenciales, subsidiando a los usuarios residenciales en detrimento de la competitividad.

En este punto sería entonces deseable que, de considerarse socialmente necesario por parte de La Comisión la adopción de ésta medida, que la misma quede establecida como una opción tarifaria de gradualidad en la tarifa residencial, y no como una obligación de traslado a los usuarios no residenciales, a fin de que cada distribuidor en su mercado relevante considere la conveniencia o no de su aplicación.

## RESPUESTA

Ver respuesta numeral 3.26.1

### **3.26.8. INVERCOLSA**

En el proyecto de resolución que se comenta, la Comisión dispone que, cuando como resultado de la revisión tarifaria, el Cargo de Distribución aplicable a los Usuarios Residenciales se incremente en más de dos veces el IRC del año anterior, el Distribuidor sólo podrá incrementar este cargo hasta dos veces el IPC en el primer año, y repartir el incremento faltante proporcionalmente durante los años restantes del período tarifario.<sup>48</sup>

Adicionalmente, se estipula que el ingreso dejado de percibir por el Distribuidor, como consecuencia de esta gradualidad, se compense incluyendo los valores no cobrados a los Usuarios Residenciales en los cargos aplicables a los Usuarios No Residenciales.<sup>49</sup>

Sea lo primero indicar que, la compensación de cargos entre Usuarios Residenciales y No Residenciales que se propone, distorsiona completamente uno de los aspectos más positivos contenidos en la nueva metodología, cual es, el que las tarifas reflejen el verdadero costo económico de la prestación del servicio a los diferentes usuarios.

Seguidamente observamos que, mientras la diferenciación de cargos por tipo de usuario, claramente cumple con los criterios fundamentales de neutralidad y eficiencia económica que de acuerdo con la ley debe cumplir el régimen tarifario<sup>50</sup>, la propuesta de compensación de ingresos entre unos y otros usuarios, por su

---

<sup>48</sup> Resolución CREG 090- 2012. Art II

<sup>49</sup> Ibid.

<sup>50</sup> Ley 142 de 1994, Art. 87

parte, desborda enteramente el principio de solidaridad que según esta misma ley, se orienta de manera exclusiva a la asignación de los recursos de los Fondos de Solidaridad y Redistribución de Ingresos a los usuarios de bajos ingresos.

Entonces, con el mayor respeto indicamos que, así como el cálculo de los costos económicos eficientes de la prestación del servicio, es una función básica de la CREG, el diseño de esta modalidad de subsidio que se propone para mitigar el impacto de un posible incremento de tarifas a los usuarios residenciales, excede el ámbito de la función y la competencia regulatoria.

Más aún, considerando que existen mercados con poca o nula demanda No Residencial, en los cuales no habría cómo trasladar el ingreso dejado de percibir por efecto de esta gradualidad, la Comisión estaría exponiendo al Estado colombiano a eventuales reclamaciones por parte de los agentes que, en virtud de esta disposición arbitraria, se verán afectados bien por el incumplimiento del principio de suficiencia financiera, o bien por la expropiación de rentas de la que terminarían siendo objeto.

Por todo lo anteriormente expuesto, y considerando que es la función y la habilidad del distribuidor, el implementar las estrategias necesarias para optimizar los costos de todos los componentes de la tarifa, así como el eventual diseño de opciones que permitan la aplicación plena de las tarifas al usuario final, recomendamos a la Comisión que esta iniciativa sea eliminada de la resolución definitiva.

## RESPUESTA

Ver respuesta del numeral 3.26.1

### **3.27. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DEL CARGO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DE USO RESIDENCIAL Y DEL CARGO PROMEDIO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DIFERENTES A LOS DE USO RESIDENCIAL**

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

La indexación de los componentes tarifarios deben reflejar los principales indicadores de la economía que se correlacionan con dichos costos. En tal sentido, la actualización del cargo de distribución a partir de la variación del Índice de Precios al Productor – IPP, no refleja adecuadamente la estructura de costos del negocio, particularmente en lo relacionado con el componente de AOM, ya que la metodología establecida por el DANE para este indicador busca la variación promedio de los precios de los bienes ofrecidos en el interior del país en su primer canal de venta excluyendo la producción de servicios.

*xl*

En efecto, observamos que los gastos de AOM remunerados en el cargo de distribución, al ser productos intangibles que están por fuera del marco de aplicación del IPP, deberían actualizarse a partir de un indicador que refleje la evolución de precios en sectores intensivos en mano de obra, en donde el mayor impacto correspondiente al factor salarial, depende del Índice de Precios al Consumidor.

A nivel internacional se encuentran diferentes metodologías de indexación del cargo de distribución – tanto de energía como de gas-, que involucran una combinación de índices de precios en proporción de su peso en el costo total<sup>51</sup>.

Por lo anterior se propone que se realice un estudio que permita identificar un mejor indicador o la ponderación de indicadores que refleje la estructura y evolución de los costos del negocio.

### **RESPUESTA**

Se acoge el comentario y se establece que para la actualización de la componente correspondiente a AOM se utilizará el IPC y para la componente de inversión el IPP

### **3.28. REPOSICIÓN DE ACTIVOS.**

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

Se define la Reposición de Activos como *“Efecto de remplazar un activo de la IE, que pertenece a un Sistema de Distribución, que llega al final de su Vida Útil Normativa, por uno nuevo de iguales o mejores condiciones”*.

#### **Observaciones y/o Sugerencias:**

- El Instituto Nacional de Concesiones “INCO” en el Numeral 1, Literal i, del Artículo 1 de la Resolución 063 de 2003, sujeta el otorgamiento de los permisos de ocupación de uso del suelo al compromiso del ocupante de relocalizar y/o desplazar las obras ejecutadas, por su propia cuenta y riesgo, cuando se requiera, reservándose la entidad todos los derechos y atribuciones sin que exista ninguna clase de obligación a su cargo, o a cargo de los contratistas que ejecutan obras.
- Las empresas de distribución, para realizar proyectos de extensión de redes de gas natural requieren de los permisos mencionados y, con tal fin, deben presentar una carta de solicitud en la cual deben manifestar el compromiso

<sup>51</sup> Casos particulares de combinación de indexadores para la actualización del cargo de distribución se evidencian en la Regulación de países como España, Panamá, Nicaragua, y Chile.



de cumplir con la disposición citada, por su cuenta y riesgo, en los sitios donde el INCO o el Concesionario le indiquen, en el término que para tal efecto se les fije. En caso de que fuese posible reinstalar las obras en la zona de la carretera, se debe solicitar la actualización del permiso concedido.

- En adición a las disposiciones expedidas por el INCO, a nivel municipal las autoridades, en desarrollo de sus programas de readecuación y/o ampliación de las mallas viales, vienen forzando a las empresas de servicios públicos a reubicar aquellas redes que se ven afectadas por las obras realizadas, sin que haya reconocimiento de los gastos y costos que deben asumir las empresas por el traslado de la infraestructura afectada.
- Sin entrar a cuestionar la competencia del INCO y de otras autoridades externas a la institucionalidad sectorial, en materia de servicios públicos, cabe señalar que antes de la expedición de la Resolución 063 de 2003, los costos de traslado de la redes de servicios, motivados por la ejecución de proyectos viales, se incluían dentro del valor total de la obra pública a realizar.
- Se solicita a la CREG la adopción de disposiciones en las que se indiquen las condiciones en las cuales las empresas podrían recuperar estos sobrecostos forzados vía tarifa:

Se sugiere que:

- ✓ Se incluya en la definición de *“Reposición de Activos”*, el remplazo forzoso que debe efectuarse por órdenes de autoridades como las antes señaladas, hayan cumplido o no los activos respectivos, su *“Vida Útil Normativa”*.
- ✓ En la Inversión Base (Inversión Existente) que se apruebe para el Siguiete Período Tarifario, reconocer un mayor valor de los activos existentes que hayan sido objeto de reubicación por requerimientos del INCO o por requerimientos de otras autoridades externas a la institucionalidad sectorial; y
- ✓ Similar a como se plantea para la Reposición de Activos, permitir durante el Siguiete Período Tarifario, el ajuste automático de la Inversión Base (Inversión Existente) implícita en los Cargos por Uso que sean aprobados, cuando el Distribuidor se vea forzado a la reubicación de redes ( $I + \Delta I$ ). Con este fin, se sugiere que en las Unidades Constructivas que clasifican la infraestructura de distribución, se diferencie el costo reconocido por concepto de *“Tuberías y Accesorios”* y el costo reconocido por concepto de *“Obras Civiles y Mecánicas”*.

La anterior discriminación sería necesaria, en la medida en que en la reubicación de redes, en ocasiones las *“Tuberías y Accesorios”* son recuperables, en tanto que en ningún caso las *“Obras Civiles y Mecánicas”* son recuperables.

## **RESPUESTA**

No se acoge el comentario hasta tanto no haya claridad sobre las obligaciones resultantes de la ley de traslado forzoso de redes de servicios públicos.

### **3.28.2. SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS**

Al respecto, se sugiere evaluar la posibilidad de que conjuntamente la CREG y El Ministerio de Minas y Energía unifiquen los criterios para el registro de dichas reposiciones en el caso de proyectos cofinanciados con recursos públicos.

Lo anterior, en consideración a la expedición de la resolución MME 90325 del 3 de mayo de 2012, mediante la cual el Ministerio establece para las empresas que ejecutan proyectos cofinanciados con recursos del FECFGN la obligación de mantener registros digitales así como todas las evidencias técnicas y financieras que eventualmente podrán servir como soporte de las solicitudes tarifarias presentadas para aprobación ante la Comisión para el siguiente período tarifario.

Por último en lo concerniente a los proyectos que se desarrollan con FECFGN en opinión de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, es importante que vía regulación, se desarrollen unos parámetros claros para la reposición de activos en consonancia con lo establecido por el Ministerio de Minas y Energía mediante resolución MME 90325 de 03 de mayo de 2013 ya que esto permitiría que esta Superintendencia pueda ejercer de manera adecuada las funciones de control y vigilancia frente a aquellos agentes que manejen esta partida presupuestal.

## **RESPUESTA**

La reposición de activos solo está establecida para aquellas inversiones denominadas inversiones existentes y que equivalen a ejecutadas antes de la vigencia de la resolución CREG 2003. Dado que los sistemas de distribución cofinanciados con recursos públicos de los Fondos Especiales de Cuota de Fomento o Fondo de Regalías se dieron luego de la vigencia de la Resolución 011 el tema de reposición no les aplicaría por lo menos para este periodo tarifario.

### **3.29. CONFIABILIDAD Y/O SEGURIDAD.**

#### **3.29.1. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN – EPM**

Llamar la atención de la Comisión sobre la necesidad que se tiene de contar con una regulación oportuna sobre la confiabilidad en los sistemas de distribución y de tener reglas y fórmulas para remunerar el uso de la tecnología del Gas Natural Licuado, GNL, en proyectos de pequeña escala, cuando el gas se puede licuar

directamente en el campo de producción o en sitio y transportarlo licuado vía terrestre hasta los centros de consumo, ya sea para su regasificación y distribución inmediata o para soportar los esquemas de confiabilidad que se establezcan.

A la fecha no se cuenta con la definición de los criterios de confiabilidad que han de cumplir los sistemas de distribución, y las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión se han quedado en etapa de consulta (Res. CREG 054-2012). Ambos, criterios y reglas, son fundamentales para el desarrollo de los proyectos requeridos, en pro de garantizar la autonomía y continuidad en la prestación del servicio.

De igual manera, tal como lo expresamos en nuestra comunicación del 15 de febrero de 2013, referida a los comentarios a la Resolución CREG 153 de 2012, creemos que, al igual que en el caso del Gas Natural Comprimido, es necesario que se definan reglas y fórmulas para remunerar los componentes de costo asociados a los procesos de licuefacción, almacenamiento, transporte y regasificación del GNL.

A partir de las 00:00 horas del 16 de julio de 2013 se presentó un evento eximente por parada de emergencia en la Unidad de Amina de la planta de gas de Cusiana. Esta situación se agravó con la falla presentada el 18 de julio de 2013 a las 8:00 pm en el campo de Cupiagua correspondiente al cierre de válvulas de control de flujo (principal y de respaldo). Estos eventos ocasionaron una restricción en las entregas de gas para ventas.

Para EPM esta situación afectó la atención de 37 usuarios industriales, principalmente durante los días 18 y 19 de julio, dejando de distribuir y vender 193,903 m3 de gas natural.

Día	Cantidad de gas no Distribuida (m3)
Julio 18	150,862
Julio 19	43,041

Por lo anterior, en aras de garantizar la prestación eficiente y continua del servicio de gas natural y con el fin de evitar que estas situaciones se vuelvan a repetir en un futuro, reiteramos, de manera respetuosa, nuestro llamado de atención a la Comisión, expreso en nuestras comunicaciones con radicados EPM No. 2013011831 del 15 de febrero de 2013 y 2013044914 del 31 de mayo de 2013, en el sentido de la urgencia que tiene el Sector de que se defina lo más pronto posible, la regulación asociada a la confiabilidad en los sistemas de distribución y que se establezcan reglas y fórmulas para remunerar el uso de la tecnología de Gas Natural Licuado, GNL, en proyectos de pequeña escala.

Tal como lo expresamos en nuestra última comunicación referida, a la fecha no se cuenta con la definición de los criterios de confiabilidad que han de cumplir los

sistemas de distribución, ni con las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión asociados.

Estas definiciones son fundamentales para el desarrollo de los proyectos requeridos, en pro de garantizar la autonomía y continuidad en la prestación del servicio.

### **RESPUESTA**

Este tema será objeto de otra resolución, en la metodología de distribución solo quedará contemplado la posibilidad de que se incluyan las inversiones por concepto de confiabilidad tal y como se determine en resolución aparte. Las inversiones por seguridad podrán ser incluidas y la Comisión deberá evaluar su inclusión.

### **3.29.2. LLANOGAS S.A. E.S.P.**

Este artículo propone que “a los cargos de Distribución se les podrá agregar un Cargo delta de Confiabilidad y/o Seguridad en Distribución a la fecha en que se ejecuten y entren en operación los activos de confiabilidad y /o seguridad”, conforme a la reglamentación respectiva que expida la GREG.

**SUGERENCIA:** Es importante que la Comisión desarrolle los criterios de confiabilidad y el esquema de remuneración de activos en el plan de inversiones de los agentes operacionales que presenten proyectos de inversión, en el marco de lo planteado en el Artículo 16 del Decreto MME 2100 de 2011 dado que como distribuidores - comercializadores es importante conocer el esquema de remuneración de inversiones para asegurar la confiabilidad del servicio especialmente ante salidas programadas o no programadas de transporte o producción, que impiden al productor y/o transportador contar con el suministro y/o transporte continuo.

### **RESPUESTA**

Ver respuesta numeral 3.29.1

### **3.29.3. NATURGAS**

**Confiabilidad.** Comenzamos indicando que consideramos necesario que se regulen las inversiones en confiabilidad en distribución y que su remuneración corresponda a los lineamientos del proyecto de norma.

### **RESPUESTA**

Ver respuesta numeral 3.29.1

### 3.29.4. ANDESCO

El Artículo 18 del Decreto 2100 de 2011 establece directrices sobre las inversiones para asegurar la confiabilidad del servicio, y en particular, señala que *"...los agentes operacionales podrán incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la contabilidad en la prestación del servicio de gas natural..."*

Así mismo, la CREG señalará los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio público de gas natural y fijará las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que para el efecto presenten los agentes operacionales...".

Por su parte, el Artículo 14 de la Res CREG 090 de 2013 plantea que "a los Cargos de Distribución se les podrá agregar un Cargo Delta de Confiabilidad y/o Seguridad en Distribución a la fecha en que se ejecuten y entren en operación los activos de confiabilidad y/o seguridad...", conforme a la reglamentación respectiva que expida la CREG.

De otro lado, en la Res CREG 023 de 2013 se ha establecido el proyecto de normativa para remunerar el uso de Gas Natural Importado en generaciones de seguridad fuera de mérito. Sin embargo, a la fecha no se ha definido el esquema de remuneración de las inversiones en transporte y distribución para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio para atención de la demanda no térmica de gas, por lo cual, como se manifestó en la comunicación P-113/2013 de Andesco, se solicita a la Comisión que se desarrollen -dentro de los marcos tarifarios de cada segmento de la cadena de gas natural- los criterios de confiabilidad y el esquema de remuneración de activos en el plan de inversiones de los agentes operacionales, que presenten proyectos de inversión en el contexto de lo planteado en el Artículo 18 del Decreto MME 2100 de 2011.

Lo anterior, dado que las empresas afiliadas a Andesco requieren las señales adecuadas respecto al esquema de remuneración de inversiones en transporte y distribución para asegurar la confiabilidad del servicio especialmente ante salidas programadas o no programadas en la infraestructura de gas natural.

Andesco insiste en que la CREG revise el mercado de cortes como referente de confiabilidad dado que la interrupción del servicio ocasiona importantes sobrecostos a la demanda; especialmente en el caso de los usuarios industriales que se obligan a acudir a combustibles de mayor costo o a suspender los procesos de producción y de manufactura; y a los usuarios residenciales y pequeños comerciales inmersos en la red de distribución en el contexto de seguridad de las instalaciones de gas natural.

Finalmente, es conveniente que la Comisión permita a los agentes interesados conocer, comentar y hacer propuestas en relación con los criterios, datos de

entrada y modelación que soporta la alternativa de implementar un Mercado de Cortes, así como realizar a la mayor brevedad el estudio de costos de Restricción y Racionamiento mencionado en el documento soporte de la Res. CREG 023 de 2013 (página 140).

### **RESPUESTA**

El cargo contempla un delta correspondiente al cargo por concepto de confiabilidad, el cual se podrá sumar al cargo de distribución que se defina previamente.

Ver respuesta numeral 3.29.1

### **3.29.5. ECOPETROL**

La propuesta acerca de Confiabilidad de los Sistemas de Distribución es positiva, sin embargo no es claro cómo se limitará o controlará que se hagan, posterior a la aprobación del expediente tarifario, las nuevas inversiones para garantizar que se preste el servicio de manera continua y sin interrupciones cuando se presenten restricciones en el suministro de gas.

### **RESPUESTA**

Ver respuesta numeral 3.29.1

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

Dadas las características de la prestación del servicio de distribución de gas natural en diferentes lugares del país, con condiciones geológicas difíciles como terrenos inestables, nidos de fallas sísmicas y sistemas de suministro y transporte no redundantes, hacen que el servicio sea frágil ante eventos de la naturaleza o fallas en la prestación del servicio que lo hacen vulnerable a cortes del servicio imprevistos y que pueden afectar de forma masiva a los clientes.

Entre los antecedentes de este tipo de situaciones podemos destacar:

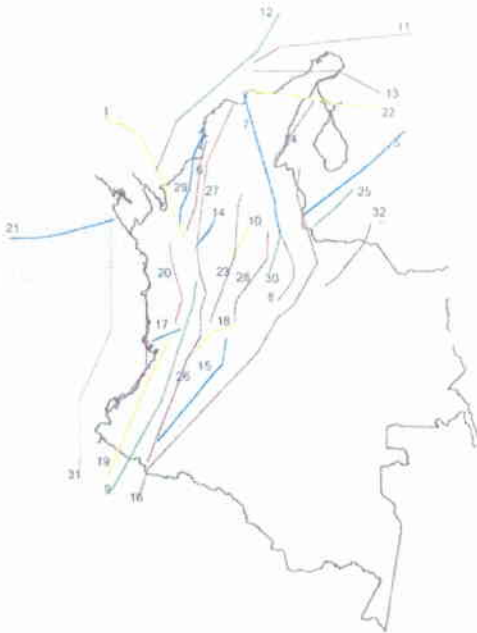
- Rotura Tramo La Belleza – Cógua: En el año 2002 (300.000 clientes)
- Rotura Tramo La Belleza – Cógua: En el año 2006 (800.000 clientes)
- Hundimientos diferenciales y Subsistencia (Caja de válvula sector Tibitó): En el año 2010
- Rotura Tramo Mariquita - Cali: Noviembre y Diciembre de 2011 (750.000 clientes)



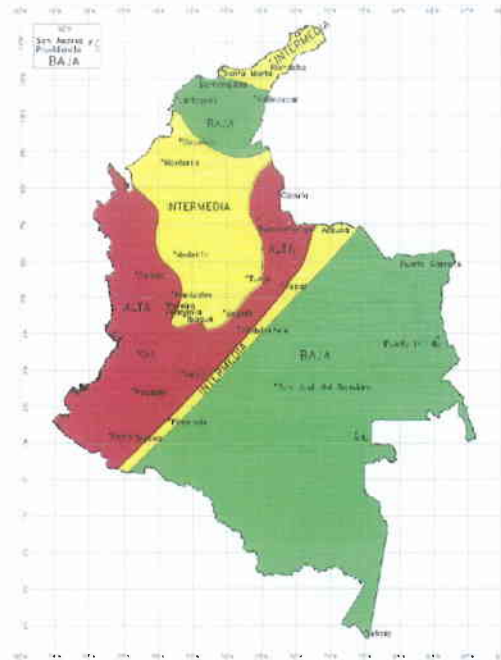
Estas son situaciones en donde se materializan las amenazas que afrontan los sistemas de distribución que se describen a continuación.

De Origen Geológico:

32 fallas activas en Colombia y un catálogo de 4.516 sismos desde la época de la colonia



Fallas Activas en Colombia



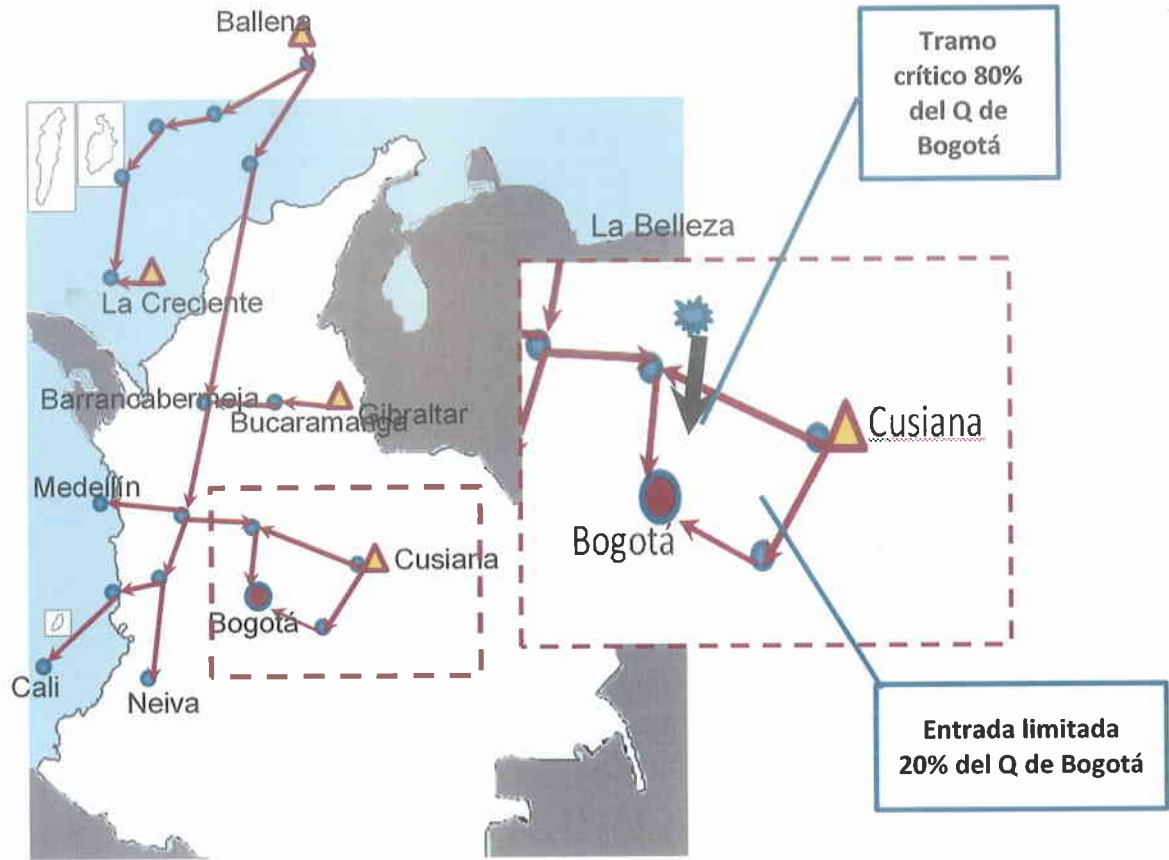
Mapa de Amenaza Sísmica  
"Reglamento Colombiano de Construcción"

La microzonificación sísmica adelantada por el DPAE para la ciudad de Bogotá en 2010, muestra que tan solo en esta ciudad, más del 30% de los clientes de Gas Natural Fenosa (580.000) se encuentran ubicados en zonas de alto riesgo sísmico por licuefacción del terreno.

