



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**SOLICITUD CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y  
COMERCIALIZACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE  
POR REDES PARA EL MERCADO RELEVANTE  
CONFORMADO POR LOS MUNICIPIOS DE  
CHIMA, CONFINES, COROMORO, ENCINO Y  
OCAMONTE EN EL DEPARTAMENTO DE  
SANTANDER DE INGASOIL S.A. E.S.P.**

**DOCUMENTO CREG-137**  
**Diciembre de 2013**

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

## CONTENIDO

<b>1. ANTECEDENTES.....</b>	<b>87</b>
<b>2. SUPUESTOS GENERALES E ÍNDICES UTILIZADOS.....</b>	<b>88</b>
<b>3. CARGOS DE DISTRIBUCIÓN.....</b>	<b>89</b>
<b>3.1 SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA EMPRESA .....</b>	<b>89</b>
3.1.1 Mercado Relevante .....	89
3.1.2 Inversión Base.....	89
3.1.3 Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento .....	90
3.1.4 Demandas de Volumen .....	90
<b>3.2 ANÁLISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA.....</b>	<b>91</b>
3.2.1. Mercado Relevante .....	91
3.2.2. Inversión Base .....	92
3.2.2.1 Inversión Existente .....	92
3.2.2.2 Programa de Nuevas Inversiones .....	92
3.2.2.3 Criterio de Eficiencia en redes secundarias.....	92
3.2.2.4 Resumen de la Inversión Base .....	93
3.2.3 Demanda Esperada de Volumen .....	93
3.2.4 Gastos de AO&M .....	94
<b>3.2 CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN.....</b>	<b>99</b>
<b>4. CARGOS DE COMERCIALIZACIÓN .....</b>	<b>100</b>
<b>4.1 SOLICITUD TARIFARIA.....</b>	<b>100</b>
<b>4.2 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN.....</b>	<b>100</b>
<b>5. PROPUESTA A LA CREG .....</b>	<b>101</b>
<b>CARGO DE DISTRIBUCIÓN (\$/M<sup>3</sup>) .....</b>	<b>101</b>
<b>CARGO PISO DE DISTRIBUCIÓN .....</b>	<b>101</b>
<b>CARGO DE COMERCIALIZACIÓN.....</b>	<b>101</b>
<b>6. ANÁLISIS DEL DEBER IMPUESTO POR EL ARTÍCULO 7 DE LA LEY 1340 DE 2009.....</b>	<b>101</b>

**SOLICITUD CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS  
COMBUSTIBLE POR REDES PARA EL MERCADO RELEVANTE  
CONFORMADO POR LOS MUNICIPIOS DE CHIMA, CONFINES, COROMORO,  
ENCINO Y OCAMONTE EN EL DEPARTAMENTO DE SANTANDER DE  
INGASOIL S.A. E.S.P.**

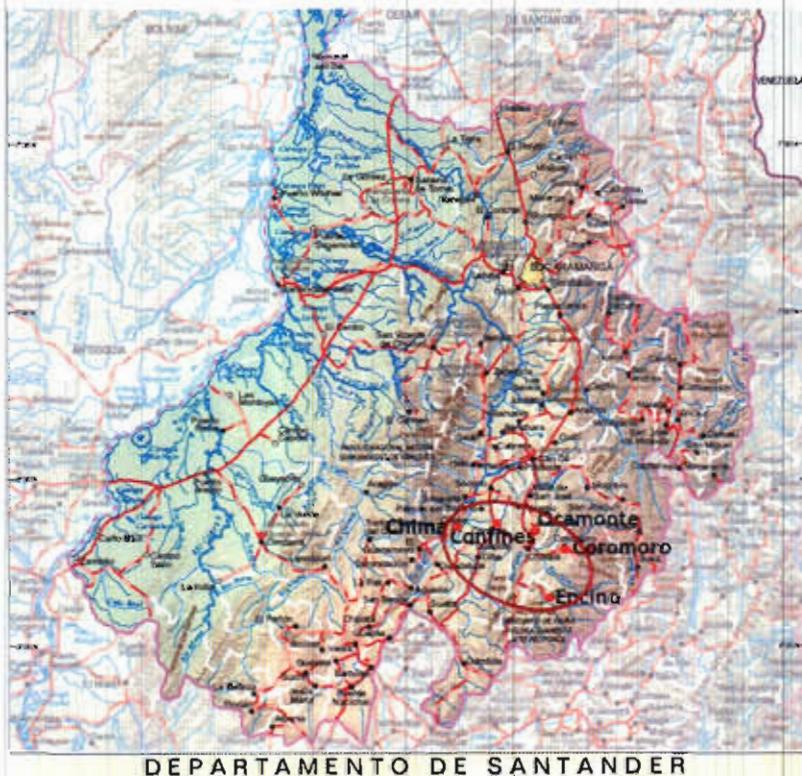
## 1. ANTECEDENTES

En este documento se presenta a consideración de la Comisión, el análisis de la solicitud tarifaria formulada por INGASOIL S.A. E.S.P., la información utilizada y el cálculo respectivo de lo que serían los cargos máximos aplicables al mercado relevante conformado por los municipios de CHIMA, CONFINES, COROMORO, ENCINO Y OCAMONTE en el departamento de SANTANDER para el presente período tarifario y acorde con la metodología establecida en la Resolución CREG-011 de 2003 (en adelante *Resolución 11*).

INGASOIL S.A E.S.P. en cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución CREG-011 de 2003, solicitó la aprobación de cargos para los municipios de CHIMA, CONFINES, COROMORO, ENCINO Y OCAMONTE en el departamento de SANTANDER mediante la comunicación con radicación CREG E-2013-009017 de fecha 07 de octubre de 2013. Así mismo, la UPME por medio del radicado CREG E-2013-011186 del 29 de noviembre de 2013 remitió concepto sobre las proyecciones de demanda.

A continuación se muestra la ubicación de los municipios de la solicitud.

