



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN N°. 067 DE 2011

(09 JUN. 2011)

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994.

CONSIDERANDO QUE:

El artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994, atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la competencia para establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas del servicio público domiciliario de gas combustible.

El artículo 87 de la Ley 142 de 1994, estableció los criterios bajo los cuales se debe definir el régimen tarifario de las empresas de servicios públicos.

El artículo 73.7 de la Ley 142 de 1994, establece que es función de las Comisiones de Regulación resolver los recursos que se interpongan contra sus actos.

Mediante Resolución CREG-011 de 2003 se adoptó la metodología y criterios generales para determinar la remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas combustible y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería.

La empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P., mediante comunicación con radicado CREG E-2010-009099 del 8 de octubre de 2010, solicitó la asignación de los cargos de distribución y comercialización para la prestación del servicio de gas combustible para el mercado relevante conformado por los municipios de Choachí, Fómeque y Ubaque ubicados en el departamento de Cundinamarca.

La empresa, mediante la comunicación en cita reportó a la CREG las proyecciones de demanda, las proyecciones de gastos de AOM de distribución y

Caja

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

el programa de nuevas inversiones, clasificadas según el listado de unidades constructivas establecido en el Anexo No. 1 de la Resolución CREG 011 de 2003.

Mediante los artículos 4 y 5 de la Resolución CREG 014 de 2011, la Comisión aprobó el cargo promedio de distribución aplicable al Mercado Relevante conformado por los municipios de Choachi, Fómeque y Ubaque del departamento de Cundinamarca que será atendido por GAS NATURAL S.A. E.S.P. y que le permite recuperar los costos de inversión y los gastos de AOM para la distribución domiciliaria de gas combustible por red en \$541,36/m³ (\$ del 31 de Diciembre de 2009).

La empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P., a través de su apoderado y mediante comunicación con radicación interna CREG-E-2011-003315 del 1 de abril de 2011, y dentro de los términos legales, presentó recurso de reposición contra la Resolución CREG-014 de 2011 con las siguientes pretensiones:

I. PRETENSIONES DE LA RECURRENTE

Mediante la comunicación anteriormente señalada la recurrente presenta las siguientes pretensiones:

- *"Solicitar a la CREG que en el modelo DEA se realice primero un análisis de GRUBBS para determinar la existencia de datos extremos que afecten el desempeño del modelo DEA. Específicamente en la fecha de las solicitudes de EPM y SURTIGAS.*
- *Que al correr el modelo DEA se haga un análisis de cluster para determinar la eficiencia de las empresas dentro de un rango determinado.*
- *Explicar cómo se produce un acotamiento del 42,86% (o incluso del 32,27% utilizado para el cálculo de los gastos AOM publicados en el anexo 3 de la Resolución 014 de 2011) para los municipios de Choachi, Fómeque y Ubaque, cuando en el caso de municipios de similar eficiencia, el acotamiento ha sido mayor, promediando un 83%.*
- *Excluir de la base de datos de las empresas utilizadas en el modelo DEA, la información de mercados que nunca se ejecutaron por una u otra razón: EMPITALITO, Servigas Coyaima, Gases de Bolívar. Igualmente, solicitar la revisión de la información de AOM de la empresa Gases del Oriente incluida en la base de datos actual, por el alto número de empresas sobre las que impone eficiencia.*

2. Solicitud de modificación del cargo de distribución aprobado en el artículo 5 de la Res. CREG 014 de 2011 y del artículo 4 de la Res. CREG 014 de 2011.

Con base en los planteamientos realizados en los anteriores numerales, solicitamos que se revoquen los artículos 4 y 5 de la Resolución CREG 014 de 2011 y en su lugar se proceda a aprobar el cargo por distribución para usuarios regulados en los municipios de Choachi, Fómeque y Ubaque en el departamento de Cundinamarca, conforme a los lineamientos expuestos en el presente recurso".

ccn

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

II. RAZONES Y FUNDAMENTO DEL RECURSO DE REPOSICIÓN

La recurrente fundamenta su solicitud con los siguientes argumentos:

"MOTIVOS DE INCONFORMIDAD:

Mediante la Resolución 014 del 17 de febrero de 2011, notificada el 25 de Marzo del año en curso, la CREG, a solicitud de la empresa Gas Natural S.A. ESP, estableció "el Cargo Promedio de Distribución por uso del Sistema de Distribución de Gas Natural por red y el Cargo Máximo Base de Comercialización de Gas Natural por redes a usuarios regulados, para el mercado relevante conformado por los municipios de Choachí, Fómeque y Ubaque en el Departamento de Cundinamarca.

De acuerdo con los considerandos de la mencionada Resolución, "La Comisión de Regulación de Energía y Gas efectuó los cálculos tarifarios correspondientes a partir de la metodología establecida en la Resolución CREG-011 de 2003 y demás información disponible en la Comisión, los cuales se presentan en el Documento CREG 011 de 2011.

Revisado el respectivo Documento base de la Resolución CREG 014 de 2011 se evidencia que para el reconocimiento de los Gastos AOM la Comisión pudo incurrir en algunos errores que afectan la suficiencia financiera de la empresa en la provisión del servicio a los usuarios del municipio señalado, en los términos previstos en el artículo 87.4 de la Ley 142 de 1994¹, errores que se analizan a continuación.

1. Análisis sobre los gastos AOM reconocidos para el mercado relevante de Choachí, Fómeque y Ubaque

1.1 Error identificado en la aplicación del nivel de eficiencia obtenido del modelo de optimización

Una vez realizadas la revisión y análisis de la información publicada en la Resolución CREG 014 y en el documento soporte 011 de 2011, hemos identificado un error en la aplicación del nivel de eficiencia obtenido del modelo de optimización que se establece en el artículo 4 de la resolución. Allí se señala que dicho nivel de eficiencia es de 42,86%.

Sin embargo, al aplicar este porcentaje al valor presente de los gastos de AOM propuestos para el horizonte del proyecto, se observa que no coincide con el porcentaje utilizado dentro de los cálculos realizados por la Comisión en el numeral 3.2.4 del Documento CREG 011/11, así como los correspondientes

¹ 87.4.- 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 105 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".

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

cálculos derivados de las cifras mencionados anteriormente, en el numeral 3.3 sobre Cargos Máximos de Distribución.

Se observa en tales numerales que el porcentaje realmente utilizado por la Comisión correspondió a 32,27%, lo que representa una subremuneración en el gasto AOM de 12,85 \$/m³, con respecto al que se debería emplear de usar el porcentaje de 42,86%.

El porcentaje utilizado por la Comisión puede comprometer seriamente la recuperación de costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento de activos inherentes a la distribución del servicio, y pone en riesgo la calidad, continuidad y seguridad en la prestación del servicio.

Así mismo, el error en la aplicación del nivel de eficiencia resulta ser un error grave en el cálculo que lesiona injustamente los intereses de la empresa, en tanto no se remunera adecuadamente la prestación del servicio, comprometiendo la viabilidad del proyecto, y afecta a los usuarios de Fómeque, Choachí y Ubaque en la medida que las condiciones tarifarias no permiten la adecuada atención de los mismos.

En el presente caso, se presentan los elementos que a juicio de la Comisión de Regulación de Energía y Gas constituyen grave error, como se ha señalado en otras oportunidades: "Para que exista un grave error de cálculo de un cargo se requiere que por efecto de la utilización de una cifra equivocada o de una operación mal ejecutada, se concluya que el cargo debió haber sido diferente al que resultó teniendo en cuenta lo información disponible en el momento del cálculo y que dicho variación afectó considerablemente los intereses de la empresa o de los usuarios"², (Resaltado fuera de texto).

De acuerdo con las explicaciones presentadas en el presente recurso, se utilizó de manera inadecuada la cifra y la operación no se realizó en debida forma, lo cual llevó a un cargo inadecuado, que afecta los intereses de la empresa y de los usuarios.