Sistemas de transporte no redundantes.

Como ejemplo claro se encuentra la ciudad de Bogotá, en la cual se soporta en dos entradas, una de las cuales alimenta el 80% de la demanda y esta avocada a fallos por sus condiciones geológicas.

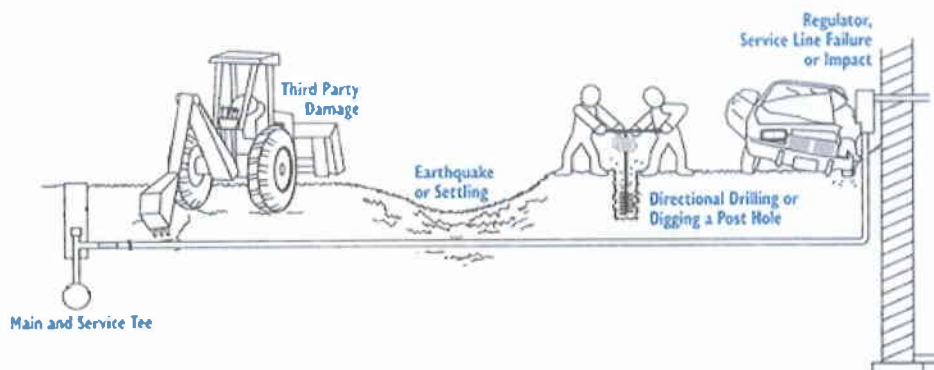
*Handwritten signature*



Esquema del Sistema Nacional de Transporte

### Roturas por terceros:

En promedio tenemos 250 roturas al día por diferentes causas



### **Restablecimiento del servicio.**

En estas condiciones, cuando las amenazas se materializan se generan cortes del servicio donde los clientes regulados son especialmente vulnerables, no por la falta de suministro en sí, sino porque el proceso de restablecimiento del servicio es muy riesgoso, ya que los gasodomésticos pueden quedar abiertos y generar condiciones de atmósferas explosivas una vez se restituya el suministro.

El Grupo Gas Natural Fenosa cuenta con procedimientos de rehabilitación del servicio que buscan mitigar los riesgos de explosión en ambientes confinados al interior de las viviendas. Estos procedimientos son puestos en marcha una vez se declara superada la situación que generó la suspensión y en lo posible, se realizan en horarios diurnos sin embargo, exigen una operativa compleja que conllevan costos desproporcionados y no garantiza la seguridad para el 100% de los clientes en los eventos de corte masivo ya que se mantiene el riesgo de descuidos al interior de las viviendas cuando sus moradores dejan abiertas las válvulas (perillas) de los gasodomésticos que son fuente permanente de riesgo.

Por lo anterior, se requieren esquemas que aseguren la confiabilidad del suministro en los clientes regulados. Estos esquemas no compiten sino que se complementan con los proyectos de plantas de regasificación en la costa.

Así las cosas, es indispensable que dentro de la metodología de definición de cargos para los sistemas de distribución la Comisión incluya los criterios básicos para que distribuidores estudien y propongan los mecanismos de confiabilidad que se requieren para evitar el acontecimiento de hechos graves por accidentes en los sistemas de distribución por fallas en el suministro. También es necesario que se incluyan y se reconozcan de manera integral las inversiones en proyectos de confiabilidad y calidad del servicio para que se mejore la confiabilidad y se minimicen los riesgos asociados al restablecimiento del servicio en caso de cortes de suministro.

Considerando que los proyectos pueden ser diversos y únicos para cada sistema de distribución, se solicita que las propuestas de los Distribuidores se estudien y se resuelvan dentro del marco de esta metodología de cargos de distribución, y no en resolución aparte.

Al respecto, la ejecución de ciertos proyectos de infraestructura requiere de un esquema de financiación que genere incentivos particulares para viabilizar su ejecución, y que se diferencian de los propuestos por la CREG para el siguiente periodo tarifario. De esta manera se solicita que para estos proyectos se reconozcan las inversiones desde el inicio del nuevo periodo aplicando el criterio de costo medio de mediano plazo.

### **RESPUESTA**



Ver respuesta numeral 3.29.1

### 3.29.7. INVERCOLSA

Recibimos con beneplácito la iniciativa de incluir el Cargo Delta de Confiabilidad, con el que se reconocerán tanto las inversiones como los gastos asociados a la confiabilidad en los mercados de distribución<sup>3</sup>. Sin embargo, para que se ejecuten estas inversiones y se pueda ofrecer de manera efectiva la confiabilidad que requieren los diferentes mercados, es de vital importancia que se expida con prontitud la metodología aplicable, que la Comisión indica, será definida en resolución aparte.

### RESPUESTA

Ver respuesta numeral 3.29.1

### 3.30. DISTRIBUCIÓN DE GAS MEDIANTE GASODUCTOS VIRTUALES

#### 3.30.1. C.I. SIGRA S.A., SEATECH INTERNATIONAL INC, CARVAJAL PULPA Y PAPEL, CARVAJAL S.A., GYPTEC S.A., PELDAR, ALFAGRES, ALUMINIO NACIONAL S.A., GRUPO FAMILIA, CORONA, BioSCS.A., INGREDION

En el Capítulo IV de dicha Resolución se proponen algunas disposiciones para regular la distribución de gas mediante gasoductos virtuales. Específicamente en el Artículo 22 Numeral 4 se dice lo siguiente:

*Acoger el cargo de distribución establecido por la CREG para el mercado relevante en el que presten el servicio para los usuarios regulados que atiendan. En el caso de que no haya cargos aprobados, deberán hacer la solicitud de cargo de distribución a la CREG.*

De acuerdo con el Documento D-050 que acompaña a la Resolución 090-2012, estas disposiciones regirán hasta tanto la CREG “fije la metodología y demás condiciones para la prestación del servicio a través de este medio”, de lo que se concluye que la norma sobre distribución de gas mediante Gasoductos Virtuales es temporal. Al respecto formulamos la siguiente pregunta y presentamos algunos comentarios:

- ¿Cuál es la regulación aplicable al suministro de gas mediante gasoductos virtuales para Usuarios No Regulados? Se espera que para este caso no haya ningún tipo de regulación que defina la tarifa a ser cobrada por los distribuidores de gas virtual a ese tipo de Usuarios, sino que haya completa

libertad de negociación entre el usuario y el proveedor de gas virtual y así se genere una competencia en beneficio del usuario final.

- Aún para el caso de Usuarios Regulados, la disposición comentada anteriormente, inhibe la posibilidad de competencia directa entre la distribución por medio de gasoductos virtuales con respecto a la distribución convencional por redes de tubería tanto en transporte como en distribución. Si el costo por unidad de consumo de distribución mediante gasoductos virtuales resultan ser inferior al que se aplica por parte del distribuidor de la zona en referencia, debe permitirse que los distribuidores de gas virtual ofrezcan su servicio en mejores condiciones que las de su competidor lo que en último término beneficia a los consumidores finales.
- De otra parte en el caso en el que el costo por unidad de consumo de distribución mediante gasoductos virtuales resulte ser superior a la tarifa que se aplica por parte del distribuidor de la zona en referencia, pero este último no cuenta con redes para atender a uno o más usuarios, la disposición que se propone es restrictiva del derecho que tienen esos usuarios de acceder al servicio, pues es claro que las empresas de gas virtual si se les conmina a cobrar la tarifa del distribuidor de la Zona, no cubrirían sus costos, lo que imposibilita prestar el servicio a estos usuarios en estas condiciones.
- La metodología presentada en la propuesta no considera las inversiones y/o las unidades constructivas que se requieren para atender un usuario con gas virtual.

En general el comentario va orientado a la conveniencia de permitir que en aquellas zonas donde coexistan ambas modalidades de la prestación del servicio de gas natural, bien sea por los sistemas de transporte y distribución convencionales o por medio de gasoductos virtuales, se permita la competencia abierta sin restricciones ni condiciones previas.

## RESPUESTA

Las reglas establecidas para la distribución de gasoductos virtuales deberán ser aplicables cuando se trate de usuarios regulados y no regulados.

Efectivamente la CREG posteriormente ampliará la regulación para este tipo de servicio.

Con respecto a que se inhibe la posibilidad de competencia directa entre la distribución por medio de gasoductos virtuales con respecto a la distribución convencional por redes de tubería se aclara que no se es así, simplemente se está tratando de igualar o asemejar las condiciones para que la competencia de los dos servicios se pueda dar de forma más equitativa y transparente.

### 3.30.2. LLANOGAS S.A. E.S.P.

Este artículo define las condiciones mínimas que deben cumplir quienes presten el servicio de distribución de gas mediante gasoductos virtuales. Entre ellas se indica que el gas objeto de la distribución mediante esta tecnología podrá ser adquirido por el prestador directamente al Productor Comercializador o a otro Comercializador, desde el punto de salida de un campo de producción o desde el punto de salida del Sistema Nacional de Transporte ESP. En relación a esta disposición sugerimos lo siguiente.

**SUGERENCIA:** La redacción de esta disposición debe permitir que los distribuidores que atienden mercados a través de gasoductos virtuales reciban el gas natural en estaciones de servicio de gas vehicular. Este procedimiento es totalmente seguro y además contribuye a la eficiencia de la utilización de los activos permitiendo costos de transporte inferiores para los usuarios atendidos con esta tecnología. Obligar a los distribuidores a que construyan puntos de salida específicos para estos mercados o que recurran a puntos de salida del sistema de transporte más lejanos encarecería el servicio a los usuarios finales.

Entre las exigencias también se encuentra que quienes presten el servicio de distribución con gasoductos virtuales deberán estar constituidos como Empresa de Servicios Públicos ESP. En relación con esta disposición solicitamos amablemente lo siguiente.

**SUGERENCIA:** Aclarar la redacción de este artículo de tal manera que sea explícito que quienes deben constituirse como ESP deben ser los distribuidores más no las empresas que presten el servicio de transporte de gas natural comprimido. Lo anterior teniendo en cuenta que dichas empresas deben acogerse a las exigencias del Ministerio de Transporte en esta materia y además al ejecutar estas actividades reguladas están sujetas a la regulación y a la vigilancia sin necesidad de constituirse como ESP.

### RESPUESTA

La regulación referente al transporte de gas natural comprimido destinado al suministro de mercados relevantes de distribución a través de redes de tubería esta consignada en la Resolución CREG 08 de 2005.

Ahora bien, lo acá propuesto se refiere a la distribución de gas a usuario final a través de gasoductos virtuales, en estos casos es donde se indica que el gas podrá ser adquirido por el prestador directamente al Productor Comercializador o a otro Comercializador, desde el punto de salida de un campo de producción o desde el punto de salida del Sistema Nacional de Transporte SNT, disposición que no se modificará dado que se debe tener la claridad sobre la transferencia de custodia del gas de un distribuidor al otro y las mediciones correspondientes.



Permitir que se tome de la estación de servicio correspondería a que un usuario estaría desarrollando las actividades de distribución y comercialización.

### **3.30.3. PLEXA**

**Resaltamos la importancia de dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 73 de la Ley 142 de 1994, según el cual la promoción de la competencia es una función de la Comisión de Regulación. Notamos con preocupación por ejemplo que los estímulos gubernamentales que ofrecen subsidios a los usuarios de gas natural han estado encaminados exclusivamente al sector del Gas Natural por redes, lo que desestimula la comercialización de gas por parte de Comercializadores Puros a través de Gas Virtual.**

**En esta situación el perjudicado es el Comercializador Puro ya que la regulación favorece al Comercializador – Distribuidor, en detrimento de los Usuarios que no están siendo atendidos por red, y que están ubicados en áreas de servicio exclusivo o no.**

**Por lo anterior, les solicitamos la revisión del sistema de subsidios establecido para el Gas Natural con el objeto de que este sea concordante con el espíritu de la ley 142 de 1994, y que la promoción del uso del gas natural virtual sea equitativa frente a lo que se ha hecho para el Gas Natural por redes.**

**El uso del Gas Natural Comprimido frente a otros energéticos como el carbón, Diesel, y fuel oil disminuye el impacto ambiental y mejora la productividad al reducir los costos en las industrias que son atendidas con este producto, aspectos estos que creemos debe promover y considerar cualquier regulación que quiera implementarse.**

**Por el contrario, creemos que la adhesión de los mercados relevantes y los mercados de distribución especial propuestos en la regulación impactan negativamente el uso de GNC, por cuanto las tarifas asociadas a estas zonas se verán afectadas por el efecto de dilución de costos, lo que finalmente genera imposibilidad de desarrollar estos mercados mediante el GNC de forma competitiva.**

**Conforme a lo anterior y teniendo en cuenta las diferencias existentes entre los mercados atendidos por el Gas Virtual y el gas por redes, la cantidad de usuarios atendidos y los lugares a donde llegan, les solicitamos que la regulación del esquema tarifario de distribución de gas combustible por redes de tubería no regule el Gas Natural Virtual, al tenor de los siguientes aspectos:**

#### **Observaciones:**

#### **1. DISTRIBUCION DE GAS VIRTUAL MEDIANTE GASODUCTOS VIRTUALES:**

Solicitamos la eliminación del numeral 3 del Artículo 22 de la resolución, en consideración a que los cargos de distribución por redes aprobados para el Distribuidor no se encuentran dirigidos al mismo mercado relevante, el mercado del gas virtual son principalmente industrias ubicadas en zonas rurales, de difícil acceso y que no están siendo atendidas por la red.

De igual forma el cargo de distribución aprobado para las redes no guarda ninguna correlación ni proporcionalidad con las inversiones, costos y gastos que requiere el agente que ofrece gas virtual para atender al usuario industrial, así:

- La vida útil de los activos empleados por el Gas Virtual es menor de 10 años y no de 20 años como es el caso de la infraestructura utilizada por las redes.
- Los gastos de operación, mantenimiento y conservación son mucho más elevados para el gas virtual teniendo en cuenta el deteriorado estado de las vías en Colombia.
- El GNC atiende menos usuarios frente a la cantidad que pueden atender las redes de tubería para las que se van a aprobar los mencionados cargos de distribución.
- Somos la mejor opción de optimización de costos para los usuarios industriales ubicados en áreas de servicio exclusivo que no pueden ser atendidos por la red.

Por lo expuesto consideramos que el gas virtual debe tener una regulación especial y su cargo de distribución debe estar dado por inversiones y costos directamente relacionados con la prestación de este servicio y no del servicio de redes.

#### **RESPUESTA**

No se acoge el comentario y se mantienen las disposiciones consultadas con respecto al servicio de gasoducto virtual, teniendo en cuenta que estos dos servicios compiten y que los distribuidores de redes tienen obligaciones asignadas por la ley que no estarían cumpliendo por parte de los prestadores de este servicio virtual, lo que podría facilitar el bypass en los mercados por el traslado de usuarios de grandes consumos lo que llevará a la correspondiente pérdida de eficiencia. No obstante, es de indicar que actualmente está regulado el transporte por gas natural virtual (resolución CREG 008 de 2005) cuando este gas se destina a la atención de un mercado relevante de distribución. La CREG posteriormente ampliará la regulación aplicable a este servicio de distribución y comercialización de gasoducto virtual.

#### **3.30.4. ECOPETROL**

El Numeral 3 del artículo 22 del Proyecto de Resolución exige como requisito a quienes presten la actividad de suministro de gas natural a través de gasoductos virtuales, acoger el cargo de distribución establecido por la CREG para el mercado relevante en el que prestarán el servicio. En el caso que no haya cargos aprobados, deberán hacer la solicitud del cargo de distribución a la CREG.

Es importante resaltar que los gasoductos virtuales han sido un gran impulsador del gas natural donde la distancia y/o la demanda y/o la oferta inicialmente no justifican la inversión de un gasoducto, en especial en los casos de oferta de gas de Campos Menores, totalmente aislados al sistema, que de otra manera no se desarrollarían.

La imposición del cargo de distribución cuando la atención del gas natural se suministre por medio de gasoductos virtuales no promueve la prestación eficiente del servicio de gas natural, coloca restricciones de entrada, pérdida de competitividad y desfavorece a los usuarios finales, dificultando el desarrollo de nueva oferta de gas de Campos Menores aislados.

Esas señales claramente desestimulan las inversiones en exploración y producción de gas natural, en especial en los Campos Menores, que es donde se ha tenido el éxito exploratorio en los últimos años, razón por la cual, sugerimos eliminar el numeral 3 del artículo 22 del Proyecto de Resolución.

### **RESPUESTA**

Por lo explicado en las respuestas anteriores, no se acoge el comentario y se mantienen las disposiciones con respecto al servicio de gasoducto virtual.

#### **3.30.5. GRUPO EMGESA-ENDESA-CODENSA**

**Los gasoductos virtuales propuestos, pueden ser la oportunidad para comercializar gas a usuarios que antes no habían contado con la oportunidad de recibir el servicio, sobre todo debido a dificultades técnicas y/o económicas, tanto adentro como por fuera de los mercados relevantes.**

La medida es deseable, en la medida que incentiva a los incumbentes a eliminar ineficiencias en sus AOM, por virtud de la competencia, y no a través de medidas regulatorias que no minimizan en realidad rentas producto de la asimetría de información. Imponer la tarifa de distribución del mercado relevante en donde se atiende es innecesaria: Es la racionalidad económica, y no éste tipo de restricciones, las que harán que un consumidor opte de forma racional por la tarifa más baja entre un cargo de distribución por red, o el cargo de servicio de distribución por gasoducto virtual.

**Gasoductos virtuales: La distribución de gas mediante gasoductos virtuales, es un desarrollo tecnológico que ha evolucionado positivamente en los últimos años.**

Esta tecnología representa entonces un reto competitivo para las redes físicas establecidas en la actualidad.

Observamos de manera positiva que la CREG entre a regular esta actividad, dentro de un marco de incentivo a la competencia. No obstante, el diseño regulatorio que ha sido planteado, no debería establecer barreras de entrada. No encontramos coherente que, en un marco de incentivos a la competencia, se restrinja la tarifa cobrada por el servicio de gasoducto virtual a la del cargo de distribución del mercado relevante en donde se presta el servicio. Es la racionalidad económica, y no éste tipo de restricciones, las que harán que un consumidor opte de forma racional por la tarifa más baja entre un cargo de distribución por red, o el cargo de servicio de distribución por gasoducto virtual.

El esquema de gasoductos virtuales es deseable en la medida en que se permita la atención de usuarios que se encuentren fuera de un casco urbano; o que estando dentro de un casco urbano, aún no han sido conectados y puedan tener la libertad de escoger entre un gasoducto virtual o una conexión física; o en el caso que, a pesar de encontrarse conectados a una red, necesiten de mayores cantidades de gas, y por imposibilidad técnica no sea posible entregar dichas cantidades adicionales.

Adicional a lo anterior, y después de una breve revisión teórica sobre el tema<sup>52</sup>, el bypass a redes de distribución no es del todo perjudicial para las economías de escala de un distribuidor: cuando éste agente se encuentra recibiendo rentas adicionales que pagan ineficiencias de sus AOM, que no están siendo conocidas claramente por el regulador debido a las asimetrías de información (riesgo moral), el permitir un esquema de bypass puede obligar al distribuidor a eliminar progresivamente sus ineficiencias por vías competitivas, y no por vías regulatorias, beneficiando al final a los usuarios.

Finalmente, el concepto de Gasoducto Virtual, tal como quedó planteado en la propuesta de la Res. CREG 090/12, tendría un concepto amplio (i.e. GNC, GNL, Aire propanado, etc). No obstante, veríamos prudente que La Comisión amplíe los puntos de adquisición de dicho gas, no solo desde los puntos de salida de un campo productor, o desde el SNT, sino también desde una terminal de entrega de GNL.

## RESPUESTA

Las disposiciones establecidas sobre la prestación del servicio con gasoductos virtuales podrán ser ampliadas posteriormente en una resolución aparte.

---

<sup>52</sup> Laffont, Jean-Jacques y Tirole, Jean. "A theory of incentives in procurement and regulation". The MIT Press, Cambridge, MA. 1993. p. 295.

### 3.30.6. AGREMGAS

Ya es común encontrar en el mercado empresas que distribuyen gas natural a través de gasoductos virtuales y tienen la particularidad de ofrecer el servicio a unos precios inicialmente bajos (lo cual solo en un contexto de sana competencia podría ser bueno), pero da la impresión que una vez el cliente ya está cautivo, la empresa distribuidora incrementa las tarifas.

Conociendo que la distribución del GNC conlleva algunos gastos importantes que elevan las tarifas, hemos indagado los mecanismos por los cuales estas empresas podrían manipular sus precios, encontrando que los precios que ofrecen no se encuentran reglados y por tanto estas empresas no los dan a conocer a sus usuarios, indicando que hace parte de la información confidencial de la empresa.

Por su parte, el artículo 22 de la Resolución CREG 090 de 2012 dice: *“Quienes presten la actividad de distribución de gas natural a través de gasoductos virtuales deberán cumplir como mínimo las siguientes condiciones hasta tanto la CREG fije la metodología y demás condiciones para la prestación del servicio a través de este medio”*.

Sin embargo, dado lo anteriormente mencionado y teniendo en cuenta que se trata de un servicio público en el cual las tarifas deben estar reguladas, vigiladas, y dadas las características de la competencia del sector, consideramos que es un tema que impacta la competencia, por lo cual la CREG no puede dejarlo abierto, como quedaría al permitir la prestación del servicio con unas bases tan elementales y mínimas como las propuestas en dicho artículo y adicionalmente, sin definir de una vez la metodología y condiciones de prestación de este servicio.

