



**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y  
COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL  
POR REDES PARA EL MERCADO  
RELEVANTE COMPRENDIDO POR EL  
DISTRITO CAPITAL DE BOGOTÁ Y LOS  
MUNICIPIOS DE SOACHA Y SIBATÉ,  
SOLICITADO POR LA EMPRESA GAS  
NATURAL S.A. E.S.P.**

**DOCUMENTO CREG-021**

**Marzo 23 de 2004**

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

## CONTENIDO

<b>1. ANTECEDENTES .....</b>	<b>436</b>
<b>2. SUPUESTOS GENERALES E INDICES UTILIZADOS.....</b>	<b>441</b>
<b>3. CARGOS DE DISTRIBUCIÓN.....</b>	<b>442</b>
<b>3.1 SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA.....</b>	<b>442</b>
3.1.1 Mercado Relevante .....	442
3.1.2 Inversión Base .....	442
3.1.3 Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento.....	443
3.1.4 Demandas de Volumen.....	444
<b>3.2 ANALISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA.....</b>	<b>444</b>
3.2.1. Mercado Relevante .....	445
3.2.2. Inversión Base .....	445
3.2.2.1 Inversión Existente .....	445
3.2.2.2 Programa de Nuevas Inversiones.....	450
3.2.2.3. Diferencias entre volumetrías y especificaciones contempladas por la CREG y la norma técnica del Distrito Capital.....	450
3.2.2.4 Criterio de Eficiencia en redes secundarias .....	452
3.2.2.5 Resumen de la Inversión Base .....	453
3.2.3 Demanda Esperada de Volumen .....	453
3.2.4 Gastos de AO&M .....	455
<b>3.3 CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCION .....</b>	<b>458</b>
<b>4. CARGOS DE COMERCIALIZACIÓN .....</b>	<b>460</b>
<b>4.1 SOLICITUD TARIFARIA .....</b>	<b>460</b>
4.1.1 Mercado Relevante .....	460
4.1.2 Gastos de AOM.....	460
<b>4.2 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN .....</b>	<b>461</b>
4.2.1 Calculo del DEA y demás parámetros .....	461

<b>5. PROPUESTA A LA CREG .....</b>	<b>462</b>
<b>5.1 CARGOS DE DISTRIBUCIÓN .....</b>	<b>462</b>
<b>5.2 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN .....</b>	<b>463</b>

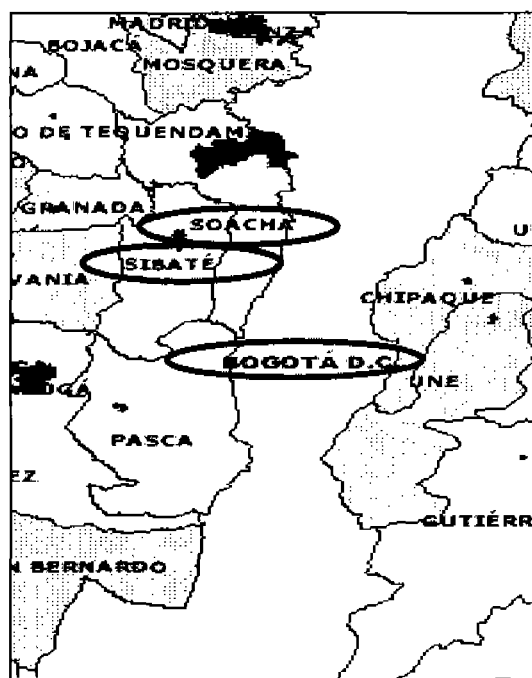
## **CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL PARA EL MERCADO RELAVANTE COMPRENDIDO POR EL DISTRITO CAPITAL DE BOGOTÁ Y LOS MUNICIPIOS DE SOACHA Y SIBATÉ SOLICITADO POR LA EMPRESA GAS NATURAL S. A. E.S.P.**

### **1. ANTECEDENTES**

La empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P., en cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución CREG-011 de 2003, solicitó la asignación de los Cargos de Distribución y Comercialización mediante las comunicaciones con radicados CREG E-2003 –004370 y E-2003 – 005538.

