



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**DETERMINACIÓN DE CARGOS DE
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS
COMBUSTIBLE POR REDES
- Documento de aspectos generales -**

**DOCUMENTO CREG-009
MARZO 23 DE 2004**

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

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	6
1. ESTADÍSTICAS RELEVANTES.....	6
2. DETERMINACIÓN DE GASTOS EFICIENTES DE AOM EN DISTRIBUCIÓN.....	9
2.1 SELECCIÓN DE EMPRESAS.....	9
2.2 FUENTES DE INFORMACIÓN	10
2.3 CORRELACIÓN ENTRE VARIABLES	10
2.4 VARIABLES Y MODELO UTILIZADO.....	10
2.5 RESULTADOS OBTENIDOS.....	11
2.6 CÁLCULOS PARA EMPRESAS NUEVAS.....	13
3. DETERMINACIÓN DE GASTOS E INVERSIONES EFICIENTES PARA CALIDAD DEL SERVICIO.....	13
3.1. CRITERIOS GENERALES PARA RECONOCIMIENTO DE INVERSIONES ...	14
3.2. CRITERIOS GENERALES PARA RECONOCIMIENTO DE GASTOS DE AOM	15
3.3 RECONOCIMIENTO DE GASTOS DE AOM	15
~ Selección de variables y fuentes de información.....	18
~ Correlación entre variables	19
~ Selección de variables de entrada y salida	19
~ Selección del modelo.....	19
~ Resultados obtenidos.....	20
4. DETERMINACIÓN DE LA UTILIZACIÓN EFICIENTE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA	25
4.1 INFORMACIÓN UTILIZADA PARA LA REGRESIÓN ESTADÍSTICA.	25
4.2. MÉTODO UTILIZADO.....	30
4.3. CALIFICACIÓN DE CADA UNA DE LAS EMPRESAS.....	32
4.4. CONCLUSIONES	34
5. DETERMINACIÓN DE CARGOS DE COMERCIALIZACIÓN	34
5.1 SELECCIÓN DE EMPRESAS.....	35
5.2 FUENTES DE INFORMACIÓN	35
5.3 CORRELACIÓN ENTRE VARIABLES	36
5.4 VARIABLES DE ENTRADA Y SALIDA	36

5.5 MODELO UTILIZADO.....	36
5.6 RESULTADOS OBTENIDOS.....	37
5.7 CÁLCULOS PARA EMPRESAS NUEVAS.....	40
6. CRITERIOS PARA LA DEFINICIÓN DE MERCADO RELEVANTE.....	45

DETERMINACIÓN DE CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES

- Documento de aspectos generales -

INTRODUCCIÓN

Este documento presenta los resultados obtenidos en la aplicación de las metodologías de regulación por comparación entre empresas, establecidas en la Resolución CREG-011 de 2003. En particular se muestran: i) La metodología para establecer el costo eficiente de administración, operación y mantenimiento de la actividad de distribución de gas combustible, incluyendo los gastos relacionados con el monitoreo de la calidad del servicio, definidos en la Resolución CREG 100 de 2003; ii) la metodología utilizada para establecer la utilización eficiente de redes de distribución secundarias; y iii) la metodología para establecer el costo eficiente de la actividad de comercialización de gas combustible. Metodologías que han sido aplicadas a las empresas que a la fecha han completado la entrega de la información necesaria para establecer dichos parámetros.

De otro lado, se presentan los criterios tenidos en cuenta para la definición de mercados relevantes. En primera instancia y a título de información, se muestran estadísticas consolidadas que permiten observar la evolución que se espera para la actividad de distribución y comercialización de gas combustible por redes en áreas no exclusivas en términos de crecimiento de usuarios, montos de inversión, construcción de infraestructura, ventas de gas, número de Agentes y número de municipios atendidos.

1. ESTADÍSTICAS RELEVANTES

Teniendo en cuenta las solicitudes presentadas por las empresas para la aprobación de cargos de distribución y comercialización de gas combustible, se muestran estadísticas consolidadas sobre la evolución que tendrá las actividades de distribución y comercialización de gas en áreas de servicio no exclusivo en el próximo quinquenio:

Tabla 1, Estadísticas consolidadas

	CIFRAS ACTUALES	CIFRAS PROYECTADAS	VARIACIÓN
Municipios	171	49	29%
Red de acero (km)	587	131	22%
Red de polietileno (km)	33,854	21,506	64%
Usuarios	2,498,220	843,883	34%
Consumo (Mm ³)	1,821	138	8%
Inversión (Millones de \$)	1,118,176	439,696	39%
Inversión (Millones de US\$)	414	163	39%

FUENTE: Recopilación CREG con base en solicitudes tarifarias

Del análisis de estas cifras se observan los siguientes aspectos de interés:

- **Usuarios:** En los próximos años, se conectarán 843 mil nuevos usuarios que representan un 34% de incremento en el número actual de usuarios, la empresa de mayor crecimiento es Gas Natural (232.827), seguida de EPM (204.940), Gases del Oriente (73.000), Surtigas y Gas Caribe (60.000) y Alcanos (45.000). A nivel porcentual la empresa de mayor crecimiento es Gasorient que incrementa en 7 veces el número de usuarios en la ciudad de Cúcuta.
- **Municipios atendidos:** Se proyecta extender la cobertura a 49 nuevos municipios, que representan un 29% de incremento en el número de municipios actualmente atendidos, siendo las principales empresas en expansión Surtigas (13), Alcanos de Colombia (8), Madigas (6), Ecosep (6), Gas Caribe (5).
- **Inversión:** Durante el próximo quinquenio se ha contemplado un monto de inversión cercano a los US\$ 160 millones, con los cuales se construirán 130 km. de red de acero y aproximadamente 21.000 km. de redes de polietileno. De estas cifras se encuentra que el costo promedio por usuario para el próximo período se sitúa en cerca de \$520.000 (\$ de diciembre de 2002).
- **Penetración de gas:** La penetración de gas, medida en términos de volumen vendido, presenta un incremento del 8% en todo el período tarifario.

TABLA 2. ESTADÍSTICAS DE LAS SOLICITUDES TARIFARIAS

No.	EMPRESA	CARACTERÍSTICA EMPRESA		INFORMACIÓN HISTÓRICA (Dic. 2002)							INCREMENTOS PROYECTADOS AL QUINTO AÑO					
		EXIST.	NUEVA	MPIOS ATENDIDOS 31 DIC 2002	GN, GLP, GNC	KM DE RED ACERO 31 DIC 2002	KM DE RED POLIET. 31 DIC 2002	USUARIOS 31 DIC 2002	CONSUMO (m ³) 31 DIC 2002	INVERSIÓN EXISTENTE \$MIL-2002	MPIOS	KM EN ACERO (AÑO)	KM EN POLIETILENO (AÑO)	USUARIOS	CONSUMO (m ³)	INVERSIÓN (2002-2005) \$MIL-2002
1	BASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	X		11	GN	94	1,210	77,537	20,055,474	48,683,790,518	0	5	159	11,445	1,332,463	4,609,539,928
2	MADIDAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	X		2	GN	0	160	4,423	1,307,247	4,227,340,730	6	0	340	10,633	2,469,030	7,642,227,272
3	BASES DE DARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	X		3	GN	9	594	39,940	12,126,586	12,231,088,469	9	0	7	984	-644,597	347,612,695
4	BASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P.	X		5	GN	0	402	16,987	4,298,023	14,899,516,212	0	0	47	5,754	2,536,972	1,128,333,282
5	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	X		22	GN, GNC	11	1,737	90,513	32,764,777	50,578,537,318	0	2	899	45,930	6,502,251	25,573,762,488
6	BASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	X		1	GN	6	159	10,411	5,775,187	6,411,185,644	0	31	1,200	73,635	16,396,742	38,145,375,720
7	GUARDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	X		44	GN	43	5,915	306,663	135,555,258	128,559,000,000	13	8	1,429	88,507	-897,357	41,439,009,000
8	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	X		9	GN	54	1,593	150,958	74,189,808	40,679,456,906	0	4	91	12,884	-1,649,171	3,823,985,748
9	METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	X		1	GN	8	389	46,140	17,859,331	14,519,000,000	0	0	50	5,800	905,863	1,280,741,868
10	CAUCANA DE GAS S.A. E.S.P.	X		1	BLP	0	52	530	386,908	1,361,139,334	0	0	18	2,741	380,408	1,598,266,418
11	BASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	X		20	GN	17	7,184	442,890	700,300,000	149,000,000,000	5	20	8,031	58,416	-82,428,000	18,509,000,000
12	BASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	X		1	GN	31	2,266	169,025	112,854,000	88,263,000,000	8	17	2,889	56,266	-41,626,000	32,838,800,000
13	BASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	X		14	GN	8	923	39,825	12,240,000	13,100,000,000	8	0	1,387	11,228	4,190,000	6,079,281,596
14	PROMESA S.A. E.S.P.	X		1	GN	72	0	0	0	33,000,000,000	8	0	0	0	0	6,363,000,800
15	GAS NATURAL S.A. E.S.P.	X		2	GN	256	9,531	1,017,098	544,834,524	344,296,450,943	1	39	2,371	232,827	27,377,827	160,636,589,286
16	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	X		12	GN	0	381	13,478	3,214,462	6,495,755,929	3	0	233	8,216	3,942,374	3,780,624,838
17	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN S.A. E.S.P.	X		10	GN	67	1,231	72,672	134,855,275	186,450,873,642	0	6	1,721	204,948	989,235,666	72,576,884,984
18	ECOSEP S.A. (NUEVA - GNC)		X		GLP						6	0	338	21,869	2,427,135	5,874,349,533
19	PROMESA S.A. E.S.P. (NUEVA)		X		GN						1	8	28	685	299,143	546,399,979
21	EBPIGAS S.A. E.S.P.		X		GN						1	0	42	1,189	442,016	1,137,775,978
22	SERVIGAS S.A. E.S.P.		X		GN						2	0	3	221	69,938	111,308,732
23	PROVISERVICIOS S.A. E.S.P.		X		GN						1	0	24	1,500	526,800	955,232,209
24	GAS DOMICILIARIO DE COLOMBIA S.A. E.S.P.		X		GN						1	0	115	8,189	2,563,392	2,084,533,559
25	BASES DEL ARIARI S.A. E.S.P.		X		GLP						1	0	74	7,345	2,138,639	1,965,683,159
26	GAS DE SANTANDER S.A. E.S.P.	X		4	GLP	0	9	827	51,840		0	0	ND	0	-2,075	ND
	TOTAL			171		587	33,854	2,498,230	1,820,869,592	1,118,176,193,653	49	131	21,506	843,883	138,489,958	439,856,108,163

Nota: Esta información corresponde a los datos de inversión de las solicitudes tarifarias de las empresas y que han sido publicadas.
 Estas cifras no consideran aún ningún tipo de ajuste por parte de la CREG.
 ND: Datos no disponibles.

2. DETERMINACIÓN DE GASTOS EFICIENTES DE AOM EN DISTRIBUCIÓN.

De acuerdo con lo establecido en el anexo 3 de la Resolución CREG 011 de 2003, se describe a continuación el procedimiento para el establecimiento de los gastos eficientes de AOM de distribución.

2.1 SELECCIÓN DE EMPRESAS

Para el caso de distribución se cuenta con información de 30 empresas nacionales, incluyendo áreas de servicios exclusivos. De las 30 empresas, ocho son empresas nuevas que solicitaron aprobación de cargos. Las empresas contempladas en el análisis son las siguientes:

Tabla 3. Empresas distribuidoras y comercializadoras de gas combustible Consideradas para la determinación del AOM de distribución

- Alcanos de Colombia Area Exclusiva Centro y Tolima
- Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.
- Empresa Caucana de Gas S.A. E.S.P.
- * Empresa Colombiana de Servicios Públicos S.A. E.S.P
- Empresa de Gases de Occidente S.A. E.S.P.
- * Empresa de Servicios Públicos de Pitalito E.S.P
- Empresas Publicas de Medellin E.S.P.
- * Espigas S.A. E.S.P.
- * Gas del Ariari S.A. E.S.P
- Gas del Risaralda S.A. E.S.P.
- * Gas Domiciliario de Colombia S.A. E.S.P
- Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.
- Gas Natural del Centro S.A. E.S.P.
- Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P.
- Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.
- Gas Natural S.A. E.S.P.
- Gases de Barrancabermeja S.A. E.S.P.
- Gases de la Guajira S.A. E.S.P.
- Gases del Caribe S.A. E.S.P.
- Gases del Cusiana S.A. E.S.P.
- Gases del Llano S.A. E.S.P.
- Gases del Norte del Valle S.A. E.S.P.
- Gases del Oriente S.A. E.S.P.
- Gases del Quindio S.A. E.S.P.
- Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.
- Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.
- * Promesa S.A. E.S.P.
- * Proviservicios S.A. E.S.P.
- * Servicios Públicos y Gas S.A. E.S.P.
- Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P.