Aún cuando la resolución indica que estos gasoductos virtuales deberán acoger el cargo de distribución establecido por la CREG para el mercado relevante en el que presten el servicio para los usuarios regulados que atiendan, para los casos en que no haya cargos aprobados indica que deberán hacer la solicitud del cargo de distribución a la CREG, pero no especifica las bases, condiciones ni metodología que empleará la Comisión para determinar este cargo.

Los usuarios y todas las empresas del sector deben estar en capacidad de conocer las bases por las cuales se definirá la tarifa y los mecanismos bajo los cuales se prestará el servicio de distribución, a través de estos gasoductos virtuales.

Adicionalmente, el gasoducto virtual al acoger el cargo de distribución existente, con el cargo ya asignado que no incluye los sobrecostos de estos implicaría, un cargo más bajo que el que se generaría a futuro con la revisión de los cargos e incorporación de los costos del gasoducto. Así, al usuario se le estaría negando, indirectamente, la posibilidad de comparar los energéticos y realizar libremente su mejor elección.

pl

Como definiciones, la resolución establece:

***“DISTRIBUCIÓN DE GAS MEDIANTE GASODUCTOS VIRTUALES: Es la conducción de gas combustible desde una fuente de producción de gas, o desde el Sistema Nacional de Transporte o desde un Sistema de Distribución o desde un Tanque de Almacenamiento, a través de un medio de transporte diferente a gasoductos, hasta la conexión de un consumidor final, de conformidad con la definición del numeral 14.28 de la Ley 142 de 1994.***

***GASODUCTO VIRTUAL DE DISTRIBUCIÓN: Sistema de compresión, transporte y descompresión de GNC, para abastecer Gas Natural, por un medio diferente a gasoducto físico, a mercados relevantes, municipios, usuarios finales, estaciones de GNCV u otros, cuando el gasoducto físico no es posible técnicamente o no es viable financieramente”.***

A nuestro parecer, estas definiciones implican:

- El título de ambas definiciones termina siendo el mismo. Ocurre que en un inciso la palabra “definición” va al principio y en la otra va al final, pero en ambos casos, lo que se está haciendo es describir un mismo sistema pero dándole enfoques diferentes. Por tanto, estas definiciones generan una ambigüedad, lo cual no contribuye a la claridad de la resolución.

Una propuesta alternativa de definición, que resumiría las dos anteriores en una sola, sería la siguiente:

***GASODUCTO VIRTUAL DE DISTRIBUCIÓN: Sistema de compresión, transporte y descompresión de GNC, para abastecer Gas Natural, por un medio diferente a gasoducto físico, hasta la conexión de un consumidor final, cuando el gasoducto físico no es posible técnicamente o no es viable financieramente, de conformidad con la definición del numeral 14.28 de la Ley 142 de 1994.***

- De acuerdo con la definición de ***DISTRIBUCIÓN DE GAS MEDIANTE GASODUCTOS VIRTUALES***, entonces el GLP también podría llegar a considerarse dentro de esta distribución, y esto no es así.
- Al decir que los gasoductos virtuales pueden entregar gas a mercados relevantes, municipios, usuarios finales, estaciones de GNCV u otros, y más aún, al integrarlo dentro de la definición, se está excluyendo el concepto de redes de distribución que es la esencia de la Resolución CREG 090 de 2012.

Lo anterior podría implicar que solo por tener un cliente industrial ya se consideraría apto para solicitar un cargo de distribución e iría en contravía con la conformación mínima del mercado relevante, cuando la metodología y consideraciones aplicables a estos gasoductos virtuales, deberían quedar



referenciados a la red de distribución del mercado relevante que vayan a abastecer, y su costo calcularse en este contexto.

- De acuerdo con la Ley 142 de 1994, en particular el artículo 88, la CREG deberá definir las metodologías para las fórmulas tarifarias basada en los criterios allí mencionados, dándole prioridad a los criterios de eficiencia y suficiencia financiera, indicando además que las tarifas económicamente eficientes se definirán tomando en cuenta la suficiencia financiera.

Con base en estos criterios y teniendo en cuenta la competitividad, es aplicable la frase, escrita en la definición actual, *“cuando el gasoducto físico no es posible técnicamente o no es viable financieramente”*.

Sin embargo, dada la implicación e importancia de éste criterio, el detalle que defina la forma en la que se buscará definir esta viabilidad técnica y financiera, los parámetros que se tendrán en cuenta, forma de evaluarlo, así como todo lo relativo a la definición de la fórmula tarifaria, condiciones y metodología; debiera quedar incluido en la resolución que se expida. Sin tener esto definido no debiera permitirse la prestación de dicho servicio, ya que como se dijo, esto daría pie, como ya está sucediendo, a distorsiones en la competencia.

- Es igualmente necesario contar con la reglamentación técnica de esta actividad, ya que hasta el momento el Ministerio de Minas y Energía solamente cuenta con la reglamentación aplicable al GNCV, pero no al GNC para otros usos.

Por tanto, reiteramos la necesidad de expedir una regulación integral que propenda por la sana competencia y por tanto, tenga en cuenta lo aquí contenido.

## **RESPUESTA**

Las disposiciones establecidas sobre la prestación del servicio con gasoductos virtuales podrán ser ampliadas posteriormente en una resolución aparte.

### **3.30.7. ANDI**

Por otro lado, la resolución trata el tema de distribución de gas a través de camiones (gasoductos virtuales) y que dichos prestadores se deben constituir en empresas de servicios públicos y acoger los cargos de distribución por tubería en el mercado relevante que atienden. No entendemos el objetivo de esta reglamentación, porque estamos hablando de productos diferentes y si fueran iguales, por eficiencia tarifaria sería mejor escoger la tarifa más baja, reitero si fueran iguales.

### **RESPUESTA**

La Comisión considera que el producto finalmente es el mismo por lo tanto las disposiciones consignadas para esta prestación del servicio a través de gasoductos virtuales se mantienen y podrán ser ampliadas posteriormente.

#### **3.30.8. SNC-LAVALIN ITANSUCA**

Con el objeto de viabilizar la obtención de menores costos de transporte de GNG se recomienda prescindir de la exigencia, que al parecer se interpreta de la redacción de la resolución en consulta (Artículo 22) de que los transportadores terrestres de GNG se conviertan en E S P. Así mismo, se considera que es de mayor beneficio para los usuarios, por posibilitar menores costos de transporte terrestre, permitir la adquisición del GNC en una estación de servicio (EDS) sin necesidad de que se convierta en ESP, además no se considera necesario o viable que en todos los casos el GNC se adquiera desde un Punto de Salida del SNT o en el punto de Inyección de un campo productor,

### **RESPUESTA**

La regulación referente al transporte de gas natural comprimido que es destinado al suministro de mercados relevantes de distribución a través de redes de tubería esta consignada en la Resolución CREG 08 de 2005.

#### **3.31. VERIFICACIÓN DE ACTIVOS**

##### **3.31.1. MONTAGAS S.A. E.S.P.**

Sobre el Anexo 3 se sugiere que el regulador contemple a la luz de criterios de eficiencia y de normalización técnica en la evaluación, un solo Tipo de Verificación de Activos, sin perjuicio de las acciones que debe tomar la Creg cuando encuentre inconsistencias en la información entregada por el Distribuidor.

### **RESPUESTA**

No se aclaran a qué tipo de criterios de eficiencia y normalización técnica se están refiriendo, en el anexo 3 de la resolución se encuentran claramente las medidas que se toman cuando se encuentran diferencias entre lo reportado por la empresa y lo auditado.

#### **3.32. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE PROPIEDAD MULTIPLE**

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

En el Artículo 12 de la Resolución CREG-011 de 2003 se definen las reglas aplicables para la asignación de la remuneración por concepto de inversión y la remuneración por concepto de gastos de AO&M, entre los propietarios de Sistemas de Distribución de Propiedad Múltiple. En el Proyecto de Resolución analizado no se aborda este tema.

**Observaciones y/o Sugerencias:**

Se solicita a la CREG que incluya la temática de los “*Sistemas de Distribución de Propiedad Múltiple*”, en la Resolución que finalmente expida, como se hizo en su momento en la Resolución CREG-011 de 2003. El Artículo 12 de esta norma reglaba:

***“SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE PROPIEDAD MÚLTIPLE. Si en un Sistema de Distribución existen dos o más propietarios, o cuando un Distribuidor utiliza activos de terceros para uso general, el procedimiento que se aplicará para la asignación de la remuneración y para la administración, operación y mantenimiento (AOM) del respectivo sistema tendrá en cuenta las siguientes reglas generales:***

***La asignación de los ingresos que remuneran la Inversión Base de distribución, considerados por la CREG para establecer los cargos regulados de este servicio, se efectuará de acuerdo con el porcentaje de participación en la Inversión Base de cada propietario.***

***La Administración, Operación y Mantenimiento de dichos activos será realizada por el Distribuidor que acuerden las partes, y a éste le corresponderá el Cargo de AOM que establezca la CREG para el mercado correspondiente. De existir más de un Distribuidor en el Mercado Relevante, la asignación de los ingresos que remuneran los gastos de AOM considerados por la CREG para establecer los cargos regulados, se efectuará de común acuerdo entre las partes.***

***Parágrafo 1. Cuando sea necesario realizar la reposición de redes de terceros que sean de uso general, la obligación de reposición corresponde en primer lugar al propietario del activo. Si éste no hace la reposición oportunamente, el Distribuidor que está utilizando dicho activo podrá realizarla. En este caso, el Distribuidor ajustará la remuneración al tercero de conformidad con el esquema regulatorio que esté vigente y con la reposición efectuada.***

***...”.*** (Subrayado Fuera de Texto).

**RESPUESTA**

Lo mencionado en su comentario, se encuentra dispuesto en el artículo 15 de la Resolución definitiva.

### **3.32.2. ANDI**

Respecto a la aplicación del principio de igualdad (numeral 10.2.e de la propuesta regulatoria), para el escenario en el que dos o más distribuidora esté o vayan a prestar el servicio en un mismo Mercado Relevante de Distribución, la propuesta indica que estos agentes deberán acordar una misma Canasta de Tarifas aplicable al Mercado. Esta situación de acordar entre dos agentes los precios a aplicar para sus clientes, aún en actividades de monopolios natural, no parece conveniente.

#### **RESPUESTA**

Aunque puede ser difícil acordar una misma canasta de tarifas, el usuario no debe verse afectado por la multipropiedad de los sistemas de distribución, así como para el tema de neutralidad, es conveniente que haya solo una canasta de tarifas por mercado.

### **3.32.3. NATURGAS**

Remuneración de activos de dos o más empresas que prestan el servicio dentro de un mismo mercado relevante. Para efectos de evitar la duplicidad en redes dentro de un mismo mercado con vocación para atender a una misma base de clientes, sobre todo los residenciales, es conveniente que la metodología remunere efectivamente la inversión y se evite el traslado de rentas. Lo anterior evita que se desdibuje el monopolio natural en redes y se envíe una señal correcta de competencia en la comercialización, en los casos donde el regulador señale que es posible. Cobra mayor fuerza esta petición si en el proceso administrativo de expedición de las nuevas tarifas, de manera previa, se regula el mecanismo que permita valorar el contenido de la información reportada por los interesados en atender un mismo mercado y la manera como se resolverán estos casos. Debe ser claro en la metodología que el esquema de competencia se oriente a definir reglas competitivas por el mercado y no dentro del mercado. Lo anterior envía una señal de estabilidad para los operadores de las redes.

#### **RESPUESTA**

La resolución presenta unos parámetros claros en el procedimiento para el análisis de solicitudes tarifarias para un mismo mercado que implican que hay más de un dueño del sistema de distribución.

### **3.33. EL GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR – GNV**

#### **3.33.1. NATURGAS**

Calificamos como positivo el desarrollo del GNV durante los últimos años y reconocemos que ello, en parte, descansa en una correcta articulación entre las normas de política pública con su desarrollo regulatorio. Nos obstante lo anterior, opinamos que se puede mejorar la demanda con la atención de los segmentos de consumo provenientes de transporte pesado (camiones, vehículos de recolectores de basura y sistemas integrados de transporte), lo anterior usando vehículos dedicados). Naturgas solicita que se mantenga durante la vigencia de la próxima metodología de distribución, el marco normativo que rigen para el GNV y, de esta manera, es posible lograr los objetivos indicados.

Esta solicitud se sustenta de la siguiente manera:

#### Estabilidad normativa.

Los primeros desarrollos regulatorios orientados a incentivar el consumo del gas para vehículos se originaron en el establecimiento de que las estaciones que comercializan el GNV deben considerarse como usuarios no regulados<sup>53</sup>, independientemente de su consumo, y el primer lineamiento de política energética se enmarcó dentro de la expedición del Decreto MME 1605 de 2002.

Posteriormente la metodología vigente de distribución (Resolución CREG 011 de 2003), unido a lo establecido por el Decreto MME 802 de 2004 definió el marco mediante el cual se dispone que los productores, transportadores, distribuidores y comercializadores de gas natural les era y les es posible ofrecer esquemas comerciales especiales para los usuarios finales de GNV con sus correspondientes incentivos. Algunas de las consecuencias positivas que se han podido aplicar a lo largo del tiempo son las siguientes:

- Es posible otorgar descuentos en los cargos de distribución de cada uno de los rangos de la canasta de tarifas para los comercializadores de GNV, sin la obligación de que dichos descuentos sean aplicados a los usuarios que no comercialicen GNV.
- Estos descuentos deben originar un único cargo de distribución, el cual establece libremente el Distribuidor.

Adicionalmente, para la aplicación de la metodología establecida en el numeral 7.7.2 de la Resolución CREG 011 de 2003, específicamente para el cálculo de los cargos de distribución aplicables en cada mes para cada uno de los rangos de consumo de la canasta de tarifas, Djm, se considerarán los consumos pertenecientes a la

---

<sup>53</sup> Resolución CREG-008 de 1998.

demanda de GNV sin tener en cuenta los descuentos establecidos según lo dispuesto en los puntos antes descritos<sup>54</sup>.

La norma posterior que brinda un aspecto especial es la Resolución MME No. 8 0296 del 5 de marzo de 2001. Esta Resolución regula que los precios a los usuarios finales del GNV, se determinarán libremente. Con base en lo anterior, unido a lo señalado por el Decreto MME 1008 de 2006, nuevamente se ajustó la regulación, específicamente para el uso del Gas Natural Comprimido Vehicular para Sistemas de Transporte Terrestre Masivo de Pasajeros -STTMP. En este punto la disposición de regulación metodológica prevé que los Distribuidores establecerán un cargo único de distribución para los Sistemas definidos en el Artículo 1, del Decreto 1008 de 2004 siguiendo las siguientes reglas:

- Los distribuidores podrán establecer libremente el cargo único de distribución aplicable a todas las personas que utilizan GNV como combustible destinado a los Sistemas definidos en el Artículo 1. del Decreto 1008 de 2004.
- El cargo de distribución aplicable a las personas que utilizan Gas Natural Comprimido Vehicular como combustible destinado a Sistemas de Transporte Terrestre Masivo de Pasajeros, -STTMP, definidos en el Artículo 1. del Decreto 1008 de 2004, será el mismo para todos los STTMP del mercado relevante del Distribuidor.

En cuanto a la Canasta de Tarifas y, específicamente para el cálculo de los cargos de distribución, se deberán considerar los consumos de GNV como combustible para Sistemas de Transporte Terrestre Masivo de Pasajeros, con el cargo correspondiente al rango respectivo<sup>55</sup>.

Las anteriores previsiones normativas aplicables en descuentos y la consideración especial de la demanda de GNV en los cálculos tarifarios, permitieron incrementar la demanda de gas para proyectos vehiculares, las cuales solicitamos que se mantengan. Es claro que la permanencia de las normas regulatorias especiales dependen de que las normas de política pública que las sustentan también se mantengan y, en ese sentido, acudiremos a las instancias gubernamentales para argumentar lo pertinente.

La estabilidad normativa para este caso es relevante, con base en ella los distribuidores y los demás agentes con interés en el desarrollo del GNV han definido incentivos en las conversiones que se traducen en un esquema de bonos que se adjudican a los consumidores de GNV. Reiteramos que este esquema, el cual se fondea con recursos eminentemente privados, y que redundará en un beneficio social en la medida en que: i) se incentiva el consumo de un energético no

<sup>54</sup> Resolución CREG 18 de 2004

<sup>55</sup> Artículo 2 Resolución CREG 20 de 2006

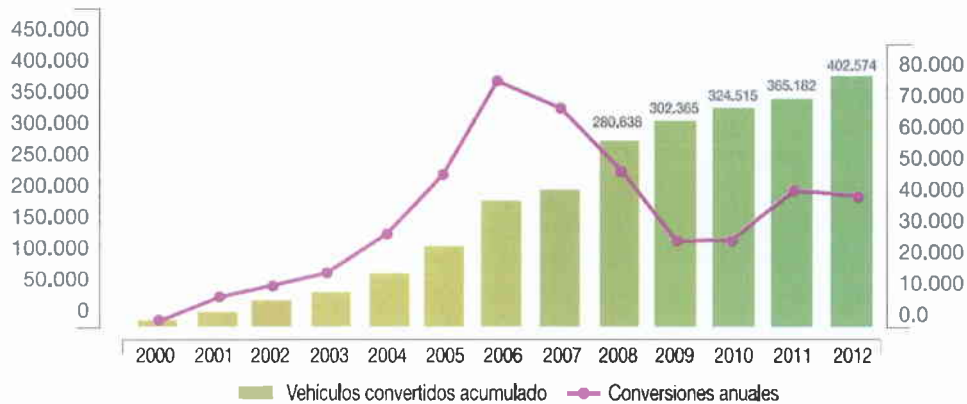


subsidiado, iii) se reduce el peso fiscal para nación cuando subsidia el diésel y iii) se usa un energético con comprobables beneficios ambientales. Finalmente, sobre este tema, es pertinente que se tenga en cuenta que el Plan Nacional de Desarrollo dispone que en los proyectos cofinanciados por la Nación se podrá seleccionar el combustible para la operación de la flota que en igualdad de condiciones de eficiencia tenga el menor costo real y ambiental<sup>56</sup>.

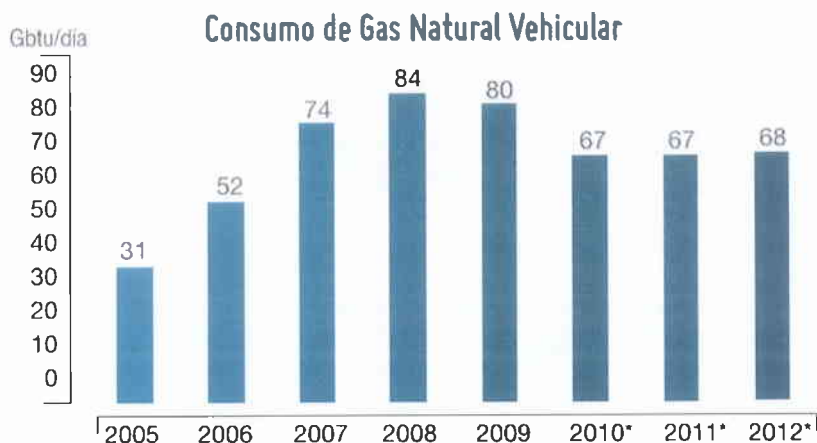
**Cifras del sector**

Las cifras reflejan el buen desempeño del mercado de GNV que viene recuperando el nivel de conversiones anuales y los consumos energéticos. Es importante indicar que las cifras de conversiones no restan los vehículos que son chatarrizados ni adicionan los vehículos dedicados o nuevos, a los cuales les es incorporado el kit de conversión a gas antes de salir del concesionario, en atención a que, actualmente, no se cuenta con una estadística oficial que facilite su identificación.

Conversión de Vehículos a GNV



<sup>56</sup> PND ley 1440, artículo 132, parágrafo 6



### **RESPUESTA**

Se acoge el comentario y se ha determinado que la canasta de tarifas se podrá estructurar por tipo de usuario y por consumo, aspecto que permitirá definir y dar un tratamiento especial al gas natural vehicular - GNV

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

La posibilidad de que en la cadena del gas natural se ofrezcan esquemas comerciales especiales para incentivar el uso del Gas Natural Vehicular (GNV), así como la adopción de un cargo único de distribución para este sector, conforme a lo previsto en la Resolución CREG 018 de 2004, permitió entre otras, el crecimiento de este mercado.

El documento CREG-050 de 2012 señala que en la propuesta de resolución se elimina el esquema del "Dt" único para GNV debido a que información histórica muestra que los incentivos comerciales no estaban beneficiando al usuario final. Al respecto, es fundamental advertir los siguientes aspectos:

- a. El análisis realizado por la CREG establecido en el documento anexo a la resolución 090 -análisis comparativo vs el rango 1 de tarifa (pg. 222)- no considera el cargo adicional correspondiente al costo de compresión de GNV.
- b. Los agentes de la cadena y particularmente los distribuidores han ejecutado diferentes campañas para incentivar el consumo de GNV a través de aportes para reducir el valor final de la conversión. La aplicación del esquema muestra que el crecimiento de la demanda obedece principalmente al "bono de incentivos", demostrando que este sector es más sensible a los incentivos de entrada, que al costo del mismo.

Es pertinente señalar que la modificación del esquema actual de “Dt” único para GNV, presenta implicaciones sobre este sector y sobre la libre competencia. Con el esquema propuesto se benefician las estaciones que tienen un alto nivel del consumo, ampliando su competitividad por reducción del cargo de distribución y no por una optimización en sus costos de comercialización, restringiendo además la entrada de nuevos competidores. Otra consecuencia será que las pequeñas estaciones existentes tenderán a desaparecer con la consecuente desmejora en la cobertura y calidad del servicio.

Con fundamento en las anteriores consideraciones, se solicita comedidamente a la Comisión mantener el “Dt” único con destino a GNV y permitir el incentivo al crecimiento de tan importante sector de la economía.

### **RESPUESTA**

Ver respuesta al numeral anterior.

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

La CREG no plantea un tratamiento diferencial para los Cargos de Distribución aplicables a la Comercialización de GNCV, tal y como lo dispone el Decreto MMM-802 de 2004.

#### **Observaciones y/o Sugerencias:**

De acuerdo con lo previsto en el Decreto, la Comisión debe ajustar las disposiciones regulatorias vigentes en las actividades de su competencia para incentivar el consumo de Gas Natural Comprimido para uso Vehicular – GNCV. Siguiendo los lineamientos de esta norma, se expidió la Resolución CREG-018 de 2004.

Se sugiere prorrogar la vigencia de la Resolución mencionada.

### **RESPUESTA**

Ver respuesta al numeral 3.33.1

#### **3.33.4. INVERCOLSA**

#### **5.4. GNV**

Recomendamos armonizar las disposiciones definidas para la aplicación de la canasta de tarifas en la Resolución CREG 090 de 2012, con las disposiciones regulatorias contenidas en la Resolución CREG 018 de 2004 para incentivar el

consumo de gas natural comprimido para uso vehicular, de manera que se pueda mantener la vigencia de la Resolución 018.