**Figura 1.** Diagrama de la ubicación geográfica del Sistema de Distribución



Fuente: IGAC

Según lo dispuesto en el artículo 37 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, la CREG publicó en su página web y en el Diario oficial N° 48980 del 20 de noviembre de 2013 los avisos correspondientes con el propósito de informar a los terceros indeterminados de la actuación.

Para el efecto del cálculo de cargos de distribución y comercialización se dispone de la información contenida en los siguientes documentos:

**Cuadro 1. Lista de documentos utilizados en la aprobación de la solicitud**

No.	TIPO DE DOCUMENTO	RADICADO CREG	FECHA RADICACIÓN
1	Comunicación INGASOIL S.A. E.S.P. Solicitud cargos de distribución y comercialización para los municipios de CHIMA, CONFINES, COROMORO, ENCINO Y OCAMONTE en el departamento de SANTANDER.	E-2013-009017	07-Oct-2013
2	Comunicación CREG: comunicación a la empresa solicitando el envío de las proyecciones y el estudio de demanda a la UPME e indicar si el proyecto cuenta con recursos públicos. Conforme al artículo 17 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.	S-2013-004241	11-Oct-2013
3	Comunicación INGASOIL S.A. E.S.P. Respuesta comunicación CREG con radicado S-2013-004241	E-2013-009825	28-Oct-2013
4	Auto por el cual se ordena la formación del expediente.	I-2013-004391	29-Oct-2013
5	Comunicación CREG: comunicación a la empresa informando del Auto de Inicio de la actuación administrativa.	S-2013-005065	18-Nov-2013
6	Comunicación UPME: Envío revisión metodológica de la proyección de la demanda para la solicitud tarifaria.	E-2013-011186	29-Nov-2013

## 2. SUPUESTOS GENERALES E ÍNDICES UTILIZADOS

Para el cálculo de los cargos de Distribución y Comercialización de que trata el presente documento se han utilizado los siguientes supuestos de tipo general:

**Cuadro 2. Supuestos Generales**

PARÁMETRO	VALOR	FUENTE
Tasa de descuento	11.31%	Costo Promedio de Capital Invertido, Resolución CREG-069 de 2006.
Índice de Precios del Productor		Banco de la República
Escenario Macroeconómico		DNP
Precios de combustibles sustitutos		UPME
Porcentaje reconocido de terrenos e	7.6% anual del	Resolución CREG-011 de 2003

inmuebles.	valor catastral	
Parámetros de calidad del servicio		Resolución 100 de 2003
Fecha base	31 de diciembre de 2012	

### 3. CARGOS DE DISTRIBUCIÓN

#### 3.1 SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA EMPRESA

El 07 de octubre de 2013 INGASOIL S.A. E.S.P. presentó a la CREG una solicitud tarifaria para aplicar los cargos de distribución y comercialización de gas combustible por redes en los municipios de CHIMA, CONFINES, COROMORO, ENCINO y OCAMONTE en el departamento de SANTANDER.

##### 3.1.1 Mercado Relevante

De conformidad con lo establecido en el Artículo 4 de la Resolución 11, el Mercado Relevante de distribución propuesto por la empresa comprende los municipios de CHIMA, CONFINES, COROMORO, ENCINO y OCAMONTE.

##### 3.1.2 Inversión Base

INGASOIL S.A. E.S.P. presenta los siguientes datos en relación con las nuevas inversiones previstas para ejecutar durante el período tarifario.

- **Inversión Existente:** No se reporta inversión existente.
- **Programa de Nuevas Inversiones:** La empresa reporta nuevas inversiones \$Col. (dic.31/12) correspondiente al número de kilómetros de red que se describen en el cuadro 3. Esto comprendido en el período de cinco años.

Cuadro 3. Kilómetros de red e inversiones

MUNICIPIOS	TOTAL KM RED
CHIMA	7,18
CONFINES	7,19
COROMORO	7,52
ENCINO	6,11
OCAMONTE	5,39
<b>TOTAL</b>	<b>33,39</b>

Cuadro 4. Resumen de nuevas inversiones solicitadas por la empresa

DESCRIPCIÓN	VALOR (\$ DE DICIEMBRE DE 2012)
Activos de distribución de gas	1.631.038.659

Activos de calidad	70.689.967
Otros activos	73.000.000
<b>Total</b>	<b>1.774.728.626</b>

Radicado CREG E-2013-009017

### 3.1.3 Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento

Los gastos de administración, operación y mantenimiento proyectados por la empresa para los próximos 20 años fueron reportados mediante el radicado E-2013-009017 y son los siguientes:

Cuadro 4. Gastos de AO&M

AÑO	GASTOS AOM (\$ de diciembre de 2012)
1	99.073.402
2	103.941.677
3	106.338.029
4	106.440.730
5	106.543.430
6	106.646.131
7	106.748.832
8	106.851.533
9	106.954.234
10	107.056.934
11	107.159.635
12	107.262.336
13	107.365.037
14	107.467.738
15	107.570.438
16	107.673.139
17	107.775.840
18	107.878.541
19	107.981.242
20	108.083.942

Radicado CREG E-2013-009017

### 3.1.4 Demandas de Volumen

La información de proyección de demanda fue reportada por la empresa mediante el radicado CREG E-2013-009017.

La proyección de demanda presentada por INGASOIL S.A. E.S.P. se resume en las siguientes cifras.