GAS NATURAL S.A. E.S.P. (en adelante GAS NATURAL) es una compañía dedicada a la actividad de distribución y comercialización de gas natural. La empresa en la actualidad opera y mantiene el Sistema de Distribución en Bogotá y Soacha y a finales del 2002 contaba con 1,017,098 usuarios y con 9,786.8 kilómetros de red.

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



Fuente: DANE

El cargo promedio máximo de distribución que actualmente aplica a GAS NATURAL corresponde al cargo aprobado por la Comisión mediante Resolución 025 de 2001 el cual es de \$102.85 a pesos de 1996 y a \$222.61 a pesos de 2002.

De otro lado y según lo dispuesto en los artículos 20 y 29 de la Resolución CREG 011 de 2003 y en la circular 021 de julio 8 de 2003, la empresa GAS NATURAL remitió a la Comisión copia de las publicaciones efectuadas en el diario El Tiempo y la República, los días 9 de junio y 22 de julio de 2003 respectivamente.

En dichas publicaciones se resumieron los siguientes aspectos:

**Cuadro 1. Resumen Publicación Diario La República**

Mercado relevante	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Bogotá D.C.</li> <li>•Soacha</li> <li>•Sibaté</li> </ul>				
Inversión existente (\$dic. 2002)	344,296,458,943				
	2003	2004	2005	2006	2007
Proyección activos inherentes a la operación (\$dic 2002)	57,139,097,227	36,275,166,379	24,267,318,949	23,458,831,541	19,546,175,191
Acum. 2003-2007 proyección activos inherentes a la operación					160,686,589,286
Cargo promedio de distribución \$/m3 (\$ dic 2002)	292.03				
Cargo máximo base de comercialización \$/factura (\$ dic 2002)	2,374.8				
					2003-2022
Valor presente gastos de AOM (\$ miles)					488,061,675,639
	2003	2004	2005	2006	2007
Volumen m <sup>3</sup>	555,488,619	567,490,452	553,789,756	561,947,983	571,412,351

Fuente: Radicado CREG E-2003 -007384

En este documento se presenta a consideración de la Comisión el análisis de la solicitud tarifaria formulada por la empresa, la información utilizada y el cálculo respectivo de los cargos máximos aplicables al mercado de **Bogotá D.C. y los**  
D-021 GAS NATURAL

**municipios de Soacha y Sibaté** para el próximo período tarifario acorde con la metodología establecida en la Resolución CREG-011 de 2003 (en adelante *Resolución 11*).

Para tal efecto se dispone de la información contenida en los siguientes documentos:

**Cuadro 2.** Lista de documentos utilizados en la aprobación de la solicitud

No.	TIPO DE DOCUMENTO	RADICADO CREG	FECHA RADICACIÓN
1	Comunicación GAS NATURAL Solicitud cargos de distribución (Dt) y Comercialización (Co) primera parte expediente tarifario - Información histórica	E-2003-004370	30 de Abril de 2003
2	Comunicación GAS NATURAL: Alcance a la comunicación radicada el pasado 30 de abril, con la cual se reportó la información histórica	E-2003-005159	21 de mayo de 2003
3	Comunicación GAS NATURAL: Proceso solicitud de cargos de distribución y comercialización segundo informe - Expediente tarifario	E-2003-005538	2 de junio de 2003
4	Comunicación GAS NATURAL: Aclaraciones y compilación información entregada abril 30 y mayo 30 de 2003	E-2003-005798	9 de junio de 2003
5	Comunicación CREG: Solicitud ajuste de planos	S-2003-001937	11 de junio de 2003
6	Comunicación GAS NATURAL: Envío de publicación del 9 de junio de 2003 en el periódico El Tiempo	E-2003-005958	13 de junio de 2003
7	Comunicación GAS NATURAL: Respuesta comunicación CREG S-2003-001937 - solicitud de planos en medio magnético	E-2003-006041	16 de junio de 2003
8	Comunicación CREG: Solicitud de información de inversiones	S-2003-002246	10 julio de 2003