* Empresas nuevas que solicitaron aprobación de cargos

2.2 FUENTES DE INFORMACIÓN

Las siguientes son las fuentes de información utilizadas para la 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 ajustada según los 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 éstos, se efectuó un consolidado por empresa. Para el caso de la empresa Gas Natural del Cesar, que reportó en el instructivo solo 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	0.860313552	0.87411766	0.955910892	1

En general se observa alta correlación para todas las variables seleccionadas.

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.

El modelo seleccionado se fijó con las siguientes características:

Input orientado.
Distancia Radial
Retornos variables a escala
Se utilizó la metodología AR

Se empleó el Software, Efficiency Measurement System (EMS) desarrollado por Holger Scheel en la Universidad de Dortmund, Alemania. Este programa fue seleccionado por que además de calcular los porcentajes de eficiencia, permite observar las comparaciones entre empresas y las variables que más pesan a cada una.

2.5 RESULTADOS OBTENIDOS

En la siguiente tabla se muestra la información base que fue utilizada para el análisis DEA en la actividad de distribución :

Empresa	AOM (\$)	Inversión (\$)	Usuarios promedio	red
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	2,712,617,715.00	32,667,840,000.00	85,603.00	1,747.64
ALCANOS DE COLOMBIA AREA EXCLUSIVA CENTRO Y TOLIMA	3,073,975,440.00	37,729,212,309.00	72,391.00	1,233.83
EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	4,478,377,045.00	74,530,720,000.00	152,875.00	2,341.66
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	5,982,115,969.00	93,490,800,000.00	57,204.00	1,297.00
GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	5,932,381,028.00	27,585,390,336.00	31,793.00	898.46
GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. E.S.P.	3,265,338,325.00	27,358,382,985.00	32,095.00	783.89
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	8,247,896,876	36,162,783,743.24	149,450.00	1,586.26
GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	1,666,346,985.51	21,513,229,920.00	36,705.00	710.96
GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	694,941,098.60	5,060,760,000.00	12,060.50	380.88
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	61,802,252,417.00	295,734,930,000.00	962,418.00	9,787.80
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	2,354,362,726.31	8,278,672,739.00	38,596.00	560.22
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	1,148,684,888.00	12,329,480,000.00	37,917.00	930.67
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	13,043,124,241.00	144,630,000,000.00	434,423.00	7,211.00
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P.	395,317,180.00	7,866,485,156.00	8,765.00	402.26
GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	1,899,889,023.00	37,192,629,040.13	73,947.00	1,331.52
GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	1,459,111,945.00	41,189,468,342.00	77,875.00	1,908.89
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	277,296,672.00	4,858,812,501.82	10,327.00	164.72
GASES DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	1,473,057,805.00	16,719,115,194.00	17,630.00	447.38
MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	171,090,900.43	2,123,704,000.00	4,006.00	159.95
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	778,258,169.40	9,003,790,000.00	45,668.00	397.12
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	12,129,100,892.00	106,374,340,347.20	299,175.00	5,908.95
EMPRESA CAUCANA DE GAS S.A. E.S.P.	121,344,100	1,208,133,681.79	493.00	52.31
EMPITALITO	106,060,000	3,728,095,270.00	5,354	186.76
GAS DOMICILIARIO	380,030,000	2,679,090,000.00	7,230	115.14
SERVIGAS	23,250,000	161,240,000.00	187	7.89
PROVISERVICIOS	126,200,000	261,730,000.00	946	24.46
ECOSEP	464,990,000	3,394,404,000.00	11,707	337.76
PROMESA	47,099,835	469,905,574.00	1,063	26.77
ESPIGAS	76,238,972	733,566,427.00	700	41.79
ARIARI	420,875,684	491,420,789.00	4,034	74.12

Tabla 5. Información base para el análisis DEA en distribución.

Dada la diferencia de escala en las variables seleccionadas, para el modelo se tomaron las variables estandarizadas, cada observación se dividió por el promedio de la variable.

Los resultados del modelo de distribución, se resumen en las siguientes tablas:

	DMU	Score
1	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	93.08%
2	ALCANOS DE COLOMBIA AREA EXCLUSIVA CENTRO Y TOLIMA	60.28%
3	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	86.99%
4	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	24.29%
5	GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	42.94%
6	GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. E.S.P.	37.20%
7	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	100.00%
8	GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	53.38%
9	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	79.91%
10	GAS NATURAL S.A. E.S.P.	100.00%
11	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	100.00%
12	GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	100.00%
13	GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	100.00%
14	GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P.	90.04%
15	GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	79.05%
16	GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	100.00%
17	GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	70.12%
18	GASES DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	36.38%
19	MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	100.00%
20	METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	100.00%
21	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	100.00%
22	EMPRESA CAUCANA DE GAS S.A. E.S.P.	58.02%
23	EMPITALITO	100.00%
24	GAS DOMICILIARIO	61.63%
25	SERVIGAS	100.00%
26	PROVISERVICIOS	94.52%
27	ECOSEP	100.00%
28	PROMESA	95.51%
29	ESPIGAS	77.93%
30	ARIARI	100.00%

Tabla 6. Porcentaje de eficiencia en distribución.

Con el fin de corroborar los resultados obtenidos en los modelos, se calcularon los indicadores que se muestran a continuación, y se verificó la situación de los indicadores de las empresas antes de aplicar los calificadores obtenidos con el DEA y aquellos obtenidos después del DEA, verificándose consistencia en los resultados esperados:

Empresa	ACM/INV	ACM/USU	ACM/RED	INV/USU	INV/RED	USU/RED
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	0.08	31,688.35	1,552,160.46	381,620.27	18,692,545.38	48.98
ALCANOS DE COLOMBIA AREA EXCLUSIVA CENTRO Y TOLIMA	0.08	42,463.50	2,491,406.18	521,186.51	30,578,889.43	58.67
EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	0.06	29,294.37	1,912,479.63	487,527.20	31,828,156.09	66.28
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	0.06	104,575.13	4,612,271.37	1,634,340.26	72,082,343.87	44.10
GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	0.22	186,593.94	6,602,840.00	867,666.10	30,703,004.07	35.39
GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. E.S.P.	0.12	101,739.78	4,165,567.43	852,418.85	34,900,882.50	40.94
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	0.23	55,188.34	5,199,585.59	241,972.46	22,797,507.30	94.22
GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	0.08	45,398.36	2,343,788.62	586,111.70	30,259,282.02	51.63
GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	0.14	57,621.25	1,824,567.05	419,614.44	13,287,019.53	31.66
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	0.21	64,215.60	6,314,212.84	307,283.25	30,214,647.83	98.33
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	0.28	61,000.17	4,202,605.65	214,495.61	14,777,670.61	68.89
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	0.09	30,294.72	1,234,255.85	325,170.24	13,247,961.15	40.74
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	0.09	30,024.02	1,808,781.62	332,924.36	20,066,857.58	60.24
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P.	0.05	45,101.79	982,750.24	897,488.32	19,555,917.52	21.79
GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	0.05	25,692.58	1,426,858.36	502,963.33	27,932,480.90	55.54
GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	0.04	18,736.59	764,378.78	528,917.73	21,577,751.81	40.80
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	0.06	26,851.62	1,683,411.98	470,496.03	29,496,867.48	62.69
GASES DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	0.09	83,554.04	3,292,617.51	948,333.25	37,371,005.53	39.41
MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	0.08	42,708.66	1,069,685.83	530,130.80	13,277,714.21	25.05
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	0.09	17,041.65	1,959,780.34	197,157.53	22,673,004.04	115.00
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	0.11	40,541.83	2,052,665.29	355,558.92	18,002,234.33	50.63
EMPRESA CAUCANA DE GAS S.A. E.S.P.	0.10	246,134.08	2,319,933.08	2,450,575.42	23,097,862.19	9.43
EMPITALITO	0.03	19,809.49	567,894.62	696,319.62	19,961,967.97	28.67
GAS DOMICILIARIO	0.14	52,562.93	3,300,705.25	370,551.87	23,268,916.76	62.80
SERVIGAS	0.14	124,331.55	2,946,768.06	862,245.99	20,435,994.93	23.70
PROMSERVICIOS	0.48	133,403.81	5,159,443.99	276,670.19	10,700,327.06	38.68
ECOSEP	0.14	39,718.97	1,376,695.74	289,946.53	10,049,810.81	34.66
PROMESA	0.10	44,308.41	1,759,688.97	442,056.04	17,556,062.69	39.71
ESPIGAS	0.10	108,912.82	1,824,335.30	1,047,952.04	17,553,635.49	16.75
ARIARI	0.86	104,332.10	5,678,301.19	121,819.73	6,630,070.01	54.43

Tabla 7 Indicadores calculados para distribución.

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.

Esta información, junto con la de las empresas existentes, se tomó como base para la determinación del porcentaje de eficiencia, presentado en el numeral anterior (Tabla 6).

3. DETERMINACIÓN DE GASTOS E INVERSIONES EFICIENTES PARA CALIDAD DEL SERVICIO.

En relación con el reconocimiento de gastos de AOM y costos de inversión para el monitoreo de la calidad del servicio, la Resolución CREG-011 de 2003, establece en el literal d) del numeral 7.1 lo siguiente con respecto al reconocimiento de inversiones:

“d) *Activos asociados al control y monitoreo de la calidad del servicio:*

Los activos asociados al control y monitoreo de la calidad del servicio se reportarán de acuerdo con las Unidades Constructivas que se presentan en el Anexo 1 de la presente Resolución.”

Por su parte, el párrafo del numeral 7.4 de la misma Resolución, establece lo siguiente con respecto a los gastos de AOM:

Parágrafo: Se reconocerá en forma adicional a los gastos de AOM resultantes de aplicar la Frontera de Eficiencia, los gastos de AOM para el control y monitoreo de los estándares de calidad del producto y del servicio que defina la Comisión en resolución independiente, y que no hayan sido reportados con anterioridad.

En tal sentido, la Dirección Ejecutiva de la Comisión, mediante Circular de la Dirección Ejecutiva, solicitó a las empresas distribuidoras de gas combustible los gastos e inversiones que demandan el cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución CREG-100 de 2003.

3.1. CRITERIOS GENERALES PARA RECONOCIMIENTO DE INVERSIONES

La determinación de costos de inversión para calidad, consideró lo dispuesto en el numeral 7.11 de la Resolución CREG-11 de 2003, y los siguientes aspectos particulares:

- Cajas de inspección: Al eliminarse el Índice de Presión en línea Secundaria como parámetro de calidad se suprime la necesidad de cajas de inspección. En este sentido no se reconocen dentro de la inversión.
- Data Logger: Por la misma razón expuesta anteriormente no se incluyen dentro de la inversión los Data Logger.
- Detector de metano: Estos equipos no miden los niveles de concentración de odorante solicitados en la Resolución de calidad, por lo tanto no se reconocen como elementos para el control de calidad del servicio.
- GIS: La Resolución CREG-11 no establece el requisito de georreferenciación de usuarios, en consecuencia no se consideró necesario reconocer inversiones por este concepto.
- Vehículos y equipos de radiocomunicación: Al establecerse en la resolución CREG-100 de 2003, que las muestras correspondientes a los indicadores IPLI e IO se realizarán en forma simultánea con las revisiones quinquenales, y dado que éstas

incluyen los gastos mencionados, no se consideró justificado reconocer gastos adicionales por dicho concepto.

- Cartografía: Las inversiones correspondientes a la actividad de actividad cartografía están reconocidas dentro del rubro de otros activos, por lo cual no se incluyen dentro de las inversiones para el control de calidad del servicio.

3.2. CRITERIOS GENERALES PARA RECONOCIMIENTO DE GASTOS DE AOM

Se tomaron los valores reportados por las empresas. Para aquellas empresas que presentaron valores quinquenales se efectuó su anualización y para aquellas que no presentaron desagregación para cada índice se asignó una distribución uniforme en un 25 %.