**Cuadro 5.** Resumen de número de usuarios y demandas (m<sup>3</sup>)

AÑO	NÚMERO DE USUARIOS	CONSUMO (m <sup>3</sup> )
1	986	88.223
2	1.270	113.886
3	1.410	126.318
4	1.416	126.851
5	1.422	127.384
6	1.428	127.916
7	1.434	128.449
8	1.440	128.982
9	1.446	129.515
10	1.452	130.048
11	1.458	130.580
12	1.464	131.113
13	1.470	131.646
14	1.476	132.179
15	1.482	132.712
16	1.488	133.244
17	1.494	133.777
18	1.500	134.310
19	1.506	134.843
20	1.512	135.376

Radicado CREG E-2013-009017

### 3.2 ANÁLISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA

De acuerdo con la información reportada en la solicitud tarifaria, se considera lo siguiente:

#### 3.2.1. Mercado Relevante

De conformidad con lo establecido en el Artículo 4 de la Resolución 11, el mercado relevante será:

**Cuadro 6.** Lista de municipios que conforman el mercado relevante

MUNICIPIOS	DEPARTAMENTO
CHIMA, CONFINES, COROMORO, ENCINO y OCAMONTE	SANTANDER

### 3.2.2. Inversión Base

La *Resolución 11* establece que los costos de inversión a reconocer, o Inversión Base, tienen tres componentes: i) activos reconocidos en la anterior revisión tarifaria; ii) inversiones ejecutadas durante el período tarifario y; iii) las inversiones previstas para el siguiente período tarifario. A continuación se detallan los principales aspectos en cada componente de la Inversión Base solicitada por INGASOIL S.A. E.S.P. para calcular las tarifas de referencia a aplicar en el próximo período tarifario.

#### 3.2.2.1 Inversión Existente

- Activos Reconocidos en la Anterior Revisión Tarifaria**

Al tratarse de un proyecto nuevo la empresa no reporta inversión existente.

#### 3.2.2.2 Programa de Nuevas Inversiones

La Comisión revisó el monto del programa de inversiones a partir de las cantidades reportadas por la empresa aplicando los costos unitarios establecidos en la *Resolución 11*. En los siguientes cuadros se indica el programa de nuevas inversiones a reconocer. Así como los metros a ejecutar cada año.

**Cuadro 7. Red a ejecutar (km)**

MUNICIPIOS	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	TOTAL
CHIMA	7,18	-	-	-	-	7,18
CONFINES	7,19	-	-	-	-	7,19
COROMORO	7,52	-	-	-	-	7,52
ENCINO	6,11	-	-	-	-	6,11
OCAMONTE	5,39	-	-	-	-	5,39
<b>Total</b>	<b>33,39</b>	-	-	-	-	<b>33,39</b>

**Cuadro 8. Nuevas Inversiones por año a reconocer (\$ de 2012)**

Descripción	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Activos de distribución de gas	1.631.038.659	-	-	-	-
Activos de calidad	70.689.967	-	-	-	-
Otros activos	73.000.000	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1.774.728.626</b>	-	-	-	-

#### 3.2.2.3 Criterio de Eficiencia en redes secundarias

En el documento CREG 009-2004, se resume el procedimiento utilizado para establecer el criterio de eficiencia por empresa. De acuerdo con la metodología establecida se obtiene que el mercado de CHIMA, CONFINES, COROMORO, ENCINO y OCAMONTE de la empresa

INGASOIL S.A. E.S.P. no es objeto de ajuste en la longitud prevista para la construcción de anillos de distribución a usuario final de  $\frac{1}{2}''$  y  $\frac{3}{4}''$ . Esto considerando que su valor  $Y_E = 17.19$  es inferior al  $Y'_{\max} = 32.40$

**Cuadro 9. Resultados Criterios de eficiencia**

Municipio	Número de usuarios	Total longitud $1\frac{1}{2}'' + 3\frac{1}{4}''$ (metros)	predios terrenos	Área (Ha)	densidad	Longitud por usuario $Y_E$	$Y'$ estimado	$Y'$ máximo. $Y'_{\max} = Y' + d$
CHIMA, CONFINES, COROMORO, ENCINO Y OCAMONTE	1.422	24.440	933	67.11	13.90	17.19	24.04	32.40

### 3.2.2.4 Resumen de la Inversión Base

Con base en lo establecido anteriormente se propone a la Comisión aprobar los siguientes montos de inversión:

**Cuadro 10. Montos totales de inversión a aprobar  
(Pesos de \$ diciembre de 2012)**

Descripción	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Activos de distribución de gas	1.631.038.659	-	-	-	-
Activos de calidad	70.689.967	-	-	-	-
Otros activos	73.000.000	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1.774.728.626</b>	-	-	-	-

### 3.2.3 Demanda Esperada de Volumen

De conformidad con lo establecido en el Art. 7.5 de la Resolución 11, las demandas consideradas para el cálculo tarifario son las siguientes:

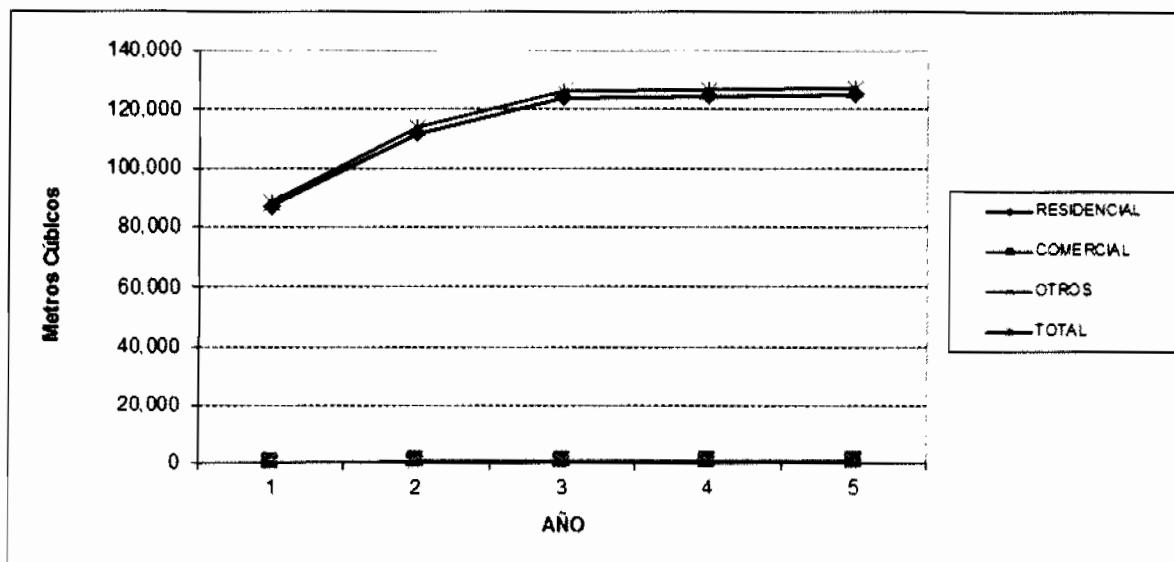
**Cuadro 11. Proyección de Demanda  
(Número de usuarios y consumo total)**