Con base en lo anterior, solicitamos verificar los cálculos realizados en el artículo 4 de la Resolución CREG 014 de 2011, sobre gastos de AOM, debido a que para el cálculo del valor presente de los gastos de AOM con nivel de eficiencia se utiliza un nivel de eficiencia menor al señalado en ese mismo artículo. Sin embargo, es necesario tener en cuenta el análisis que se presenta a continuación sobre la validez de la aplicación de dicho nivel de eficiencia para el mercado relevante de Choachí, Fómeque y Ubaque.

1.2 Comparación gastos AOM reconocidos vs. gastos AOM solicitados por Gas Natural.

Con el objetivo de analizar el cumplimiento del principio de suficiencia financiera establecido en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, presentamos a continuación un ejercicio que permite evidenciar hasta qué punto son remunerados los gastos AOM en que incurrirá la empresa en la prestación del servicio en el mercado

² Resolución CREG 117 de 2003.

[Firma]

[Firma]

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

relevante de Choachí, Fómeque y Ubaque, en comparación con los gastos AOM aprobados en el artículo 4 y anexo 3 de la Resolución 014 de 2011, incluyendo éstos la afectación por el nivel de eficiencia establecido por la Comisión para dicho mercado relevante.

Tomando el año 5 de la proyección de gastos de AOM, se tiene que la suma solicitada es de 89.641.657 pesos. Por otra parte, de acuerdo con lo establecido en el artículo 4 y el anexo 3 de la Resolución 014, aplicando el nivel de eficiencia de 42,86%, el gasto reconocido para ese mismo año es de 28.897.417 pesos.

Si al gasto reconocido de 29.897.417 pesos le descontamos los gastos en que debe incurrir la empresa, se tiene lo siguiente:

- *Salarios de \$650.000 para tres funcionarios en el municipio, arrojan un total de \$35.443.278 con prestaciones sociales.*
- *El mantenimiento del sistema de distribución es de alrededor del 1% del valor de las inversiones en distribución por año: \$30.970.860, a las cuales se les debe sumar el mantenimiento de las tres Estaciones de Regulación y Medición (ERM) por un valor total de \$ 11.235.894 por año.*
- *El valor de terrenos e inmuebles que se encuentran en el literal e) del artículo 7.1 de la Resolución CREG 011 de 2003, y los cuales fueron incluidos dentro del expediente tarifario en el anexo 3 en la cuenta PUC 5111 "Gastos Generales" se incluyó un valor correspondiente a \$3.648.000 anuales, que corresponde a tres lotes ubicados en cada municipio, de una dimensión de 200 metros cuadrados con un valor catastral de 80.000 pesos por metro.*
- *El saldo negativo de \$ -51.400.615 pesos, no permite cubrir los gastos generales (servicios públicos, seguros, transportes, papelería, etc.), impuestos y tasas (Industria y comercio, contribuciones CREG y SSPD), y gastos administrativos de apoyo de la sede principal (jurídicos, financieros, sistematización, técnicos).*

Lo anterior evidencia la subremuneración de los gastos AOM para el municipio de Choachí, Fómeque y Ubaque, razón por la cual solicitamos que se revise el nivel de eficiencia establecido por la Comisión y se aprueben los gastos AOM solicitados por la empresa, teniendo en cuenta que la aprobación de gastos AOM para mercados nuevos con base en costos marginales no cumple con el principio de suficiencia financiera, ya que la prestación del servicio en dichos mercados implica la remuneración de gastos AOM mínimos para garantizar la seguridad, continuidad y calidad del servicio.

1.3 Comparación gastos AOM reconocidos vs. gastos AOM solicitados por Gas Natural

A continuación se expone el análisis sobre los resultados del modelo de optimización basado en la metodología DEA, empleado por la Comisión para establecer el nivel de eficiencia de los gastos de AOM a reconocer al mercado relevante de Choachí, Fómeque y Ubaque.

CUL

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

1.3.1 Introducción

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, para determinar los gastos eficientes de AOM de la actividad de distribución, utiliza el Modelo Envolvente de Datos (DEA). En el documento CREG 009 de 2004 se estableció:

"2.2 FUENTES DE INFORMACIÓN

Las siguientes son las fuentes de información utilizados para lo aplicación de la metodología de frontera de eficiencia:

Gastos de AOM: Se determinaron a partir de los Estados Financieros reportados al SUI en la parte correspondiente al segmento de distribución.

Capital: Se calcularon con base en la Inversión existente reportada en el expediente tarifario y ajustado según 105 criterios establecidos en la resolución CREG-011 de 2003.

Usuarios: Se tomó el promedio de usuarios del año 2002. La fuente es la información reportada por las empresas a través del documento: "Instructivo para la recolección de información de Gas Natural, el cual es desplegado permanentemente en la página de Internet de la Comisión. Para las empresas que atienden varios municipios y reportan la información separada por cada uno de éstas, se efectuó un consolidado por empresa. Para el caso de la empresa Gas Natural del Cesar, que reportó en el instructivo 5010 información de usuarios residenciales, se tomó el total de usuarios reportados por la empresa en el estudio tarifario.

Variables de longitud de red: Se tomó la información con base en la Inversión Existente reportada por las empresas en el expediente tarifario.

2.3 CORRELACIÓN ENTRE VARIABLES

Los análisis de correlaciones para las variables más relevantes involucradas en el estudio son:

Tabla 4. Correlación de variables de distribución

	AOM (\$)	Inversión	Usuarios promedio	red
AOM (\$)	1			
Inversión	0.86501749	1		
Usuarios promedio	0.963377592	0.882206019	1	
red	0.860313652	0.87411766	0.955910892	1

2.4 VARIABLES Y MODELO UTILIZADO

De conformidad con lo establecido en el Anexo 3 de la resolución CREG-011 de 2003, se utilizaron las siguientes variables de entrada y salida del modelo:

Insumos: AOM, capital de inversión en redes.

Productos: Usuarios y Red.

067
067

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

El modelo seleccionado se fijó con las siguientes características:

Input orientado.

Distancia Radial

Retornos variables a escala

Se utilizó la metodología AR"

"2.6 CÁLCULOS PARA EMPRESAS NUEVAS

Tal y como lo dispuso el anexo 3 de la resolución CREG 011 de 2003, para las empresas nuevas se tomó como información para el DEA los promedios proyectados para los cinco años del primer periodo tarifario. Lo anterior para los gastos de AOM y para las demás variables utilizadas en el modelo".

Lo anterior indica que no se hace un análisis de cluster para determinar la eficiencia de las empresas. Sin embargo, en el documento 009 de 2004 se plantea que inicialmente se realizó un análisis de GRUBBS para determinar la existencia de datos extremos que puedan afectar el desempeño del modelo, situación que se aplicó para resolver los recursos presentados por Empresas Públicas de Medellín y Gases del Oriente en el año 2004.

Los resultados del modelo parecen aceptables, siempre y cuando las variables reportadas por los agentes en sus solicitudes tarifarias no presenten distorsiones en sus valores.

Sin embargo, consideramos que este no es el caso de los mercados relevantes La Unión - EPM (Res. CREG 054/09), El Retiro-EPM (Res. 055/09), Cotorra-Surtigas (Res. 095/09) y La Unión-Surtigas (Res. 154/09), debido a que los gastos anuales aprobados en estos mercados están en el rango de 12 a 26 millones (precios de diciembre de 2002), equivalentes a un rango entre 16 y 32 millones de pesos (precios de diciembre de 2010), los cuales consideramos insuficientes para atender los gastos de la actividad de distribución en un municipio.

De esta manera, los resultados del modelo se distorsionan en la medida en que los mercados de Cotorra y La Unión, que son calificados por el modelo con un nivel de eficiencia de 100%, le imponen eficiencia a 46 y 63 mercados relevantes de distribución respectivamente, de un total de 122 mercados.

Creemos que la CREG en el momento en que recibió las solicitudes de los mercados de Cotorra y La Unión, debió realizar un análisis de GRUBBS para determinar la consistencia de la información de AOM de distribución.