Con base en lo anterior, se determinaron las siguientes relaciones para cada empresa:

$$AOM_{DES - IRST} \equiv \frac{AOM_{DES} + AOM_{IRST}}{\#Usuarios}$$

$$AOM_{IPLI - IO} \equiv \frac{AOM_{IPLI} + AOM_{IO}}{\#Muestras}$$

A partir de lo anterior se aplicó la metodología de frontera de eficiencia para la determinación de gastos de AOM:

3.3 RECONOCIMIENTO DE GASTOS DE AOM

Para la determinación de gastos de AOM para el control y monitoreo de los índices de calidad del servicio se utilizó la metodología de frontera de eficiencia. Para tal efecto, se dispuso de información de 18 empresas distribuidoras de gas natural. No obstante, antes de la inclusión de la información en el modelo, se realizó un análisis preliminar, para determinar la existencia de datos extremos, tanto a nivel superior como inferior de los datos:

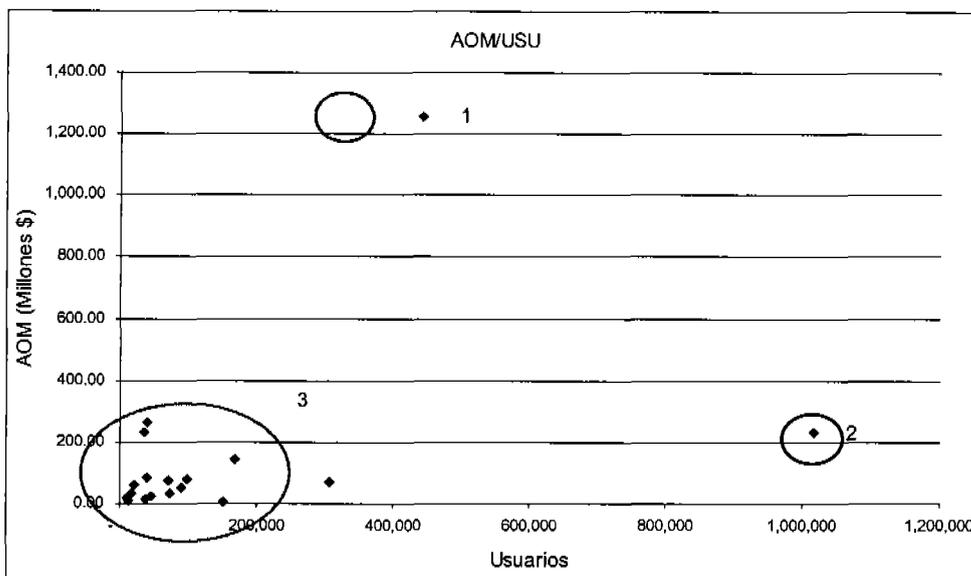


Gráfico 1. Datos con valores superiores para el Indicador AOM / Usuario para DES e IRST.

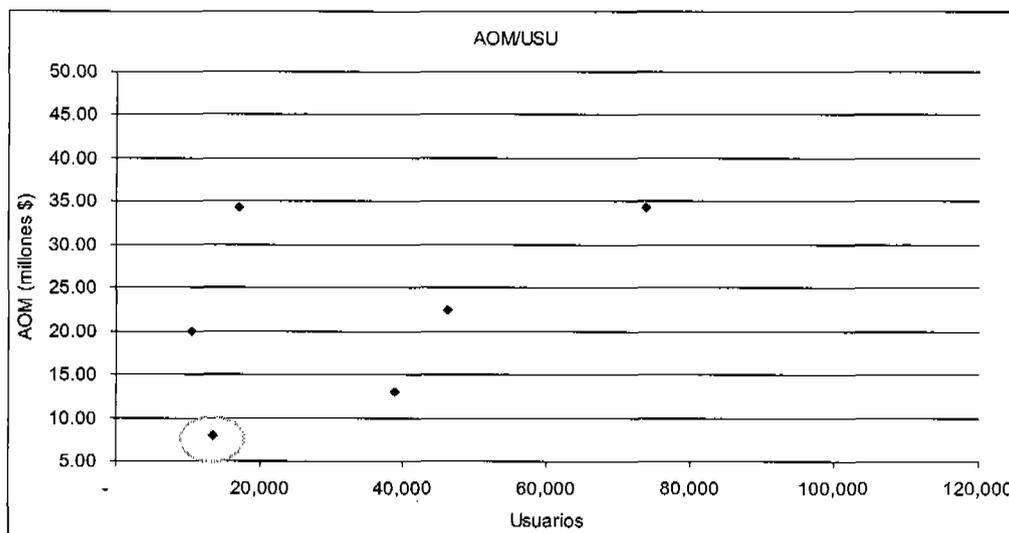


Gráfico 2. Datos con valores inferiores para el Indicador AOM / Usuario para DES e IRST

En las gráficas anteriores se evidencian ocho empresas cuyos valores están por encima o por debajo del resto de observaciones. Para determinar si se trata de valores extremos, se revisaron en detalle el indicador $AOM_{(DES \text{ e } IRST)} / Usuario$. De esta revisión se encontró una diferencia marcada de una empresa con respecto al resto y la cual se puede apreciar en la siguiente tabla

	AOM (\$)	USUARIOS	AOM/USU (\$/usu)
**	5,235,534.62	150,961	34.68
	69,083,472.00	306,663	225.27
**	233,914,000.00	1,017,161	229.97
**	13,019,625.41	38,848	335.14
**	34,286,400.00	73,947	463.66
**	22,404,293.80	46,140	485.57
	50,350,000.00	90,513	556.27
	7,992,500.00	13,470	593.36
	77,800,000.00	99,185	784.39
	144,560,000.00	169,025	855.26
	74,880,000.00	72,612	1,031.23
**	19,887,794.00	10,411	1,910.27
**	34,286,400.00	16,987	2,018.39
	83,000,000.00	40,003	2,074.84
**	1,258,323,084.00	442,680	2,842.51
	62,563,000.00	21,496	2,910.45
	232,435,000.00	36,625	6,346.35
	264,010,560.00	39,625	6,662.73

***Empresas con observaciones por arriba o por debajo del resto de observaciones

Tabla 8 Comparación del índice AOM / Usuario para el indicador DES e IRST

En la tabla 8, se aprecian los tres grupos. El primer grupo (en naranja), lo constituye una empresa con un valor extremo que no tiene comparación con ninguna de las demás con las que se cuenta información. En el segundo grupo (en verde), están cuatro empresas con valores extremos, Y en el tercer grupo (en azul), aparecen tres empresas con valores extremos pero que se pueden comparar con otras similares. En este sentido se considera que la, la empresa del primer grupo es un dato extremo y por lo tanto se excluye del análisis.

Finalmente, las empresas con las que se cuenta información para el análisis DEA de los indicadores de calidad son:

ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.
EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.
GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.
GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.
GAS NATURAL DEL CÉSAR S.A. E.S.P.
GAS NATURAL S.A E.S.P
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P
GASES DEL LLANO
GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.
GASES DEL QUINDIO S.A E.S.P
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P

Empresas distribuidoras y comercializadoras de gas combustible tenidas en cuenta para el análisis DEA de calidad

- Selección de variables y fuentes de información

DES e IRST:

- Gastos de AOM: Se determinaron a partir de la información reportada mediante Circular No. 026 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 éstos, se efectuó un consolidado por empresa. Para el caso de la empresa Gas Natural del Cesar, que reportó en el instructivo solo 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 de la Inversión Existente reportada en el expediente tario.

IPLI e IO:

- Gastos de AOM: Se determinaron a partir de la información reportada por Circular.
- Número de muestras: Se calcularon de conformidad con lo dispuesto en la Resolución CREG-100 de 2003.

- Variables de longitud de red: Se tomó la información de la Inversión Existente reportada en el expediente tario.
- Correlación entre variables

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

Tabla 9. Correlación de variables DEA, DES e IRST

	AOM DES	USUARIOS	RED
AOM_DES	1		
USUARIOS	0.409845367	1	
RED	0.558095474	0.949968862	1

Tabla 10. Correlación de variables DEA, IPLI E IO

	AOM IPLI	# MUESTRAS	RED
AOM_IPLI	1		
# MUESTRAS	0.635777561	1	
RED	0.583585122	0.954006024	1

Se observa correlación entre las variables seleccionadas exceptuando la variable AOM con usuarios y red. No obstante es importante aclarar que una baja o alta correlación no impide que una variable se incluya o excluya del modelo.

- Selección de variables de entrada y salida

Para la aplicación de los modelos de frontera de eficiencia se utilizaron las siguientes variables

DES e IRST:

Insumos : AOM.

Productos: Usuarios y Red

IPLI e IO:

Insumos : AOM

Productos: Muestras y Red.

- Selección del modelo

El modelo seleccionado se fijó con las siguientes características:

Input orientado, Distancia Radial, Retornos variables a escala, se utilizó la metodología AR. Para el ejercicio se empleó el Software, Efficiency Measurement System (EMS) desarrollado por Holger Scheel en la Universidad de Dortmund, Alemania.

- Resultados obtenidos

DES e IRST:

Para el caso de DES e IRST la información disponible se resume en la siguiente tabla:

Empresa	AOM DES (\$)	USUARIOS	RED (Kms)
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	50,350,000.00	90,513	1,747.64
EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	144,560,000.00	169,025	2,341.66
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	74,880,000.00	72,612	1,297.00
GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	232,435,000.00	36,625	898.46
GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	83,000,000.00	40,003	710.96
GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	7,992,500.00	13,470	380.88
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	233,914,000.00	1,017,161	9,787.80
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	13,019,625.41	38,848	560.22
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	264,010,560.00	39,625	930.67
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	1,258,323,084.00	442,680	7,211.00
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P.	34,286,400.00	16,987	402.26
GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	77,800,000.00	99,185	1,908.89
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	19,887,794.00	10,411	164.72
GASES DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	62,563,000.00	21,496	447.38
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	22,404,293.80	46,140	397.12
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	69,083,472.00	306,663	5,908.95
GASES DEL LLANO	34,286,400.00	73,947	1,331.52

Tabla 11. Información base para el análisis DEA del indicador DES e ISRT

Dada la diferencia de escala en las variables seleccionadas, para el modelo se tomaron las variables estandarizadas, esto es cada observación se dividió por el promedio de la variable. Los resultados del modelo para DES e IRST, se resumen en las siguientes tablas:

DMU	Score
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	47.61%
EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	27.86%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	26.90%
GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	5.90%
GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	16.11%
GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	100.00%
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	100.00%
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	100.00%
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	5.33%
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	9.89%
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P.	25.34%
GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	33.13%
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	40.19%
GASES DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	15.33%
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	64.93%
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	100.00%
GASES DEL LLANO	59.58%

Tabla 12. Porcentaje de eficiencia para DES.

DMU	Benchmarks
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	6 (0.48) 8 (0.29) 16 (0.24)
EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	8 (0.51) 16 (0.49)
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	6 (0.19) 8 (0.67) 16 (0.14)
GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	6 (0.91) 16 (0.09)
GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	6 (0.39) 8 (0.57) 16 (0.04)
GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	10
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	1
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	9
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	6 (0.90) 16 (0.10)
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	7 (0.34) 16 (0.66)
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P.	6 (0.86) 8 (0.14)
GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	6 (0.44) 8 (0.29) 16 (0.27)
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	6 (1.00)
GASES DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	6 (0.71) 8 (0.28) 16 (0.00)
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	8 (0.97) 16 (0.03)
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	11
GASES DEL LLANO	6 (0.21) 8 (0.63) 16 (0.15)

Tabla 13. Comparaciones en DES e IRST.

Con el fin de corroborar los resultados obtenidos en el modelo, se calcularon los indicadores que se muestran a continuación, y se verificó la situación de los indicadores de las empresas antes de aplicar los calificadores obtenidos con el DEA y aquellos obtenidos después del DEA, verificándose consistencia en los resultados esperados:

EMPRESA	AOM/USU (\$/USU)	AOM/RED (\$/km)	USU/RED (usu/km)
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	556.27	28,810.28	51.79
EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	855.26	61,733.98	72.18
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	1,031.23	57,733.23	55.98
GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	6,346.35	258,704.07	40.76
GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	2,074.84	116,743.07	56.27
GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	593.36	20,984.30	35.37
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	229.97	23,898.53	103.92
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	335.14	23,240.41	69.34
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	6,662.73	283,677.95	42.58
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	2,842.51	174,500.50	61.39
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P.	2,018.39	85,235.27	42.23
GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	784.39	40,756.76	51.96
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	1,910.27	120,734.77	63.20
GASES DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	2,910.45	139,842.46	48.05
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	485.57	56,417.65	116.19
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	225.27	11,691.32	51.90
GASES DEL LLANO	463.66	25,749.84	55.54

Tabla 14. Indicadores calculados para DES.