9	Comunicación GAS NATURAL: Envío de publicación tarifaria según circular CREG 021 de 2003	E-2003-007384	4 de agosto de 2003
10	Comunicación GAS NATURAL: Respuesta comunicación CREG S-2003-002246 - discriminación de inversión existente y programa de nuevas inversiones	E-2003-007385	4 de agosto de 2003
11	Comunicación CREG: Verificación de activos reportados por los distribuidores de gas natural a la CREG - información de fecha y hora de visita	S-2003-002662	8 de agosto de 2003
12	Comunicación CREG: Solicitud de información AOM	S-2003-002775	19 de agosto de 2003
13	Comunicación GAS NATURAL: Proyección de demanda desagregada por municipio	E-2003-008558	15 de septiembre de 2003
14	Comunicación GAS NATURAL: Respuesta comunicación S-2003-002775 - información AOM	E-2003-008560	15 de septiembre de 2003
15	Comunicación CREG: Solicitud aclaraciones solicitud tarifaria	S-2003-003048	16 de septiembre de 2003
16	Comunicación UPME: proyección de demanda de gas natural empresa GAS NATURAL	Radicado UPME 10089	17 de septiembre de 2003
17	Comunicación GAS NATURAL: Proyección de demanda - Resolución CREG 011 de 2003- Llegada UPME	IC - GH - LCR	26 de septiembre de 2003
18	Comunicación GAS NATURAL: Respuesta comunicación S-2003-003048 - informe de aclaración de los aspectos de la solicitud tarifaria de Gas Natural S.A. E.S.P.	E-2003-009361	7 de octubre de 2003
19	Comunicación GAS NATURAL: Remisión presentación reunión 30 de octubre de 2003, solicitud tarifaria Gas Natural S.A. E.S.P.	E-2003-010071	31 de octubre de 2003
20	Comunicación CREG: Solicitud aclaraciones AOM	S-2003-003443	4 de noviembre de 2003
21	Comunicación CREG: Informe sobre la verificación de activos reportados por los distribuidores de gas natural a la CREG	S-2003-003454	5 de noviembre de 2003
22	Comunicación GAS NATURAL: Expediente tarifario - Costos unitarios de la inversión existente	E-2003-010534	19 de noviembre de 2003

23	Comunicación GAS NATURAL: Gastos AOM - Solicitud tarifaria Resolución CREG 011 de 2003	E-2003-010535	19 de noviembre de 2003
24	Comunicación GAS NATURAL: Respuesta comunicación CREG S-2003-010536 informe sobre la verificación de activos reportados por los distribuidores de gas natural a la CREG para la aprobación de cargos por uso de los sistemas de distribución.	E-2003-010536	19 de noviembre de 2003
25	Comunicación UPME: Concepto metodología proyección de demanda de gas natural empresa GAS NATURAL	Radicado UPME 12046	19 de noviembre de 2003
26	Comunicación GAS NATURAL: Gastos AOM - relacionados con los estándares de calidad - Resolución 100 de 2003.	E-2003-010741	25 de noviembre de 2003
27	Comunicación ECOPETROL: Solicitud de información precio de Gas Cusiana.	E-2003-010817	27 de noviembre de 2003
28	Comunicación CREG: solicitud de explicación y corrección a las proyecciones de demanda	S-2003-003793	3 de diciembre de 2003
29	Comunicación GAS NATURAL: Oficio No. S-2003-003793 - Proyecciones de demanda solicitud tarifaria - Ampliación de plazo	E-2003-011258	12 de diciembre de 2003
30	Comunicación TEPMA: Solicitud de información precio en boca de pozo de Gas Cusiana y Cupiagua	E-2003-011299	15 de diciembre de 2003
31	Comunicación CREG: Radicación CREG E-2003-0011258	S-2003-004127	16 de diciembre de 2003
32	Comunicación GAS NATURAL: Respuesta oficio No. S-2003-003793 - Proyecciones de demanda solicitud tarifaria.	E-2003-011402	17 de diciembre de 2003
33	Comunicación BP: Radicación CREG E-2003-0011693 - precio de gas Cusiana	E-2003-011693	29 de diciembre de 2003
34	Comunicación CREG: Radicación CREG E-2003-0011402 - citación a reunión	S-2004-000080	9 de enero de 2004
35	Comunicación CREG: Comunicar Auto de Pruebas de fecha 19 de enero de 2004- Solicitud tarifaria de la empresa GAS NATURAL de acuerdo con la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003.	S-2004-000140	19 de enero de 2004