AÑO	NÚMERO DE USUARIOS	CONSUMO (m <sup>3</sup> )
1	986	88.223
2	1.270	113.886
3	1.410	126.318
4	1.416	126.851
5	1.422	127.384
6	1.428	127.916

7	1.434	128.449
8	1.440	128.982
9	1.446	129.515
10	1.452	130.048
11	1.458	130.580
12	1.464	131.113
13	1.470	131.646
14	1.476	132.179
15	1.482	132.712
16	1.488	133.244
17	1.494	133.777
18	1.500	134.310
19	1.506	134.843
20	1.512	135.376

Mediante comunicación UPME del 29 de noviembre de 2013, radicado CREG-E-2013-011186, la UPME manifestó que la metodología de proyección de demanda propuesta por INGASOIL S.A. E.S.P., cumple con los requerimientos recomendados en el anexo 5 de la Resolución CREG 011 de 2003.

**Figura 2.** Proyección de demanda mercado relevante



### 3.2.4 Gastos de AO&M

Acorde con la Resolución 11, se debe usar la metodología de estimación de frontera de eficiencia para establecer los máximos gastos de AO&M 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. De acuerdo con esta metodología se tiene que para el mercado de CHIMA, CONFINES, COROMORO, ENCINO y OCAMONTE se obtiene un puntaje para distribución del **38.15%** por lo cual los gastos de AOM proyectados de la empresa se ajustan en ese porcentaje.

Cuadro 12. Resultados DEA

	Empresa	Puntaje	Comparación			
1	Alcanos - Carmen de Apicala	60.72%	84 (0.14)	97 (0.75)	113 (0.11)	
2	Alcanos (Cauca)	66.35%	40 (0.04)	45 (0.18)	113 (0.28)	147 (0.50)
3	ALCANOS DE COLOMBIA AREA EXCLUSIVA CENTRO Y TOLIMA	58.89%	40 (0.46)	42 (0.07)	45 (0.15)	147 (0.33)
4	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	93.08%	40 (0.76)	42 (0.09)	45 (0.13)	95 (0.02)
5	Alcanos -Icononzo	63.29%	96 (0.98)	109 (0.02)	147 (0.00)	
6	Alcanos-Valle de San Juan	100.00%				14
7	Apulo, Tocaima, Agua de Dios-Alcanos	72.32%	96 (0.31)	113 (0.61)	147 (0.01)	166 (0.07)
8	EFIGAS GAS NATURAL S.A. E.S.P. - Caldas -Risaralda	44.40%	45 (0.08)	113 (0.54)	134 (0.11)	147 (0.27)
9	ARIARI	57.80%	84 (0.49)	113 (0.40)	147 (0.11)	
10	Capitanejo-Ingasoil	58.84%	88 (0.12)	96 (0.61)	97 (0.27)	
11	Carmen de Atrato	46.35%	84 (0.09)	97 (0.44)	109 (0.47)	
12	Carmen de Viboral Alcanos	64.71%	96 (0.61)	97 (0.25)	113 (0.07)	147 (0.07)
13	Chibolo-Ingeobras	68.45%	84 (0.48)	97 (0.39)	113 (0.13)	147 (0.00)
14	Cubarral-Llanogas	71.07%	88 (0.50)	96 (0.34)	109 (0.16)	
15	ECOSEP	66.67%	40 (0.04)	113 (0.96)		
16	EDALGAS (Cisneros y Pto Berrio)	52.26%	84 (0.38)	113 (0.49)	147 (0.12)	
17	EdalGAS (San Roque)	61.89%	88 (0.79)	109 (0.20)	147 (0.01)	
18	El Castillo-Llanogas	75.35%	88 (0.45)	96 (0.25)	97 (0.29)	
19	El Dorado-Llanogas	67.45%	6 (0.13)	88 (0.77)	96 (0.10)	
20	EMPRESA CAUCANA DE GAS S.A. E.S.P	47.75%	84 (0.68)	97 (0.11)	113 (0.21)	
21	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	86.99%	42 (0.21)	45 (0.79)		
22	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	100.00%				1
23	ENERCA	49.13%	40 (0.05)	45 (0.06)	113 (0.89)	
24	ESPIGAS	62.22%	84 (0.52)	97 (0.38)	113 (0.10)	
25	Forencia Alcanos	77.02%	45 (0.05)	113 (0.54)	134 (0.21)	147 (0.19)
26	G_Occidente (Cauca)	50.93%	40 (0.11)	45 (0.03)	113 (0.86)	
27	Garagoa-Publiservicios	50.89%	45 (0.00)	113 (0.75)	134 (0.21)	147 (0.04)
28	Gas Comprimido de Occidente	70.48%	45 (0.14)	113 (0.32)	134 (0.03)	147 (0.50)
29	GAS DE SANTANDER	79.54%	88 (0.57)	109 (0.42)	147 (0.01)	
30	GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	43.10%	40 (0.96)	113 (0.04)		
31	GAS DOMICILIARIO	53.55%	84 (0.35)	113 (0.56)	147 (0.10)	
32	Gas Natural Cundiboyacense – Subachoque	73.00%	96 (0.57)	149 (0.43)		
33	GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. E.S.P.	37.81%	40 (0.81)	113 (0.18)	147 (0.01)	
34	GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	51.58%	40 (0.49)	45 (0.10)	113 (0.20)	147 (0.21)
35	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	95.47%	40 (0.28)	113 (0.72)		
36	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	94.05%	22 (0.37)	95 (0.20)	147 (0.43)	
37	GAS NATURAL S.A E.S.P	100.00%				0
38	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	94.39%	40 (0.51)	113 (0.08)	147 (0.41)	
39	Gases de Bolívar	52.87%	84 (0.53)	97 (0.40)	113 (0.06)	147 (0.01)
40	GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	100.00%				19
41	Gases del Ariari – Granada	62.01%	84 (0.34)	113 (0.62)	147 (0.04)	
42	GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	100.00%				4
43	GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P	81.65%	40 (0.12)	45 (0.08)	113 (0.80)	