### RESPUESTA

Ver respuesta al numeral 3.33.1

### **3.34. AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO**

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

- La CREG no plantea cuál será el tratamiento aplicable a las Áreas de Servicio Exclusivo, cuyas concesiones están próximas a vencerse.

### Observaciones y/o Sugerencias:

Las Concesiones de las ASE fueron adjudicadas entre los años 1997 y 1998 y su duración está prevista para el 30 de Junio de 2014 a las 11:59 pm. Esto quiere decir que los respectivos contratos están próximos a vencerse. Es posible que algunos vencimientos coincidan con la expedición de los Cargos de Distribución aplicables para el Siguiete Período Tarifario.

Se propone que la CREG permita, si los Agentes Distribuidores involucrados así lo solicitan, la posibilidad de agregar los Mercados Relevantes de las Áreas a Mercados Relevantes Existentes.

Esto requeriría que se autorice, que en la fecha de vencimiento de la respectiva Concesión, puedan incorporarse al Mercado Relevante receptor, las inversiones y la demanda asociada con las actuales ASE, aún si los tiempos de vencimientos de los contratos de ASE no llegasen a coincidir con la expedición de los cargos de distribución de las ASNE.

### RESPUESTA

Se acogen los comentarios y se introduce en la resolución un capítulo denominado Zonas geográficas que dejan de ser áreas de servicio exclusivo por culminación de los contratos de concesión.

En éste se indica que una vez se terminen los contratos estas áreas deberán aplicar la metodología establecida para distribución y que en resolución aparte se definirán los parámetros y condiciones bajo las cuales los distribuidores deberán presentar sus solicitudes tarifarias.

De otro lado, se permitirá contemplar la opción de agregar estas zonas a los mercados relevantes existentes.

Finalmente, se aclara que hasta tanto no se definan nuevos cargos para estas zonas se mantendrá el cargo vigente que se venía aplicando.

### **3.34.2. NATURGAS**

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 contenga 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 siguiente para este caso:

**5.1. 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 mejor desarrollada la presentaremos a la CREG.

**5.2. Vencimiento 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 podrían ejecutar inversión, es necesario que se emita una señal clara y previa que especifique la forma en que se remunerarán 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.

**5.3. El componente kst (causado).** El artículo 4 de la resolución metodológica establece las fórmulas tarifarias generales para usuarios regulados del servicio de gas natural e incluye el Kst como parte del componente variable de dichas fórmulas, lo cual no es congruente con lo planteado en el artículo 10 numerales 10.1 y 10.2, donde la devolución o recaudo del kst causado, será un valor por factura y no por metro cúbico, es decir, será un cargo fijo y no un componente del cargo variable. Si esto se mantiene el resultado sería una mayor devolución o un mayor cobro para los usuarios según su consumo. Visto esto, solicitamos, ajustar la fórmula tarifaria, de modo que de la aplicación del factor de corrección Kst se obtenga como resultado la devolución o recaudo del kst real causado y no un mayor valor. Adicionalmente, el artículo 10 de la resolución, plantea que la devolución o recaudo del kst causado se realizará en un periodo de seis meses, contados a partir del tercer mes posterior a la entrada en vigencia de la resolución definitiva. Teniendo en cuenta que los contratos de concesión de áreas exclusivas

vencen el 30 de junio de 2014, se solicita que la resolución definitiva sea publicada de modo que se permita aplicar dicho plazo.

5.4. Poder calorífico. Naturgas reitera lo señalado en la comunicación con Radicación CREG E-2013-1272, donde se comentó la Resolución CREG 153 de 2012, documento en el cual, para este tema, se indicó lo siguiente:

*“En este punto solicitamos a la Comisión considere lo manifestado por Naturgas en su comunicación con Radicación CREG E-2012-000192, en donde se propuso lo siguiente cuando se comentó la Circular CREG 98 de 2011 en la cual se puso a consideración el estudio “Diagnóstico de los sistemas de instrumentalización y medición de la distribución del gas natural domiciliario”:*

*“Poder calorífico. Como menciona el estudio en la página 86, consideramos que los volúmenes únicamente deben ser sometidos a correcciones por temperatura, presión y compresibilidad y, se debe eliminar, la corrección por poder calorífico para realizar el balance entre compras y ventas que se aplican para el usuario final. Sin embargo, proponemos y condicionamos nuestra sugerencia a que se tenga en cuenta como único dato el proporcionado por la cromatografía de los City-Gate, donde los distribuidores reciben la custodia del gas para atender a sus mercados, para lo cual se debe dar cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución 71 de 1999 (artículo 5.2.3) donde se dispone que es responsabilidad del transportador determinar la calidad del gas cuando existen mezclas de gases. Con esta propuesta el poder calorífico no se debería asociar al campo sino a las mezclas de producto, si es que ello ocurre, en los City-Gate. Reiteramos que esta propuesta tiene como único propósito lograr precisión en el balance y no debería presentar efectos tarifarios.” Resaltado fuera del texto original*

*Dentro de este planteamiento encontramos consistente sugerir a la CREG se contemple la posibilidad de minimizar la complejidad del ajuste aplicando en cada Mercado Relevante el valor promedio ponderado de la mezcla de gases que entran al sistema con las mediciones de referencia del City- Gate.”*

## **RESPUESTA**

Ver respuesta al numeral 3.34.1

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

Si bien la metodología propuesta no aplica en la actualidad a las Áreas de servicio exclusivo (ASE) por razones contractuales y legales, se considera que al terminar los Contratos de Concesión que hoy los regulan, los municipios que las conforman se constituirán en mercados relevantes sujetos a la metodología tarifaria general. Así pues, a la luz de lo dispuesto en el Proyecto de Resolución se debe señalar



explícitamente que estos mercados puedan presentar expedientes tarifarios agrupados con otros mercados existentes, aún cuando estos últimos ya estén aplicando una nueva tarifa.

#### RESPUESTA

Ver respuesta al numeral 3.34.1

#### **3.34.4. SNC-LAVALIN ITANSUCA**

La propuesta de esta resolución en principio es aplicable a los mercados no exclusivos, sin embargo la metodología podría ser la misma para definir los cargos de distribución por parte de la CREG en las Áreas de Servicio Exclusivo (ASE) una vez terminen los contratos de concesión. Por lo anterior, es pertinente y oportuno analizar las disposiciones de esta resolución para identificar efectos sobre los mercados de las ASE o para recomendar desarrollos adicionales que se requieran para la transición del régimen especial de las áreas de servicio exclusivo al régimen general de los distribuidores en áreas de servicio no exclusivo.

Los comentarios que surgen a esta propuesta desde el enfoque de las ASE son los siguientes:

- Sería deseable que la CREG determine un criterio más amplio para establecer cuando un mercado se califica como existente (Artículo 2, Definiciones). Como está redactada la propuesta, un mercado existente es aquel para el cual la CREG estableció cargos por uso del Sistema de Distribución con base en la metodología de la Resolución CREG-011 de 2003. Si se llegara a aplicar esta metodología a las ASE, éstos no quedarían incluidos o definidos como mercados existentes y en ese sentido la metodología de cálculo de los cargos sería la de costo medio de mediano plazo, aplicable según la resolución, a mercados relevantes conformados por municipios nuevos.

Sin embargo, los mercados de las Áreas de Servicio Exclusivo reúnen las condiciones para ser clasificados como mercados existentes, es decir, son mercados que han operado por más de 15 años y en los cuales los niveles de cobertura responden en general, a compromisos pactados contractualmente en las concesiones e incluso superados como la misma Comisión lo ha identificado, con lo cual se pueden clasificar como mercados maduros y a los cuales podría ser aplicable la metodología de corte transversal

Dado que las Áreas de Servicio Exclusivo tendrán que inventariar sus redes y preparar la información requerida de conformidad con las metodologías que establezca la CREG, se considera conveniente definir un mayor plazo a estos distribuidores para la presentación de la solicitud tarifaria correspondiente (Artículo 6)

En relación con las reglas de conformación de los mercados relevantes (Artículo 5), sería deseable que en caso de que las ASE no sean prorrogadas, el mercado relevante que se adopte por parte de la GREG, para la aprobación tarifaria este conformado al menos por los mismos municipios con los cuales fueron diseñadas estas áreas a través de la Resolución GREG 015 de 1995. Lo anterior permite que a futuro se mantengan los criterios con los cuales se diseñaron, teniendo en cuenta que los mismos responden a disposiciones de la Ley 142 de 1994 y por tanto, se considera conveniente preservarlos en el tiempo independientemente de que se termine el contrato de concesión.

Solicitamos respetuosamente a la CREG que expida una metodología específica para determinar los Cargos de Distribución en las ASE que se aplicarla (según la Interpretación de los contratos) tanto en el caso de la terminación de las concesiones como en el caso de una prórroga. De no ser así, se sugiere que la CREG adapte la propuesta de tal manera que se establezcan las disposiciones que serán aplicables a las ASE, por ejemplo, criterios para conformación de mercados relevantes (ya mencionado), metodología para la determinación de los cargos, plazos para la presentación de las solicitudes tarifarias por parte de estos distribuidores, entre otras.

Teniendo en cuenta que durante la vida de los contratos de concesión han surgido sumas de dinero a favor y en contra de los usuarios que pueden afectar las tarifas al usuario final, se hace necesario incorporar la metodología que posibilite reconocer dichas sumas en el Cargo de Distribución del usuario. Para el efecto, el Ministerio de Minas y Energía viene trabajando en conjunto con esta Interventoría en una propuesta para reconocer estas sumas de dinero y trasladarlos a las tarifas, la cual esperamos sea presentada prontamente a la CREG.

Con el objeto de propiciar la extensión de la cobertura a precios razonables para todos los usuarios se recomienda que en cualquier momento del período tarifario se permita el ajuste del cargo máximo de distribución de un mercado como consecuencia de la Incorporación de nuevos municipios y centros poblados a un mercado existente cuyo costo marginal sea superior al del cargo aprobado para el mercado existente pero inferior al del costo del GLP. Conviene señalar que una disposición similar se incluyó en la Resolución CREG-097 de 2008 (Numeral 4.3) que define la metodología para la remuneración de la distribución en el sector eléctrico.

#### **RESPUESTA**

Ver respuesta al numeral 3.34.1

### **3.35. TRANSICIÓN**

#### **3.35.1. SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS**

Finalmente se propone que se adecúe un periodo de transición de seis (6) meses para la entrada en vigencia de la resolución, con el objetivo de que las empresas distribuidoras ajusten y realicen pruebas con la nueva metodología, de manera que su aplicación sea correcta y puntual y las labores de la Superintendencia se cumplan a cabalidad.

### **RESPUESTA**

No se acoge el comentario dado que no se considera necesario

### **3.36. DEFINICIÓN PREVIA DE LAS REGLAS DE COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA DE GAS**

#### **3.36.1. ANDESCO**

En la actualidad, los agentes operacionales del sector de gas natural se encuentran a la expectativa de la definición del mecanismo de comercialización de gas desde la producción y el esquema de liberación del precio de gas en boca de pozo, así como del desarrollo de la regulación asociada a confiabilidad.

Si bien, estos aspectos fueron incluidos para desarrollar en la agenda regulatoria 2013 incluso previo a la definición del esquema de remuneración de la distribución, a la fecha aún no se han reglamentado, lo cual es de especial interés para los agentes distribuidores-comercializadores y comercializadores dada la necesidad de conocer con anticipación sobre las condiciones de contratación de largo plazo para atención de los usuarios finales, especialmente para aquellos segmentos de demanda que tienen mayor elasticidad precio, caso de los usuarios de mayor consumo.

Lo anterior, contribuirá a identificar señales para la expansión de la infraestructura de gas natural, así como los escenarios de las tarifas a usuario final en el contexto de competitividad del gas natural.

En este sentido, Andesco solicita a la Comisión que se le de el trámite a la agenda regulatoria en los términos señalados en la Circular CREG 071 de 2012.

### **RESPUESTA**

Mediante la Resolución CREG 089 de 2013 se reglamentaron los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

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

#### 2. Definición previa de las reglas de comercialización mayorista de gas

Recientemente la CREG sometió para comentarios de los agentes, la Resolución CREG 113 de 2012 “*Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del Reglamento de operación de gas natural*”.

Sin lugar a dudas, la reglamentación de la comercialización mayorista tendrá un efecto fundamental en la determinación de la tarifa y afectará toda la cadena del gas combustible, toda vez que es fundamental en la señal para el crecimiento o pérdida de mercado. Por tal razón, resulta indispensable que antes de la adopción de la metodología de distribución –que se encuentra al final de la cadena- se conozca el efecto de la nueva reglamentación del mercado mayorista.

Es más, con el fin de evitar análisis aislados, que eventualmente no resulten consecuentes con las condiciones reales de mercado, no sólo es fundamental que se haya emitido la resolución de comercialización mayorista de manera definitiva, sino que resulta trascendental conocer –si es el caso- el resultado de la primera subasta para tener certeza sobre el impacto real de esa reglamentación en la metodología de remuneración de la distribución y específicamente en la demanda del sector no regulado.

Si no se conocen los efectos de la primera subasta de gas y de la asignación de volúmenes disponibles para el corto y mediano plazo, se corre el riesgo de que la metodología prevista en la propuesta de la Resolución CREG 090 de 2012 no sea consecuente con la dinámica futura del mercado.

Igualmente, cuando haya claridad en las reglas de juego en cuanto a la formación de precios, modalidades contractuales y demás aspectos relevantes en la consecución de gas combustible, el regulador y los agentes contarán con los elementos suficientes para fijar y aplicar la metodología de remuneración de las actividades que se encuentran al final de la cadena, como lo es la distribución y comercialización a los usuarios finales.

De no ser así, podría ocurrir que las empresas incurran en graves errores de cálculo al momento de la preparación de los expedientes tarifarios, y la consecuente reclamación para obtener el respectivo recálculo de sus tarifas.

En este punto, es pertinente advertir, como se expuso en los comentarios enviados por las empresas del grupo Gas Natural Fenosa el pasado 13 de diciembre bajo el radicado No.E-2012 -011911 y consecutivo 10150500-190-12, que la inflexibilidad de ciertos mecanismos de la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 113 bajo escenarios de escasez de la oferta, pueden conllevar a fuertes impactos en los precios resultantes del proceso de comercialización.

Este aspecto resulta altamente complejo en sectores de la demanda, como la de los usuarios industriales, que por sus características es altamente sensible a cambios en el precio. Por ejemplo, si se decide mantener el esquema de subastas propuesto en la Resolución 113, el precio final resultaría muy alto y con ello se correrá el riesgo de una posible “destrucción” y pérdida de la demanda industrial, altamente elástica al precio muy particularmente, en el interior del país.

Como es bien sabido, los usuarios industriales se encuentran inconformes con el incremento del costo del gas de los últimos años y existe tendencia a migrar hacia los sustitutos.

Lo anterior adquiere mayor relevancia si se considera el actual fenómeno denominado la “desindustrialización” de Bogotá. Según recientes estudios, el fuerte retroceso en la producción industrial de la capital del país ha sido determinante en el estancamiento que presentan varios sectores de la economía y que, incluso, conllevó a una caída del 0,37% en el tercer trimestre del 2012. De acuerdo con la “Muestra Trimestral Manufacturera” del DANE, la producción industrial de Bogotá cayó 4,9 % entre julio y septiembre del 2012, frente al mismo período del 2011. Adicionalmente, las ventas de la industria en Bogotá también presentan una disminución de 4,9%, mientras que el empleo en el sector bajó el 0,8%<sup>57</sup>.

En este entorno de Bogotá se han presentado también traslados de algunas fábricas de producción fuera del perímetro urbano y hacia otras zonas del país en procura de incentivos tributarios. Inclusive, se presenta salida de la producción nacional hacia otros países, con miras a lograr reducciones de costos en los procesos productivos.

De esta manera, el precio del gas natural como combustible para los procesos productivos resulta trascendental en el análisis de costos del sector industrial pues se corre el riesgo de destruir la demanda desarrollada con gran esfuerzo por todos los agentes en la última década, con la grave consecuencia de que el sector regulado eventualmente, deba soportar los incrementos tarifarios.

Por lo anterior, es necesario que la ejecución del mecanismo previsto en el esquema de comercialización mayorista de gas natural definitivo sea previa a la aprobación de los cargos de distribución de gas combustible por redes, en caso contrario, y según los resultados de la primera subasta, se deberá permitir la revisión de la demanda real año base para reflejar la realidad del mercado.

## **RESPUESTA**

---

<sup>57</sup> Publicación de [www.portafolio.co](http://www.portafolio.co). Sección Negocios. Fecha de publicación: 8 de enero de 2013. Autor: Redacción de Economía y Negocios. Nombre del Artículo: Bogotá fue el principal freno a la industria del país. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/comportamiento-la-industria-colombiana>

Ver respuesta del numeral anterior.

### **3.37. BYPASS A LA RED DE TRANSPORTE**

#### **3.37.1. C.I. SIGRA S.A., SEATECH INTERNATIONAL INC, CARVAJAL PULPA Y PAPEL, CARVAJAL S.A., GYPTEC S.A., PELDAR, ALFAGRES, ALUMINIO NACIONAL S.A., GRUPO FAMILIA, CORONA, BioSCS.A., INGREDION**

**INGREDION COLOMBIA, desea aprovechar esta ocasión para reiterar su posición en cuanto a la importancia de permitir el libre acceso a la infraestructura de transporte, el cual fue totalmente limitado mediante la Resolución CREG 171 de 2011. Lo anterior no representa riesgos a la infraestructura de transporte en la medida que dichas conexiones son realizadas dentro de las normas técnicas y con la experiencia del propio transportador en la intervención de su sistema.**

#### **RESPUESTA**

El tema de acceso de redes a transporte establecido en la Resolución CREG 171 de 2011 no es objeto de la presente resolución.

### **3.37.2. ANDI**

Finalmente, y con el objetivo de complementar esta importante propuesta, solicitamos reestablecer la libertad regulatoria de acceso al tubo de transporte por parte de los consumidores, para que sea tenido en cuenta tanto en la remuneración de los agentes como en los cargos de las diferentes canastas tarifarias.

#### **RESPUESTA**

El tema de acceso de redes a transporte establecido en la Resolución CRG 171 de 2011 no es objeto de la presente resolución.

### **3.38. INQUIETUDES Y COMENTARIOS AUDIENCIAS, MEDELLIN, CARTAGENA Y BOGOTÁ**

#### **AUDIENCIA MEDELLÍN**

#### **3.38.1. FELIPE JARAMILLO**

**Quiere decir en términos finales que van a aumentar o a disminuir las tarifas de distribución?**

#### **RESPUESTA**



Dado que el cambio en los cargos de distribución dependerán de cómo se conformen los mercados, de las inversiones y la demanda con que cuentan hasta la fecha de corte en estos mercados es difícil dar una respuesta contundente a su inquietud.

Lo que es cierto es que la metodología se diseñó teniendo en cuenta los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia establecidos en la Ley 142 de 1994.

### **3.38.2. ANA MERCEDES CORDOBA**

**De qué se trata la prestación del servicio de forma virtual**

#### **RESPUESTA**

En la resolución queda definido como Sistema de compresión, transporte y descompresión de GNC, para abastecer Gas Natural, por un medio diferente a gasoducto físico, a mercados relevantes, municipios, usuarios finales, estaciones de GNCV u otros, cuando el gasoducto físico no es posible técnicamente o no es viable financieramente.

### **3.38.3. TOMÁS PEDRAZA**

**Si hay gas en Colombia? Porque siempre se dice que aumentan los precios, y que la comisión está restringiéndolo**

#### **RESPUESTA**

A través de la Resolución CREG 089 de 2013, "Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural", la Comisión reguló los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del Reglamento de operación de gas natural.

La aplicación del nuevo marco regulatorio que inició en el cuarto trimestre del 2013 permitió que los agentes del sector comercializarán el gas en un ambiente de precios libres, en donde los vendedores y los compradores determinaron el valor del gas como resultado de sus negociaciones.

A través de este proceso se transó el 70% del gas que se consume diariamente en el país. De este resultado el 44% corresponde al que proviene de los campos de producción de La Guajira y el 56% de Cusiana y Cupiagua en el departamento del Casanare.

La compra del 95% del energético con destino a la demanda residencial se llevó a cabo a través de contratos con duración de cinco (5) años lo que garantiza el suministro de gas para estos usuarios durante el mismo periodo.

Lo anterior indica que hay suficiente gas para la demanda regulada.

#### **3.38.4. JOSÉ RUIZ ENVIGADO**

**Puedo ver lo que consumí diariamente?**

#### **RESPUESTA**

Al respecto le comentamos que usted podría hacer un control diario de su medidor para ver los valores de consumo diariamente. Sin embargo, es de aclararle que este valor se ajusta por la temperatura ambiente y la presión de entrada al medidor, entre otros, estos factores están regulados en la Resolución CREG 127 de 2013.

#### **3.38.5. SAMUEL ZAPATA**

**Instalaciones le haga la revisión. Precio alto por la revisión.**

#### **RESPUESTA**

Para la actividad de revisión de las instalaciones internas de gas, la CREG ha expedido la Resolución CREG 059 de 2012.

Dentro de la metodología de distribución objeto de análisis en este documento le comentamos que solo se considerarán dentro de la remuneración los gastos de AOM y que tienen que ver con las actividades que debe realizar el distribuidor para avisar al usuario y mantener la base de datos sobre esta actividad. Es de aclarar que próximamente la realización de la revisión no será exclusiva del distribuidor y el usuario podrá contratar además de este agente a cualquier organismo de inspección acreditados para la inspección de instalaciones internas de gas, de esta forma el usuario podrá escoger el que le cobre el menor costo.

#### **3.38.6. JAIRO RESTREPO**

**Esta metodología va a beneficiar al usuario final?**

#### **RESPUESTA**

Conforme a los análisis y estudios que dieron origen a la misma, basados en los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia contemplados en la Ley 142 de 1994, ello debe ser así

Es necesario recordar que las metodologías tarifarias deben contemplar los criterios definidos en la Ley 142 d 1994 y deben reflejar el beneficio integral para todos los tipos de usuarios no para un solo en particular.

Los objetivos con los que fue diseñada son:

- Reflejar el verdadero costo por tipo de usuario
- Consolidar cobertura de manera eficiente
- Garantizar servicio de calidad con costos que estén dispuestos a pagar los usuarios.
- Incentivar a usuarios de grandes consumos para que permanezcan conectados a la red

### **3.38.7. LILIANA PATIÑO**

**Quienes pueden poner energía prepago?**

#### **RESPUESTA**

Esta inquietud no corresponde al tema de análisis y de la propuesta consignada en la Resolución CREG 090 de 2012.

### **3.38.8. FREDY ALBERTO JIMÉNEZ**

**Como se beneficia al usuario está tarifa?**

#### **RESPUESTA**

Ver respuesta 3.38.6.

### **3.38.9. MIRIAN MEJÍA**

**Es factible tener el servicio de gas prepago?**

#### **RESPUESTA**

Esta inquietud no tiene que ver con la propuesta objeto de análisis.