	EMPRESA	AOM/USU * Score
1	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	264,84
2	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	238,27
3	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	277,40
4	GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	374,43
5	GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	334,26
6	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	593,36
7	GAS NATURAL S.A. E.S.P.	229,97
8	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	335,14
9	GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	355,12
10	GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	281,12
11	GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P.	511,46
12	GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	259,87
13	GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	767,74
14	GASES DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	446,17
15	METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	315,28
16	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	225,27
17	GASES DEL LLANO	276,25
***	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	

Tabla 14 A, Resultados del AOM anual reconocido para DES y FES (\$ de dic 2002/usuario)

IPLI e IO:

Para el caso del indicador IPLI e IO la información disponible se resume en la siguiente tabla:

Empresa	AOM (\$)	# MUESTRAS	RED (kms)
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	50,350,000.00	2,368	1,747.64
EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	238,380,000.00	1,560	2,341.66
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	74,880,000.00	1,036	1,297.00
GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	134,380,000.00	1,110	898.46
GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	59,250,000.00	888	710.96
GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	9,067,750.00	814	380.88
GAS NATURAL S.A E.S.P	95,928,000.00	6,586	9,787.80
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	3,750,750.76	370	560.22
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	61,170,000.00	1,258	930.67
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	341,448,240.00	5,476	7,211.00
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P	6,140,000.00	361	402.26
GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	157,835,660.00	3,626	1,908.89
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	19,887,794.00	603	164.72
GASES DEL QUINDIO S.A E.S.P	152,380,000.00	1,036	447.38
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P	22,404,293.80	518	397.12
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P	221,137,923.00	5,254	5,908.95
GASES DEL LLANO	36,286,400.00	1,306	1,331.52

Tabla 15. Información base para el análisis DEA del indicador IPLI e IO

Dada la diferencia de escala en las variables seleccionadas, para el modelo se tomaron las variables estandarizadas, esto es cada observación se dividió por el promedio de la variable. Los resultados del modelo para IPLI, se resumen en las siguientes tablas:

DMU	Score
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	64.46%
EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	9.04%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	17.69%
GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	10.10%
GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	17.72%
GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	100.00%
GAS NATURAL S.A E.S.P	100.00%
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	100.00%
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	25.75%
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	23.20%
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P	61.09%
GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	32.56%
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	32.90%
GASES DEL QUINDIO S.A E.S.P	8.14%
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P	24.65%
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P	34.31%
GASES DEL LLANO	46.01%

Tabla 16. Porcentaje de eficiencia para IPLI e IO

DMU	Benchmarks
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	6 (0.73) 7 (0.27)
EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	7 (0.19) 8 (0.81)
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	6 (0.30) 7 (0.09) 8 (0.61)
GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	6 (0.91) 7 (0.05) 8 (0.04)
GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	6 (0.74) 7 (0.03) 8 (0.23)
GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	12
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	11
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	8
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	6 (0.92) 7 (0.08)
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	6 (0.19) 7 (0.81)
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P.	8 (1.00)
GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	6 (0.51) 7 (0.49)
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	6 (0.53) 8 (0.47)
GASES DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	6 (0.96) 7 (0.04)
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	6 (0.33) 8 (0.67)
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	6 (0.23) 7 (0.77)
GASES DEL LLANO	6 (0.74) 7 (0.10) 8 (0.16)

Tabla 17. Comparaciones en IPLI e IO

Con el fin de corroborar los resultados obtenidos en el modelo, se calcularon los indicadores que se muestran a continuación, y se verificó la situación de los indicadores de las empresas antes de aplicar los calificadores obtenidos con el DEA y aquellos obtenidos después del DEA, verificándose consistencia en los resultados esperados:

Empresa	AOM/MUESTRA (\$/muestra)	AOM/RED (\$/ Kms)	MUESTRA/RED (muestra/Kms)
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	21,262.67	28,810.28	1.35
EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	152,807.69	101,799.58	0.67
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	72,277.99	57,733.23	0.80
GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	121,063.06	149,567.20	1.24
GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	66,722.97	83,337.67	1.25
GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	11,139.74	23,807.37	2.14
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	14,565.44	9,800.77	0.67
GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	10,137.16	6,695.20	0.66
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	48,624.80	65,726.84	1.35
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	62,353.59	47,351.02	0.76
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P.	17,008.31	15,263.91	0.90
GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	43,528.86	82,684.70	1.90
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	32,970.48	120,734.77	3.66
GASES DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	147,084.94	340,603.78	2.32
METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	43,251.53	56,417.65	1.30
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	42,089.44	37,424.22	0.89
GASES DEL LLANO	27,784.38	27,251.88	0.98

Tabla 18. Indicadores calculados para IPLI e IO

	Empresa	AOM/MUESTRA * Score
1	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	13.705,92
2	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	13.813,82
3	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	12.785,98
4	GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	12.227,37
5	GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	11.823,31
6	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	11.139,74
7	GAS NATURAL S.A E.S.P	14.565,44
8	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	10.137,16
9	GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	12.520,89
10	GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	14.466,03
11	GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P	10.390,38
12	GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	14.173,00
13	GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	10.847,29
14	GASES DEL QUINDIO S.A E.S.P	11.972,71
15	METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P	10.661,50
16	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P	14.440,89
17	GASES DEL LLANO	12.783,59
***	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	

Tabla 18 A, Resultados de AOM anual para IPLI e IO (\$ de dic de 2002/muestra)

4. DETERMINACIÓN DE LA UTILIZACIÓN EFICIENTE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA

La Resolución CREG 011 de 2003, contempló dentro de su metodología un criterio de eficiencia para establecer la utilización eficiente de redes de distribución secundarias. Esta metodología, especificada en el Anexo 8 de la mencionada Resolución, se definió con el fin de calificar el diseño de redes de cada una de las empresas en relación con sus usuarios y sus densidades urbanísticas, evaluando para ello en cada una de las empresas la relación entre la longitud de las líneas secundarias y el número de usuarios proyectados para los próximos 5 años. Se contempló dentro de dicha metodología únicamente la longitud de las líneas secundarias existentes y proyectadas en el Programa de Nuevas Inversiones correspondientes a tubería de ½" y ¾".

La determinación de la eficiencia en la utilización de redes se fundamenta en la construcción de una función de regresión estadística que relaciona la densidad urbanística del área atendida con la longitud de red secundaria correspondiente. Dicha función se construye considerando la información entregada por las empresas en sus solicitudes tarifarias en cuanto a longitudes y áreas de cobertura.

4.1 INFORMACIÓN UTILIZADA PARA LA REGRESIÓN ESTADÍSTICA.

La información utilizada para la construcción de la regresión estadística proviene de las siguientes fuentes:

- Información expedientes tarifarios de las empresas que presentaron solicitud tarifaria de acuerdo con la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003.
 - Número total de usuarios proyectados al quinto año.
 - Longitud total en metros de tubería de ½" y ¾" propuestos al quinto año.
 - Municipios del mercado relevante.
- Información de la Subdirección de Catastro del Instituto Geográfico "Agustín Codazzi" (IGAC) a diciembre del 2002 – Radicado CREG E- 003605 de 2003
 - Número de predios en cabecera municipal de todos los municipios de Colombia excepto Bogotá, Cali, Medellín y los municipios de Antioquia.
- Información Cartográfica del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) (información a 2003):
 - Información del área en hectáreas en la cabecera municipal.
- Información del Departamento Administrativo de Catastro Alcaldía Mayor de Bogotá – Radicado CREG – E-2003-010731
 - Área urbana de la cabecera municipal y número de viviendas contenidas en la cabecera municipal.
- Información del Departamento Administrativo de Planeación Distrital de Bogotá – Radicado CREG – E-2003-010450
 - Áreas para cada una de las localidades de la ciudad que corresponden al área urbana y proyecciones a 2002 de viviendas contenidas en el área urbana de la cabecera municipal.
- Información del Centro Administrativo Municipal – CAM, Alcaldía de Medellín – Radicado CREG – E –2003 – 010708.
 - Área urbana de la cabecera municipal y número de viviendas contenidas en la cabecera municipal.
- Información Subdirección de Catastro Cali– Radicado CREG – E –2003 – 010422.
 - Área urbana de la cabecera municipal y número de predios residenciales.

– **Manejo y depuración de la información**

Para la construcción de la función de regresión, inicialmente se creó una base de datos que incluyera todos los municipios contemplados dentro de las solicitudes tarifarias de las empresas radicadas en la Comisión. Para cada uno de estos municipios se consideró la información correspondiente a: longitud de redes de tubería de ½ y ¾ de

pulgada para el último año de periodo tarifario, usuarios existentes en el último año del periodo tarifario, área de la cabecera municipal de cada uno de los municipios en Hectáreas y número de predios contemplados en el área urbana.

Luego de la construcción de la base de datos, se procedió a identificar aquellos municipios de los cuales no se disponía de información de áreas y número de predios, esto con el fin de no considerarlos dentro del análisis. El número total de municipios utilizados discriminados por empresa y que cuentan con información completa se presenta a continuación. Es importante aclarar que no se tuvieron en cuenta los corregimientos.

Tabla 19. Número de municipios por empresa

Empresa	Número de municipios
Alcanos De Colombia S.A. E.S.P.	30
Empitalito S.A E.S.P.	1
Empresa De Gases De Occidente S.A.	1
Empresas Publicas De Medellín E.S.P.	1
Espigas S.A. E.S.P.	1
Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P.	14
Gas Natural Del Oriente S.A. E.S.P.	6
Gas Natural S.A E.S.P	3
Gases De Barrancabermeja S.A. E.S.P.	1
Gases De La Guajira S.A. E.S.P.	14
Gases Del Caribe S.A. E.S.P.	32
Gases Del Cusiana S.A. E.S.P	5
Gases Del Llano S.A. E.S.P.	10
Gases Del Oriente S.A. E.S.P.	1
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	8
Metrogas De Colombia S.A. E.S.P	1
Promesa S.A. E.S.P.	1
Proviservicios	1
Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P	49
Gas Domiciliario de Colombia	1
Municipios	181

Luego de construir la base de datos, se procedió a depurar la información considerando en primera instancia los datos incorrectos o de poca confiabilidad y posteriormente los datos atípicos, esto de acuerdo con los siguientes aspectos:

Datos incorrectos o con poca confiabilidad

- Se excluyeron de la base de datos aquellos municipios donde más de una empresa presta o va a prestar servicio, debido a que esta es una situación que

dificulta la consolidación de la información en forma correcta. Los municipios que se excluyeron del estudio por este motivo son:

Tabla 20. Municipios que incluyen dos empresas de gas natural

Empresa	Departamento	Municipios	Número de usuarios totales 5 año	Total longitud 1/2" + 3/4"	predios terrenos	Área planos Ha
Gas Domiciliario de Colombia	Tolima	Melgar	9,499.00	124,270.00	11,297.00	3,723.90
Alcanos De Colombia S.A. E.S.P.	Tolima	Melgar	4,923.00	96,044.00	11,297.00	3,723.90
Gas Natural Del Oriente S.A. E.S.P.	Bolívar	San Pablo	3063	40,102.00	2,036.00	95.71
Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P.	Bolívar	San Pablo	1,061	16,384.00	2,036.00	95.71
Empitalito S.A E.S.P.	Huila	Pitalito	10339	169,690.00	17,671.00	974.58
Alcanos De Colombia S.A. E.S.P.	Huila	Pitalito	7743	143,803.00	17,671.00	974.58
Gases Del Llano S.A. E.S.P.	Meta	Acacias	4235	92,120.00	16,687.00	1,068.29
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	Meta	Acacias	6042	167,980.00	16,687.00	1,068.29

- Posteriormente, se excluyeron los datos de aquellos municipios donde la longitud de red de tubería de 1/2" y 3/4" proyectada para el quinto año era menor que la longitud medida en planos. Esto debido a inconsistencia en la información dado que la longitud de red existente no puede ser mayor que la longitud proyectada. Los municipios que salieron por este motivo se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 21. Municipios que tienen longitud de tuberías de 1/2" y 3/4" proyectada para el quinto año menor a la longitud medida en planos

Empresa	Departamento	Municipios	Número de usuarios totales 5 año	Total longitud 1/2" + 3/4" proyectada al quinto año metros)	Total longitud 1/2" + 3/4" actual en medida planos (metros)
Gases Del Cusiana S.A. E.S.P	Casanare	Yopal	13,522.00	122,740	157,177
Gases Del Caribe S.A. E.S.P.	Atlántico	Galapa	3,308.00	41,840	46,436
Gases Del Llano S.A. E.S.P.	Cundinamarca	Caqueza	804.00	12,951	14,195
Gases Del Llano S.A. E.S.P.	Meta	Acacias	4,235.00	92,120	113,803
Gases Del Cusiana S.A. E.S.P	Casanare	Tauramena	1,137.00	25,982	27,375

- El siguiente paso consistió en la depuración de la información correspondiente a los valores de la variable longitud por usuario comparada con los municipios de características similares. En este paso se extracto de la base de datos el municipio de Villavicencio, debido a que la longitud no corresponde a los predios y área de municipios de características similares, tal y como se muestra en la siguiente tabla, en la cual Villavicencio se compara con municipios como Soacha, Soledad y Cúcuta, las cuales presentan características similares:

Tabla 22. Municipios de Villavicencio en comparación con otros municipios con características similares.

Empresa	Departamento	Municipios	Número de usuarios totales 5 año	Total longitud 1/2" + 3/4"	predios terrenos	Área planos Ha	densidad	Longitud por usuario
Gases Del Llano S.A. E.S.P.	Meta	Villavicencio	78775	352,673.10	100,312.00	5,634.15	17.80	4.48
Gas Natural S.A. E.S.P.	Cundinamarca	Soacha	75,137	552,507.00	84,594.00	2,201.86	38.42	7.35
Gases Del Caribe S.A. E.S.P.	Atlántico	Soledad	77,875	764,270.00	83,857.00	2,817.18	29.77	9.81
Gases Del Oriente S.A. E.S.P.	Norte Santander	Cucuta	84,046	1,196,232.00	167,417.00	5,866.89	28.54	14.23

- Los datos correspondientes a los municipios del Valle de Aburrá exceptuando Medellín no fueron considerados por no contar con la información correspondiente a áreas urbanas y predios.