44	GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	75.74%	40 (0.01)	42 (0.03)	45 (0.55)	147 (0.41)	
45	GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	100.00%					25
46	GASES DEL QUINDIO S.A E.S.P	34.46%	40 (0.37)	113 (0.61)	147 (0.02)		
47	GASES DEL SUR DE SANTANDER	44.95%	84 (0.45)	113 (0.54)	147 (0.01)		
48	Gasnacer(San Martin)	22.89%	96 (0.25)	97 (0.08)	109 (0.67)	147 (0.00)	
49	Guaca-Ingasoil	60.50%	88 (0.71)	96 (0.08)	97 (0.21)		
50	Guadalupe-Ingasoil	62.29%	88 (0.24)	96 (0.12)	109 (0.64)		
51	Imrogas (Charala)	95.35%	6 (0.73)	88 (0.20)	96 (0.07)		
52	Ingeobras-Astrea	93.92%	84 (0.81)	113 (0.19)	147 (0.00)		
53	Ingeobras-Chimichagua	82.04%	84 (0.79)	113 (0.20)	147 (0.01)		
54	Ingeobras-El Paso	77.68%	84 (0.39)	113 (0.61)			
55	Ingeobras-Nueva Granada	90.36%	84 (0.99)	113 (0.01)	147 (0.01)		
56	Jimelgas	42.59%	96 (0.06)	97 (0.81)	113 (0.11)	147 (0.02)	
57	La Ceja Epm	79.46%	96 (0.80)	134 (0.06)	166 (0.15)		
58	Leticia	74.25%	84 (0.61)	97 (0.03)	113 (0.32)	147 (0.03)	
59	Llanogas (Barranca de Upia)	79.45%	88 (0.15)	96 (0.13)	97 (0.72)		
60	Madigas – Medina	36.81%	84 (0.08)	97 (0.57)	109 (0.34)	147 (0.00)	
61	MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	85.94%	84 (0.02)	113 (0.98)			
62	Malaga	65.07%	84 (0.02)	97 (0.02)	109 (0.96)		
63	METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P	89.99%	45 (0.13)	113 (0.09)	134 (0.02)	147 (0.77)	
64	Metrogas(Ocaña)	66.18%	96 (0.18)	113 (0.11)	147 (0.09)	166 (0.63)	
65	Nacional de Servicios Publicos	41.90%	84 (0.78)	113 (0.22)	147 (0.01)		
66	Pamplona	60.59%	96 (0.58)	109 (0.42)	147 (0.00)		
67	Primavera	94.86%	84 (0.16)	97 (0.36)	109 (0.47)		
68	PROMESA	64.53%	84 (0.10)	97 (0.49)	109 (0.41)	147 (0.00)	
69	PROVISERVICIOS	98.90%	84 (0.98)	113 (0.02)	147 (0.00)		
70	Proviservicios – Rionegro	58.11%	6 (0.23)	96 (0.75)	149 (0.02)		
71	Proviservicios (Gepsa)	70.15%	84 (0.06)	97 (0.92)	113 (0.02)		
72	Proviservicios (La Paz)	61.64%	84 (0.32)	97 (0.40)	109 (0.27)		
73	Proviservicios (Rio de Oro)	49.73%	84 (0.06)	97 (0.57)	109 (0.37)	147 (0.00)	
74	Proviservicios (SanVicenteChucuri)	46.21%	96 (0.67)	97 (0.27)	109 (0.02)	147 (0.04)	
75	Proviservicios (Zapatoca)	64.74%	84 (0.18)	97 (0.68)	113 (0.13)	147 (0.00)	
76	PROVISERVICIOS GUAVATA	63.65%	84 (0.34)	97 (0.07)	109 (0.58)		
77	Proviservicios(El Peñol)	66.65%	84 (0.09)	97 (0.41)	109 (0.50)		
78	Publiservicios (Paez, Berbeo, San Eduardo, Zetaquira)	48.23%	84 (0.71)	113 (0.29)			
79	Puerto Concordia-Llanogas	68.97%	6 (0.05)	88 (0.63)	96 (0.32)		
80	Puerto Gaitán-Llanogas	57.51%	84 (0.24)	97 (0.74)	109 (0.02)	147 (0.00)	
81	Puerto Ileras-Llanogas	60.16%	96 (0.27)	109 (0.73)	147 (0.00)		
82	Puerto Rico-Llanogas	63.51%	88 (0.18)	96 (0.02)	97 (0.80)		
83	Rionegro, Santuario, Marinilla, Guane	64.06%	45 (0.10)	113 (0.44)	134 (0.23)	147 (0.23)	
84	Sabanas de San Angel-Ingeobras	100.00%					47
85	San Agustin-Huila Surgas	86.00%	96 (0.98)	147 (0.01)	166 (0.01)		
86	San Andres Santander Ingasoil	61.16%	88 (0.28)	96 (0.42)	109 (0.30)		
87	San Juan de Arama-Llanogas	71.21%	88 (0.39)	96 (0.58)	97 (0.04)		
88	Santa Barbara-Ingasoil	100.00%					30
89	SERVIGAS COYAIMA	45.93%	84 (0.85)	109 (0.14)	147 (0.01)		
90	SERVINGAS (Falan, Palocabildo, Casabianca y Villahermosa)	39.18%	96 (0.61)	113 (0.34)	147 (0.03)	166 (0.02)	
91	Simacota-Ingasoil	65.00%	6 (0.05)	88 (0.67)	96 (0.28)		
92	Surgas (Pitalito y Timaná)	75.41%	40 (0.20)	45 (0.02)	113 (0.55)	147 (0.24)	
93	Surgas (Agrado-Altamira)	78.12%	96 (0.60)	113 (0.30)	147 (0.09)	166 (0.01)	
94	Surgas (Nataga-Colombia)	76.71%	84 (0.05)	97 (0.59)	109 (0.35)	147 (0.01)	