36	Acta del Auto de Pruebas No. 1 celebrado los días 19 y 20 de enero de 2004	E-2004-001339	19 y 20 de enero de 2004.
----	--	---------------	---------------------------

## 2. SUPUESTOS GENERALES E INDICES 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 3. Supuestos Generales**

PARÁMETRO	VALOR	FUENTE
Tasa de descuento	16.06%	Costo de Promedio de Capital Invertido, Resolución CREG-045 de 2002.
Índice de Precios del Productor		Banco de la República
Escenario Macroeconómico		DNP
Precios de combustibles sustitutos		UPME
Porcentaje reconocido de terrenos e inmuebles.	7.6% anual del valor catastral	Resolución CREG-011 de 2003
Parámetros de calidad del servicio		Resolución 100 de 2003
Fecha base	31 de diciembre de 2002	

Así mismo, los factores utilizados para la actualización de inversiones existentes fueron los siguientes:

**Cuadro 4. Factores de actualización de inversiones existentes**

Fecha	Escalador IPP para referir a pesos \$ de Dic de 2002
Dic de 1996	1.95
Dic de 1997	1.66
Dic de 1998	1.46
Dic de 1999	1.30
Dic de 2000	1.17
Dic de 2001	1.09
Dic de 2002	1.00

### 3. CARGOS DE DISTRIBUCIÓN

#### 3.1 SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA

En el mes de abril de 2004 la empresa GAS NATURAL presentó a la CREG su solicitud tarifaria para el mercado relevante que comprende: Bogotá D.C, Soacha y Sibaté. A continuación se describe brevemente la solicitud de la empresa y luego en la sección 4 se presenta el análisis detallado de la CREG a dicha solicitud.

##### 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 es el siguiente:

**Cuadro 5.** Municipios que conforman el mercado relevante

MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
Bogotá	Distrito Capital
Soacha	Cundinamarca
Sibaté	Cundinamarca

##### 3.1.2 Inversión Base

La empresa GAS NATURAL presenta el rubro de inversión desagregado en dos componentes: i) monto de inversión existente y; ii) nuevas inversiones previstas para ejecutar durante el período tarifario.

- **Inversión Existente:** la empresa reporta un monto de inversión existente en el período 1996 – 2002 de \$365,053,865,079 Col. \$ (dic. 31/02) correspondiente a los activos conformados por 9,787.7 Kilómetros de red. La inversión existente se resume a continuación:

**Cuadro 6.** Resumen de inversiones existentes

DESCRIPCIÓN	VALOR (\$ DE DICIEMBRE DE 2002)
Activos inherentes a la operación	\$343,993,639,491
Otros activos	\$20,757,406,137
Activos calidad del servicio	\$302,819,452
<b>Total</b>	<b>\$365,053,865,079</b>

Fuente: Radicado CREG E-2003-005798

- **Programa de Nuevas Inversiones:** La empresa reporta como nueva inversión \$170,327,784,644 Col. \$ (dic. 31/02) correspondiente a 2,409.29 kilómetros de red.

**Cuadro 7. Resumen de nuevas inversiones**

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR (\$ DE DICIEMBRE DE 2002)</b>
Activos inherentes a la operación	\$158,627,455,642
Otros activos	\$9,641,195,357
Activos calidad del servicio	\$2,059,133,644
<b>Total</b>	<b>\$170,327,784,644</b>

Fuente: Radicado E-2003-007385.

### 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 son los siguientes:

**Cuadro 8. Gastos de AO&M de distribución**

<b>AÑO</b>	<b>GASTOS DE AO&amp;M (\$ DE DICIEMBRE 31/02)</b>
2003	64,071,632,632
2004	75,374,925,918
2005	81,467,649,182
2006	85,493,402,701
2007	89,134,211,203
2008	89,134,211,203
2009	89,134,211,203
2010	89,134,211,203
2011	89,134,211,203
2012	89,134,211,203
2013	89,134,211,203
2014	89,134,211,203
2015	89,134,211,203
2016	89,134,211,203
2017	89,134,211,203
2018	89,134,211,203
2019	89,134,211,203
2020	89,134,211,203
2021	89,134,211,203
2022	89,134,211,203

Fuente: Archivo Cuadros entrega CREG Gas Natural enviados por la empresa en la solicitud tarifaria

El monto correspondiente a terrenos e inmuebles es de \$ 1,660,310,000.