1.3.2 Análisis de magnitudes de km de red y de usuarios para mercados pares y para empresas similares

En el caso del mercado relevante conformado por los municipios de Choachi, Fómeque y Ubaque, los mercados que nos imponen eficiencia son los de los municipios de:

- *El Retiro Antioquia (EPM)*
- *Cotorra Córdoba (Surtigas)*

Cef

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

- Cúcuta, Los Patios y Villa del Rosario Norte de Santander (Gases del Oriente).

Este último mercado impone eficiencia a 26 mercados más, por lo cual consideramos que debe existir un error en la información incluida en la base de datos del modelo DEA.

En primera medida, se realizó una comparación entre los usuarios promedio de los primeros cinco años, y los kilómetros de red promedio en ese mismo periodo. Se halló que Gases del Oriente, muestra valores que no son comparables con las demás empresas pares del grupo arrojado por el modelo DEA. En el gráfico siguiente se observa dicho alejamiento (nótese la escala logarítmica de los ejes, que fue necesaria para poder mostrar la magnitud de las diferencias):



El mercado de Cúcuta, Los Patios y Villa del Rosario Norte de Santander (Gases del Oriente), no es comparable con el mercado de Choachi, Fómeque y Ubaque, por cuanto las cifras de km de tuberías, Inversiones en distribución, AOM anuales y usuarios, difieren totalmente de los tres municipios del mercado solicitado por Gas Natural S.A. ESP. como se indica a continuación:

Empresa	Inversión (\$)	Usuarios promedio	red km
EPM El Retiro	623,926,833	979	16.9
EPM LA UNION	824,194,250	1,199	19.1
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	44,303,260,000	68,481	1,391.4
METROGAZ DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	9,005,790,000	45,660	397.1
SURTIGAS COTORRA CORDOBA	713,019,690	1,433	51.4
SURTIGAS LA UNION SUCRE	437,632,284	1,343	39.5
CHOACHI, FOMEQUE, UBAQUE	2,275,299,882	1,593	45.5

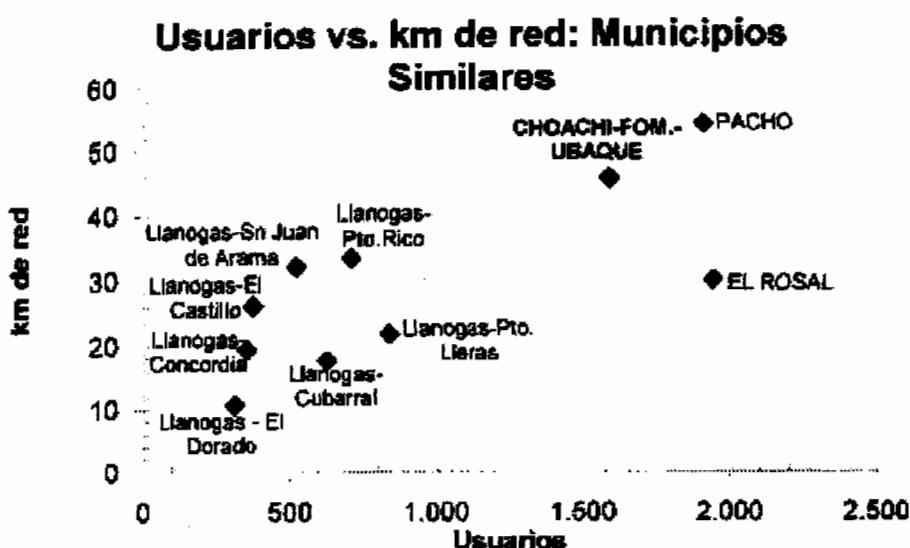
Entre los expedientes tarifarios de otras sociedades distribuidoras de gas en el país, se hallaron como casos con magnitudes similares, a los siguientes casos:

ccp

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

- Llanogas Cubarral (R. 028/09)
- Llanogas El Castillo (R. 029/09)
- Llanogas El Dorado (R. 030/09)
- Llanogas Concordia (R.031/09)
- Llanogas Pto. Lleras (R.032/09)
- Llanogas Pt. Rico (R.033/09)
- Llanogas Sn. Juan de Arama (R. 034/09)

El mismo análisis gráfico se empleó con estos municipios, hallando un conjunto de empresas con mayor afinidad, frente al caso anteriormente analizado:



Como se puede observar, este conjunto se encuentra establecido en un rango mucho más enfocado, el cual está entre los 300 y los 2.000 usuarios, y no un rango desproporcionado como el visto en el primer caso, en donde los expedientes de Choachi, Fomeque y Ubaque, junto con los expedientes de EPM y Surtigas, se ubican entre los 1.000 y 2.000 usuarios, pero Gases del Oriente tiene alrededor de los 70.000 usuarios abriendo el rango de comparación de manera poco razonable.

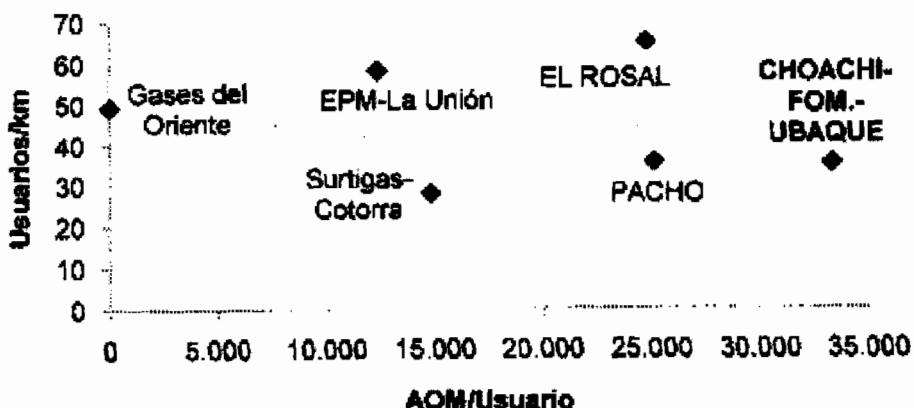
1.3.3 Análisis de comparación de ratios para mercados pares y para mercados similares

Con base en el análisis anterior, se desarrolló un estudio de los ratios de gastos de AOM/Usuario y Usuarios/kilómetro de red (densidad), lo cual arrojó el siguiente resultado:

Caja

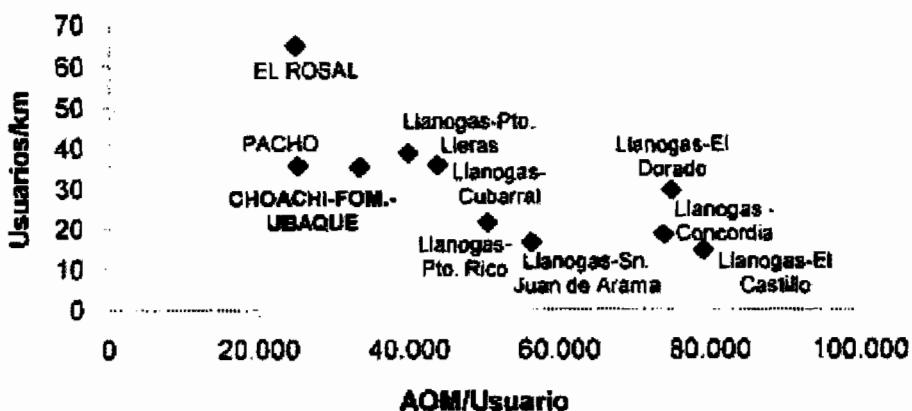
Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

AOM/Usuario vs. Densidad: Municipios Pares



La misma comparación se realizó para Choachi, Fómeque y Ubaque, con el listado de expedientes de municipios similares, arriba mencionado:

AOM/Usuario vs. Densidad: Municipios Similares



De acuerdo con el documento CREG 011 de 2011, la Comisión acotó a un 42,86% los gastos de AOM de la tarifa de distribución de gas para los municipios de Choachi, Fómeque y Ubaque, lo que observamos es el resultado de la comparación con los mercados seleccionados a partir del modelo DEA, lo que se observa en la gráfica de comparación de dicho municipio con sus respectivas empresas de referencia.