95	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P	100.00%				
96	SURTIGAS COTORRA CORDOBA	100.00%				71
97	SURTIGAS LA UNION SUCRE	100.00%				48
98	NORGAS CURITI, PARAMO, VILLANUEVA SANTANDER	57.87%	88 (0.57)	96 (0.27)	97 (0.16)	
99	San Juan de Pasto Alcanos	75.26%	40 (0.15)	45 (0.30)	113 (0.55)	
100	Enciso Ingasoil	96.22%	88 (0.80)	96 (0.06)	109 (0.14)	
101	San Jose del Guaviare Llanogas	71.30%	40 (0.01)	113 (0.99)		
102	San Andres Islas Llanogas	40.94%	96 (0.18)	113 (0.68)	147 (0.11)	166 (0.03)
103	La Calera Gas Natural	68.57%	96 (0.66)	109 (0.32)	147 (0.02)	
104	Madigas-Ramiriqui,Jenesano, Cienaga y Tibana	45.92%	84 (0.23)	97 (0.12)	113 (0.65)	
105	Madigas-Ventaqueuada,Turmeque,NuevoColon	37.79%	84 (0.04)	97 (0.42)	113 (0.54)	
106	Gascaribe- Soplaviento	74.50%	96 (0.29)	97 (0.64)	113 (0.07)	
107	Surtigas-Antioquia-Cordoba	94.78%	40 (0.33)	45 (0.05)	113 (0.57)	147 (0.05)
108	Surgas-Palestina-Saladoblanco	65.01%	84 (0.01)	97 (0.24)	109 (0.75)	
109	Llanogas-Cabuyaro	100.00%				40
110	Llanogas-San Carlos de Guaroa	74.99%	84 (0.02)	97 (0.58)	109 (0.39)	
111	Proviservicios-El Playon	33.92%	84 (0.08)	97 (0.32)	109 (0.59)	147 (0.00)
112	Proviservicios – Cimitarra	38.46%	84 (0.22)	97 (0.60)	113 (0.16)	147 (0.02)
113	Surtigas - Zambrano, Mahates y Córdoba	100.00%				75
114	Gases del Caribe - San Cristobal	72.43%	96 (0.56)	113 (0.27)	134 (0.16)	166 (0.00)
115	Gas Natural - El Rosal	58.56%	96 (0.98)	147 (0.01)	166 (0.01)	
116	Gas Natural Cundiboyacense – Pacho	55.96%	96 (0.94)	134 (0.03)	166 (0.03)	
117	Gas Natural - Choachi	43.33%	96 (0.97)	134 (0.03)	166 (0.00)	
118	Gas Natural Cundiboyacense - Guaduas	58.89%	96 (0.20)	113 (0.49)	134 (0.03)	166 (0.27)
119	Emsepar-Puerto Parra	63.40%	84 (0.25)	109 (0.75)	147 (0.00)	
120	Ingenieria Y Servicios - Guacheta Y Lenguazaque	31.94%	96 (0.74)	97 (0.25)	113 (0.01)	
121	Promotora De Servicios Públicos - San Benito	71.12%	88 (0.41)	96 (0.15)	97 (0.44)	
122	Surtidora De Gas Del Caribe – Turbo	76.58%	40 (0.09)	45 (0.09)	113 (0.72)	147 (0.10)
123	Hega - Paz Del Rio	44.38%	96 (0.17)	109 (0.82)	147 (0.01)	
124	Gas Natural - La Mesa	60.55%	45 (0.04)	113 (0.57)	134 (0.32)	147 (0.07)
125	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN – Yarumal	87.15%	96 (0.35)	147 (0.03)	166 (0.61)	
126	Gasdicom - San vicente del Caguán	49.25%	84 (0.33)	113 (0.63)	147 (0.04)	
127	GASES DEL SUR DE SANTANDER – Cerrito	38.10%	84 (0.17)	97 (0.54)	113 (0.28)	147 (0.01)
128	GASES DEL SUR DE SANTANDER - Oiba y Palmas del Socorro	48.64%	96 (0.62)	109 (0.38)	147 (0.01)	
129	GASES DEL SUR DE SANTANDER – Mogotes	42.26%	96 (0.82)	97 (0.03)	113 (0.13)	147 (0.02)
130	Proviservicios – Andes	35.63%	96 (0.60)	109 (0.34)	147 (0.06)	
131	Madigas – Viracacha	100.00%				2
132	Empresas Públicas de Medellín – Sonson	70.98%	96 (0.89)	147 (0.01)	166 (0.10)	
133	MADIGAS INGENIEROS – Firavitoba	70.36%	96 (0.75)	109 (0.21)	147 (0.03)	
134	Gases del Caribe - Cerro de San Antonio	100.00%				22
135	Gas Natural Cundiboyacense – Pauna	96.98%	6 (0.97)	88 (0.03)		
136	GASES DE OCCIDENTE – Padilla	54.84%	45 (0.01)	147 (0.53)	166 (0.46)	
137	PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS - Marquetalia y Pensilavania	23.10%	84 (0.35)	113 (0.65)	147 (0.00)	
138	Proviservicios – Suaita	24.92%	88 (0.05)	96 (0.47)	109 (0.48)	
139	Proviservicios - El Carmen de Chucuri	38.83%	88 (0.17)	96 (0.54)	97 (0.29)	
140	Hega - Tasco	60.69%	6 (0.08)	88 (0.71)	96 (0.21)	
141	PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS - Apartado	73.30%	45 (0.02)	113 (0.65)	134 (0.18)	147 (0.15)
142	SURCOLOMBIANA DE GAS – Mocoa	53.78%	84 (0.58)	97 (0.19)	113 (0.19)	147 (0.04)
143	Gases del Oriente S.A. E.S.P. – Tibú	70.05%	45 (0.03)	113 (0.67)	134 (0.30)	
144	ALCANOS DE COLOMBIA – Timbío	70.36%	(0.18)	113 (0.48)	134 (0.32)	147 (0.03)
						166