### 3.1.4 Demandas de Volumen

La información de proyección de demanda reportada por la empresa mediante radicado CREG E -2003-005586 se resume en las siguientes cifras.

**Cuadro 9.** Resumen de las demandas de Volumen propuestas por GAS NATURAL S.A. E.S.P.

<b>AÑO</b>	<b>USUARIOS</b>	<b>DEMANDA ESPERADA VOLUMEN (m<sup>3</sup>)</b>
2003	1,109,309	555,488,619
2004	1,161,921	567,490,452
2005	1,196,584	553,789,756
2006	1,223,003	561,947,983
2007	1,249,919	571,412,351
2008	1,245,496	574,769,506
2009	1,241,099	573,092,282
2010	1,236,724	571,354,636
2011	1,232,364	569,619,508
2012	1,228,036	567,907,491
2013	1,223,724	566,224,460
2014	1,219,430	564,549,193
2015	1,215,168	562,891,498
2016	1,210,928	561,273,156
2017	1,206,712	559,702,817
2018	1,202,540	559,810,280
2019	1,198,383	559,947,820
2020	1,194,254	560,113,670
2021	1,190,147	560,308,932
2022	1,186,073	560,534,567

FUENTE: Radicados CREG -E -005798

## 3.2 ANALISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA

De acuerdo con la información reportada en la solicitud tarifaria de la empresa GAS NATURAL, se considera lo siguiente:

### 3.2.1. Mercado Relevante

De conformidad con lo establecido en el Artículo 4 de la *Resolución 11*, se acepta el mercado relevante solicitado por la empresa, que comprende el Distrito capital y dos municipios más.

**Cuadro 10.** Lista de municipios que conforman el mercado relevante propuesto

MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
Bogotá	Distrito Capital
Soacha	Cundinamarca
Sibaté	Cundinamarca

### 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 periodo tarifario y; **iii)** las inversiones previstas para el siguiente periodo tarifario. A continuación se detallan los principales aspectos en cada componente de la Inversión Base solicitada por la empresa GAS NATURAL para calcular las tarifas a aplicar en el próximo período tarifario.

#### 3.2.2.1 Inversión Existente

- **Activos Reconocidos en la Anterior Revisión Tarifaria**

A partir de información contenida en la solicitud que dio origen a la Resolución CREG 079 de 1996, se obtienen los datos totales de inversión existente tanto en cantidades como en pesos de diciembre de 1996, así como lo proyectado para el periodo 1996 –2002. Adicionalmente teniendo en cuenta lo aprobado en la Resolución CREG 025 de 2001, a las cifras anteriores se le restan las relacionadas en el Anexo 1 de esta resolución.

**Cuadro 11. Inversión existente a 1995 (\$ de dic.-1996)**

ITEM	UND	CANTIDADES	INVERSIÓN (\$ de dic-1996)
GASODUCTOS	m	83,611	26,577,603,364
DERIVACIONES	m	94,125	15,202,879,706
REDES DE DISTRIBUCION	m	2,522,273	21,664,267,440
ESTACIONES DE REGULACION		41	3,069,869,426
<b>TOTAL REDES</b>		<b>2,700,050</b>	<b>66,514,619,935</b>

Fuente: Elaborado CREG

- **Inversión aprobada anterior solicitud tarifaria**

**Cuadro 12. Inversión Proyectada 1996 -2002**

ITEM	UND	CANTIDADES	INVERSIÓN (\$ de dic - 1996)
GASODUCTOS	m	108,286	34,421,508,884
DERIVACIONES	m	97,900	15,811,938,119
REDES DE DISTRIBUCION	m	7,828,920	67,243,956,112
ESTACIONES DE REGULACION		60	3,473,498,043
<b>TOTAL REDES (m)</b>		<b>8,035,166</b>	<b>120,950,901,158</b>