Al comparar igualmente los ratios del expediente tarifario del municipio de Choachi, Fómeque y Ubaque con los municipios similares, se puede observar que para estos municipios se acotaron sus gastos de AOM entre un 74% y un 94%, con una media de 83%, mientras que en la tarifa aprobada para Choachi, Fómeque y Ubaque, el nivel de eficiencia aprobado es mucho menor.

CUL

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

Es por esto que se solicita a la CREG la revisión de la información introducida al modelo de análisis DEA, y que se nos explique cómo se produce un acotamiento del 42,86% (o incluso del 32,27% utilizado para el cálculo de los gastos AOM publicados en el anexo 3 de la Resolución 014 de 2011) para los municipios de Choachi, Fómeque y Ubaque, cuando en el caso de municipios de similar eficiencia, el acotamiento ha sido mayor, promediando un 83%.

1.3.4 Análisis de comparación de los gastos de AOM / m³ aprobados para mercados pares y para mercados similares

Lo planteado en el anterior numeral se evidencia con el análisis de los cargos aprobados para mercados similares y aún de menor tamaño, como son por ejemplo los mercados de la empresa LLANOGAS S.A. ESP en el departamento del Meta:

Municipio	Usuarios promedio	Resolucion CREG	Componente AOM del Dm \$/m ³	AOM Distribucion reconocidos \$/año 2007
El Castillo	376	Res 029/09	363.79	35,818,415
Puerto Concordia	355	Res 030/09	324.23	31,579,224
Puerto Rico	711	Res 031/09	231.99	43,237,747
San Juan de Pasto	534	Res 034/09	246.84	35,500,240

Como se observa en la anterior tabla, las componentes de AOM en \$/m³ del Cargo Promedio de Distribución son muy superiores al valor aprobado para el mercado de Choachi, Fómeque y Ubaque.

Una prueba contundente de que un cargo de AOM muy bajo impide la prestación del servicio de distribución de gas por redes, es el caso del mercado relevante del municipio de Coyaima Tolima. Para este mercado se aprobó una componente de AOM de \$82.15 /m³ (a \$ de diciembre de 2009) lo que asociado a una componente de inversión de \$39.66/m³ no ha motivado la entrada de empresa alguna de distribución de gas por redes de tuberías.

Concluyendo con el análisis anterior, en la tabla siguiente se observa parte de la tarifa correspondiente al gasto de AOM, y su nivel de acotamiento. Mientras que para municipios similares se ha reconocido un promedio del 83% de los gastos presentados, para los municipios de Choachi, Fómeque y Ubaque se ha reconocido un nivel de acotamiento más drástico, a pesar de las características de eficiencia del expediente presentado, las cuales son por lo menos similares a los municipios de comparación. Se debe resaltar adicionalmente, que las cifras de gasto AOM acotadas, y que aparecen en la resolución CREG 014 de 2011, corresponderían a un nivel de acotamiento más bajo, del 32,22%, por lo cual debe corregirse dicha diferencia.

Dey

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

Dm AOM	\$/m3 solicitados	\$/m3 Aprobados	Acotamiento
Promedio Pares	116	116	100,0%
Choachi- Fom.-Ubaque	122	39	32,2%
Promedio Similares	353	297	84,2%

Es necesario entonces señalar en este caso, que dicho nivel de acotamiento (46,86%) no se encuentra razonable de acuerdo a las comparaciones antes analizadas, lo cual puede implicar una posible pérdida de suficiencia financiera del proyecto de gasificación de los municipios de Choachi, Fómeque y Ubaque, en caso de ejecutarse con las condiciones fijadas por la Comisión. (...)".

III. CONSIDERACIONES DE LA CREG

• DE LA PROCEDENCIA DEL RECURSO

De conformidad con la documentación que reposa en el expediente se procedió a verificar los requisitos para la presentación del recurso de reposición y su oportunidad y se constató que el mismo fue presentado cumpliendo las exigencias contenidas en los artículos 51 y 52 del Código Contencioso Administrativo.

• ANÁLISIS DEL RECURSO

Dentro de la actuación administrativa que se surtió para la expedición de la presente resolución, la CREG analizó los fundamentos dados por la recurrente y sobre su contenido se precisa lo siguiente:

3.1. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

3.1.1. Gastos reconocidos vs. Gastos solicitados por la empresa

En relación con el señalamiento de la recurrente sobre la identificación de un error en la aplicación del nivel de eficiencia de eficiencia de 42,86% al valor presente de los gastos de AOM propuestos para el horizonte del proyecto, se procedió a la revisión y se encontró que los valores proyectados de gastos de AOM considerados no tuvieron en cuenta los montos referentes a la última línea correspondiente a la cuenta 7530. De igual manera se observó que se tuvieron en cuenta unos montos por concepto de amortización de intangibles, los cuales no fueron reportados por la empresa.

En relación con la cuenta 7530 a través de la comunicación S-2011- 002691 la CREG le solicitó a la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P con respecto a los gastos de AOM reportados en la solicitud tarifaria, las siguientes aclaraciones:

- Aclarar y explicar qué rubros y conceptos se contemplan en la cuenta 7530 referente a Costo de bienes y servicios públicos para la venta.
- Señalar qué conceptos se han considerado en la cuenta 5111 correspondiente a Gastos Generales.

Csp

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

- Indicar si en alguna de las cuentas proyectadas para AOM, se encuentra incluido el costo del gas, el costo de transporte u otros cobros que se hacen a los usuarios.

Lo anterior teniendo en cuenta que de acuerdo con el reporte de las cuentas de AOM del Anexo 3 de la Resolución CREG 011 de 2003, la Comisión reconocía los gastos a partir de las cuentas del PUC y tomaba las cuentas 51 y 6. En la cuenta 6 se incluían algunos gastos que no correspondían a gastos de AOM propiamente de la actividad de distribución. Por esta razón se solicitaban las cuentas 7515 y 7520 que corresponden a depreciaciones y amortizaciones de activos y bienes que pagan directamente los usuarios y la cuenta 7530 correspondiente a Costo de Bienes y Servicios Públicos Para la Venta en la cual se consideraba que estaba contenido el costo del gas, del transporte y los costos de otros bienes que se trasladan en la fórmula tarifaria o a través de otros cobros a los usuarios. Por esta razón estos valores eran descontados de los gastos de AOM.

Ahora bien, teniendo en cuenta que la empresa no reportó montos para las cuentas 6, se hacía necesaria la aclaración sobre la cuenta 7530 y verificar si en esta cuenta la empresa había considerado los costos del gas y del transporte. Al respecto y mediante el radicado CREG E-2011-005478, GAS NATURAL S.A. E.S.P. manifestó:

"De acuerdo con los gastos de la actividad de distribución de gas que son reconocidos en la tarifa, y acorde con la regulación vigente (Res. CREG 011 de 2003), en tal proyección de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de la distribución, no se contempló ni incluyó ningún tipo de monto asociado al costo de suministro de gas y/o transporte de gas".

Con la aclaración anterior, se entiende que todos los gastos, reportados por la empresa incluidos en la variable Costos de Bienes y Servicios Públicos para la venta, corresponden a gastos AOM de la actividad de distribución. Es por esto que se procede a reconocer en su totalidad los valores de la proyección de AOM y los cuales serán posteriormente afectados con el porcentaje obtenido en el resultado del modelo de eficiencia DEA.