Datos Atípicos

De conformidad con lo establecido en el literal b) del anexo 8 de la Resolución CREG-011 de 2003 una vez identificados los datos incorrectos o poco confiables se procedió a establecer las variables densidad y longitud por usuario y las cuales sirven para la construcción de la función estadística. Esto con el fin de excluir los datos que aunque se consideran correctos son atípicos en relación con el conjunto de datos de la muestra. Los aspectos tenidos en cuenta para la eliminación de valores atípicos son los siguientes:

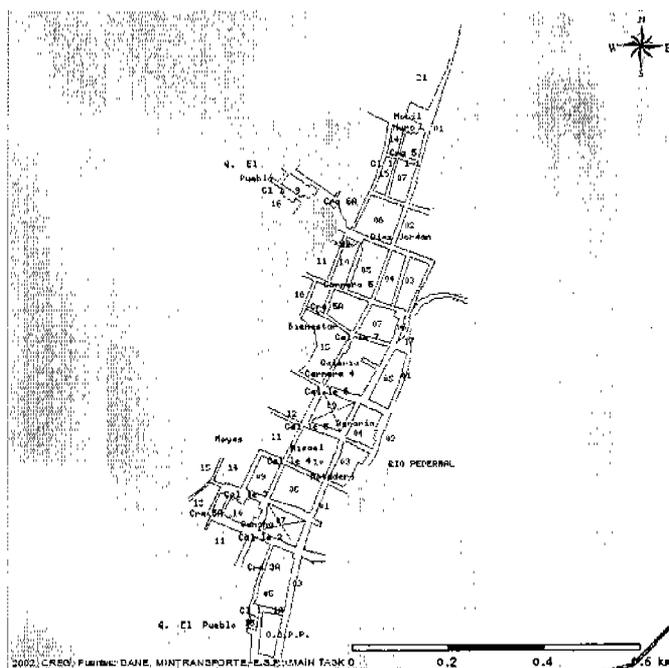
- Aquellos municipios cuya densidad excede 40 predios por Hectárea, esto considerando que son datos extremos comparados con el conjunto de datos de todos los municipios, lo cual implica que no representan el comportamiento general que presenta los municipios del país. Los municipios que se excluyeron debido a esta característica son:

Tabla 23. Municipios con densidades superiores a los 40 predios por Hectárea.

Empresa	Municipios	Predios	Área	Densidad
Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P	Magangue	18765	449.16	41.77
Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P.	San Alberto	3959	92.97	42.58
Gases De La Guajira S.A. E.S.P.	El Molino	1341	28.43	47.16
Alcanos De Colombia S.A. E.S.P.	Teruel	1642	30.74	53.41

- El municipio con más alta densidad es Teruel del Departamento de Huila el cual presenta una densidad de 53.42 Predios / Hectárea. Para verificar la veracidad de este valor se grafico la cabecera municipal de Teruel, la cual se presenta a continuación:

Grafico 1. Cabecera municipal de Teruel



- Asimismo, se sustrajeron aquellos municipios cuya longitud por usuario excede los 40 metros por usuario por considerar estas longitudes extremas en relación con la utilizada en el común de los municipios que conforman la base de datos.

Tabla 24. Municipios con longitudes por usuario superiores a los 40 metros

Empresa	Municipios	Número de usuarios totales 5 año	Total longitud	longitud por usuario
Gases Del Caribe S.A. E.S.P.	Tubara	1036	41910	40.45
Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P	Ayapel	1680	69901	41.61
Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P	Purísima	706	30297	42.91
Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P	Buenavista	868	37377	43.06
Gases Del Caribe S.A. E.S.P.	Ponedera	2350	108360	46.11
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	Paratebueno	347	17068	49.19
Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P	Momil	816	40364	49.47
Gases De La Guajira S.A. E.S.P.	Distracción	316	16258	51.44
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	Granada	1925	107400	55.79
Gases Del Caribe S.A. E.S.P.	Santa Lucia	858	53080	61.86
Gases Del Caribe S.A. E.S.P.	el Reten	375	26160	69.76

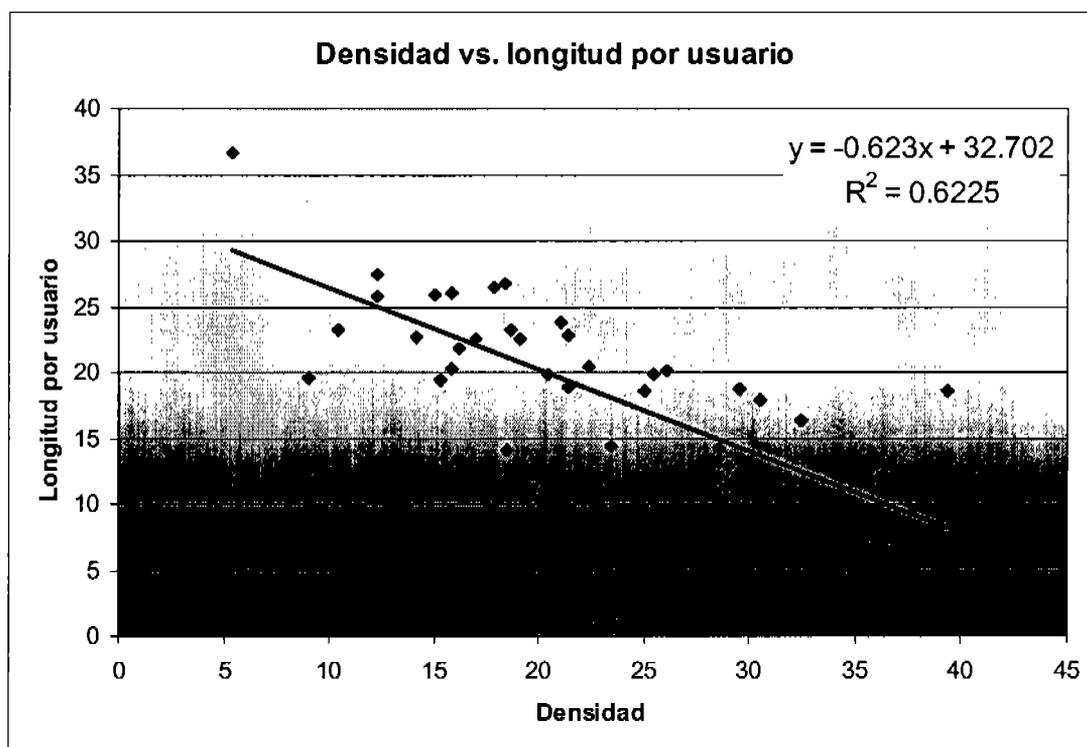
4.2. MÉTODO UTILIZADO

Finalizada la depuración de información se procedió a la elaboración de la función de regresión estadística. Dado que el número de municipios es 153 se decidió la creación de grupos de municipios con características similares considerando las variables predios y área. En este sentido se formaron 43 grupos de municipios.

El método utilizado para la conformación de los grupos es el de clasificación, el cual es un procedimiento automático destinado a definir clases de individuos lo más semejantes posibles. Dentro de cada grupo de municipios se obtuvo una densidad y una longitud por usuario media que representara un punto en la regresión estadística.

Con los grupos establecidos se graficó densidad vs. Longitud por usuario, y se ajustó una regresión lineal la cual presenta un coeficiente de correlación de 0.62 y la ecuación es $Y = 32.702 - 0.623X$ tal como se presenta a continuación:

Gráfico 2. Densidad versus longitud por usuario para los 43 grupos.



Con el fin de verificar el ajuste de la regresión $Y = 32.702 - 0.623X$ a los datos de los 43 grupos anteriormente mencionados se realizó un análisis a los residuales que corresponde a la longitud por usuario menos la longitud por usuario determinada por la ecuación. Asimismo, se realizó una prueba de normalidad usando el estadístico de Shapiro – Wilk utilizando un valor crítico de 0.05 y una hipótesis nula en donde los residuales provienen de una población normal. Es decir si el p-valor ($Pr < W$) calculado por la prueba es menor que 0.05 la hipótesis nula es rechazada y se concluye que los residuales no son normales.

El resultado de la prueba de Shapiro – Wilk nos entrega un p- valor (Pr<W) de 0.8534 el cual es mayor que 0.05, indicando que se acepta la hipótesis de normalidad de los residuales. La prueba de Shapiro – Wilk y otras estadísticas básicas se presentan a continuación:

Estadísticas básicas de los residuales

N	43	Sum Wgts	43
Mean	0.000479	Sum	0.020601
Std Dev	4.182555	Variance	17.49377
Skewness	-0.06552	Kurtosis	0.001856
T:Mean=0	0.000751	Pr> T 	0.9994
W:Normal	0.982824	Pr<W	0.8534

4.3. CALIFICACIÓN DE CADA UNA DE LAS EMPRESAS

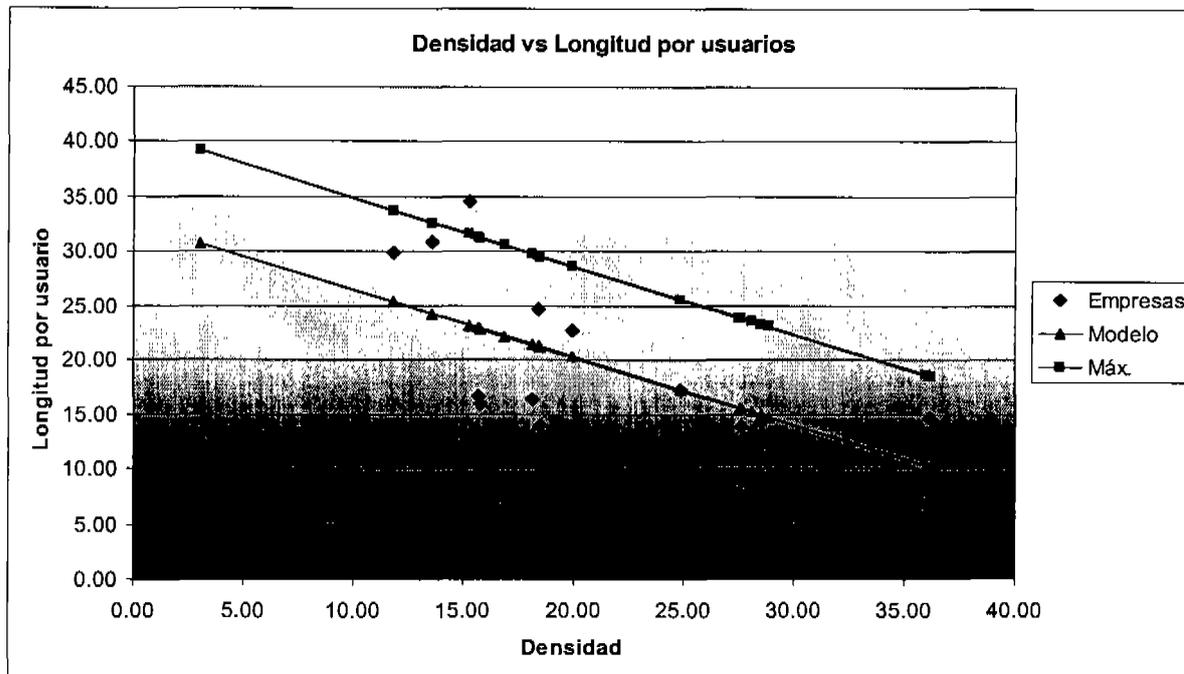
Una vez definida la función estadística se procedió a evaluar la eficiencia en cada una de las empresas de acuerdo a la siguiente metodología:

- Con el modelo planteado en la sección anterior $Y = 32.702 - 0.623X$ y la densidad ponderada por empresa se estimó la longitud promedio por usuario por empresa (y'), considerando todos sus municipios y toda la longitud de red.
- Posteriormente se determinó el valor "Ymax" el cual esta definido como "Y estimado" más "d", donde "d" corresponde a 2 desviaciones estándar de los residuales de la función $Y = 32.702 - 0.623X$.
- La desviación estándar de la función de regresión es de 4.18 y por consiguiente el valor de "d" es igual a 8.36
- Las empresas cuyo valor YE son inferior a Y'max' no son objeto de ajuste. No obstante aquellas donde YE es superior a Y'max' son objeto de ajuste en la longitud prevista para la construcción de anillos de distribución a usuario final

$$Y'_{max} / Y_E.$$

Tabla 25. Densidad promedio ponderada y longitud de tubería de 1/2" y 3/4" promedio ponderada de las empresas.