### **3.38.10. CHRISTIAN ESTRADA**

**Gas por redes es más factible y económico para el usuario, propuesta con gas virtual no se está equiparando con el servicio de gas con pipetas y donde quedan los prestadores de este servicio y el tema de seguridad.**

#### **RESPUESTA**

La prestación del servicio de gas natural de manera virtual es una nueva modalidad del servicio público domiciliario de gas combustible es por esto que en la propuesta se busca dar los inicios para su regulación de tal manera que se evite que se presente una competencia poco transparente con el servicio por redes.

**3.38.11. PATRICIA SERRANO**

**Aquí dicen que el precio del gas en la región de Antioquia es muy económico, a mi no me parece, va a subir o no el precio?. Con esta nueva metodología.**

**RESPUESTA**

Ver respuesta del numeral 3.38.1.

**3.38.12. GERMÁN RODRÍGUEZ**

**Cuando se espera que salga la resolución definitiva?**

**RESPUESTA**

Una vez se reciba la totalidad de comentarios, se haga el respectivo análisis se expedirá la resolución definitiva.

**AUDIENCIA CARTAGENA**

**3.38.13. ARNULFO**

**Que es eso del servicio virtual?**

**RESPUESTA**

Ver respuesta del numeral 3.38.2.

**3.38.14. MAURICIO DÍAZ**

**Quiere saber si el servicio de gas va a bajar de precios?**

**RESPUESTA**

Ver respuesta del numeral 3.38.1.

**3.38.15. ASTRID RAMÍREZ**

**Por qué la propuesta no presenta una propuesta clara para el usuario y siempre busca beneficiar a la empresa.**

**RESPUESTA**

Las metodologías tarifarias expedidas por la Comisión deben cumplir con los criterios establecidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

En el comentario no se da un sustento para la afirmación de que la propuesta busca beneficiar a las empresas.

**3.38.16. JAIRO**

**La propuesta tiene algún efecto directo en la tarifa para la región de la costa?**

**RESPUESTA**

La metodología tarifaria de distribución que se defina será aplicable a nivel nacional, por lo tanto todas las empresas que operen en los mercados relevantes que cuenten con servicio de gas combustible por redes de tubería y que se les haya concluido su periodo tarifario o se acogen a aplicar la nueva metodología deben aplicarla, así mismo, los municipios nuevos que deseen que se les preste el servicio de gas.

**3.38.17. GRACIELA GAILLON**

**Que es eso de la canasta de tarifas?**

**RESPUESTA**

En la resolución se define como la metodología de control tarifario consistente en la fijación, por parte del Distribuidor, de cargos máximos diferenciados por tipo de usuario y rangos de consumo para los Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial. Dichos cargos y rangos deben cumplir con la condición de que sus ingresos asociados no superen los ingresos asociados al Cargo Promedio de Distribución Aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial aprobado por la CREG. Esta permite que el distribuidor diferencie tarifas dentro de usuarios de acuerdo con la disponibilidad a pagar del mismo. Es de indicar que usuarios con mayores consumos tienen alternativas de sustitución a otros combustibles y que si se les cobra los cargos promedios pueden optar por cambiarse de energético, lo que perjudica el sistema porque ellos ayudan a pagar las redes, en este caso la demanda disminuiría y los cargos aumentarían para la demanda que sigue siendo usuaria del servicio.

**3.38.18. ELIBER REINAR**

**Ábrego Norte de Santander ¿Que tarifa le van a cobrar? Nos regularían con la nueva**

**RESPUESTA**

Ver respuesta al numeral 3.38.16. La tarifa para este mercado dependerá de las inversiones realizadas por la empresa, sus gastos de administración, operación y mantenimiento y de la demanda que viene siendo atendida.

**3.38.19. MARTA VILLALBA**

**La nueva propuesta beneficia a los usuarios residenciales o a los usuarios industriales?.**

**RESPUESTA**

No se entiende el comentario que se realiza, ya que todas las propuestas que se profieren por parte de la Comisión, están dentro de los criterios establecidos por parte del artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

**3.38.20. ROSA ALFARO**

**Desde cuándo se van a dar estos cambios? Por qué cuando pide un servicio, con unos valores que ni siquiera son necesarios. Revisiones periódicas.**

**RESPUESTA**

Estas normas entran a regir al momento de la publicación de la normativa en el Diario Oficial. Para aquellos mercados que se les concluyó su periodo tarifario o aquellos donde las empresas deseen acogerse a la nueva metodología tienen un plazo de 3 meses para realizar las solicitudes tarifarias a la Comisión, luego se efectuará el análisis correspondiente y en un plazo estimado de 5 meses definirá los cargos aplicables a cada mercado. Desde este momento se comenzará a cobrar a los usuarios los cargos de distribución definidos conforme a la nueva metodología tarifaria.

Respecto a su segunda inquietud relacionada con revisiones periódicas no se entiende lo que quiso decir. Sin embargo, le sugerimos ver la respuesta al numeral 3.38.5

**AUDIENCIA BOGOTA**

**3.38.21. SALOMÓN RANGEL**

**Preocupación, responsabilidad con los usuarios y eso cómo afecta? Porque cargo piso Porque se cambia al DEA si causa más efecto sobre la tarifa que la frontera**



estocástica. Que de eficiente, se comparan con las empresas eficientes... Adicionalmente, se corre el DEA cada vez que...

### **RESPUESTA**

Los sustentos de las decisiones de cambio se explican en el Documento CREG 050 de 2012 y en este se demostró que la metodología estadística de frontera estocástica muestra su beneficio en relación con la del DEA. Los efectos de la metodología sobre los cargos dependerán de la conformación de mercados relevantes y de cómo ha sido el comportamiento de la demanda.

### **3.38.22. RUBÉN GARAY- CONFEVOCOLTICS**

#### **1. Aclaración tema de la red primaria..**

### **RESPUESTA**

La metodología ha diferenciado claramente la red primaria y la secundaria para efectos tarifarios. Esto con el propósito de definir los cargos correspondientes a los usuarios de uso residencial y los de uso diferente al residencial, esto conforme al uso de la red.

#### **2. Exclusión de la canasta de tarifas... Abusos con los usuarios del GLP porque tienen tarifas libres.**

### **RESPUESTA**

La metodología aplicable al GLP por cilindros no es objeto de la metodología de distribución.

#### **3. Mercados con fondos, porque no se pueden unir con los mercados que no tienen fondos.**

### **RESPUESTA**

La condición de mantener los Municipios o Mercados Relevantes de Distribución que cuenten con recursos públicos del Fondo Especial de Cuota de Fomento, del Fondo Nacional de Regalías, de las Alcaldías, Gobernaciones, entes territoriales u otros y cuyo destino sea la infraestructura de distribución, independientes de los que no cuentan con estos recursos se concibe con el propósito de realizar una correcta vigilancia y control de estos dineros.

En la resolución se precisa que esta condición aplica cuando estos recursos públicos son destinados a la construcción de infraestructura de redes, porque si los dineros públicos se

destinan a las conexiones de los usuarios se podrá considerar la integración de mercados o la conformación de mercados a partir de uno o varios existentes con municipios nuevos.

También se precisa como se discriminará el cargo en las resoluciones particulares de los mercados que cuentan con estos fondos.

Cuando las solicitudes tarifarias incluyan dineros públicos, la CREG en los actos administrativos particulares desagregará los cargos de distribución resultantes del cálculo tarifario en los siguientes componentes: (i) componente de inversión pagada con recursos públicos y (ii) componente de inversión pagada con recursos de la empresa y (iii) componente que remunera gastos de administración, operación y mantenimiento – AOM.

Adicionalmente, se da la condición que para poder cobrar en la tarifa el componente correspondiente a la inversión de la empresa la distribuidora deberá haber finalizado la construcción de todos los activos que fueron reconocidos en los Cargos de Distribución aprobados.

Para esto la empresa deberá enviar a la Superintendencia de Servicios Públicos las correspondientes certificaciones expedidas por los fondos o los entes territoriales que hayan aportado los recursos públicos.

### **3.38.23. JAIRO PEDRAZA**

**Es usuario en cilindro, es más económico que el se pase al gas natural...**

#### **RESPUESTA**

No se puede dar esta respuesta, esto depende del lugar geográfico donde esté ubicado y del momento en que se haga esta comparación. Los costos de prestación de cada uno de estos servicios los puede revisar en el Sistema Único de Información – SUI.

### **3.38.24. JORGE ENRIQUE RODRÍGUEZ**

**Revisiones periódicas.**

#### **RESPUESTA**

Ver respuesta 3.38.5

### **3.38.25. DARÍO RIVEROS - VEEDURÍA CIUDADANA**

**Como afecta la metodología a los usuario... Porque cambió la tasa de retorno. Reposición de activos Frontera estocástica, cual es el modelo matemático...Factor de productividad...**

**RESPUESTA**

Los sustentos de los cambios en cada uno de los temas que se mencionan se explican con detalle en el Documento CREG 050 de 2012.

**3.38.26. FELIPE ORTEGON**

**Porque se quitó el techo de la canasta de tarifas. Afecta al usuario residencial...**

**RESPUESTA**

El usuario residencial se ha sacado de la canasta de tarifas, dado que este es el menos susceptible de cambio de combustible dado las implicaciones de cambiarse del servicio. Esto permitirá que pague sus costos y que no sea susceptible al diseño de la canasta de tarifas de los agentes. El cargo que se defina para los usuarios residenciales será techo para este tipo de usuarios, las empresas podrán cobrar por debajo de este.

**3.38.27. EVA MARÍA URIBE- UNIÓN DE EMPRESAS COLOMBIANA DE GLP**

**Trato simétrico en relación con el GLP, la metodología no reconoce los costos de las instalaciones internas o de las acometidas. Aumento sensible en la tasa de retorno, es de alto riesgo o de bajo riesgo?**

**RESPUESTA**

La CREG considera que se ha dado un trato simétrico en la definición de las metodologías de redes y cilindros, las dos analizadas en su momento conforme a sus características y condiciones del mercado. Así mismo, tiene presente que son dos combustibles que pueden ser sustitutos o complementarios y por eso mantiene la comparación de los dos servicios para la conformación de los mercados relevantes.

Los costos de instalaciones internas no se reconocen en la remuneración de la actividad de distribución porque no forman parte de la definición de distribución. Si lo que quiso decir es que se considere en el tema de comparación establecido en la Resolución CREG 141 de 2011 le manifestamos que esta no es objeto de esta metodología.

**3.39. ESTUDIO NATURGAS CONSULTOR PABLO RODA.**

Naturgas contrato un estudio con el consultor Pablo Roda para revisar la metodología de regulación de mercados relevantes de distribución de gas natural propuesto por la CREG

en la resolución CREG 090 de 2012. Esto considerando que los distribuidores están estructurando un plan de expansión geográfica de las redes de gas natural que busca beneficiar a cerca de 200.000 usuarios, lo cual se daría siempre y cuando se dé la viabilidad de estampillar las tarifas en mercados amplios. Es de anotar que la metodología que se propuso prevé la comparación el costo de prestación del servicio de gas natural con el de GLP por cilindros.

Los objetivos del estudio se concentraron en:

- Evaluar la competitividad de una muestra de proyectos con GLP a partir de una metodología simplificada.
- Analizar las propiedades de la estampilla en el marco la teoría de las finanzas públicas.
- Identificar las posibles limitaciones de la regulación a la expansión geográfica óptima de las redes de gas natural y sugerir mecanismos alternativos.

En resumen los puntos de discusión contemplados en el estudio mencionado son:

- Parece inadecuado aplicar las herramientas de la política de competencia a los mercados de gas natural y GLP.
- En aquellos mercados donde ya se han acometido las inversiones de red, es inconveniente imponer análisis de competitividad con GLP porque estos costos ya se han hundido ( el costo de oportunidad de esas redes es 0)
- Distorsiones del comparador con el GLP dado que el gas natural tiene una mayor valoración subjetiva que el GLP (No obstante, el comparador privilegia al GLP) y el comparador está estructurado sobre parámetros predefinidos por la CREG que impide incorporar posibles ganancias de eficiencia en el diseño de los proyectos.
- Con una elasticidad precio propio de la demanda baja (0,018) en el sector residencial el estampillamiento no impone sacrificios de eficiencia.
- Se sugiere comparar la competitividad en forma dinámica, no estática, porque la eficiencia, en el caso del gas, se obtiene a medida que se expande el mercado.
- La regulación debe ser consistente con la orientación de subsidios.

Para el estudio se utilizó una metodología en donde se cuantifica el efecto de eficiencia económica del estampillamiento que incluye el análisis de la elasticidad de la demanda residencial y una modelación del sacrificio de eficiencia. Así mismo, se evalúan los proyectos de expansión a partir de la expansión geográfica, demanda, usuarios, tipo de servicio, características de la red y costos esperados.

La información se sintetizó en un indicador de costo al usuario simplificado como el cociente entre el CAPEX y el valor presente de la demanda y el OPEX.

De acuerdo con esto se obtuvo en relación con las distorsiones por aumentos tarifarios: Elasticidad precio propio de la demanda de gas natural en el sector residencial corresponde a 0,018 la cual es baja. Este parámetro fue utilizado para implementar la metodología de Hausman (1998) para medir la pérdida de eficiencia derivada de la

estampillada. Un aumento de 10% en la tarifa al usuario genera una pérdida de bienestar en la sociedad de \$0,01 por peso recaudado.

Según el estudio desde la teoría de las finanzas públicas, dicen que, los subsidios cruzados en el estampillamiento con el fin de ampliar cobertura geográfica en las empresas de distribución no son ineficientes, si la base gravada corresponde únicamente al sector residencial.

En relación con las economías de escala se determinó un coeficiente de -0,25 que indica que doblar el número de usuarios incrementa el costo de la red de distribución en un 25%

Sobre el impacto tarifario y la competitividad del GLP se realizó el ejercicio para determinar la relación entre el incremento tarifario y la cobertura de gas a partir del costo promedio ponderado de esto se obtuvo que una expansión del sistema de distribución hasta el punto en que el costo promedio del gas natural iguala el costo promedio del GLP el incremento tarifario para el sector residencial sería de 1,3%, bajo esta metodología el número de centros poblados que pasan el test de competitividad aumenta de 69 a 123.

Todo lo anterior según el estudio presentado por Naturgas indica que una expansión geográfica más ambiciosa de gas natural no implica ineficiencias en la canasta energética y que la frontera de eficiencia no implica aumentos tarifarios por encima de 3,6% para ninguna de las empresas.

De acuerdo con esto se recomienda implementar un incentivo en el cual cada distribuidor internaliza los criterios de eficiencia en el diseño de sus proyectos de expansión y donde el regulador establece un aumento máximo de la tarifa de 3,6% del sector residencial en el mercado establecido para estampillar los cargos aplicados en los nuevos mercados, los distribuidores diseñarían sus programas de expansión geográfica de tal forma que su inclusión en el mercado establecido no eleve las tarifas por encima del tope permitido en el sector residencial, los centros poblados que ya cuentan con servicio podrán estampillar las tarifas con el mercado establecido sin que opere el tope de incremento tarifario.

La Comisión realizó un análisis del documento entregado por Naturgas en donde observó lo siguiente:

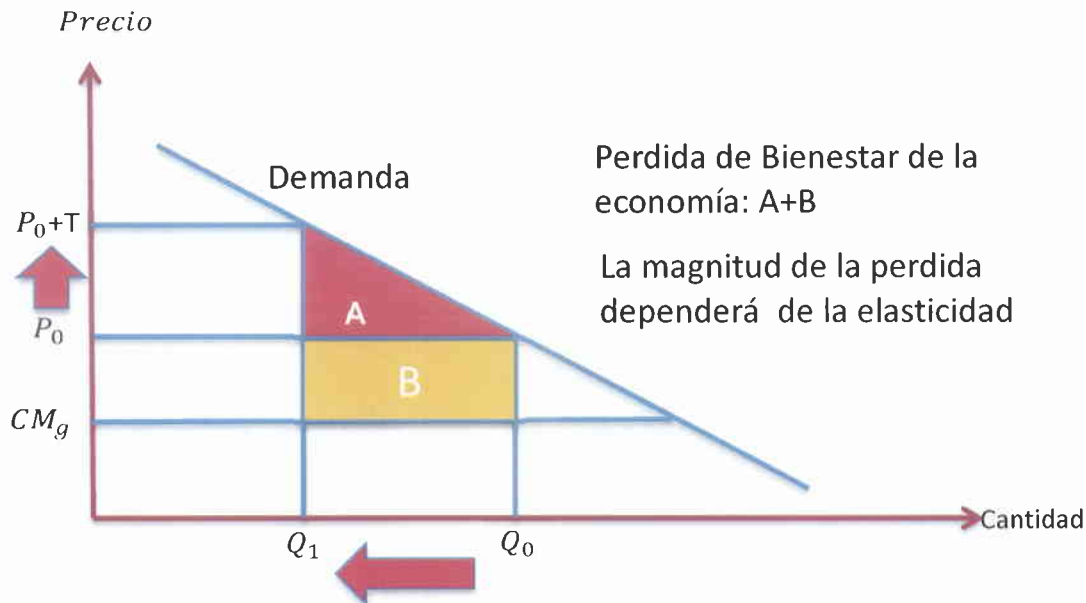
- En relación con la afirmación de que es inadecuado analizar la competencia a los mercados de gas natural y GLP dado que hay diferencias en el tratamiento regulatorio del costo de suministro y en la estructuras de costos, la Comisión difiere porque independientemente de las metodologías tarifarias al usuario final, este toma su decisión de adquirir uno u otro energético comparando sus costos.
- Con respecto a que en aquellos mercados donde ya se han acometido las inversiones de red, es inconveniente imponer análisis de competitividad con GLP porque estos costos ya se han hundido, la Comisión no comparte esta afirmación considerando que las empresas que acometen inversiones en activos de transporte o distribución esperan recuperar las mismas con una rentabilidad y en

un periodo de tiempo determinado, aspecto que es considerado dentro las metodologías tarifarias de estas dos actividades.

- Ahora bien, sobre que la elasticidad precio propio de la demanda al ser baja el estampillamiento no impone sacrificios de eficiencia se considera:
  - Naturgas, utilizó para sus propuestas el documento de Hausman del año 1998, en el cual se analiza el sector de telecomunicaciones especialmente los subsectores de llamadas locales y de larga distancia. Dicho subsectores fueron estudiados, con el fin de conocer los efectos generados en su momento por el regulador al imponer un impuesto (cargo) a las llamadas de larga distancia con el fin final de financiar el acceso a internet por parte de las bibliotecas y escuelas públicas de los Estados Unidos.
  - Este estudio lo que hace es estimar las elasticidades de precio de la demanda de llamadas locales y de larga distancia y hace una comparación de ambas, para establecer el incremento o pérdida de bienestar de la sociedad.
  - Hausman encuentra que la elasticidad precio de la demanda de llamadas de larga distancia es de 0,7 con respecto a la de llamadas locales que es de 0,005. Teniendo en cuenta que la elasticidad de las llamadas locales es menor que la de larga distancia, el regulador con su propósito de financiar el acceso a internet para aumentar la cobertura en segmentos de la demanda como las bibliotecas y escuelas públicas, debería haber puesto dicho impuesto al servicio de llamadas locales en vez de las de larga distancia, esto debido a que la pérdida habría sido menor y esta habría sido compensada por el incremento en el acceso a un nuevo bien (Internet). Así mismo Hausman sugiere que el regulador debió abordar el análisis de los subsectores como bienes complementarios, al considerar necesario analizar las elasticidades cruzadas precio de la demanda el cual indica que si los precios de las llamadas locales se incrementan, se espera que la demanda de las llamadas locales y de larga distancia caiga por el efecto de complementariedad entre los dos bienes. Así mismo, si el precio de las llamadas de larga distancia cae, la demanda de llamadas de larga distancia y local aumenta con un incremento en el precio de llamadas locales.

Lo anterior se observa en el gráfico que se presenta a continuación.





Estos soportes fueron utilizados por Naturgas para afirmar que los subsidios cruzados para el gas natural no tienen un carácter negativo en la economía sino que al contrario lograrían financiar un aumento en la cobertura del gas en el país. Sin embargo, para el caso de comparación del gas natural y el GLP no son totalmente aplicables los argumentos anteriormente explicados por las siguientes razones:

1. Para el sector de gas natural y de GLP existe una sustitución entre los dos bienes y no una complementariedad como es el caso del estudio realizado por Hausman.
2. La relación de sustitución conlleva a la importancia del estudio de competitividad entre los dos combustible dado que un incremento en el precio de alguno generará un aumento en la demanda del otro bien.
3. De otro lado se considera que las inversiones en sistemas de distribución no son necesariamente inversiones hundidas pues el inversionista espera recibir por cierto tiempo (20 años) la rentabilidad de su inversión.
4. También es importante considerar que el gas natural tiene economías de escala pero el sector de GLP por cilindros también cuenta con estas economías las cuales se pueden ver afectadas por las decisiones que se tomen en el sector del gas natural.

El estudio más indicado sería analizar tanto el efecto de la elasticidad precio de la demanda del mercado como la elasticidad de sustitución; lo anterior con el fin de encontrar que tan grande o pequeños son los efectos en el bienestar de la sociedad. Si del anterior análisis se puede decir que si una elasticidad precio de la

demanda es pequeña, el efecto de un subsidio cruzado es positivo en el bienestar de la sociedad por un incremento real en la cobertura de gas natural versus la del GLP por cilindros, pero si al observar que el parámetro de elasticidad de sustitución es grande, este subsidio cruzado se esperará que genere caídas grandes en la demanda de GLP y por ende una distorsión en el mercado y una caída en el bienestar de la economía, en este caso el subsidio cruzado será un incentivo perverso para lograr el objetivo de aumento en la cobertura geográfica de gas natural en detrimento de la del GLP.

Dada estos aspectos la Comisión no acoge la propuesta del estudio de Naturgas y mantiene por aspectos de simplicidad el criterio de comparación del costo de prestación del servicio de gas natural con el GLP. Esto con el fin de permitir la agregación de mercados relevantes existentes o de municipios nuevos a mercados existentes. En donde en el caso de que los costos de prestación del GLP son menores al del gas natural no se permitirá la agregación y se establecerán cargos independientes que permitirán competir de una forma más transparente con el GLP por cilindros.

#### **4. AJUSTES A LA PROPUESTA PUBLICADA MEDIANTE LA RESOLUCION CREG 090 DE 2012**

Como resultado de los comentarios recibidos y de los análisis internos de la Comisión a continuación se presentan los ajustes que se han realizados a la propuesta de remuneración de la actividad de distribución.

##### **4.1. DEFINICIONES**

Se procede a ajustar las definiciones de red primaria y secundaria para aclarar que estas serán utilizadas para los fines tarifarios sin pretender cambiar la normatividad técnica definida para la construcción de redes de distribución.

Así mismo, se introducen las definiciones de zonas geográficas que dejan de ser área de servicio exclusivo y el término estación de descompresión.