3.1.2. Aplicación del Nivel de Eficiencia.

Los argumentos expuestos por la recurrente en relación con la determinación de la eficiencia en el DEA, se resumen principalmente en cuatro aspectos: (i) Para la determinación de los gastos de AOM aprobados en la Resolución 014 de 2011 no se llevó a cabo un análisis de cluster ni de GRUBBS para determinar la eficiencia de las empresas; (ii) Los gastos anuales aprobados para los mercados con los cuales se comparan los municipios de Choachí, Fómeque y Ubaque, son insuficientes para atender los gastos de la actividad de distribución; (iii) El mercado de Cúcuta, Los Patios y Villa del Rosario Norte de Santander de Gases del Oriente impone eficiencia a 26 mercados por lo cual debe haber un error en la base de datos del DEA; (iv) el análisis para mercados similares y de menor tamaño muestra que las componentes de AOM en \$/m³

cey

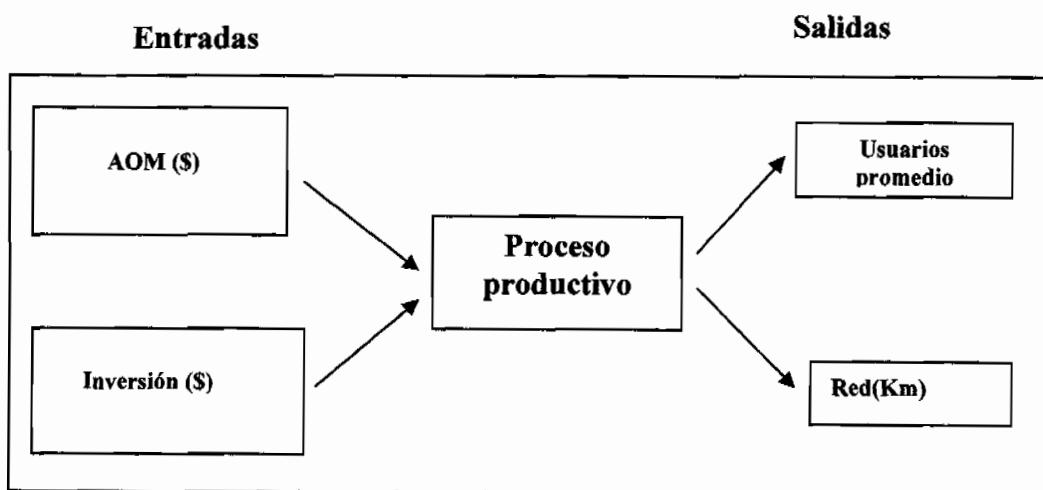
Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

del cargo promedio de distribución son muy superiores al aprobado para el mercado Choachí, Fómeque y Ubaque.

Para el análisis es necesario tener en cuenta el proceso que se realiza con la metodología de Análisis Envolvente de Datos, DEA (Data Envelopment Analysis), por sus siglas en inglés, es una técnica utilizada para medir la eficiencia de unidades productivas y permite considerar múltiples entradas y salidas. En el análisis DEA se realizan dos procesos simultáneamente mediante el uso de algoritmos de programación lineal; éstos son: la obtención de la frontera eficiente y la estimación de la eficiencia relativa de cada unidad productiva.

La obtención de la frontera eficiente se calcula con base a un conjunto de observaciones de las diferentes unidades productivas (en este caso los datos reales o proyectados de las empresas) minimizando las entradas (Gastos AOM e inversión) manteniendo las salidas (kilómetros de red y número promedio de usuarios), en el caso de que las salidas sean variables exógenas (como lo son en el presente análisis). La estimación de la ineficiencia se calcula como la distancia a la frontera de cada empresa evaluada, comparándose cada empresa con otra tecnológicamente similar.

El análisis DEA se realiza teniendo en cuenta el siguiente proceso productivo:



El programa DEA permite calcular el porcentaje de eficiencia, establecer las empresas similares y observar el porcentaje de comparación de cada una de ellas con respecto al mercado en análisis.

La eficiencia está relacionada con la economía de recursos, la cual se define como la relación entre los resultados obtenidos o salidas y los recursos utilizados o entradas. Dado que tenemos como entradas las variables de AOM e inversión y como salidas las variables de kilómetros de Red y usuarios, la eficiencia será una magnitud multidimensional.

Al aplicar el modelo de análisis envolvente de datos DEA, se obtiene que el nivel de eficiencia respecto a los mercados comparables, para el mercado constituido por los municipios de Choachi, Fómeque y Ubaque de la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. fue el siguiente:

sep

WJ

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

Empresa	Mercado	Nivel de eficiencia	Mercados comparables
Gas Natural S.A. E.S.P.	Choachí, Fómeque y Ubaque	42,86%	24 (0.44) 49 (0.01) 100 (0.56)

Del anterior resultado se observa que el porcentaje de eficiencia en AOM de distribución es de 42,86%, producto de la comparación con los siguientes mercados similares:

- Para el mercado de Cúcuta, Los Patios y Villa del Rosario-Norte de Santander (Gases de Oriente) identificado con el número 49, el peso de comparación para el análisis de eficiencia corresponde a menos del 1%.
- Para el mercado de El Retiro-Antioquia (EPM) identificado con el número 24, el peso de comparación para el análisis de eficiencia corresponde al 44 %.
- Para el mercado de Cotorra-Sucre (Surtigas) identificado con el número 100; el peso de comparación para el análisis de eficiencia corresponde al 56 %.

Con base en el proceso productivo de las empresas a través de la información global de las mismas, el modelo DEA evaluó la eficiencia relativa de un grupo de unidades administrativas o productivas, que permite construir una frontera de eficiencia relativa.

A partir de la frontera de eficiencia relativa construida por el modelo DEA, se seleccionaron los anteriores mercados de referencia y su correspondiente porcentaje de incidencia para determinar el valor eficiente en el mercado de Choachí, Fómeque y Ubaque.

Una vez clarificado lo anterior se procede al análisis los argumentos de la recurrente.

a) Análisis Cluster y GRUBBS

En relación con que no se llevó a cabo un análisis cluster es de anotar que este tipo de análisis no forma parte de la metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2003 para la determinación de eficiencia de los gastos de AOM de la actividad de distribución.

El Anexo 3 de la Resolución CREG 011 de 2003, establece para el costo eficiente de AOM en la actividad de distribución lo siguiente:

"ANEXO 3

METODOLOGÍA PARA ESTABLECER EL COSTO EFICIENTE DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE

Cec

*W
J*

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

Para establecer los gastos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento, que se remunerarán en el cargo de distribución, se adopta la metodología de punto extremo: "Análisis Envolvente de Datos". Esta metodología se utiliza para evaluar la eficiencia relativa de un grupo de unidades administrativas o productivas y permite construir una frontera de eficiencia relativa (...)” (subrayado fuera de texto)

La metodología tampoco señala que se debe hacer previamente a la corrida del modelo un análisis de GRUBBS. Es cierto que éste se llevó a cabo tal y como se explica en el Documento CREG 009 de 2004, en su momento con el propósito de estructurar la base de datos para utilizar el modelo DEA y asegurar la solidez de la información inicial y que sería la base para las comparaciones siguientes de gastos AOM. Así mismo, se hizo este análisis para los casos particulares de los mercados relevantes que fueron objeto de recurso de reposición por parte de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y Gases del Oriente S.A. E.S.P. y en estos casos se procedió de tal forma con el único propósito de identificar si estas empresas constituían datos extremos.

Para atender la inquietud planteada por la recurrente se ha llevado a cabo un análisis de datos extremos multivariados, el cual considera todas las variables en conjunto. Este análisis ha arrojado que los mercados de El Retiro Antioquia, Cotorra Córdoba no constituyen valores extremos.

Sin embargo, se ha encontrado que el mercado de Cúcuta, Los Patios y Villa del Rosario-Norte de Santander (Gases de Oriente) si corresponde a un dato extremo). Aunque esta no es razón para sacarlo de la comparación, si presenta un dato de AOM bajo en relación con otros mercados y es por ello que para evitar distorsiones en los resultados se procede a no considerar, en la base datos que alimenta el DEA, la información correspondiente a este mercado.

No obstante, es de anotar que aunque el modelo DEA seleccionó el mercado de Cúcuta como comparación del mercado de Choachí, Fómeque y Ubaque, éste no afectó en forma relevante el factor de eficiencia asignado para este último mercado, dado que su porcentaje de incidencia para determinar el valor eficiente es menor al 1%. Por lo tanto esta decisión no afecta de forma considerable el porcentaje asignado por el modelo.