Empresa	Número de usuarios	Total longitud 1/2" + 3/4"	predios terrenos	Área	densidad	Longitud por usuario Y _E	Y estimado Y	Y máximo Y _{max} = Y + d
Alcanos De Colombia S.A. E.S.P.	135,364	2,163,431	234,745	14,878	15.78	15.98	22.87	31.24
Empitalto S.A E.S.P.	10,339	169,690	17,671	975	18.13	16.41	21.41	29.77
Empresa De Gases De Occidente S.A.	225,291	2,531,900	386,897	13,398	28.88	11.24	14.71	23.08
Empresas Publicas De Medellín E.S.P.	277,612	1,740,734	529,908	18,865	28.09	6.27	15.20	23.57
Espigas S.A. E.S.P.	1,189	36,660	3,210	237	13.57	30.83	24.25	32.61
Gas Domiciliario de Colombia	9,499	124,270	11,297	3,724	3.03	13.08	30.81	39.18
Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P.	22,686	559,231	63,213	3,437	18.39	24.65	21.24	29.61
Gas Natural Del Oriente S.A. E.S.P.	163,845	1,263,723	226,968	8,242	27.54	7.71	15.55	23.91
Gas Natural S.A E.S.P	1,249,925	8,530,405	1,453,321	40,386	35.99	6.82	10.28	18.65
Gases De Barrancabermeja S.A. E.S.P.	37,386	524,545	48,219	2,604	18.52	14.03	21.16	29.53
Gases De La Guajira S.A. E.S.P.	48,046	1,088,641	82,565	4,130	19.99	22.66	20.25	28.61
Gases Del Caribe S.A. E.S.P.	496,964	6,897,313	632,598	22,899	27.63	13.88	15.49	23.86
Gases Del Cusiana S.A. E.S.P	22,741	379,887	40,402	2,579	15.67	16.70	22.94	31.31
Gases Del Llano S.A. E.S.P.	88,702	567,326	127,442	7,556	16.87	6.40	22.19	30.56
Gases Del Oriente S.A. E.S.P.	84,046	1,196,232	167,417	5,867	28.54	14.23	14.92	23.29
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	15,066	450,453	48,548	4,119	11.79	29.90	25.36	33.72
Metrogas De Colombia S.A. E.S.P	51,140	346,624	51,068	1,410	36.21	6.78	10.14	18.51
Promesa S.A. E.S.P.	605	20,877	1,424	93	15.28	34.51	23.18	31.54
Proviservicios	1,500	22,010	1,676	46	36.16	14.67	10.17	18.54
Surtidora De Gas Del Caribe S.A. E.S.P	350,079	6,012,242	508,775	20,472	24.85	17.17	17.22	25.58

Grafico 3. Densidad Vs. longitud por usuario.

4.4. CONCLUSIONES

La empresa Promesa S.A. E.S.P. deberá ser 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 $Y_E = 34.51$ es superior al $Y'_{max} = 31.54$. Lo cual significa que los diseños que proyectan incluyen excedentes en longitud por usuario en comparación con las empresas que tienen municipios de características similares.

Las otras empresas que han presentado solicitudes tarifarias cumplen con el criterio de eficiencia establecido en el Anexo 8 de la Resolución CREG 011 de 2003.

Es importante considerar que para que se de el estricto cumplimiento de la relación densidad Vs. Longitud por usuario anualmente la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios revise el programa de nuevas inversiones y que las desviaciones que encuentre en el desarrollo de dichas inversiones tengan el tratamiento previsto en el literal b) del numeral 7.1 de la Resolución CREG-011 de 2003.

5. DETERMINACIÓN DE CARGOS DE COMERCIALIZACIÓN

Para la determinación de cargos de comercialización se utilizó la metodología establecida en el Capítulo III (Artículos 22 a 30) y en Anexo 7 de la Resolución CREG11 de 2003. Según la metodología de frontera de eficiencia se adoptó el siguiente procedimiento:

5.1 SELECCIÓN DE EMPRESAS

Para el caso de comercialización se cuenta con información de las 21 empresas comercializadoras distribuidoras de gas natural que operan en la actualidad, incluyendo áreas de servicio exclusivo. Las empresas que fueron incluidas para el análisis DEA son:

- Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.
- Alcanos de Colombia Area Exclusiva Centro y Tolima
- Empresa de Gases de Occidente S.A. E.S.P.
- Empresas Publicas de Medellin E.S.P.
- Gas del Risaralda S.A. E.S.P.
- Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.
- Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.
- Gas Natural del Centro S.A. E.S.P.
- Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P.
- Gas Natural S.A. E.S.P.
- Gases de Barrancabermeja S.A. E.S.P.
- Gases de la Guajira S.A. E.S.P.
- Gases del Caribe S.A. E.S.P.
- Gases del Cusiana S.A. E.S.P.
- Gases del Llano S.A. E.S.P.
- Gases del Norte del Valle S.A. E.S.P.
- Gases del Oriente S.A. E.S.P.
- Gases del Quindio S.A. E.S.P.
- Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.
- Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.
- Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P.

Tabla 26. Empresas distribuidoras y comercializadoras de gas combustible tenidas en cuenta para el AOM de comercialización

5.2 FUENTES DE INFORMACIÓN

Gastos de AOM: Se determinaron a partir de los Estados Financieros reportados al SUI, en el segmento correspondiente a esta actividad

Depreciaciones: Se calcularon como el 8% de los Gastos de AOM, de conformidad con lo establecido en el Anexo 7 de 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 éstos, se efectuó un consolidado por empresa. Para el caso de la empresa Gas Natural del Cesar, que reportó en el instructivo solo 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 reportada por las empresas en la solicitud tarifaria.

Variables de calidad del servicio comercial: Se tomó la información reportada por las empresas mediante Circular No. 026 de 2003.

5.3 CORRELACIÓN ENTRE VARIABLES

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

	<i>AOM + DEPRE</i>	<i>Usuarios promedio</i>	<i>red</i>	<i>Reclamos</i>
AOM + DEPRE	1			
Usuarios promedio	0.970981704	1		
red	0.948564799	0.953682116	1	
Reclamos	0.411678722	0.390470231	0.457389582	1

En general se observa una alta correlación para todas las variables seleccionadas exceptuando la variable reclamos a favor de la ESP en el caso de comercialización. No obstante es importante aclarar que una baja o alta correlación no impide que una variable se incluya o excluya del modelo.

5.4 VARIABLES DE ENTRADA Y SALIDA

De conformidad con lo establecido en la resolución CREG-011 de 2003,

Insumos : AOM, Depreciación.

Productos: Usuarios, Red y Reclamos a favor de la ESP.

En este caso vale la pena hacer claridad en el hecho que la depreciación se calcula como el 8% de los gastos de AOM, por tanto, por tanto la variable que entra el modelo es la suma de AOM y Depreciación.

5.5 MODELO UTILIZADO

El modelo seleccionado se fijó con las siguientes características:

Input orientado.

Distancia Radial

Retornos variables a escala

Se utilizó la metodología AR

Se empleó el Software, Efficiency Measurement System (EMS) desarrollado por Holger Scheel en la Universidad de Dortmund, Alemania.

Este programa fue seleccionado por que además de calcular los porcentajes de eficiencia, permite observar las comparaciones entre empresas y las variables que más pesan a cada una.

5.6 RESULTADOS OBTENIDOS

Comercialización:

Para el caso de comercialización la información disponible se resume en la siguiente tabla:

Empresa	AOM + DEPRE (\$)	Usuarios promedio	red (Kms)	Reclamos
Alcanos de Colombia Area Exclusiva Centro y Tolima	1,898,468,193.60	85,603.00	1,747.64	2,519.00
Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	922,833,453.60	72,391.00	1,233.83	2,100.00
Empresa de Gases de Occidente S.A. E.S.P.	2,997,082,290.60	152,875.00	2,341.66	2,641.00
Empresas Publicas de Medellin E.S.P.	4,879,456,980.84	57,204.00	1,297.00	1,715.00
Gas del Risaralda S.A. E.S.P.	942,306,037.20	31,793.00	898.46	4,979.00
Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	977,144,845.68	32,095.00	783.89	473.00
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	1,868,385,752.64	149,450.00	1,586.26	58.00
Gas Natural del Centro S.A. E.S.P.	1,308,775,815.72	36,705.00	710.96	149.00
Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P.	282,327,598.11	12,060.50	380.88	46.00
Gas Natural S.A. E.S.P.	18,600,164,070.12	962,418.00	9,787.80	4,535.00
Gases de Barrancabermeja S.A. E.S.P.	328,797,370.44	38,596.00	560.22	21.00
Gases de la Guajira S.A. E.S.P.	1,657,977,385.68	37,917.00	930.67	1,540.00
Gases del Caribe S.A. E.S.P.	10,992,848,055.12	434,423.00	7,211.00	4,214.00
Gases del Cusiana S.A. E.S.P.	405,368,972.28	8,765.00	402.26	30.00
Gases del Llano S.A. E.S.P.	1,864,122,755.04	73,947.00	1,331.52	2,232.00
Gases del Norte del Valle S.A. E.S.P.	1,363,176,496.80	77,875.00	1,908.89	7,549.00
Gases del Oriente S.A. E.S.P.	239,794,340.76	10,327.00	164.72	11.00
Gases del Quindio S.A. E.S.P.	878,609,282.04	17,630.00	447.38	3,857.00
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	127,070,826.07	4,006.00	159.95	20.00
Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.	610,962,272.40	45,668.00	397.12	746.00
Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P.	5,333,832,469.44	299,175.00	5,908.95	1,907.00

Tabla 27. Información base para el análisis DEA en comercialización.

Dada la diferencia de escala en las variables seleccionadas, para el modelo se tomaron las variables estandarizadas, cada observación se dividió por el promedio de la variable.

Los resultados del modelo de comercialización, se resumen en las siguientes tablas:

EMPRESA	Score
Alcanos de Colombia Area Exclusiva Centro y Tolima	100.00%
Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	69.70%
Empresa de Gases de Occidente S.A. E.S.P.	76.42%
Empresas Publicas de Medellin E.S.P.	18.32%
Gas del Risaralda S.A. E.S.P.	99.89%
Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	51.20%
Gas Natural del Centro S.A. E.S.P.	33.96%
Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P.	84.87%
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	100.00%
Gas Natural S.A. E.S.P.	100.00%
Gases de Barrancabermeja S.A. E.S.P.	100.00%
Gases de la Guajira S.A. E.S.P.	36.97%
Gases del Caribe S.A. E.S.P.	100.00%
Gases del Cusiana S.A. E.S.P.	61.58%
Gases del Llano S.A. E.S.P.	53.22%
Gases del Norte del Valle S.A. E.S.P.	100.00%
Gases del Oriente S.A. E.S.P.	68.36%
Gases del Quindio S.A. E.S.P.	86.16%
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	100.00%
Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.	77.36%
Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P.	100.00%

Tabla 28. Porcentaje de eficiencia en comercialización.

EMPRESA	Benchmarks
Alcanos de Colombia Area Exclusiva Centro y Tolima	2 (0.52) 16 (0.43) 21 (0.05)
Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	3
Empresa de Gases de Occidente S.A. E.S.P.	7 (0.55) 10 (0.00) 16 (0.31) 21 (0.14)
Empresas Publicas de Medellin E.S.P.	11 (0.45) 16 (0.55)
Gas del Risaralda S.A. E.S.P.	16 (0.66) 19 (0.34)
Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	11 (0.83) 16 (0.17)
Gas Natural del Centro S.A. E.S.P.	1
Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P.	11 (0.89) 16 (0.11)
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	11 (0.54) 16 (0.00) 19 (0.46)
Gas Natural S.A. E.S.P.	1
Gases de Barrancabermeja S.A. E.S.P.	8
Gases de la Guajira S.A. E.S.P.	11 (0.73) 16 (0.27)
Gases del Caribe S.A. E.S.P.	0
Gases del Cusiana S.A. E.S.P.	11 (0.60) 16 (0.00) 19 (0.40)
Gases del Llano S.A. E.S.P.	2 (0.88) 16 (0.12) 21 (0.00)
Gases del Norte del Valle S.A. E.S.P.	12
Gases del Oriente S.A. E.S.P.	11 (0.18) 19 (0.82)
Gases del Quindio S.A. E.S.P.	16 (0.51) 19 (0.49)
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	5
Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.	2 (0.14) 11 (0.80) 16 (0.06)
Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P.	3

Tabla 29. Comparaciones en comercialización.