- **Inversiones Efectivamente Ejecutadas durante el anterior Período Tarifario**

De acuerdo con lo manifestado por GAS NATURAL mediante la comunicación radicado CREG E-2003-007385, durante el periodo 1996 -2002 la empresa ejecutó las siguientes cantidades:

**Cuadro 13. Cantidades ejecutadas 1996-2002**

ITEM	UND	CANTIDADES
GASODUCTOS	m	34,823
DERIVACIONES	m	43,565
REDES DE DISTRIBUCIÓN	m	7,009,368
ESTACIONES DE REGULACIÓN		42
<b>TOTAL REDES (m)</b>		<b>7,087,798</b>

En el cuadro que se presenta a continuación se muestra un resumen de las cantidades, costos unitarios y valoración de la inversión existente.

**Cuadro 14.** Inversión en redes y en estaciones de regulación a diciembre de 2002

Descripción de Unidad Constructiva	Costo Unitario (mill. \$ Dic 1996)	Cantidad Existente 1995	Cantidad Ejecutada 1996-2002	Cantidad total a Dic 2002	Costo Total (mill. \$ Dic 1996)
Tubería de Acero de 4 "	161.51	76.1	23.4	99.5	16,069.9
Tubería de Acero de 6 "	161.51	18.1	20.1	38.2	6,169.2
Tubería de Acero de 8 "	317.88	14.7	0.3	15.0	4,776.4
Tubería de Acero de 10 "	317.88	32.1	0.1	32.1	10,217.8
Tubería de Acero de 14 "	317.88	36.8	34.4	71.3	22,652.8
<b>TOTAL ACERO</b>		<b>177.7</b>	<b>78.4</b>	<b>256.1</b>	<b>59,886.1</b>
Tubería Polietileno de 1/2 "	8.589	44.8	0.0	44.8	384.5
Tubería Polietileno de 3/4 "	8.589	2,147.9	4,846.7	6,994.7	60,078.5
Tubería Polietileno de 1 "	8.589	84.8	1,234.6	1,319.3	11,332.0
Tubería Polietileno de 2 "	8.589	58.9	325.2	384.2	3,299.7
Tubería Polietileno de 3 "	8.589	90.2	311.9	402.1	3,453.6
Tubería Polietileno de 4 "	8.589	95.7	290.9	386.6	3,320.7
<b>TOTAL REDES</b>		<b>2,522.3</b>	<b>7,009.4</b>	<b>9,531.6</b>	<b>81,868.9</b>
ERP 3T2	74.87	1.0	1.0	2.0	149.7
ERP 3T4	74.87	0.0	1.0	1.0	74.9
ERP 5T2	74.87	0.0	1.0	1.0	74.9
ERP 8T1	74.87	4.0	14.0	18.0	1,347.7
ERP 10T2	74.87	35.0	11.0	46.0	3,444.2
ERP 10T4	74.87	1.0	14.0	15.0	1,123.1
<b>TOTAL ESTACIONES DE REGULACIÓN</b>		<b>41.0</b>	<b>42.0</b>	<b>83.0</b>	<b>6,214.6</b>
<b>TOTAL</b>					<b>147,969.7</b>

FUENTE: Radicado CREG E -007385

La inversión existente es valorada con el inventario de activos homologados e inventariados a las unidades constructivas de la Resolución 11 y multiplicados por los costos unitarios reconocidos en el período tarifario anterior a \$ de 1996.

**Cuadro 15. Redes e inversión existente.**

ITEM	CANTIDADES EXISTENTES A 31-Dic-02	INVERSIÓN EXISTENTE \$ DIC - 1996	INVERSIÓN EXISTENTE \$ DIC -2002
GASODUCTOS	118,433	37,646,995,565	73,425,380,715
DERIVACIONES	137,694	22,239,111,414	43,374,383,476
REDES DE DISTRIBUCIÓN	9,531,644	81,868,948,822	159,674,328,479
ESTACIONES DE REGULACIÓN	83	6,214,613,715	12,120,764,784
UNIDADES NO CONTEMPLADAS POR LA CREG		4,130,707,112	8,056,386,380
<b>SUBTOTAL</b>		<b>152,100,376,628</b>	<b>296,651,243,834</b>
ACTIVOS DE CALIDAD		155,305,606	302,902,611
OTROS ACTIVOS		9,177,099,500	17,898,693,230
<b>TOTAL REDES</b>	<b>9,787,854</b>	<b>161,432,781,734</b>	<b>314,852,839,674</b>

FUENTE: elaborado CREG

- **Resultado del proceso de auditoría de activos**

La Resolución 011 contemplaba el proceso de verificación de activos reportados por las empresas de distribución.