De otro lado, se revisó la información correspondiente al mercado del Retiro Antioquia (EPM) que alimenta la base de datos del DEA y el cual le marca eficiencia en un porcentaje del 44 % al mercado del Choachí, Fómeque y Ubaque, encontrando que esta empresa en su solicitud tarifaria, reportó para el primer año, un valor total de gastos de AOM de cero (0). Teniendo en cuenta que el valor de AOM para nuevos mercados que se considera para el modelo DEA es el correspondiente al promedio proyectado para los cinco años del primer periodo tarifario³, este valor de cero afecta dicho promedio y no permite reflejar un valor real de los posibles gastos de AOM para el mercado durante un periodo de un año.

Ad _____
³ Anexo 3 de la Resolución CREG 011 de 2003

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

Teniendo en cuenta que este comportamiento sería atípico, dado que un sistema de distribución debería tener algún valor por concepto de gastos de AOM desde su primer año de operación, la Comisión considera adecuada la exclusión de la base de datos que alimenta el modelo DEA los valores de éste u otros mercados que hayan tenido este comportamiento con el fin de evitar posibles distorsiones en los resultados de la aplicación del modelo.

Ahora bien, en relación con el mercado de Cotorra (Sucre) no se han encontrado motivos suficientes para considerar excluirlo de la base de datos del DEA, dado que los AOM corresponden a los datos reportados por la empresa, no corresponden a datos extremos y corresponden a costos que actualmente se están remunerado en el cargo de distribución a la empresa que está operando en este mercado.

De otro lado, la empresa en su recurso informa que el mercado de Choachí, Fómeque y Ubaque es comparable en usuarios y km de red con los siguientes:

- Llanogas Cubarral (R. 028/09)
- Llanogas El Castillo (R. 029/09)
- Llanogas El Dorado (R. 030/09)
- Llanogas Concordia (R.031/09)
- Llanogas Pto. Lleras (R.032/09)
- Llanogas Pt. Rico (R.033/09)
- Llanogas Sn. Juan de Arama (R. 034/09)

Además indica que aun siendo de magnitudes similares, se explique cómo se produce un acotamiento del 42,86% para Choachí, Fómeque y Ubaque, cuando en el caso de municipios de similar eficiencia, el acotamiento ha sido mayor, promediando un 84%.

Para este análisis es necesario revisar la información para los mercados mencionados anteriormente en relación con el mercado de Choachí, Fómeque y Ubaque:

Empresa	AOM (\$)	Inversión (\$)	Usuarios promedio	red
Cubarral-Llanogas	\$ 29.358.309,52	\$ 420,555,176.43	626.6	17.686
El Castillo-Llanogas	\$ 29,358,309.52	\$ 450,469,686.04	375.6	26.0742
El Dorado-Llanogas	\$ 29,358,309.52	\$ 314,752,889.62	313	10.6591
Puerto Concordia-Llanogas	\$ 29,358,309.52	\$ 437,769,770.57	354.6	19.3731
Puerto lleras-Llanogas	\$ 39,422,838.57	\$ 489,732,881.36	840	21.8
Puerto Rico-Llanogas	\$ 39,422,838.57	\$ 591,935,458.88	711	33.46
San Juan de Arama-Llanogas	\$ 29,358,309.52	\$ 635,812,877.36	523.6	32.201
Gas Natural - Choachí	\$ 39,914,107.11	\$ 2,275,006,056.24	1,593.20	45.5158

Fuente: Base de datos CREG para el DEA

En la estimación del valor de eficiencia cuando se desea minimizar los AOM e inversión, dados unos valores fijos de red y usuarios, la eficiencia relativa disminuye en la medida que la empresa tiene más AOM e inversión de las cantidades eficientes dados sus niveles de red y usuarios.

cell

*W
J*

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

Conforme a lo anterior, se observa en la tabla que los valores de AOM e inversión en el mercado Choachí, Fómeque y Ubaque son superiores al de los mercados que indica la empresa como similares. Dado que la eficiencia está relacionada con la economía de recursos, la cual se define como la relación entre los resultados obtenidos (salidas: km Red y usuarios) y los recursos utilizados (entradas: AOM e Inversión); y por ser la eficiencia de magnitud multidimensional, el nivel de eficiencia aplicando el modelo DEA para cada uno de estos mercados es diferente.

Acorde con la Resolución CREG 011 de 2003, se debe usar la metodología de estimación de frontera de eficiencia para establecer los máximos gastos de AOM a reconocer en los cargos correspondientes. Con base en lo anterior, en el documento general para la determinación de cargos de distribución y comercialización -DOCUMENTO CREG 009 DE 2004, se describe en detalle la aplicación de la metodología de estimación de frontera.

Con fundamento en las anteriores consideraciones se procede nuevamente a la aplicación del DEA y se obtiene que la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. para el mercado de Choachi, Fómeque y Ubaque obtiene un nivel de eficiencia en distribución de 45,16%.

	DMU	Nivel de Eficiencia	Mercados Comparables
1	Alcanos - Carmen de Apicala	60,72%	85 (0,14) 98 (0,75) 114 (0,11)
2	Alcanos (Cauca)	70,90%	41 (0,04) 46 (0,10) 54 (0,65) 114 (0,21)
3	ALCANOS DE COLOMBIA AREA EXCLUSIVA CENTRO Y TOLIMA	60,28%	41 (0,42) 43 (0,07) 46 (0,09) 64 (0,42)
4	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	93,08%	41 (0,76) 43 (0,09) 46 (0,13) 96 (0,02)
5	Alcanos -Icononzo	64,69%	64 (0,00) 97 (0,94) 98 (0,05)
6	Alcanos-Valle de San Juan	100,00%	6
7	Apulo, Tocaima, Agua de Dios-Alcanos	77,99%	64 (0,02) 97 (0,28) 114 (0,70)
8	Aranzazu y otros-Gas N. del Centro	80,82%	46 (0,09) 64 (0,09) 114 (0,83)
9	ARIARI	74,69%	39 (0,08) 64 (0,08) 98 (0,40) 110 (0,44)
10	Capitaneo-Ingasoil	58,84%	89 (0,12) 97 (0,61) 98 (0,27)
11	Carmen de Atrato	46,35%	85 (0,09) 98 (0,44) 110 (0,47)
12	Carmen de Viboral Alcanos	77,54%	64 (0,08) 98 (0,90) 110 (0,02)
13	Chibolo-Ingebras	68,80%	39 (0,00) 70 (0,17) 98 (0,75) 114 (0,08)
14	Cubarral-Llanogas	71,07%	89 (0,50) 97 (0,34) 110 (0,16)
15	ECOSEP	66,67%	41 (0,04) 114 (0,96)
16	EDALGAS (Cisneros y Pto Berrio)	68,20%	39 (0,05) 64 (0,12) 98 (0,79) 114 (0,05)
17	EdalGAS (San Roque)	80,77%	23 (0,00) 89 (0,84) 110 (0,16)
18	El Castillo-Llanogas	75,35%	89 (0,45) 97 (0,25) 98 (0,29)
19	El Dorado-Llanogas	67,45%	6 (0,13) 89 (0,77) 97 (0,10)
20	EMPITALITO	90,53%	46 (0,01) 114 (0,99)
21	EMPRESA CAUCANA DE GAS S.A. E.S.P.	47,75%	85 (0,68) 98 (0,11) 114 (0,21)
22	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	86,99%	43 (0,21) 46 (0,79)
23	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	100,00%	4
24	ENERCA	49,13%	41 (0,05) 46 (0,06) 114 (0,89)
25	ESPIGAS	62,22%	85 (0,52) 98 (0,38) 114 (0,10)
26	Forencia Alcanos	85,77%	46 (0,05) 64 (0,21) 114 (0,74)
27	G. Occidente (Cauca)	50,93%	41 (0,11) 46 (0,03) 114 (0,86)
28	Garagoa-Publiservicios	58,09%	46 (0,02) 64 (0,01) 114 (0,97)
29	Gas Comprimido de Occidente	76,88%	46 (0,06) 64 (0,65) 114 (0,29)
30	GAS DE SANTANDER	99,33%	23 (0,00) 89 (0,62) 110 (0,38)
31	GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	43,10%	41 (0,96) 114 (0,04)
32	GAS DOMICILIARIO	64,64%	39 (0,07) 64 (0,07) 98 (0,74) 114 (0,12)