- **RED PRIMARIA DE DISTRIBUCIÓN:** Para efectos tarifarios corresponde a la red conformada por los Tanques de Almacenamiento o Estaciones Puerta de Ciudad o Estaciones de Transferencia de Custodia de Distribución o estaciones reguladoras de presión, más la tubería de acero de todos los diámetros y/o tubería de diámetros de 2, 3, 4, 6, 8 y 10 pulgadas, que de éstas se derivan. Esta definición no modifica la establecida en las Normas Técnicas Colombianas.
- **RED SECUNDARIA DE DISTRIBUCIÓN:** Para efectos tarifarios corresponde a la Red conformada por la tubería de diámetros menores de 2 pulgadas. Esta definición no modifica la establecida en las Normas Técnicas Colombianas. Cuando en el Sistema de Distribución no exista Red Primaria de Distribución, se incluirá en la red secundaria los Tanques de Almacenamiento o Estaciones Puerta

de Ciudad o Estaciones de Transferencia de Custodia de Distribución o estaciones reguladoras de presión.

- **ESTACIÓN DE DESCOMPRESIÓN:** Instalación en donde se reduce la presión del Gas Natural Comprimido - GNC y se ajusta al caudal necesario para inyectarlo a las redes de distribución o a la conexión de un usuario. Esta estación cuenta con un regulador de presión, un sistema de calentamiento y un sistema de medición.
- **ZONA GEOGRÁFICA QUE DEJA DE SER ÁREA DE SERVICIO EXCLUSIVO:** Corresponde al grupo de municipios que formaron parte de cada una de las seis áreas de servicio exclusivo de gas natural que el Ministerio de Minas y Energía otorgó en concesión especial para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas natural en forma exclusiva, conforme a los artículos 40 y 174 de la Ley 142 de 1994.

#### 4.2. REGLAS PARA LA CONFORMACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Sobre la conformación de sistemas de distribución se ha modificado los requisitos para que se pueda conectar un nuevo Sistema de Distribución o un Sistema de Distribución existente pero atendido con GNC, a otro Sistema de Distribución, estos son:

- Al momento de presentarse la solicitud por parte del Distribuidor no exista o no haya comenzado la construcción de una extensión de la red tipo II de transporte que conecte el Sistema de Distribución al SNT.
- La conexión de los Sistemas de Distribución debe corresponder a Mercados Relevantes de Distribución adyacentes, es decir que estén situados próximos uno de otro y deben cumplir con el siguiente procedimiento:

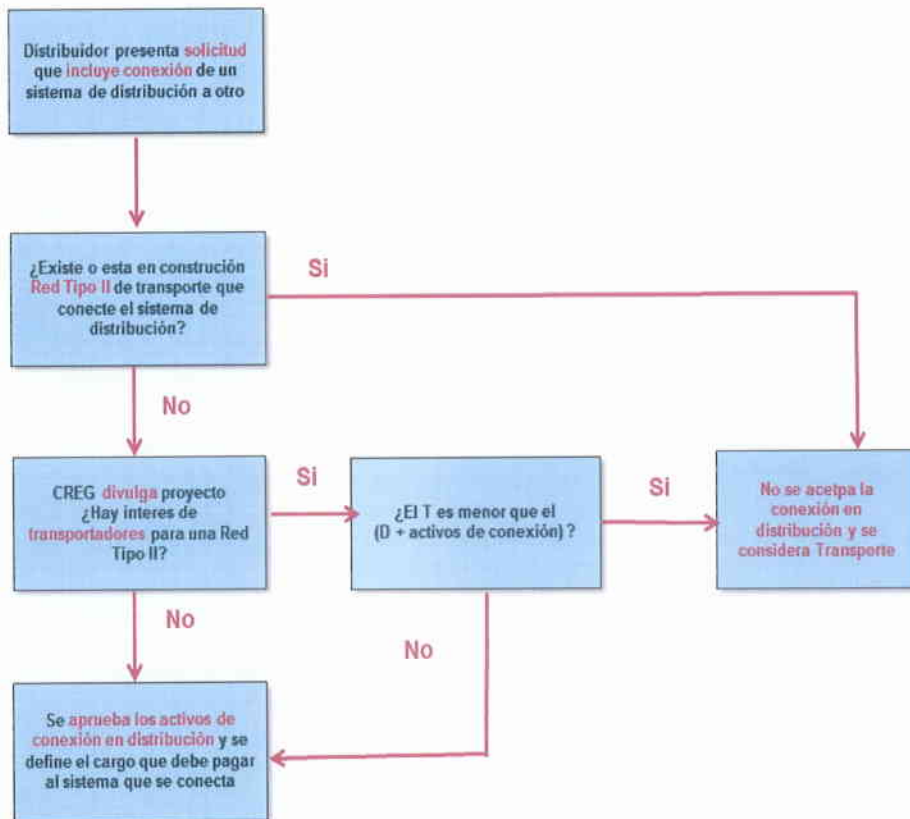
Adicionalmente se indica que Cuando un Distribuidor esté interesado en conectar un Nuevo Mercado Relevante de Distribución o un mercado que está siendo atendido con GNC que ha sido a, a otro Mercado Existente, deberá hacerlo explícito en su solicitud tarifaria indicando todos los aspectos técnicos e incluyendo longitud, unidades constructivas y trazado entre otros aspectos.

Conforme a esta solicitud la CREG divulgará mediante circular el proyecto presentado por el Distribuidor, para que empresas transportadoras, u otros agentes puedan dentro de los treinta (30) días siguientes a la publicación, manifestar si tienen el interés de desarrollar un proyecto de transporte que cubra el mercado a conectarse incluidos otros mercados o municipios adicionales, para lo cual el agente interesado deberá presentar solicitud tarifaria a la CREG en los términos establecidos en la Resolución CREG 126 de 2010 o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan.

Si una vez culminado el plazo de treinta (30) días, en la instalaciones de la CREG no se ha recibido intención y solicitud por parte de otro agente para la ejecución de proyectos de

transporte que cubra la conexión de los Sistemas de Distribución en análisis, la Comisión continuará con el análisis de la solicitud tarifaria inicial presentada por el Distribuidor y tomará la decisión sobre la remuneración de los activos de conexión a otro sistema de distribución dentro de los cargos de distribución que se aprueben para el Nuevo Mercado de Distribución en análisis.

En el caso que se radique en la CREG el interés y solicitud por parte de un agente transportador u otro agente en desarrollar un proyecto de transporte que incluya el suministro de gas al Nuevo Mercado de Distribución en análisis u otros y su cargo de transporte sea menor al cargo a pagar al otro distribuidor más el cargo asociado a la inversión de conexión se procederá a informar al Distribuidor para que este modifique su solicitud excluyendo la base de activos correspondiente al tramo de conexión al Mercado Existente de Distribución. En caso contrario no se aprueba el cargo para la red de transporte y se continúa con el procedimiento de aprobación de cargos de distribución. En resumen el procedimiento se indica en el gráfico siguiente:



Así mismo, se especifica que para la determinación de Cargos de Distribución de un Sistema de Distribución de un Mercado Relevante de Distribución que se conecta a otro, se deberá aplicar lo siguiente:

- El Sistema de Distribución que se conecte a otro Sistema de Distribución, debe pagar por su uso. El Cargo de Distribución aplicable será: (i) si se conecta a la Red Primaria de Distribución, el Cargo de Distribución Aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial y ii) si se conecta a la Red Secundaria de Distribución el Cargo Aplicable a los Usuarios de Uso Residencial.
- La CREG en las resoluciones particulares de cargos de distribución establecerá los cargos que como máximo deberán pagar los usuarios del mercado relevante de distribución que se conecta a otro mercado relevante, de acuerdo con el tipo de red al que se conecta.
- Para ello dentro de la solicitud tarifaria se deberá indicar a que red se conectará primaria o secundaria del otro sistema de distribución, la demanda del Sistema de Distribución que se conecta y demás información necesaria como la inversión en la Estación de Transferencia de Custodia y gasoducto de conexión que se adicionará a la inversión base del Mercado Existente de Distribución o del Nuevo Mercado de Distribución, con el fin de establecer el cargo equivalente de la conexión
- El cálculo del Cargo de Distribución corresponderá al Cargo de Distribución aprobado en el mercado al que se conecta ajustado con la demanda asociada al Sistema de Distribución que se conectan.

#### 4.3. CRITERIOS PARA LA CONFORMACIÓN DE LOS MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SIGUIENTE PERÍODO TARIFARIO.

Se mantienen los tipos de conformación de Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete periodo tarifario:

- **Mercados Existentes de Distribución:** Constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario, manteniendo la estructura del Mercado Relevante de Distribución conformado según la metodología tarifaria establecida en la Resolución CREG 011 de 2003.
- **Agregación de Mercados Existentes de Distribución:** Incorporar en un Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario dos o más Mercados Relevantes Existentes de Distribución o que fueron constituidos conforme a la metodología tarifaria establecida en la Resolución CREG 011 de 2003.
- **Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos:** Conformar el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario con Mercado(s) Existente(s) conformado(s) con las reglas de la Resolución CREG 011 de 2003 y Municipio(s) Nuevo(s).
- **Creación de Nuevos Mercados de Distribución:** Constituir Nuevos Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario por Municipios Nuevos, bien sea que la infraestructura esté o no ejecutada.

Sobre la conformación de mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifaria se precisan los siguientes aspectos:

- Para que un mercado sea considerado Mercado Existente de Distribución deberá contener todos los municipios que formaron parte del mercado conformado en vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003.
- Sólo se permitirá el retiro de municipios del Mercado Existente de Distribución si en estos habiendo pasado más de un año de la aprobación del cargo no se ha iniciado la prestación del servicio.
- También corresponderán a este tipo de Mercados Existentes de Distribución las zonas geográficas que hayan pertenecido a las Áreas de Servicio Exclusivo y donde se hayan culminado los contratos de concesión.
- La agregación de Mercados Existentes de Distribución solo se podrá realizar siempre y cuando los mercados objeto de integración sean atendidos por un mismo distribuidor o cuando los distribuidores que prestan servicio en dichos Mercados estén de acuerdo con la integración. Adicionalmente, se establece que los Mercados Existentes de Distribución que se agreguen deberán estar ubicados en un mismo departamento o en departamentos diferentes pero con alguno(s) de los municipios que los conforman con fronteras comunes.
- Podrán incluir mercados existentes de GNC que se conectarán a red física para lo cual se podrá incluir la infraestructura requerida como inversión existente.
- Para anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos también se deberá cumplir la regla de que estén ubicados en el mismo departamento o en departamento diferente pero con frontera común a alguno de los municipios que forman parte del Mercado Existente de Distribución.

#### 4.3.1. COMPARACIÓN GAS NATURAL VS GLP

La resolución definitiva mantiene el criterio de comparación de gas natural Vs. GLP pero se aclara que este se aplica para conformación de Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario con las características de Agregar Mercados Existentes o de Anexar municipios nuevos a Mercados Existentes.

Así mismo, se aclara que se utilizará un criterio de comparación cuando los mercados que quieran integrarse están atendidos sólo con GLP por redes, o cuando sea el caso que se desee la integración de un municipio nuevo con un mercado existente donde la prestación del servicio es de GLP por redes. En estos dos casos la comparación corresponderá al costo unitario de redes con GLP vs el costo unitario con cilindros.



#### **4.3.2. MERCADOS QUE CUENTAN CON RECURSOS PUBLICOS**

La resolución mantiene la condición de mantener los Municipios o Mercados Relevantes de Distribución que cuenten con recursos públicos del Fondo Especial de Cuota de Fomento, del Fondo Nacional de Regalías, de las Alcaldías, Gobernaciones, entes territoriales u otros y cuyo destino sea la infraestructura de distribución, independientes de los que no cuentan con estos recursos. Esto con el propósito de una correcta vigilancia y control de estos dineros y que lleguen directamente a los municipios a los cuales fueron asignados.

Teniendo en cuenta los comentarios de los agentes se precisa que esta condición sólo se aplica cuando estos recursos públicos son destinados a la construcción de infraestructura de redes, porque si los dineros públicos se destinan a las conexiones de los usuarios se podrá considerar la integración de mercados o la conformación de mercados a partir de uno o varios existentes con municipios nuevos.

También se precisa como se discriminará el cargo en las resoluciones particulares de los mercados que cuentan con estos fondos.

Cuando las solicitudes tarifarias incluyan dineros públicos, la CREG en los actos administrativos particulares desagregará los cargos de distribución resultantes del cálculo tarifario en los siguientes componentes: (i) componente de inversión pagada con recursos públicos y (ii) componente de inversión pagada con recursos de la empresa y (iii) componente que remunera gastos de administración, operación y mantenimiento – AOM.

Adicionalmente, se da la condición que para poder cobrar en la tarifa el componente correspondiente a la inversión de la empresa la distribuidora deberá haber finalizado la construcción de todos los activos que fueron reconocidos en los Cargos de Distribución aprobados.

Para esto la empresa deberá enviar a la Superintendencia de Servicios Públicos las correspondientes certificaciones expedidas por los fondos o los entes territoriales que hayan aportado los recursos públicos.

Esta condición brinda mayor rigurosidad para la ejecución de estos proyectos dado que algunas empresas iniciaban desde el principio la no inclusión del el cobro del cargo el correspondiente a la parte de inversión pública pero cobraban el referente al de la inversión pagada con dineros privados a los usuarios, pero en varios casos ni las obras que se debían pagar con los de recursos públicos se habían terminado, llevando a que las empresas estuvieran recibiendo dineros por adelantado de remuneración de inversiones que no habían iniciado o que en los peores casos no iban a ejecutar.

#### **4.3.3. MERCADO RELEVANTE DE DISTRIBUCIÓN ESPECIAL PARA EL SIGUIENTE PERÍODO TARIFARIO.**

El concepto de mercado relevante especial se mantiene pero se definen criterios más específicos para su solicitud y se abre la posibilidad para que dicha solicitud la haga el operador establecido u otro que esté interesado.

Al respecto se señala que la solicitud la podrá hacer la empresa Distribuidora que presta el servicio o cualquier otra que esté interesada en llevar el servicio hasta estas poblaciones, siempre y cuando se demuestre que estos centros poblados no están en el plan de expansión de la empresa que atiende el municipio para los cuales pertenecen y que se demuestre que al menos el 80% de los usuarios potenciales del servicio de gas del centro poblado, están interesados en contar con el servicio.

#### **4.4. REGLAS PARA LA SOLICITUD Y APROBACIÓN DE CARGOS.**

Dado que la Comisión contrato los servicios de una empresa especializada en el desarrollo de software con el propósito de diseñar, desarrollar, y poner en funcionamiento un aplicativo informático para la automatización de los procesos de aprobación de cargos de distribución y comercialización de gas combustible por redes de tubería, conforme a las metodologías tarifarias que se aprueben para la remuneración de estas dos actividades y donde los objetivos específicos de dicha consultoría han sido:

- a. Realizar la identificación de requerimientos del aplicativo conforme a las necesidades de la Comisión.
- b. Diseñar el aplicativo informático para la aprobación de cargos de distribución y comercialización de gas combustible por redes de tubería conforme a los requerimientos establecidos.
- c. Desarrollar el aplicativo para la aprobación de cargos de distribución y comercialización de gas combustible por redes de tubería en donde se garantice la correcta comunicación de datos, verificación del correcto cargue de datos de entrada por parte de las empresas, envío y recepción de información, actualización de datos, generación de códigos, sincronización de consultas y reportes de información y estadísticas.
- d. Elaborar el manual de usuario en términos sencillos para el uso del aplicativo.
- e. Proporcionar acceso al aplicativo para usuarios externos (empresas distribuidoras y comercializadoras) mediante la página web de la CREG.
- f. Capacitar a funcionarios de la Comisión o a quienes se designen para el uso del aplicativo.
- g. Realizar las pruebas necesarias que garanticen la correcta funcionalidad del aplicativo.
- h. Hacer la transferencia del aplicativo a la Comisión.

Se ha incluido en la resolución que se podrá solicitar el reporte de la información de la solicitud tarifaria que la empresa entregue para la aprobación de cargos, a través del

aplicativo en formato web que la Comisión diseñe para tal fin. Para lo cual la Dirección Ejecutiva en su momento expedirá y publicará en su página web una circular que contenga el procedimiento con instructivo para el cargue de esta información. En caso de hacerlo las empresas estarán obligadas a presentar la información de sus solicitudes por este medio.

Es de indicar que la CREG realizará con los agentes las capacitaciones correspondientes sobre el uso del aplicativo y las pruebas para asegurar el correcto funcionamiento del mismo.

#### **4.5. INFORMACIÓN QUE DEBE CONTENER LA SOLICITUD**

Adicionalmente se ha incluido el requerimiento de que el solicitante indique expresamente en su estudio tarifario si se cuenta con recursos públicos para la financiación de infraestructura de distribución y en donde en caso afirmativo deberá indicar su procedencia, monto, destinación y deberá discriminar las inversiones que ejecutará con recursos propios y aquella que ejecutará con recursos públicos. Todo esto con el propósito de hacer las correctas discriminaciones de los componentes de los cargos de distribución

#### **4.6. SOLICITUD TARIFARIA DE PERÍODOS TARIFARIOS CONCLUIDOS.**

Considerando que para los mercados existentes la metodología que se utilizará es de corte transversal se ha aclarado que para estos mercados sólo los Distribuidores que atienden en estos y que a la fecha de entrada en vigencia de la resolución han concluido el Período Tarifario, podrán someter a aprobación de la Comisión el estudio de los Cargos de Distribución aplicables para el Siguiete Período Tarifario. Esto con el objeto de precisar que solo se contemplarán en el cargo tarifario de estos mercados las inversiones de las empresas que han ejecutado redes.

Esto no quiere decir que los cargos que resulten se aprueben solamente para que puedan atender estas empresas prestadoras en estos mercados existentes. Es de indicar que los cargos de distribución se aprueban para el mercado y que en el caso que otro distribuidor diferente a los ya establecidos desee entrar a prestar el servicio, lo podrá hacer siempre y cuando se ajuste a los cargos que se aprueben conforme a las inversiones realizadas y la demanda atendida a la fecha de corte por las empresas ya constituidas en los mercados existentes.

#### **4.7. SOLICITUDES DE CARGOS TRAMITADOS PARALELAMENTE.**

Sobre este aspecto se han hecho unas precisiones en relación a las variables que se tendrán en cuenta para la aprobación de cargos cuando más de un Distribuidor presente solicitud de aprobación de Cargos de Distribución para un Mercado Relevante de Distribución

a) Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario que sean iguales:

1. La CREG revisará la información de cada solicitud tarifaria y verificará el cumplimiento de los requisitos según lo establecido en esta Resolución.
2. Posteriormente, la CREG enviará a cada Distribuidor un resumen de la otra solicitud con el propósito de recibir, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al envío de la comunicación, los comentarios sobre la misma.
3. Vencido lo anterior y en caso de Municipios Nuevos para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario, la CREG evaluará las dos solicitudes tarifarias y se aprobarán los Cargos de Distribución con base en la información de aquella solicitud que cumpla con los mejores indicadores en relación con los costos totales de prestación de servicio al usuario y cobertura.
4. En caso de municipios con prestación del servicio la CREG evaluará las dos solicitudes tarifarias y se aprobarán los Cargos de Distribución considerando sólo las Unidades Constructivas mínimas requeridas para la prestación del servicio.

b) Municipios incorporados en más de un Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario.

1. La CREG revisará la información de cada solicitud tarifaria y verificará el cumplimiento de los requisitos según lo establecido en esta Resolución.
2. Posteriormente, la CREG enviará a cada Distribuidor un resumen de la otra solicitud con el propósito de recibir, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al envío de la comunicación, los comentarios sobre la misma o acuerdos sobre la conformación del Mercado Relevante de Distribución.
3. Vencido lo anterior, la Comisión evaluará la conveniencia de extraer los municipios comunes de las dos solicitudes tarifarias para que conformen un Mercado Relevante de Distribución independiente.
4. En caso contrario, la CREG evaluará la solicitud que cumpla de mejor manera los indicadores en relación con los costos totales de prestación del servicio al usuario y la cobertura en caso de Municipios Nuevos, para el Mercado Relevante de Distribución y con base en esta aprobará los cargos.

#### 4.8. VIGENCIA DE LOS CARGOS

Se precisa que si transcurridos doce meses desde que haya quedado en firme la aprobación de los cargos regulados, el Distribuidor no ha iniciado la construcción del respectivo Sistema de Distribución, perderá la vigencia la resolución mediante la cual se

aprobó los Cargos de Distribución, salvo que el agente demuestre que no inició la construcción por no haber sido expedidas las licencias o permisos de que trata el artículo 26 de la Ley 142 de 1994 por razones ajenas al Distribuidor. Para esto en cada acto particular se señalará esta condición.

#### 4.9. CARGOS DE DISTRIBUCIÓN PARA USUARIO RESIDENCIAL Y PARA USUARIOS DE USO DIFERENTE AL RESIDENCIAL

También se ha incluido que cuando un Sistema de Distribución tenga red primaria y secundaria pero todos los usuarios estén conectados a la red secundaria se podrá determinar en ese Mercado Relevante un solo cargo de distribución que será aplicable a usuarios residenciales y a usuarios diferentes al de uso residencial. La canasta de tarifas de estos mercados deben excluir a los usuarios residenciales.

#### 4.10. CALCULO DEL CARGO PROMEDIO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DIFERENTES A LOS DE USO RESIDENCIAL

Teniendo en cuenta los comentarios, las fórmulas que aplican a los usuarios diferentes a los de uso residencial han sido ajustadas con respecto a las definidas en la resolución CREG 090 de 2012.

$$D_{(AUNR)k} = D_{inv(AUNR)k} + D_{AOM(AUNR)k}$$

Donde:

$D_{(AUNR)k}$	Cargo Promedio de Distribución aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k. Expresado en pesos de la Fecha Base por metro cúbico. Este se determinará conforme a como se constituya el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario.
$D_{inv(AUNR)k}$	Componente que remunera la Inversión Base del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k. Expresado en pesos de la Fecha Base, por metro cúbico. Este se determinará según la conformación del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario.
$D_{AOM(AUNR)k}$	Componente que remunera los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento de la actividad de distribución del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k. Expresado en pesos de la Fecha Base, por metro cúbico.

KA



**4.10.1. PARA MERCADOS RELEVANTES CONFORMADOS A PARTIR DE MERCADOS EXISTENTES DE DISTRIBUCIÓN O AGREGACIÓN DE MERCADOS EXISTENTES DE DISTRIBUCIÓN**

$$D_{inv(AUNR)k} = \frac{IBME_{RPk}}{Q_{Tk}} + \frac{IBME_{RS(No Res)k}}{(Q_{Tk} - Q_{Resk})}$$

$$D_{AOM(AUNR)k} = \frac{AOM_{RPk}}{Q_{Tk}} + \frac{AOM_{RS(No Res)k}}{(Q_{Tk} - Q_{Resk})}$$

Donde:

$IBME_{RPk}$	Inversión Base correspondiente a la Red Primaria del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base..
$IBME_{RS(No Res)k}$	Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes a los de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la demanda diferente a la residencial ( $Q_{NoRes}$ ) sobre la suma de la demanda que utiliza la red secundaria ( $Q_{NoRes} + Q_{Res}$ ) y el resultado de esta relación por el Valor de la Inversión Base de la Red Secundaria.
$AOM_{RPk}$	Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento para la Red Primaria del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, expresados en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Primaria de Distribución, se determinarán de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los kilómetros de red total del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.
$AOM_{RS(No Res)k}$	Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y



Mantenimiento correspondientes a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes a los de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la demanda diferente a la residencial ( $Q_{NoRes}$ ) sobre la sumatoria de la demanda que utiliza la red secundaria ( $Q_{NoRes} + Q_{Res}$ ) y el resultado de esta relación por el Valor de los Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento de la Red Secundaria.