145	O&P – Prado	51.69%	84 (0.16) 97 (0.79) 113 (0.05)
146	EDALGA – Rovira	42.11%	96 (0.27) 97 (0.35) 109 (0.36) 147 (0.03)
147	ARAUCANA DE GAS S.A. E.S.P. – Arauca	100.00%	85
148	INGENIERIA Y SERVICIOS – Sotaquira	28.40%	88 (0.18) 96 (0.46) 97 (0.36)
149	Surtidora De Gas Del Caribe - El Guamo	100.00%	2
150	Gas And Oil Engineering S.A. E.S.P. – Contratación	59.87%	6 (0.04) 88 (0.30) 96 (0.67)
151	YAVEGAS - Yacopi	51.58%	96 (0.37) 109 (0.63) 147 (0.00)
152	INGENIERIA Y SERVICIOS – Tuquerres	43.79%	96 (0.81) 113 (0.09) 147 (0.06) 166 (0.05)
153	MADIGAS INGENIEROS - Filadelfia y la Merced	31.93%	96 (0.90) 134 (0.08) 166 (0.02)
154	Grupo Energetico De Boyacá S.A. E.S.P. – Corrales	28.21%	96 (0.39) 97 (0.53) 109 (0.07) 147 (0.01)
155	Surtidora De Gas Del Caribe - El Bagre	31.45%	96 (0.65) 113 (0.10) 147 (0.20) 166 (0.05)
156	Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P – Coloso	78.93%	45 (0.03) 113 (0.53) 134 (0.44)
157	Empresas Publicas De Medellin E.S.P. - Ciudad Bolívar	60.18%	96 (0.97) 147 (0.03) 166 (0.00)
158	Empresas Publicas De Medellin E.S.P. - Santa Fe	43.75%	96 (0.78) 113 (0.06) 147 (0.06) 166 (0.10)
159	Empresas Publicas De Medellin E.S.P. – Caracoli	67.94%	96 (0.62) 147 (0.05) 166 (0.33)
160	Empresa Integral De Servicos Op&S Construcciones S.A. E.S.P. – Alpujarra	50.26%	84 (0.33) 97 (0.45) 109 (0.22)
161	Gases Del Sur De Santander S.A. E.S.P. - Tipacoque	44.69%	96 (0.44) 109 (0.55) 147 (0.00)
162	Surcolombiana De Gas S.A. E.S.P. - Puerto Asís	55.23%	84 (0.10) 113 (0.89) 147 (0.01)
163	Metrogas De Colombia S.A. E.S.P - Valle de San José	69.16%	6 (0.46) 88 (0.17) 96 (0.37)
164	Empresas Publicas De Medellin E.S.P. – Amaga	41.45%	96 (0.67) 109 (0.31) 147 (0.02)
165	Metrogas de Colombia – Aratoca	56.45%	113 (0.41) 131 (0.57) 134 (0.02)
166	Alcanos De Colombia S.A. E.S.P. – Ipiales	100.00%	24
167	Alcanos De Colombia S.A. E.S.P. – Quipile	40.05%	45 (0.00) 113 (0.89) 134 (0.07) 147 (0.03)
168	PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS – Aguada	63.68%	6 (0.02) 88 (0.59) 96 (0.39)
169	PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS – Betulia	65.74%	6 (0.14) 88 (0.38) 96 (0.48)
170	PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS - Matanza	61.44%	6 (0.44) 88 (0.56)
171	PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS - Barichada	42.19%	6 (0.39) 88 (0.22) 96 (0.39)
172	PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS - Landazuri	58.27%	6 (0.46) 88 (0.38) 96 (0.17)
173	Metrogas de Colombia – Abrego	35.24%	96 (0.93) 134 (0.05) 166 (0.03)
174	Gases del Oriente S.A. E.S.P. - Zulia y San Cayetano	53.43%	96 (0.71) 113 (0.05) 131 (0.11) 134 (0.13)
175	Gas Natural S.A E.S.P - Villapinzón	98.48%	134 (0.97) 166 (0.03)
176	Gas And Oil Engineering S.A. E.S.P - Chima	38.15%	96 (0.59) 109 (0.41) 147 (0.01)

Por lo tanto los gastos de AOM a reconocer serían los siguientes, estos incluyen la operación del punto de salida del sistema de transporte:

**Cuadro 13.** Gastos de AO&M totales de distribución a reconocer

AÑO	GASTOS AOM (\$ de Dic 2012)
1	44.624.281
2	46.481.528
3	47.395.736
4	47.434.917
5	47.474.097
6	47.513.277
7	47.552.458
8	47.591.638



<b>9</b>	47.630.818
<b>10</b>	47.669.999
<b>11</b>	47.709.179
<b>12</b>	47.748.359
<b>13</b>	47.787.540
<b>14</b>	47.826.720
<b>15</b>	47.865.901
<b>16</b>	47.905.081
<b>17</b>	47.944.261
<b>18</b>	47.983.442
<b>19</b>	48.022.622
<b>20</b>	48.061.802
<b>VPN (11,31%)</b>	<b>368.056.242,94</b>

Cálculos CREG

### 3.2 CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN

Con base en la información analizada anteriormente y aplicando la metodología de cálculo establecida en la *Resolución 11*, se obtienen los siguientes resultados:

**Cuadro 14.** Cálculos cargos de distribución

Descripción	Valor
-VP Inversión Nueva (\$ de dic de 2012)	1.594.401.785
-VP AOM (\$ de dic. de 2012)	368.056.243
-VP Demanda de Volumen	960.382
<b>Cargo Promedio de Distribución (\$ dic.2012)</b>	<b>2.043,41</b>
• Componente de AOM	383,24
• Componente Inversión INGASOIL S.A. E.S.P.	1.660,17
• Cargo Piso	148,14

#### Cargo Piso

Conforme a lo previsto en la Resolución 11, el cargo más bajo (cargo piso de la canasta de tarifas), no debe ser menor al costo medio de la red primaria. Para el caso de CHIMA, CONFINES, COROMORO, ENCINO y OCAMONTE en el departamento de SANTANDER, se considera para el cálculo de este cargo piso, los costos de inversión y AOM correspondientes a la red de polietileno de diámetro de 2 pulgadas.