*Cell**WJ*

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

33	Gas Natural Cundiboyacense – Subachoque	74,13%	6 (0,38) 97 (0,62)
34	GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. E.S.P.	37,87%	39 (0,03) 41 (0,79) 114 (0,18)
35	GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	52,83%	41 (0,49) 46 (0,06) 64 (0,27) 114 (0,17)
36	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	95,47%	41 (0,28) 114 (0,72)
37	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	94,83%	23 (0,50) 41 (0,36) 96 (0,14)
38	GAS NATURAL S.A E.S.P	100,00%	0
39	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	100,00%	25
40	Gases de Bolívar	58,36%	39 (0,01) 64 (0,01) 98 (0,65) 110 (0,33)
41	GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	100,00%	17
42	Gases del Ariari – Granada	65,28%	39 (0,07) 70 (0,53) 114 (0,40)
43	GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	100,00%	4
44	GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P	81,65%	41 (0,12) 46 (0,08) 114 (0,80)
45	GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	79,05%	43 (0,03) 46 (0,50) 64 (0,47)
46	GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	100,00%	18
47	GASES DEL QUINDIO S.A E.S.P	34,73%	39 (0,02) 41 (0,38) 64 (0,01) 114 (0,61)
48	GASES DEL SUR DE SANTANDER	45,38%	39 (0,01) 70 (0,49) 114 (0,50)
49	Gasnacer(San Martín)	22,94%	97 (0,01) 98 (0,56) 110 (0,42)
50	Guaca-Ingasoil	60,50%	89 (0,71) 97 (0,08) 98 (0,21)
51	Guadalupe-Ingasoil	62,29%	89 (0,24) 97 (0,12) 110 (0,64)
52	Improgas (Charala)	95,35%	6 (0,73) 89 (0,20) 97 (0,07)
53	Ingeobras-Astrea	95,15%	39 (0,00) 70 (0,49) 98 (0,39) 114 (0,11)
54	Ingeobras-Chimichagua	84,10%	39 (0,01) 70 (0,26) 98 (0,66) 114 (0,08)
55	Ingeobras-El Paso	77,68%	85 (0,39) 114 (0,61)
56	Ingeobras-Nueva Granada	96,37%	39 (0,01) 70 (0,40) 85 (0,33) 110 (0,26)
57	Jimelgas	47,05%	39 (0,00) 64 (0,02) 98 (0,91) 114 (0,07)
58	La Ceja Epm	98,39%	64 (0,04) 97 (0,81) 114 (0,16)
59	Leticia	82,87%	39 (0,02) 64 (0,02) 98 (0,84) 114 (0,12)
60	Lianogas (Barranca de Upia)	79,45%	89 (0,15) 97 (0,13) 98 (0,72)
61	Madigas – Medina	37,91%	39 (0,00) 64 (0,00) 98 (0,56) 110 (0,43)
62	MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	85,94%	86 (0,02) 114 (0,98)
63	Malaga	65,07%	85 (0,02) 98 (0,02) 110 (0,96)
64	METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P	100,00%	38
65	Metrogas(Ocaña)	85,44%	46 (0,01) 64 (0,20) 114 (0,79)
66	Nacional de Servicios Publicos	43,12%	39 (0,01) 70 (0,12) 98 (0,80) 114 (0,07)
67	Pamplona	60,69%	97 (0,40) 98 (0,35) 110 (0,24)
68	Primavera	94,86%	85 (0,16) 98 (0,36) 110 (0,47)
69	PROMESA	67,84%	39 (0,00) 64 (0,00) 98 (0,47) 110 (0,53)
70	PROVISERVICIOS	100,00%	8
71	Proviservicios – Rionegro	58,15%	6 (0,24) 97 (0,76)
72	Proviservicios (Gepsa)	70,15%	85 (0,06) 98 (0,92) 114 (0,02)
73	Proviservicios (La Paz)	61,64%	85 (0,32) 98 (0,40) 110 (0,27)
74	Proviservicios (Rio de Oro)	51,81%	39 (0,00) 64 (0,00) 98 (0,54) 110 (0,45)
75	Proviservicios (San Vicente Chucuri)	53,92%	64 (0,04) 97 (0,26) 98 (0,70)
76	Proviservicios (Zapatoca)	66,22%	39 (0,00) 64 (0,00) 98 (0,91) 114 (0,08)
77	PROVISERVICIOS GUAVATA	63,65%	85 (0,34) 98 (0,07) 110 (0,58)
78	Proviservicios (El Peñol)	66,65%	85 (0,09) 98 (0,41) 110 (0,50)
79	Publiservicios (Paez, Berbeo, San Eduardo, Zetaquira)	48,23%	85 (0,71) 114 (0,29)
80	Puerto Concordia-Lianogas	68,97%	6 (0,05) 89 (0,63) 97 (0,32)
81	Puerto Gaitán-Lianogas	59,79%	39 (0,01) 64 (0,00) 98 (0,74) 110 (0,25)
82	Puerto Ileras-Lianogas	60,25%	97 (0,12) 98 (0,30) 110 (0,58)
83	Puerto Rico-Lianogas	63,51%	89 (0,18) 97 (0,02) 98 (0,80)
84	Rionegro, Santuario, Marinilla, Guane	70,28%	46 (0,09) 64 (0,26) 114 (0,65)
85	Sabanas de San Angel-Ingeobras	100,00%	18
86	San Agustín-Huila Surgas	92,14%	64 (0,02) 97 (0,98)
87	San Andres Santander Ingasoil	61,16%	89 (0,28) 97 (0,42) 110 (0,30)
88	San Juan de Arama-Lianogas	71,21%	89 (0,39) 97 (0,58) 98 (0,04)
89	Santa Barbara-Ingasoil	100,00%	17
90	SERVIGAS COYAIMA	51,72%	23 (0,00) 70 (0,66) 110 (0,34)

*QED**WJF*

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

91	SERVINGAS (Fajan, Palocabildo, Casabianca y Villahermosa)	42,36%	64 (0,04) 97 (0,67) 114 (0,29)
92	Simacota-Ingasoil	65,00%	6 (0,05) 89 (0,67) 97 (0,28)
93	Surgas (Pitalito y Timaná)	84,98%	39 (0,04) 41 (0,13) 64 (0,29) 114 (0,54)
94	Surgas (Agrado-Alamira)	91,71%	64 (0,11) 97 (0,05) 98 (0,68) 114 (0,15)
95	Surgas (Nataga-Colombia)	83,74%	39 (0,00) 64 (0,01) 98 (0,52) 110 (0,47)
96	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P	100,00%	2
97	SURTIGAS COTORRA CORDOBA	100,00%	30
98	SURTIGAS LA UNION SUCRE	100,00%	49
99	NORGAS CURITI, PARAMO, VILLANUEVA SANTANDER	57,87%	89 (0,57) 97 (0,27) 98 (0,16)
100	San Juan de Pasto Alcanos	75,26%	41 (0,15) 48 (0,30) 114 (0,55)
101	Enciso Ingasoil	96,22%	89 (0,80) 97 (0,06) 110 (0,14)
102	San Jose del Guaviare Llanogas	71,30%	41 (0,01) 114 (0,99)
103	San Andrés Islas Llanogas	46,75%	39 (0,00) 64 (0,14) 98 (0,39) 114 (0,48)
104	La Calera Gas Natural	74,05%	64 (0,01) 97 (0,24) 98 (0,75)
105	Madigas-Ramiriquí, Jenesano, Ciénaga y Tibana	45,92%	85 (0,23) 98 (0,12) 114 (0,65)
106	Madigas-Ventquemada, Turmequé, Nuevo Colón	37,79%	85 (0,04) 98 (0,42) 114 (0,54)
107	Gascaribe- Soplaviento	74,50%	97 (0,29) 98 (0,64) 114 (0,07)
108	Surtigas-Antioquia-Cordoba	95,60%	41 (0,33) 46 (0,05) 64 (0,06) 114 (0,56)
109	Surgas-Palestina-Saladoblanco	65,01%	85 (0,01) 98 (0,24) 110 (0,75)
110	Llanogas-Cabuyaro	100,00%	28
111	Llanogas-San Carlos de Guara	74,99%	85 (0,02) 98 (0,58) 110 (0,39)
112	Proviservicios-El Playon	35,49%	39 (0,00) 64 (0,00) 98 (0,31) 110 (0,69)
113	Proviservicios – Cimitarra	42,56%	39 (0,01) 64 (0,02) 98 (0,91) 114 (0,06)
114	Surtigas - Zambrano, Mahates y Córdoba	100,00%	48
115	Gas Natural - Choachi	45,16%	64 (0,00) 97 (1,00)