$Q_{Tk}$   
 Demanda real total anual del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, obtenida en la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos ( $m^3$ ).

$Q_{Resk}$   
 Demanda real anual correspondiente al tipo de Usuarios de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Mercados Existentes de Distribución o de la Agregación de Mercados Existentes de Distribución, obtenida en la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos ( $m^3$ ).

**4.10.2. PARA MERCADOS RELEVANTES CONFORMADOS A PARTIR DE ANEXAR A MERCADOS EXISTENTES DE DISTRIBUCIÓN MUNICIPIOS NUEVOS**

$$D_{inv(AUNR)k} = \left[ \frac{IBME_{RPme} + IBMEN_{RPmn}}{Q_{Tme} + VAE (VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[ \frac{[IBME_{RS(NoRes)me} + IBMEN_{RS(NoRes)mn}]}{Q_{Tme} - VAE (VP(Q(PR)_{Resmn}))} \right]$$

$$D_{AOM(AUNR)k} = \left[ \frac{AOM_{RPme} + CAE(VP(AOM(PR)_{RPmn}))}{Q_{Tme} + VAE (VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[ \frac{[AOM_{RS(NoRes)me} + CAE(VP(AOM_{RS(NoRes)mn}))]}{Q_{Tme} - VAE (VP(Q(PR)_{Resmn}))} \right]$$

Donde:

$IBME_{RPme}$  Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de lo(s) Mercado(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete

Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base.

$IBMEN_{RPmn}$

Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base.

$IBME_{RS(NoRes)me}$

Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes al Uso Residencial de lo(s) Mercado(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la demanda Diferente a la Residencial  $(Q_{NoRes})_{me}$  sobre el total de la demanda que utiliza la red secundaria  $(Q_{NoRes} + Q_{Res})_{me}$  y el resultado de esta relación por el Valor de la Inversión Base de la Red Secundaria.

$IBMEN_{RS(NoRes)mn}$

Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes al Uso Residencial de lo(s) Mercado(s) Relevante(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la Proyección de demanda para Uso Diferente al Residencial y  $(Q_{NoRes})_{mn}$  sobre el total de la proyección de demanda que se conectará a la red secundaria  $(Q_{NoRes} + Q_{Res})_{mn}$  y el resultado de esta relación por el Valor de la Inversión Base de la Red Secundaria.

$AOM_{RPme}$

Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento, de los Mercado(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k para el tipo de Red Primaria, conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresado en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Primaria de Distribución, se determinarán de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red

Primaria sobre los kilómetros red total del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

$CAE(VP(AOM(PR)_{RPmn}))$

Costo anual equivalente del valor presente de la proyección anual de gastos de AOM para 20 años asociados a la Red Primaria para los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Primaria, de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los kilómetros red totales del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

$AOM_{RS(NoRes)me}$

Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento correspondientes a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes a los de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la demanda diferente a la residencial ( $Q_{NoRes}$ ) sobre la sumatoria de la demanda que utiliza la red secundaria ( $Q_{NoRes} + Q_{Res}$ ) y el resultado de esta relación por el Valor de los Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento de la Red Secundaria.

$CAE(VP(AOM_{RS(No Res)mn}))$

Costo anual equivalente del valor presente de la proyección anual de gastos de AOM para 20 años asociados a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes a los de Uso Residencial para los municipios nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo tarifario k, conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución, expresado en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la demanda diferente a la residencial ( $Q_{NoRes}$ ) sobre la sumatoria de la demanda que utiliza la red secundaria ( $Q_{NoRes} + Q_{Res}$ ) y el resultado de esta relación por el Valor de los Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento de la Red Secundaria.

$Q_{Tme}$	Demanda total real anual de los Mercados Existentes de Distribución que van a conformar el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución obtenida a la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos ( $m^3$ ).
VAE ( $VP(Q(PR)_{Resmn})$ )	Valor anual equivalente del valor presente de la proyección de demanda de la sumatoria de la Demanda de los Usuarios de Uso Residencial de los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución, expresada en metros cúbicos ( $m^3$ ).

**4.10.3. MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SIGUIENTE PERÍODO TARIFARIO CONFORMADOS POR MUNICIPIOS NUEVOS**

$$D_{inv(AUNR)k} = \frac{IBMNR_{Pk}}{VP(Q(PR)_{Tk})} + \frac{IBMNR_{S(NoRes)k}}{VP(Q(PR)_{Tk} - Q(PR)_{Resk})}$$

$$D_{AOM(AUNR)k} = \frac{VP(AOM_{RPk})}{VP(Q(PR)_{Tk})} + \frac{VP(AOM_{RS(NoRes)k})}{VP(Q(PR)_{Tk} - Q(PR)_{Resk})}$$

$IBMNR_{Pk}$  Inversión Base de la Red Primaria del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, conformado por Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base.

$IBMNR_{S(NoRes)k}$  Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria que va a ser utilizada por Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la Proyección de demanda para Uso Diferente al Residencial ( $Q_{NoRes})_{mn}$  sobre el total de la proyección de demanda que se conectará a la red secundaria ( $Q_{NoRes} + Q_{Res})_{mn}$  y el resultado de esta relación por el Valor de la Inversión Base de la Red Secundaria.

$VP(AOM_{RPk})$  Valor Presente de la proyección anual de gastos de AOM para 20 años de la Red Primaria, expresada en pesos de la Fecha Base del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos. Los gastos de AOM eficientes para la Red Primaria, se calculan de

acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los kilómetros red total del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

$VP(AOM_{RS(NoRes)k})$  Valor Presente de la proyección anual de gastos de AOM para 20 años correspondientes a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes a los de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos, expresado en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la demanda diferente a la residencial ( $Q_{NoRes}$ ) sobre la sumatoria de la demanda que utiliza la red secundaria ( $Q_{NoRes} + Q_{Res}$ ) y el resultado de esta relación por el Valor de los Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento de la Red Secundaria.

$VP(Q(PR)_{Tk})$  Valor Presente de la proyección anual de demanda total para 20 años para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos, expresada en metros cúbicos ( $m^3$ ).

$VP(Q(PR)_{Resk})$  Valor Presente de la proyección anual de demanda para 20 años de Usuarios de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos expresada en metros cúbicos ( $m^3$ ).

#### 4.10.4. COMPROBACIÓN DE LA FORMULA

Con el propósito de revisar que las fórmulas que determinan los cargos de distribución a usuario residencial y a usuario de uso diferente al residencial no están generando sobre remuneraciones, tal y como se presentó en los comentarios se ha realizado un ejercicio simple, hipotético y solo para la componente de inversión, de las fórmulas para el caso de mercados relevantes existentes.

SUPUESTOS		
IBME RP	20,000	
IBME RS	15,000	
INVERSION QUE TIENE QUE RECUPERAR LA EMPRESA	35,000	IBME RP+ IBME RS
CARGO PROMEDIO TOTAL	50	TOTAL IBME /QTOTAL
QRESIDENCIAL	300	
QNO RESIDENCIAL	400	QNO RESIDEN USA RED
QTOTAL	700	
Q NO RESIDENCIAL USA RED SECUNDARIA	80	
Q USA RED SECUNDARIA	380	
% Q NO RESIDENCIAL USA RED SECUNDARIA	0.21	PARTICIPACION NO RESIDENCIAL EN LA SECUNDARIA

CARGO USUARIO RESIDENCIAL	PAGO USO RED PRIMARIA	PAGO USO RED SECUNDARIA	TOTAL CARGO RESIDENCIAL	TOTAL INGRESOS RESIDENCIALES
$D_{Div(AUR)k} = \frac{IBME_{RPk}}{Q_{Tk}} + \frac{IBME_{RSk}}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})}$	28.57 IBME RP/Q TOTAL	39.47 IBME RS/(QNORESUSA RED SECUNDARIA + QRESIDENCIAL)	68.05	20,414

CARGO USUARIO NO RESIDENCIAL	PAGO USO RED PRIMARIA	PAGO USO RED SECUNDARIA	TOTAL CARGO	TOTAL INGRESOS NO RESIDENCIALES
$D_{Inv(AUR)k} = \frac{IBME_{RPk}}{Q_{Tk}} + \frac{IBME_{RS(No Res)k}}{(Q_{Tk} - Q_{Resk})}$	28.57 IBME RP/Q TOTAL	7.89 IBME RS NO RESIDENCIAL/(Qtot - Q RESIDENCIAL)	36.47	14,586

INGRESOS TOTALES	35,000
------------------	--------

#### 4.11. VALORACIÓN DE LA INVERSIÓN BASE

Para los mercados existentes se ha incluido la posibilidad de que dentro de la inversión requerida para conectar un Mercado Existente de Distribución servido con GNC a otro Sistema de Distribución o al Sistema Nacional de Transporte; o un municipio servido con GNC, dentro de un Mercado Existente de Distribución, que se conecta a la red de otro municipio en el mismo mercado; se pueda incluir como Inversión Ejecutada durante el período tarifario y No Prevista en el Programa de Nuevas Inversiones (INPE), siempre y cuando esta sea realizada durante el primer año del nuevo periodo tarifario y se homologue a unidad constructiva respectiva

#### 4.12. UNIDADES CONSTRUCTIVAS

De acuerdo con los comentarios recibidos, en relación con las unidades constructivas se han hecho varios ajustes a las presentadas en la Resolución CREG 090 de 2012 los cuales se resumen en Generales, Acero, Polietileno y ERP



## Generales

- Se separan las unidades constructivas entre andén de calzada y andén en concreto
- Se actualizan todas las unidades a pesos de diciembre de 2012.
- Se reconoce el 20% de terreno rocoso para las excavaciones de tuberías
- Se incluyeron las unidades faltantes de Promigas S.A. E.S.P.
- Se incluyeron las unidades constructivas del mercado de Acacias de Madigas Ingenieros S.A E.S.P.
- Se corrigen las cantidades y valores de las unidades constructivas de las empresas Caucana de Gas S. A. E.S.P. anexo (5.11), Gases del oriente S.A. E.S.P. anexo (5.12), y Promesa S.A. E.S.P. anexo (5.16).

## Acero

- Se cambian los anchos de zanja a 60 cm para tuberías de acero
- Se modifican las volumetrías de anchos de zanjas para el caso de Bogotá (Gas Natural Fenosa) a 1 m en vías arterias, de acuerdo con la Norma del IDU

## Polietileno

- Para volumetrías de tuberías de polietileno de 8", 10" y 12" de se eliminó el 3% de excedente por km de tubo.
- Se incluyó la actividad de retiro de escombros con el mismo costo por m3 reconocido en tuberías de acero
- Se corrigieron los precios unitarios de las actividades de todas las unidades constructivas a partir de diámetros de 8" y para las tuberías de alta densidad
- El costo de la tubería de polietileno de 8", 10" y 12" y de las de alta densidad estaba a \$ de diciembre de 2009. Para hacer comparativa la unidades constructivas que las contiene con las demás de polietileno, se llevaron a pesos de diciembre de 2011 y luego se llevaron a pesos de diciembre de 2001 con el índice actualización de polietileno.
- Se incluyó la poliválvula en redes de polietileno de diámetros de ½"
- Se consideró la disposición de escombros.

## Para ERP

- Para las estaciones de regulación de presión se incluyó el costo de la subterrenización.
- Se separa andén de calzada en concreto
- Se corrigieron los precios de las ERPs de Gases del Caribe

## 4.13. OTROS ACTIVOS

El procedimiento para determinar la función que se establece a través de la metodología de frontera estocástica para definir el porcentaje a reconocer por concepto de otros activos se modificó, con el propósito de definirla con información más actualizada.

**I. Porcentaje de Otros activos para Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados a partir de Mercados Existentes o Agregación de Mercados Existentes de Distribución de Periodos Tarifarios Concluidos.**

Para determinar los porcentajes de Otros Activos a reconocer por Mercado Relevante de Distribución las empresas deberán enviar al mes siguiente de la entrada en vigencia de esta resolución, la información correspondiente a activos y otros activos según las cuentas que se describen a continuación. Esta información deberá ser reportada para los años 2010, 2011 y 2012.

CUENTA	OTROS ACTIVOS
1630	Equipos y materiales en depósito
1635	Bienes muebles en bodega
1655	Maquinaria y equipo
1660	Equipo médico y científico
1665	Muebles, enseres y equipos de oficina
1670	Equipos de comunicación y computación
1675	Equipo de transporte, tracción y elevación
CUENTA	ACTIVOS
1605	Terrenos
1615	Construcciones en curso
1620	Maquinaria, planta y equipo en montaje
1625	Propiedades, planta y equipo en tránsito
1636	Propiedades, planta y equipo en mantenimiento
1637	Propiedades, planta y equipo no explotados
1640	Edificaciones
1643	Vías de comunicación y acceso internas
1645	Plantas, ductos y túneles
1650	Redes, líneas y cables
1680	Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería

La Comisión tomará la información del universo de empresas y realizará un análisis econométrico con éstas y otras variables y seleccionará la función que sea más significativa estadísticamente en relación con las variables que influyen en los costos de los sistemas de distribución.

La Comisión a través de circular publicará un documento que será sometido a comentario la función óptima que mejor estime el comportamiento de los otros activos para el siguiente periodo tarifario.

A través de circular se publicará el documento definitivo el cual contendrá la respuesta a cada uno de los comentarios recibidos y la función óptima que mejor estime el comportamiento de los otros activos para el siguiente periodo tarifario.

Para determinar el porcentaje de otros activos a reconocer a cada empresa, se tomará el mínimo dato entre el valor real de los otros activos y el arrojado por el modelo seleccionado y se calcula el cociente de dicho valor sobre el total de activos reportado por la empresa. El valor calculado, representará el porcentaje de otros activos para cada empresa que se reconocerá en el Período Tarifario.

Las empresas que a la fecha de entrada de vigencia de la presente resolución que estén prestando el servicio, en sus respectivos mercados relevantes, y que hayan concluido su periodo tarifario y no se encuentren en el universo de empresas del inciso anterior, se les reconocerá el 90% del porcentaje (%) mínimo reconocido de Otros Activos de acuerdo con los resultados obtenidos.

**II. Porcentaje de Otros activos para Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados a partir de Mercados Existentes o Agregación de Mercados Existentes de Distribución de Periodos Tarifarios No Concluidos.**

Para aquellos Mercados Existentes donde se esté prestando el servicio por empresas que no se encuentren en el universo de empresas del numeral anterior se tomará el valor de los Otros activos reportado por la empresa en la solicitud tarifaria y se compara con el valor de los Otros activos estimado a partir de la función establecida. El valor de Otros activos eficiente que se reconocerá para la empresa será el mínimo valor entre el valor de los Otros activos estimado y el reportado.

**III. Valor de Otros Activos a Reconocer en Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados por Municipios Nuevos.**

Se estimará un valor de otros activos para los Mercados Relevantes de Distribución conformados por Municipios Nuevos de acuerdo a la función obtenida del numeral anterior.

Se tomará el valor de los Otros activos reportado por la empresa en la solicitud tarifaria y se compara con el valor de los Otros activos estimado a partir de la función establecida. El valor de Otros activos eficiente que se reconocerá para la empresa será el mínimo valor entre el valor de los Otros activos estimado y el reportado.

#### 4.14. GASTOS DE ADMINISTRACION, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Teniendo en cuenta los problemas presentados con el reporte de información contable y financiera del SUI solicitado a las empresas mediante circulares en los años 2010 y 2013, y dado que no se tenía los valores finales correspondientes al año 2013 de kilómetros de red y número de usuarios de cada empresa, se ha considerado necesario de homologar el reporte de la información. Esta servirá para la alimentación del modelo de frontera estocástica.

Es por esto que en la propuesta se ha modificado el procedimiento y en vez de definir de una vez la función en la resolución, se solicitará nuevamente la información de los años 2010, 2011 y 2012 a las empresas y se procederá con esta a establecer una nueva base de datos que será utilizada como entrada para el modelo de frontera. Con esto se divulgará una nueva función la cual estará sujeta a comentarios y la cual resulte al final será la que se utilizará para establecer los gastos eficientes de administración, operación y mantenimiento.

Para esto se ha incluido en la resolución definitiva lo siguiente:

Para establecer los gastos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento que se remunerarán en los Cargos de Distribución de gas combustible, se adoptará la metodología de Frontera Estocástica de Costos y se aplicará de acuerdo con la conformación de los Mercado(s) Relevante(s) de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario.

**I. Determinación del AOM eficiente para Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados a partir de Mercados Existentes o Agregación de Mercados Existentes de Distribución de Periodos Tarifarios Concluidos.**

La determinación de los gastos de Administración Operación y Mantenimiento - AOM eficientes para los Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario conformado a partir de Mercados Existentes o Agregación de Mercados Existentes tendrá en cuenta el siguiente procedimiento:

1. Las empresas distribuidoras y comercializadoras, que estén prestando el servicio en estos mercados, deberán suministrar al mes siguiente de la entrada en vigencia de esta resolución, la información correspondiente a los gastos de AOM de las actividades de distribución y comercialización de todos los Mercados Existentes en donde prestan servicio conforme a las cuentas establecidas en este anexo y para los años 2010, 2011 y 2012.
2. Las empresas adicionalmente deberán reportar en la solicitud tarifaria el porcentaje (%) de asignación de los gastos de cada actividad, de acuerdo con lo que hayan reportado a la fecha de corte en el SUI para las unidades de negocio de distribución y comercialización de gas combustible.

3. La Comisión tomará la información de AOM del universo de empresas y de acuerdo con el análisis de diferentes variables, determinará la función óptima que mejor estime el comportamiento de los gastos AOM de las actividades de distribución y comercialización para el siguiente periodo tarifario.
4. La Comisión a través de circular publicará un documento para someter a comentario la función óptima que mejor estime el comportamiento de los gastos AOM de las actividades de distribución y comercialización para el siguiente periodo tarifario.
5. A través de circular se publicará el documento definitivo el cual contendrá la respuesta a cada uno de los comentarios recibidos y la función óptima que mejor estime el comportamiento de los gastos AOM de las actividades de distribución y comercialización para el siguiente periodo tarifario.
6. De acuerdo con la función seleccionada se asignará a cada una de las empresas un AOM estimado.
7. El valor de AOM asignado por empresa mediante la función resultante de la frontera estocástica se expresa en pesos a de la Fecha Base con el índice de Precios al Consumidor (IPC).
8. El valor eficiente de gastos AOM a reconocer para la empresa, se determinará tomando el AOM anual, del año de la Fecha de Corte, reportado por la empresa y depurado por la Comisión conforme a lo reportado para la unidad de negocio de distribución y comercialización al SUI (cuentas 552 y 553) y comparado con él valor de AOM estimado por la función definida mediante la frontera estocástica. El mínimo de estos valores será seleccionado como el valor de AOM de distribución y comercialización a reconocer a la empresa:

$$AOM_n \text{ eficiente} = \min[AOM_n \text{ estimado}, \quad AOM_n \text{ reportado}]$$

9. Una vez determinado el AOM eficiente de la empresa, se procederá a repartir entre las actividades de distribución y comercialización conforme a los porcentajes que reporten las empresas en su solicitud tarifaria.
  - Cuando las empresas no reporten la información de AOM para cada actividad en el SUI, la Comisión le aprobará para efectos tarifarios el 90% de los gastos AOM de una empresa que sea comparable en términos de escala y densidad del mercado (número de usuarios atendidos y número de longitud de la red del sistema de distribución).
  - Cuando las empresas no reporten los porcentajes (%) de AOM para las actividades de distribución y comercialización, se dividirán los gastos de AOM

totales en partes iguales entre las actividades de comercialización y distribución.

10. El AOM eficiente de la actividad de distribución se asignará entre cada uno de los mercados relevantes atendidos por la empresa en forma proporcional al número de usuarios y/o kilómetros de red.
11. En los casos de Mercados Relevantes de Distribución donde preste el servicio más de un distribuidor se sumará el AOM anual eficiente de cada empresa para el mercado relevante.
12. Las empresas deberán reportar al mes siguiente de entrada en vigencia de ésta resolución, los valores de gastos y costos que se encuentran incluidos en la información reportada al SUI para la unidad del negocio de distribución y comercialización de gas a la Fecha de Corte. Las cuentas se encuentran en los cuadros 1 y 2.

Los valores de costos y gastos de Administración, Operación y Mantenimiento se deben reportar a pesos de la Fecha Base.

<b>Cuadro No. 1</b>	
<b>Código</b>	<b>Descripción</b>
5	Gastos
512007	Multas
512008	Sanciones
512017	Intereses de mora
5302	Provisión para protección de Inversión
5304	Provisión para deudores
5306	Provisión para protección de Inventarios
5309	Provisión para responsabilidades
5313	Provisión para obligaciones fiscales
5344	Amortización de bienes entregados a terceros
58	Otros gastos
581005	Gastos legales
581539	Depreciación de edificaciones
7	Costos de producción
7515	Depreciaciones
751501	Depreciación edificaciones
751502	Depreciación plantas, ductos y túneles
751503	Depreciación Redes, líneas, cables



751504	Depreciación Maquinaria y Equipo
751506	Depreciación Muebles, Enseres y Equipo de Oficina
751507	Depreciación Equipo de Comunicación y computación
751508	Depreciación Equipo de Centros de Control
751509	Depreciación Equipo de Transporte, Tracción y Elevación
751511	Depreciación Bienes Adquiridos en Leasing Financiero
751590	Otras depreciaciones
7517	Arrendamientos
751701	Terrenos
751702	Construcciones y Edificaciones
751703	Maquinaria y Equipo
751704	Equipo de Oficina
751705	Equipo de Computación y Comunicación
751707	Flota y Equipo de Transporte
751790	Otros
752007	Amortización bienes entregados a terceros
752008	Amortización mejoras en propiedades ajenas
7530	Costo de bienes y servicios públicos para la venta
7555	Costo de pérdidas en prestación del servicio

<b>Cuadro No. 2</b>	
Item	<b>Otros costos y gastos de Administración, Operación y Mantenimiento incluidos en las cuentas 552 y 553 y que no estén contemplados en las cuentas del Cuadro 1</b>
1	Construcción de acometidas
2	Construcción instalaciones internas
3	Reconexiones del servicio
4	Corte del servicio
5	Calibración de medidores
6	Gastos de atención a usuarios no regulados

**II. Determinación del AOM eficiente para Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados a partir de Mercados Existentes o Agregación de Mercados Existentes de Distribución de Periodos Tarifarios Concluidos.**

Para aquellos Mercados Existentes donde se esté prestando el servicio por empresas que no se encuentren en el universo de empresas del numeral anterior, se tomará el valor de los AOM reportados por la empresa en la solicitud tarifaria y se compara con el valor de

AOM estimados a partir de la función establecida. El valor de AOM eficiente que se reconocerá para la empresa será el mínimo valor entre el valor de los AOM estimados y el reportado.