Con el fin de corroborar los resultados obtenidos en el modelo, se calcularon los indicadores que se muestran a continuación, y se verificó la situación de los indicadores

de las empresas antes de aplicar los calificadores obtenidos con el DEA y aquellos obtenidos después del DEA, verificándose consistencia en los resultados esperados:

Empresa	AOM+DEP / USU (\$/ usu)	AOM+DEP / RED (\$/km)	AOM+DEP / RECL (\$/recl)	USU / RED (usu/km)
Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	22,177.59	1,086,303.93	753,659.47	48.98
Alcanos de Colombia Area Exclusiva Centro y Tolima	12,747.90	747,940.93	439,444.50	58.67
Empresa de Gases de Occidente S.A. E.S.P.	19,604.79	1,279,896.44	1,134,828.58	65.28
Empresas Publicas de Medellin E.S.P.	85,299.23	3,762,110.24	2,845,164.42	44.10
Gas del Risaralda S.A. E.S.P.	29,638.79	1,048,802.49	189,256.08	35.39
Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	30,445.39	1,246,536.30	2,065,845.34	40.94
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	12,501.74	1,177,855.61	32,213,547.46	94.22
Gas Natural del Centro S.A. E.S.P.	35,656.61	1,840,849.41	8,783,730.31	51.63
Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P.	23,409.28	741,250.78	6,137,556.48	31.66
Gas Natural S.A. E.S.P.	19,326.49	1,900,341.66	4,101,469.48	98.33
Gases de Barrancabermeja S.A. E.S.P.	8,518.95	586,912.83	15,657,017.64	68.89
Gases de la Guajira S.A. E.S.P.	43,726.49	1,781,487.94	1,076,608.69	40.74
Gases del Caribe S.A. E.S.P.	25,304.48	1,524,455.42	2,608,649.28	60.24
Gases del Cusiana S.A. E.S.P.	46,248.60	1,007,738.78	13,512,299.08	21.79
Gases del Llano S.A. E.S.P.	25,208.90	1,399,997.11	835,180.45	55.54
Gases del Norte del Valle S.A. E.S.P.	17,504.67	714,121.48	180,577.10	40.80
Gases del Oriente S.A. E.S.P.	23,220.14	1,455,742.92	21,799,485.52	62.69
Gases del Quindío S.A. E.S.P.	49,836.03	1,963,890.55	227,796.03	39.41
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	31,720.13	794,465.76	6,353,541.30	25.05
Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.	13,378.35	1,538,502.13	818,984.28	115.00
Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P.	17,828.47	902,669.78	2,796,975.60	50.63

Tabla 30. Indicadores calculados para comercialización.

	Empresa	Co
1	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	1.523,50
2	ALCANOS DE COLOMBIA AREA EXCLUSIVA CENTRO Y TOLIMA	1.272,37
3	EMPRESA DE GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	1.468,03
4	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	1.887,65
5	GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	2.778,91
6	GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. E.S.P.	1.536,50
7	GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	1.328,19
8	GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	1.374,29
9	GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	1.877,35
10	GAS NATURAL S.A E.S.P	1.896,83
11	GASES DE BARRANCABERMEJA S.A. E.S.P.	871,43
12	GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	1.531,24
13	GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	2.310,73
14	GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P	2.596,96
15	GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	1.277,76
16	GASES DEL NORTE DEL VALLE S.A. E.S.P.	1.648,12
17	GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	1.565,36
18	GASES DEL QUINDIO S.A E.S.P	3.758,46
19	MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	2.805,09
20	METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P	1.098,26
21	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P	1.712,49

Tabla 31, Resultados obtenidos (\$ de dic 2002/factura)

5.7 CÁLCULOS PARA EMPRESAS NUEVAS

Tal y como lo dispuso el párrafo 1 del Artículo 23 de la resolución CREG 011 de 2003, para los comercializadores que no cuenten con información, se les fijará un Cargo de Comercialización igual al de otro comercializador que atienda un mercado similar.

En este sentido, para identificar cual es el mercado similar de las nuevas empresas que están solicitando cargos, se diseñó una metodología que permitiera agrupar las empresas por tamaño, buscando grupos heterogéneos entre ellos pero homogéneos al interior. Una vez identificados estos grupos, revisar al interior de cada uno cual era más similar a las empresas nuevas en densidad, y así asignarle el cargo de comercialización correspondiente.

Para lo anterior, se realizó un análisis estadístico de clusters y luego, al interior de cada grupo, se efectuó un análisis de las densidades.

1. Análisis de Cluster.

Para el análisis de cluster se emplearon variables que representaran el tamaño de una empresa, como son los usuarios y la longitud de red. Se tomaron los usuarios y la red de las empresas actuales y para las nuevas los usuarios y la red promedio de los cinco años del primer periodo tarifario.

Para determinar el tamaño del cluster, se efectuaron diferentes ejercicios que se resumen en la siguiente tabla:

Número de empresas	ejercicio 1	ejercicio 2	ejercicio 3	ejercicio 4	ejercicio 5	ejercicio 6	ejercicio 7
Cluster 1	29	27	25	14	14	14	14
Cluster 2	1	2	2	11	11	7	5
Cluster 3		1	2	2	2	4	4
Cluster 4			1	2	1	2	2
Cluster 5				1	1	1	2
Cluster 6					1	1	1
Cluster 7						1	1
Cluster 8							1

Tabla 32. Resumen de ejercicios realizados para determinar el número de clusters.

Como se observa en la tabla anterior, se efectuaron siete ejercicios, que se pueden analizar en dos grupos. El primero conformado por los tres primeros y el segundo por los cuatro restantes.

El primer grupo de clusters muestra básicamente un grupo conformado por más del 50% de las empresas. El segundo grupo además de dividir el grupo inicial de los ejercicios anteriores tiene persistencia en el número de empresas del primer grupo.

Al revisar el conjunto de empresas que conforman cada grupo, se encontró que todas las empresas nuevas siempre cayeron en el primer cluster, por tanto y para facilitar el análisis de densidades el interior de los grupos, se determinó hacer cinco clusters.

Los clusters encontrados se observan a continuación:

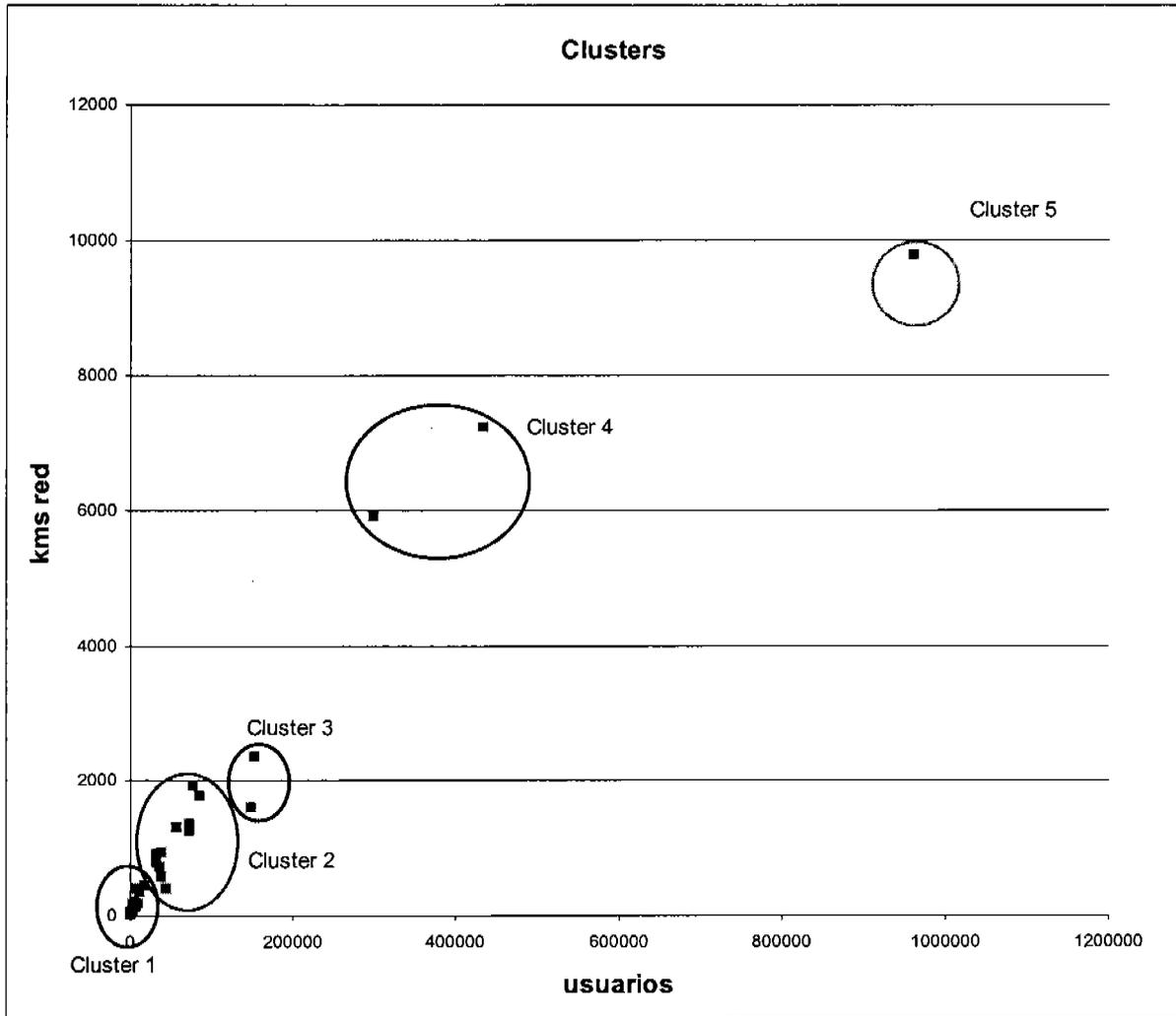


Gráfico 4. Clusters seleccionados en el análisis.

El paso siguiente al análisis de los clusters, consiste en determinar el costo de comercialización para las empresas nuevas. Para esto se tomó en cuenta el mercado similar a cada una de éstas tomando como criterio la densidad (usuarios / km red).

2. Análisis por Densidades

Para cada uno de los clusters, se efectúa el análisis de densidad:

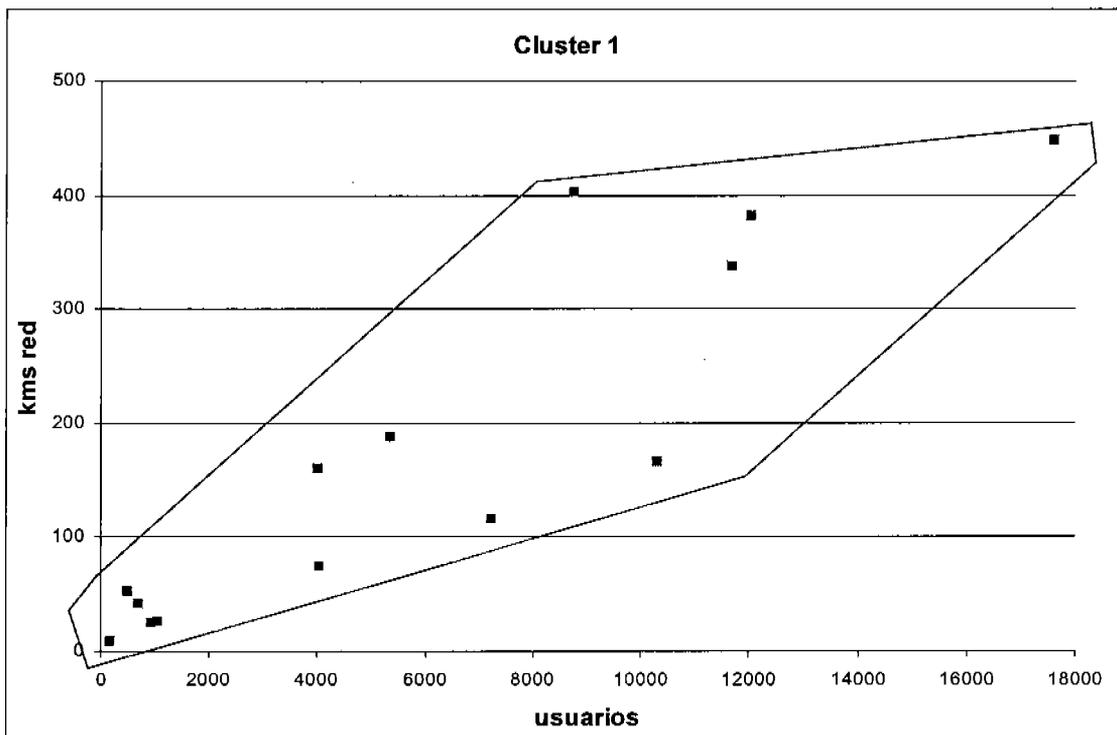


Gráfico 5. Densidades calculadas para el cluster 1.