3.1.3. Cumplimiento del Principio de Suficiencia Financiera

En relación con el cumplimiento del principio de suficiencia financiera establecido en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, es importante considerar que conforme a la Constitución Política, es deber del Estado asegurar la prestación eficiente de los servicios públicos a todos los habitantes del territorio nacional⁴. En este sentido, y en relación con el cumplimiento de los criterios de eficiencia y de suficiencia financiera establecidos en los numerales 87.1, 87.4 y 87.7 de la Ley 142 de 1994, es de indicar que las metodologías tarifarias adoptadas mediante Resolución CREG 011 de 2003 permiten la recuperación de los costos de inversión y de AOM a las empresas, pero siempre y cuando estos costos sean eficientes, tal y como lo ordenan las normas superiores; la prestación de los servicios públicos debe obedecer el criterio de suficiencia en condiciones de eficiencia. Asimismo, es importante destacar que la Constitución Política no impuso un determinado modelo económico, y permitió al legislador definir dentro de su margen de configuración este concepto⁵. En este sentido, en la Ley 142 de 1994 éste estableció qué debe entenderse por eficiencia económica: (i) que las tarifas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; (ii) que las fórmulas tarifarias tengan en cuenta los costos y los aumentos de productividad esperados; (iii) que los aumentos de productividad esperados se distribuyan entre la empresa y los usuarios tal y como ocurriría en un mercado competitivo; (iv) que no se traslade a los usuarios los costos de una gestión ineficiente; (v) que las empresas no se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. De otro lado, conforme al principio

⁴ Artículo 365.

⁵ Corte Constitucional Sentencia C-150 de 2003, M.P. Dr. Manuel José Cepeda Espinosa

Ocel

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

de suficiencia financiera, se debe garantizar a las empresas la recuperación de los recursos que deben utilizar para prestar el servicio al mayor número de usuarios con el fin de alcanzar el principio de universalidad consagrado en el artículo 365 de la Constitución; conforme lo ha señalado la Corte Constitucional, “*la medición de los costos y gastos que se requieren para la prestación del servicio, ha de tener como referencia los costos y gastos que tendría una empresa encargada de prestar el mismo servicio en un mercado competitivo, es decir, bajo condiciones de eficiencia con el mismo nivel de riesgo (...)*⁶”. Precisamente, con el propósito de determinar dicha eficiencia y en aras de garantizar el cumplimiento de los criterios legales de suficiencia financiera y de eficiencia, la regulación de la Comisión, para el caso de los gastos AOM en la metodología contendida en la Resolución CREG 011 de 2003 determinó que debía darse aplicación a la metodología de frontera de eficiencia DEA. El análisis que llevó a la determinación de la metodología contenida en la Resolución CREG 011 de 2003, se encuentra en el Documento CREG-011 de 2003, la cual se encuentra vigente y constituye el marco general de aplicación en las actuaciones administrativas desarrolladas por la Comisión con el propósito de aprobar los cargos promedio de distribución y de comercialización para la prestación del servicio.

En consideración a lo expuesto anteriormente, la Comisión en su sesión 487 del 9 de junio de 2011.

RESUELVE:

Artículo 1. Modificar el Artículo 4 “Gastos de Administración, Operación y mantenimiento – AOM y el Artículo 5 “Cargo promedio de Distribución” de la Resolución CREG-014 de 2011, los cuales quedarán así:

“ARTÍCULO 4. Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM. El nivel de eficiencia obtenido del modelo de optimización es 45,16%. Aplicando este resultado al valor presente de los gastos de AOM propuestos para el Horizonte de Proyección, se obtiene el siguiente valor para incorporar al cálculo del cargo que remunera los gastos de AOM. En el Anexo 3 se presentan los gastos de AOM para el Horizonte de Proyección:

Componente	\$ del 31 de diciembre de 2009
Valor Presente de los gastos de AOM, con nivel de eficiencia.	\$304.472.063

ARTÍCULO 5. Cargo Promedio de Distribución. A partir de la vigencia de la presente Resolución, el cargo promedio de distribución aplicable en el Mercado

⁶ Corte Constitucional Sentencia C-150 de 2003, M.P. Dr. Manuel José Cepeda Espinosa

COPP

Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

ARTÍCULO 5. Cargo Promedio de Distribución. A partir de la vigencia de la presente Resolución, el cargo promedio de distribución aplicable en el Mercado Relevante definido en el Artículo 1°, para recuperar los costos de inversión y los gastos de AOM para la distribución domiciliaria de gas combustible por red se fija en \$557,09/m³ (\$ del 31 de diciembre de 2009 desagregados de la siguiente manera:

Componente	\$/m³
Cargo de distribución	557,09
-Componente de inversión GAS NATURAL S.A. E.S.P.	502,13
-Componente Gastos AOM	54,96

NOTA: Cifras en pesos del 31 de diciembre de 2009

Parágrafo 1. El cargo piso aplicable en el Mercado Relevante del Artículo 1° se fija en \$64,39 \$/m³, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2009.

Parágrafo 2. Estos Cargos de Distribución se actualizarán de conformidad con lo establecido en el numeral 7.8 de la Resolución CREG-011 de 2003".

ARTÍCULO 2. Sustituir el Anexo 3 "Proyección de Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM" de la Resolución CREG 014 de 2011, por el Anexo 1 de la presente Resolución.

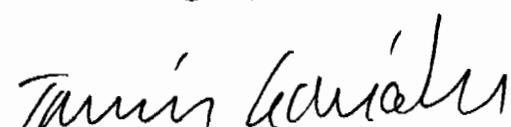
ARTÍCULO 3. No acceder a las demás peticiones de GAS NATURAL S.A. E.S.P., distintas a las reconocidas en los artículos 1 y 2 de la presente Resolución.

ARTÍCULO 4. Notificar a GAS NATURAL S.A. E.S.P. el contenido de esta Resolución y hacerle saber que contra lo dispuesto en este acto no procede recurso alguno por la vía gubernativa.

NOTIFIQUESE, PUBLIQUESE Y CÚMPLASE

09 JUN. 2011

Dada en Bogotá, a los


TOMÁS GONZÁLEZ ESTRADA
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y
Energía
Presidente


JAVIER AUGUSTO DÍAZ VELASCO
Director Ejecutivo



Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 014 de 2011.

**ANEXO 3
PROYECCIÓN DE GASTOS AOM-
ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

AÑO	GASTOS AOM (\$ de Diciembre de 2009)
1	15.277.071
2	35.722.806
3	39.627.851
4	40.093.996
5	40.502.071
6	41.122.552
7	41.744.905
8	42.209.179
9	43.029.524
10	43.653.749
11	44.063.696
12	44.686.049
13	45.557.170
14	46.181.395
15	46.747.219
16	47.418.476
17	48.246.309
18	48.876.149
19	49.639.597
20	50.514.462
VPN(11,31%)	304.472.063

Tomás González
TOMÁS GONZÁLEZ ESTRADA
 Viceministro de Minas y Energía
 Delegado del Ministro de Minas y
 Energía
Cel Presidente

Javier Augusto Díaz Velasco
JAVIER AUGUSTO DÍAZ VELASCO
 Director Ejecutivo

W
[Signature]