**III. Definición de AOM Eficiente para Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados por Municipios Nuevos o conformados a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos.**

Para determinar los gastos de AOM eficientes para los Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario se tendrá en cuenta el siguiente procedimiento:

1. Las empresas deberán reportar en la solicitud tarifaria el porcentaje (%) de asignación de los gastos AOM para las unidades de negocio de distribución y comercialización de gas combustible.
2. Conforme a las proyecciones de AOM incluidas en la solicitud tarifaria, se tomará como AOM reportado el promedio simple de los AOM anuales proyectados para los cinco años del período tarifario de las actividades de distribución y comercialización para el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario que fueron reportados en la solicitud tarifaria; y se compara con el AOM estimado por la función definida mediante la frontera estocástica así:

$$AOM_n \text{ eficiente} = \min[AOM_n \text{ estimado}, \quad AOM_n \text{ reportado}]$$

- Si  $AOM_k \text{ eficiente} = AOM_k \text{ reportado}$ , se reconocerá el 100% de los gastos de AOM de la actividad de distribución reportado y proyectado para el mercado relevante o municipios nuevos.
  - Si  $AOM_k \text{ eficiente} = AOM_k \text{ estimado}$ , el porcentaje (%) de gastos AOM que se le reconocerá para efectos tarifarios será la relación entre el AOM por usuario eficiente y el AOM por usuario reportado por la empresa.
3. Una vez determinado el AOM eficiente, se establecerá el porcentaje (%) correspondiente a las actividades de distribución y comercialización de acuerdo con la asignación de los gastos de las actividades de distribución y comercialización que reporten las empresas en la solicitud tarifaria.
  4. El porcentaje (%) de eficiencia obtenido conforme a lo establecido en el numeral 5, se aplicará al Horizonte de Proyección de veinte (20) años para los gastos de AOM de la actividad de distribución que reporten las empresas en la solicitud tarifaria.

**10.3. Otros Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)**

Al valor de AOM eficiente para la actividad de distribución determinado, se le sumarán los valores que corresponden a los siguientes conceptos:

- a) Los gastos de AOM por concepto de los terrenos, servidumbres e inmuebles.
- b) Los gastos de AOM eficientes para la infraestructura de confiabilidad.
- c) Los gastos de AOM eficientes para la actividad de revisiones periódicas que establezca la CREG conforme a las obligaciones establecidas a las empresas distribuidoras en la Resolución CREG 059 de 2012.
- d) Los gastos para el desarrollo de lo dispuesto en la Resolución CREG 127 de 2013 en: literal d) del artículo 19 y la adición del numeral 4.28.2 establecida en el artículo 4.

#### 4.15. DEMANDA

En la resolución se precisa que la demanda real total anual de los mercados existentes a la fecha de corte y expresada en metros cúbicos se establecerá así:

$$Q_{Tk} = \sum_{i=1}^n V_i \times (1 - p)$$

$V_i$	Volumen anual medido en m <sup>3</sup> en la fecha de corte en el punto de inyección $i$ al Mercado Relevante de distribución $k$ .
$n$	Número total de puntos de inyección al Mercado Relevante de distribución $k$
$p$	Porcentaje máximo de pérdidas conforme a lo establecido en la Resolución CREG 127 de 2013 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

#### 4.16. TASA DE RETORNO

Dado que la Comisión viene trabajando en definir una nueva metodología para el cálculo del WACC, se ha especificado en la resolución que la Tasa de Retorno para remunerar la actividad de Distribución de Gas Combustible para el siguiente periodo tarifario, corresponderá al valor que se calcule con la metodología del WACC que esté vigente en resolución aparte, antes de la aprobación de la primera solicitud tarifaria.

La CREG fijará la metodología y el cálculo del WACC aplicable para la actividad de distribución con anticipación a la aprobación de los cargos.

#### 4.17. CANASTA DE TARIFAS

Considerando los comentarios recibidos se ha abierto la posibilidad para que los rangos de consumo de la canasta de tarifas sean fijados también por tipo de usuario, es decir, se podrá tener varios rangos de consumo por tipo de usuario siempre y cuando esos sean decrecientes y se cumpla con la igualdad que los cargos de distribución por las demandas de cada uno de esos rangos sea menor o igual a la suma del cargo aplicable a usuarios no residenciales por la totalidad de esta demanda.

#### 4.18. GRADUALIDAD EN LA APLICACIÓN DE LOS NUEVOS CARGOS

Debido a los posibles incrementos que la aplicación de la nueva metodología podría traer a los usuarios, se creó la posibilidad de suavizar el impacto del incremento mediante una fórmula de gradualidad. Esto quiere decir que los distribuidores podrán aplicar dicha fórmula cuando los incrementos en el cargo sean superiores a dos veces el IPC del año inmediatamente anterior. La fórmula busca trasladar a los usuarios el mínimo incremento entre la aplicación de la nueva metodología y un porcentaje de Variación Mensual (PV). La primera fórmula consta de las siguientes partes:

$$D_{(AUR),k,m} = \min \left[ D_{(AUR),k,m-1} \times (1 + PV), D_{(AUR),k,m-1} + \frac{SA_{k,m,j}}{VR_{k,m,j}} \right]$$

Dónde:

M	Mes para el cual se calcula el cargo de distribución.
V	Porcentaje de Variación Mensual que aplicará el Distribuidor sobre el Cargo de Distribución aplicable a los Usuarios de Uso Residencial. Este será definido por cada distribuidor y podrá cambiar de un mes a otro.
$SA_{k,m,j}$	Saldo Acumulado, expresado en \$, del Distribuidor j para el mes m del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario k, por las diferencias entre el Cargo de Distribución aplicable a los Usuarios de Uso Residencial $DR_{(AUR),k,m}$ y el Cargo de Distribución aplicado $DA_{(AUR),k,m}$ . A la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución dicho valor será cero.
$VR_{k,m,j}$	Ventas de gas a usuarios residenciales, en el mes m efectuadas por el Distribuidor j, en el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario k, expresado en $m^3$ .
$DR_{(AUR),k,m,j}$	Cargo real de Distribución calculado mediante la nueva

metodología, expresado en  $\$/m^3$ , calculado para el mes  $m$ , para el Distribuidor  $j$ , en el Mercado de Relevante de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario  $k$ . Para el primer mes será igual al cargo total resultante de la nueva metodología.

- $DA_{(AUR),k,m,j}$  Cargo aplicado de distribución, expresado en  $\$/m^3$ , calculado para el mes  $m$ , para el Distribuidor  $j$ , en el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario  $k$ . Este valor para el primer mes de aplicación será igual al cargo de distribución anterior multiplicado por el valor de PV.
- $i$  Tasa de interés nominal mensual que se le reconoce al Distribuidor por los saldos acumulados en la variable  $SA_{k,m,j}$ . Este valor no podrá ser superior al interés bancario corriente para consumo y ordinario que es certificado por la Superintendencia Financiera de Colombia.

En esta primera ecuación se busca identificar el mínimo valor a traspasar a los usuarios. La primera parte de esta ecuación hace referencia al Cargo de Distribución del mes anterior incrementado por un porcentaje de Variación Mensual (PV) y la segunda parte equivale al cargo de distribución del mes anterior más el incremento generado por la nueva metodología. La segunda fórmula es la que calcula el incremento de saldos mes a mes:

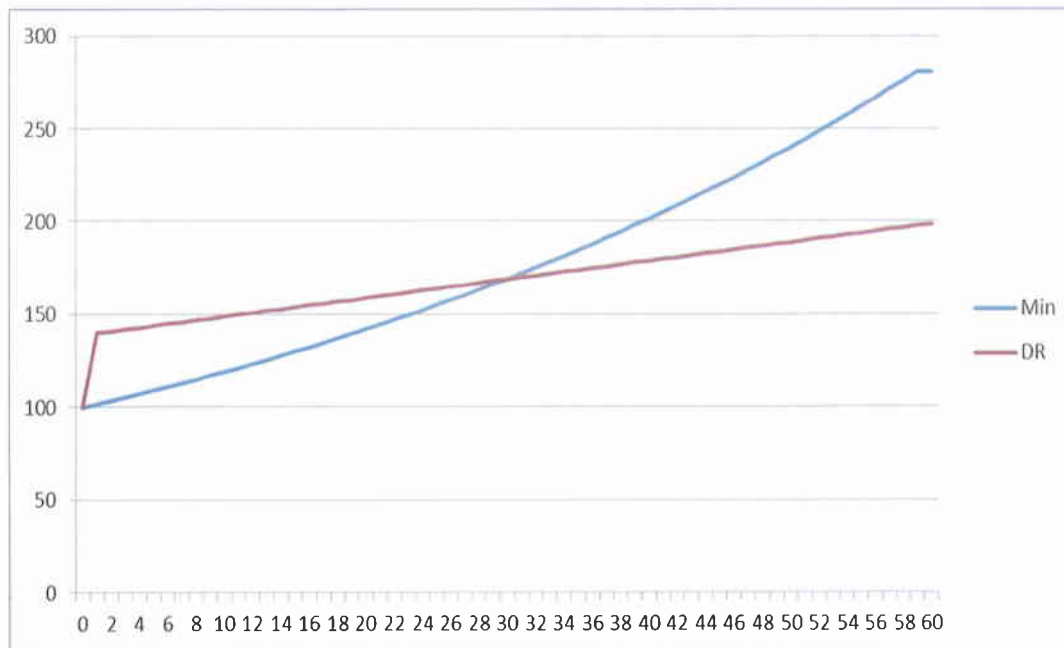
$$SA_{k,m,j} = [SA_{k,m-1,j} + (DR_{(AUR),k,m} - DA_{(AUR),k,m}) \times VR_{k,m,j}] \times (1 + i)$$

Esta ecuación busca incluir los costos de los saldos acumulados más los costos financieros que implica para la empresa el no disponer del capital.

El PV podrá ser definido por cada Distribuidor de acuerdo al análisis respectivo y podrá cambiar de un mes a otro.

Como ejemplo se aplica la formula a un ejercicio donde el incremento sobre la tarifa actual es igual al 40%. Los componentes de este ejercicio fueron los siguientes: plazo máximo que equivale a 60 meses (5 años de periodo tarifario), interés mensual de 1.52% y una demanda constante.

A continuación gráficamente se presenta como un ejemplo explicativo el comportamiento que tendría el cargo de Distribución de la nueva metodología y el Cargo que funcionaría como límite para el cálculo de un PV de 1,7 que se podría aplicarse mensualmente a la tarifa:



La línea roja sería el cargo real ( $DR_{(AUR),k,m}$ ) que se aplicaría si no existiera una gradualidad mientras la azul es el cargo aplicado ( $D_{(AUR),k,m}$ ) mediante la fórmula antes mencionada. Este último valor, es el mínimo calculado entre el porcentaje de variación mensual y el cobro de los saldos acumulados. Para efectos de este caso la variación mensual es constante hasta que en el último mes el saldo fuera igual a 0. Como se puede observar el impacto inicial del incremento de 40% en la tarifa los usuarios no lo van a sentir, en su lugar tendrán incrementos mensuales de máximo 1.77% durante 60 meses. Este porcentaje de Variación Mensual incluye el pago del saldo que el Distribuidor debe asumir y los costos financieros que se le reconocen por este efecto. Par el siguiente periodo tarifario el usuario podría notar una disminución en su tarifa de acuerdo a la metodología que se implante en ese momento.

#### 4.19. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DEL CARGO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DE USO RESIDENCIAL Y DEL CARGO PROMEDIO DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A USUARIOS DIFERENTES A LOS DE USO RESIDENCIAL

La fórmula de actualización de los cargos de distribución se ha modificado para que la parte correspondiente a AOM sea actualizada con IPC y la componente de inversión con IPP.

*Handwritten signature*



$$D_{k,tu,m} = \left( D_{k,tu,inv} \times \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right) + \left( D_{k,tu,AOM} \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0} \right)$$

Donde,

$D_{ktum}$	Cargo de Distribución expresado en $\$/m^3$ para el Mercado Relevante de Distribución $k$ , por tipo de usuario y aplicable en el mes $m$ .
$D_{k,tu,inv}$	Cargo de Distribución expresado en $\$/m^3$ a pesos de la Fecha Base y para el Mercado Relevante de Distribución $k$ , por tipo de usuario y correspondiente a la componente de inversión.
$IPP_{m-1}$	Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por el DANE para el mes $(m-1)$ .
$IPP_0$	Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por el DANE para la Fecha Base en la cual se aprobaron los Cargos de Distribución.
$D_{k,tu,AOM}$	Cargo de Distribución expresado en $\$/m^3$ a pesos de la Fecha Base y para el Mercado Relevante de Distribución por tipo de correspondiente a la componente de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM.
$IPC_{m-1}$	Índice de Precios al Consumidor Total Nacional reportado por el DANE para el mes $(m-1)$ .
$IPC_0$	Índice de Precios al Consumidor Total Nacional reportado por el DANE para la Fecha Base de los Cargos de Distribución.
$tu$	Tipo de usuario, este puede corresponder a usuarios de Uso Residencial (AUR) o a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial (AUNR).

#### 4.20. ZONAS GEOGRÁFICAS QUE DEJAN DE SER ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO POR CULMINACIÓN DE LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN

Una vez los contratos de concesión suscritos en virtud del artículo 40 de la Ley 142 de 1994 entre el Ministerio de Minas y Energía y las empresas distribuidoras culminen, las zonas geográficas denominadas Áreas de Servicio Exclusivo dejen de serlo, deberán

aplicar la metodología establecida, para esto se ha introducido un capítulo de áreas de servicio exclusivo que en resumen establece:

- En resolución aparte, se establecerá los procedimientos que contendrán los parámetros y las condiciones bajo las cuales los distribuidores que atienden estas zonas geográficas deberán presentar la solicitud de cargos de distribución, con el fin de ajustarse para poder aplicar la metodología definida. Estos aspectos serán divulgados mediante audiencias públicas.
- Para el periodo de transición se aclara que hasta tanto no se defina el nuevo cargo de distribución con la metodología establecida en esta resolución, en los municipios que conformaban las Áreas de Servicio Exclusivo, se mantendrá vigente el cargo de distribución de gas combustible por redes de tubería que se venía aplicando en dichas áreas.
- Los municipios que forman parte de las denominadas Áreas de Servicio Exclusivo podrán conformar mercados relevantes conforme al tipo de mercados definidos.
- Se indica en la definición de Mercados Existentes de Distribución: También corresponderán a este tipo de Mercados Existentes de Distribución las zonas geográficas que hayan pertenecido a las Áreas de Servicio Exclusivo y donde se hayan culminado los contratos de concesión.
- Se permite la agregación de Mercados Existentes de Distribución para lo cual deberá cumplir: Cuando un distribuidor que atiende en zonas geográficas correspondiente a Áreas de Servicio Exclusivo y desea una vez se culminen los contratos de concesión agregar estas zonas a Mercados Existentes de Distribución conformados según la metodología tarifaria establecida en la Resolución CREG 011 de 2003, deberá:
  - a. Hacer la solicitud tarifaria a la CREG del Mercado Existente de Distribución en los plazos establecidos.
  - b. El Distribuidor deberá indicar en esta solicitud tarifaria el interés de una futura agregación con la zona geográfica que conforma el Área de Servicio Exclusivo.
  - c. Conforme a esto la CREG establecerá unos cargos de distribución transitorios correspondientes al mercado inicial y que corresponde a los municipios que no son parte del Área de Servicio Exclusivo. Estos cargos podrán ser revisados una vez se finalicen los contratos de concesión y los municipios que conforman el Área de Servicio Exclusivo dejen de corresponder a esta condición y puedan unirse al mercado inicial. Esto siempre y cuando cumplan los criterios para la conformación de los mercados relevantes de distribución para el siguiente periodo tarifario establecidos en el numeral 5.2 de la presente resolución.

## 5. CUESTIONARIO DE LA SIC

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 los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería y se dictan otras disposiciones.”

La mencionada resolución, tiene por objeto establecer los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería en áreas de servicio no exclusivo y algunas disposiciones en relación con la prestación del servicio de distribución de gas combustible mediante gasoductos virtuales.

**No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:**

---

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

**RADICACIÓN:**

---

Bogotá, D.C. \_\_\_\_\_

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1.	¿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		En ningún momento de parte de la propuesta que se está presentando, se está trasgrediendo el principio de igualdad, dejando la posibilidad para que cualquier empresa que cumpla con las condiciones establecidas en la Ley 142 de 1994

					<p>pueda prestar el servicio de Gas Natural.</p> <p>De igual manera no se establecen barreras de entradas a través de la necesidad de contar con permisos o licencias para poder operar y actuar dentro del mercado.</p> <p>De igual forma no se observa que limite la capacidad para ofrecer bienes o servicios.</p> <p>Y no se observa que genere barreras geográficas o elevar los costos de entrada o salida de las empresas en el mercado.</p> <p>Finalmente no incrementa los costos de manera significativa, pues ha de dejarse en claro que se cumplen con los criterios dentro de los cuales se deben establecer los regímenes tarifarios.</p>
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		

el

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 servicios o a la inversión.		X		
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:				
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		
3.	¿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		En relación con este punto debemos observar que la propuesta en ningún momento se encuadra dentro de las preguntas que se relaciona con el aspecto referente a la reducción de incentivos para competir entre ellas.
3.1	Genera un régimen de autorregulación o corregulación.		X		
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		

*xl*

4.0	CONCLUSIÓN FINAL		X	<p>Teniendo en cuenta los estudios base y los comentarios que sobre el proyecto de resolución inicial que se puso a comentarios como lo es la Resolución 090 de 2012, lo que se busca es ajustar los criterios generales que a la fecha se vienen aplicando en relación con el reconocimiento del cargo D, estableciendo la forma como se irá a reconocer al momento de la terminación y liquidación de los contratos de las Áreas de Servicio Exclusivo y se dan algunos lineamientos en el caso de la prestación del servicio de manera virtual, con base en la facultades otorgadas por la Ley 143 de 1994 en materia de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas del servicio público domiciliario de gas combustible y respetan los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia contemplados en la citada norma.</p>
-----	------------------	--	---	---

\* La libertad de empresa está consagrada por el artículo 333 de la Constitución Política de Colombia, en donde se dispone lo siguiente:

“...ARTICULO 333. La actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común. Para su ejercicio, nadie podrá exigir permisos previos ni requisitos, sin autorización de la ley.



La libre competencia económica es un derecho de todos que supone responsabilidades. La empresa, como base del desarrollo, tiene una función social que implica obligaciones. El Estado fortalecerá las organizaciones solidarias y estimulará el desarrollo empresarial.

El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional.

La ley delimitará el alcance de la libertad económica cuando así lo exijan el interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la Nación...”

De la lectura del mencionado artículo, lo que se observa es que no solo la actividad económica, sino la iniciativa privada son libres, no obstante entendiendo esa mencionada libertad dentro de los límites del bien común, lo que no significada que sea totalmente ilimitada, tanto es así que faculta a la ley a dar un alcance a la misma cuando así lo exija el interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la nación.

Ahora bien, en relación con estas libertades la Corte Constitucional, ha manifestado lo siguiente frente a la intervención del Estado en la economía, Sentencia C-150 de 2013:

*“Ahora bien, la intervención del Estado en la economía puede ser de diferente tipo, sin que siempre pueda efectuarse una diferenciación clara entre las formas de intervención correspondientes. Así, por ejemplo, en la doctrina se habla de intervención estatal global, cuando versa sobre la economía como un todo, sectorial, cuando recae en una determinada área de actividad, o particular, si apunta a una cierta situación como por ejemplo a la de una empresa; de intervención estatal directa, cuando recae sobre la existencia o la actividad de los agentes económicos, o indirecta, cuando está orientada no a la actividad económica propiamente dicha sino al resultado de la misma; intervención unilateral, cuando el Estado autoriza, prohíbe o reglamenta una actividad económica, o intervención convencional, cuando el Estado pacta con los agentes económicos las políticas o programas que propenden por el interés general; intervención por vía directiva, cuando el Estado adopta medidas que orientan a los agentes económicos privados, o intervención por vía de gestión, cuando el Estado se hace cargo el mismo de actividades económicas por medio de personas jurídicas generalmente públicas.*

*Por otra parte, de acuerdo con su función, la intervención del Estado en la economía también se puede agrupar en diferentes tipos. Algunos doctrinantes distinguen, entonces, tres clases de intervencionismo económico: conformativa, que establece los requisitos de existencia, formalización y funcionamiento de los actores económicos; finalística, que señala los objetivos generales o las metas concretas a los cuales han de propender los actores económicos; y condicionante, que propiamente fija las reglas de juego del mercado o de un sector económico.*

*Adicionalmente, según su contenido, los actos de intervención estatal pueden someter a los actores económicos a un régimen de declaración –un nivel bajo de intervención que*

*sólo exige que los actores económicos presenten a las autoridades determinada información—, un régimen de reglamentación, mediante el cual se fijan condiciones para la realización de una actividad, un régimen de autorización previa, que impide el inicio de la actividad económica privada sin que medie un acto de la autoridad pública que lo permita, un régimen de interdicción, que prohíbe ciertas actividades económicas juzgadas indeseables, o un régimen de monopolio, mediante el cual el Estado excluye del mercado determinadas actividades económicas, y se reserva para sí su desarrollo sea de manera directa o indirecta según lo que establezca la ley.”*

En este caso en particular y de acuerdo con la observación por ustedes presentada, se observa que la CREG en este caso en particular y conforme a lo manifestado por la Corte Constitucional, es sectorial (pues se direcciona a un sector específico como lo es del Gas) y directa (toda vez que afecta directamente a los agentes que actúan dentro del sector antes mencionado).

Desde el punto de vista de la función, es de carácter condicionante, toda vez que está fijando las reglas para un mercado, como lo es el del Gas desde la perspectiva del reconocimiento del cargo de distribución pro la prestación de ese servicio público.

Ahora bien, desde el contenido, es un régimen de reglamentación, con base en el cual se fijan las condiciones para la realización de una actividad.

Es decir que como se observa, la Comisión en nada transgrede la Constitución Nacional, puesto que de acuerdo con la Jurisprudencia y teniendo en cuenta que tanto la libertad de empresa como la libertad económica no son ilimitadas, con base en las funciones de la Comisión, que son de carácter legal, puede adoptar las normas que sean del caso y que en todo caso obedezcan a los preceptos constitucionales en general.

De otra parte y aludiendo nuevamente a lo dispuesto en el artículo 333 de la Constitución Política, las limitaciones a las libertades antes mencionadas, igualmente deben estar enmarcadas dentro del interés común y en este caso claramente lo que se busca con la implementación de este tipo de mercado y es que el usuario se beneficie de contar con la posibilidad de este servicio.

Teniendo en cuenta los estudios base y los comentarios que sobre el proyecto de resolución inicial que se puso a comentarios como lo es la Resolución 090 de 2012, lo que se busca es ajustar los criterios generales que a la fecha se vienen aplicando en relación con el reconocimiento del cargo D, estableciendo la forma como se irá a reconocer al momento de la terminación y liquidación de los contratos de las Áreas de Servicio Exclusivo y se dan algunos lineamientos en el caso de la prestación del servicio de manera virtual, con base en la facultas otorgada por la Ley 143 de 1994 en materia de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas del servicio público domiciliario de gas combustible y respetan los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia contemplados en la citada norma.