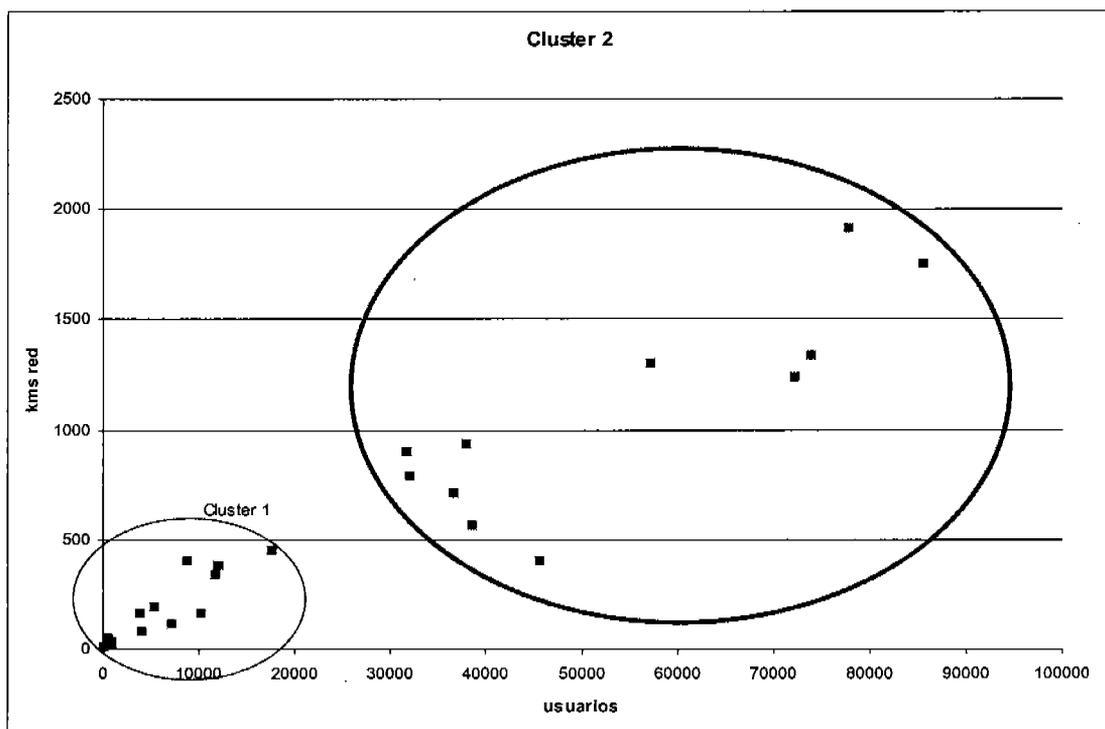


Gráfico 6. Densidades calculadas para el cluster 2.

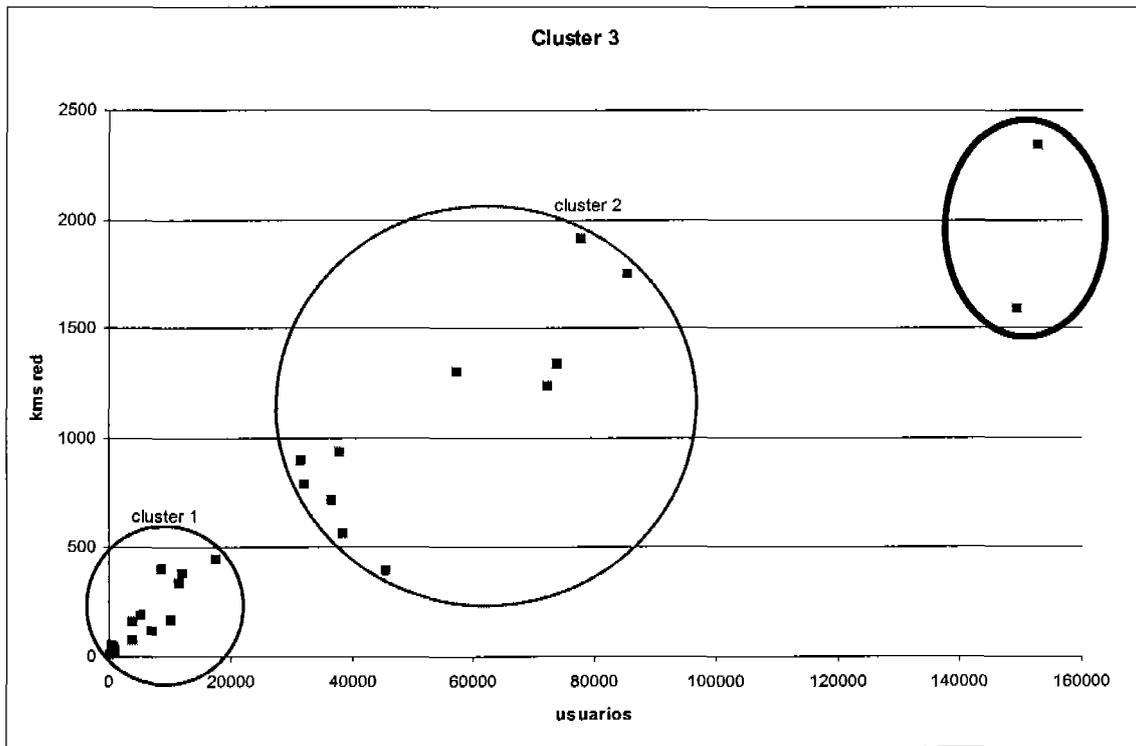


Gráfico 7. Densidades calculadas para el cluster 3.

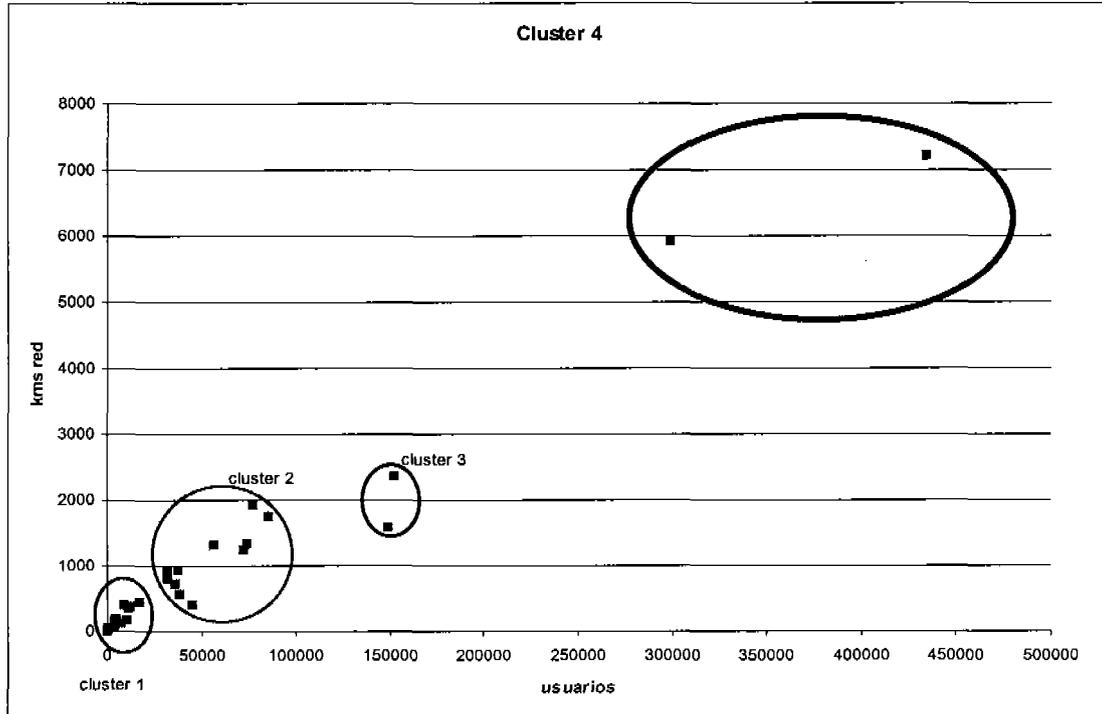


Gráfico 8. Densidades calculadas para el cluster 4.

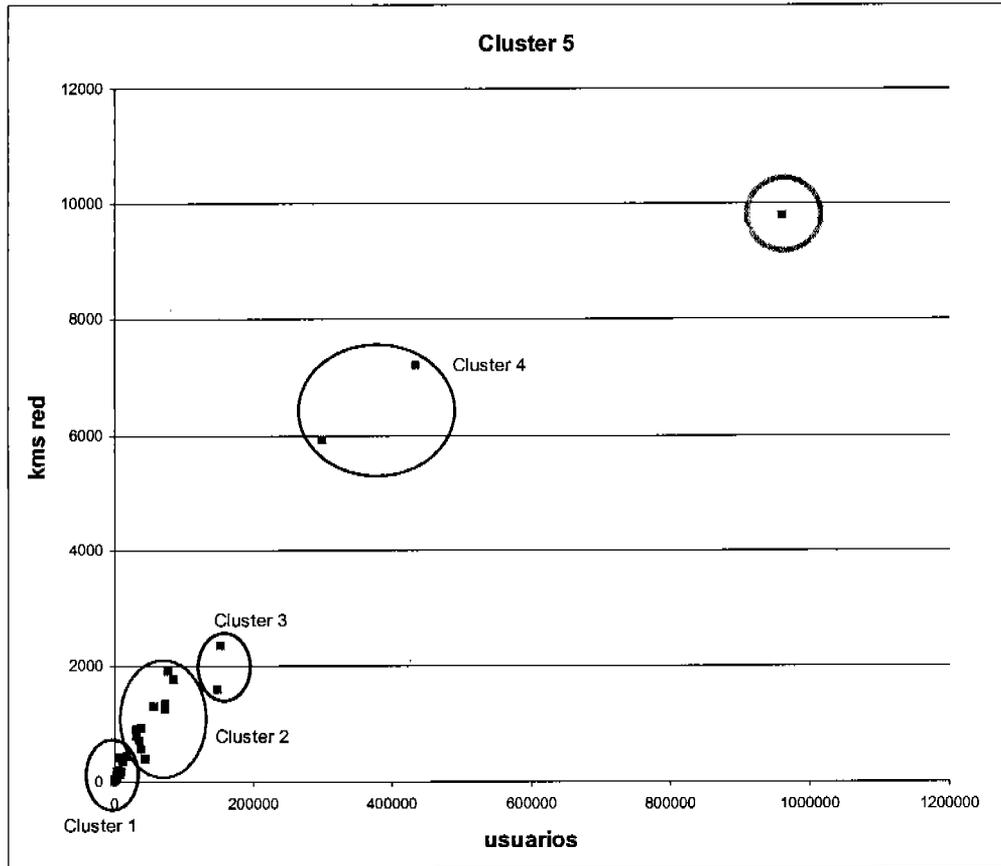


Gráfico 9. Densidades calculadas para el cluster 5.

Como las empresas nuevas están en el cluster 1, el análisis se reduce solo a este grupo. El análisis de densidades, consiste básicamente en agrupar dentro del cluster empresas similares de acuerdo a su densidad. Los grupos seleccionados para el primer cluster son los siguientes:

Empresa	densidad	Grupo	Co
EMPRESA CAUCANA DE GAS S.A. E.S.P	9.42	1	2,696.96
ESPIGAS	16.75	1	
GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P	21.79	1	
SERVIGAS	23.70	2	2,805.09
MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	25.05	2	
EMPITALITO	28.67	2	
GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.	31.66	3	1877.35
ECOSEP	34.66	3	
PROVISERVICIOS	38.68	3	
PROMESA	39.71	3	1,328.19
ARIARI	54.43	4	
GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	62.69	4	
GAS DOMICILIARIO	62.79	4	

**Tabla 33. Resumen grupos por densidad para la fijación del cargo.
6. CRITERIOS PARA LA DEFINICIÓN DE MERCADO RELEVANTE**

De conformidad con lo establecido en el Artículo 4 de la Resolución CREG-011 de 2003, el mercado relevante que se tendrá en cuenta para el cálculo tarifario será definido por la CREG con base en la solicitud tarifaria que presente cada distribuidor. El mercado relevante de Distribución podrá ser como mínimo un municipio o estar conformado por un grupo de municipios.

La agregación de municipios dentro de un mercado relevante, se realiza considerando entre otros los siguientes criterios:

6.1 Costos superiores al costo de electricidad

Los municipios nuevos que presenten costos de distribución y conversión a gas superiores al costo de la electricidad, no se anexarán dentro de un mercados existentes. Por lo tanto, estos municipios serán considerados como mercados nuevos independientes y con cargos que reflejen los costos reales de prestación del servicio.

6.2 Costos superiores al costo del GLP

Aquellos municipios que pretendan ser anexados a mercados existentes como expansión, no deberán incrementar los costos del mercado existente a niveles superiores a los del GLP. En el caso de incrementar dichos costos, los municipios conformarán un nuevo mercado relevante con cargos que reflejen costos reales de prestación del servicio.

6.3 Municipios con más de un operador de red.

Para los municipios con más de un operador de red, en principio, el mercado se definirá para dicho municipio y con un cargo independiente.

De acuerdo con los numerales 6.1 y 6.2 se construye una gráfica que muestra la comparación de la situación actual con los precios relativos de electricidad y GLP con el Gas Natural. La gráfica 10 es la considerada en la determinación de los mercados relevantes de las empresas que presentaron solicitud de aprobación de cargos a la Comisión, porque incluye las comparaciones de los costos resultantes en los mercados solicitados por las empresas con sus sustitutos.

Gráfica 10, Precios relativos de energéticos sustitutos