De otro lado, la fracción correspondiente a los gastos de AOM para el cálculo de este cargo se determina con la relación entre la suma de los productos de cada diámetro de tubería perteneciente a la red considerada como primaria por su longitud correspondiente y la suma de los productos de cada diámetro de tubería de toda la red por su longitud correspondiente.

En este sentido el cálculo del cargo piso se determinó de la siguiente manera:

**Cuadro 15. Cálculo del cargo piso**

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR</b>
Suma de los productos de cada diámetro tubería * longitud (red primaria)	4.90
Suma de los productos de cada diámetro tubería * longitud (toda la red)	29.73
Relación	16.49%
AOM descontado	368.06
fracción gastos AOM aplicable descontada	60.68
inversiones descontada red primaria (2 pulgadas)	81.59
Demanda descontada	0.96
<b>Cargo piso (\$dic-2012)</b>	<b>148.14</b>
Cargo piso componente AOM	63.19
Cargo piso componente inversión	84.95

## 4. CARGOS DE COMERCIALIZACIÓN

### 4.1 SOLICITUD TARIFARIA

#### 4.1.1 Mercado Relevante

Para comercialización se acepta el mercado relevante solicitado por la empresa para el Sistema de Distribución.

**Cuadro 16. Municipio que conforma el mercado relevante propuesto**

<b>MUNICIPIOS</b>	<b>DEPARTAMENTO</b>
CHIMA, CONFINES, COROMORO, ENCINO y OCAMONTE	SANTANDER

### 4.2 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN

#### 4.2.1 Calculo del cargo de comercialización

Teniendo en cuenta que CHIMA, CONFINES, COROMORO, ENCINO y OCAMONTE en el departamento de SANTANDER es un mercado nuevo y no cuenta con la información requerida para el cálculo del cargo de comercialización de conformidad con lo establecido en el parágrafo 1 del Artículo 23 de la Resolución 11, la Comisión fijará un cargo de comercialización igual al de un mercado similar.

Con base en lo anterior y teniendo en cuenta lo establecido en la Resolución 11, con respecto a la determinación del cargo de comercialización para empresas nuevas, se asigna para el mercado conformado por los municipios de CHIMA, CONFINES, COROMORO, ENCINO y OCAMONTE en el departamento de SANTANDER, el cargo de comercialización que fue aprobado mediante Resolución CREG 074 de 2013, que tiene características

similares. Este cargo es ajustado con el IPC para llevarlo de pesos de 31 de diciembre de 2011 a pesos de 31 de diciembre de 2012.

PARÁMETRO	VALOR (\$/Factura) (\$dic-2012)
Cargo de Comercialización propuesto	2.617,31

## 5. PROPUESTA A LA CREG

Se propone aprobar los siguientes cargos de distribución y comercialización para el mercado relevante solicitado por la empresa INGASOIL S.A. E.S.P.

### 5.1 CARGOS DE DISTRIBUCIÓN

Cargo de Distribución (\$/m <sup>3</sup> ) (\$ dic - 2012)	2.043,41
Cargo piso de Distribución (\$ dic - 2012)	148,14

De otra parte, la empresa debe ejecutar el siguiente plan de inversiones (\$dic-2012):

Descripción	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Activos de distribución de gas	1.631.038.659	-	-	-	-
Activos de calidad	70.689.967	-	-	-	-
Otros activos	73.000.000	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1.774.728.626</b>	-	-	-	-

### 5.2 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN

El cargo de comercialización para el mercado será de:

Cargo de Comercialización (\$/ factura) (\$dic-2012)	2.617,31
---	----------

## 6. ANÁLISIS DEL DEBER IMPUESTO POR EL ARTÍCULO 7 DE LA LEY 1340 DE 2009.

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

En desarrollo de lo establecido por el artículo 5° del Decreto 2897 de 2010, la Superintendencia de Industria y Comercio adoptó el cuestionario para la evaluación de la

incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 2897 de 2010.

La CREG efectuó el análisis correspondiente, encontrando que no se hace necesaria su remisión a la Superintendencia de Industria y Comercio para los fines antes anotados. Adicionalmente, el acto administrativo de carácter particular que se anexa al presente documento, es el resultado del desarrollo y aplicación de la Resolución CREG 011 de 2003 “*Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible, y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería*”.

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:** CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES PARA EL MERCADO RELEVANTE CONFORMADO POR LOS MUNICIPIO DE CHIMA, CONFINES, COROMORO, ENCINO Y OCAMONTE EN EL DEPARTAMENTO DE SANTANDER SOLICITADO POR LA EMPRESA INGASOIL S.A. E.S.P.

**No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:**

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

**RADICACIÓN:**

Bogotá, D.C.

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

<b>1.5</b>	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>1.6</b>	Incrementa de manera significativa los costos:	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>1.6.1</b>	Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o	<input checked="" type="checkbox"/>	Es un cargo aplicable a todo el mercado	
<b>1.6.2</b>	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.	<input checked="" type="checkbox"/>	Es un cargo aplicable a todo el mercado	
<b>2<sup>a</sup>.</b>	¿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:	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>2.1</b>	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>2.2</b>	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>2.3</b>	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>2.4</b>	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>2.5</b>	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>2.6</b>	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>2.7</b>	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su firma de organización industrial.	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>2.8</b>	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o	<input checked="" type="checkbox"/>		

	productos existentes pero bajo nuevas formas-			
3 <sup>a</sup> .	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:	X		
3.1	Genera un régimen de 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		
4.0	<b>CONCLUSIÓN FINAL</b>	X	El acto regulatorio es el resultado de la aplicación particular de una metodología general, previamente establecida en el año 2003.	