En este sentido y con el fin de calcular el monto correspondiente a inversión existente, la CREG solicitó a las empresas distribuidoras de gas combustible por redes de ductos en áreas de servicio no exclusivo el reporte de activos según circular CREG 037 de 2002. Información que debería ser suministrada a través de la página web de la Comisión antes del 15 de noviembre de 2002.

De acuerdo con lo anterior, se adelantó la verificación de la calidad de información reportada de activos que presentaron las empresas, según lo establecido en el Anexo 9 de la Resolución CREG 011 de 2003. Para este propósito la CREG contrató los servicios profesionales de DIVISA INGENIEROS ASOCIADOS LTDA.

La cantidad de activos a verificar, correspondió a una muestra representativa de kilómetros de red de tubería y a un valor aproximado a la totalidad del número de estaciones de regulación existentes en los municipios escogidos. La muestra representativa por empresa fue seleccionada a partir de metodologías de muestreo estadístico conforme a la información reportada por cada distribuidor.



Para el caso particular de la empresa GAS NATURAL la muestra estadística se realizó para la ciudad de Bogotá e incluyó 4 grillas que fueron localizadas aleatoriamente y las cuales el auditor visitó y elaboró el respectivo inventario, se verificaron 64.86 kilómetros y 78 estaciones de regulación.

Mediante comunicación S-2003-003454 se remitió el informe del auditor a la empresa y se solicitó aclaración sobre tramos en donde se observa que la tubería de polietileno reportada por la empresa puede corresponder a acometidas residenciales. Al respecto GAS NATURAL respondió con comunicación radicado CREG E-2003-010536, y se procedió a restar 23.22 m de tubería de ½", la cual admite la empresa que corresponde a acometidas de los usuarios.

Finalmente, la inversión existente a reconocer se resume en el siguiente cuadro:

**Cuadro 16.** Comparación resumen inversión existente a reconocer Vs. Inversión resumen solicitada por la empresa

<b>Descripción</b>	<b>INVERSIÓN EXISTENTE A RECONOCER (\$ DE DIC. 2002)</b>	<b>INVERSIÓN SOLICITADA POR LA EMPRESA (\$ DE DIC. 2002)</b>
Activos inherentes a la operación	296,651,243,833	343,993,639,491
Otros activos	17,898,693,230	20,757,406,137
Activos calidad del servicio	302,902,610	302,819,452
<b>Total</b>	<b>314,852,839,674</b>	<b>365,053,865,079</b>

La inversión existente a reconocer difiere de la solicitud tarifaria presentada por la empresa por los siguientes aspectos:

- En la actualización de los activos existentes al referir pesos de Diciembre 1996 a pesos de Diciembre 2002 se cometió un error en relación con los escaladores utilizados para la actualización de los costos unitarios de la inversión existente, por lo tanto se procedió a hacer el ajuste correspondiente. Esto teniendo en cuenta que los costos unitarios que se encuentran expresados en pesos de diciembre de 1996, no requieren un escalador adicional para referirlos a esta fecha. El escalador acumulado desde el mes de diciembre 1996 al mes de diciembre de 2002 utilizado por GAS NATURAL, es de 2.23 mientras que en los cálculos de la CREG debe ser de 1.95.
- De otro lado, los valores solicitados por la empresa relacionados con gas empaquetado no son incluidos en la solicitud por considerar que forman parte

del capital de trabajo. De otra parte, el valor de cartografía y georeferenciación es considerado dentro de los otros activos.

### 3.2.2.2 Programa de Nuevas Inversiones

La empresa prevé 38 kilómetros nuevos de red de acero y 2,371 kilómetros de polietileno. En el cuadro siguiente se indica el programa de nuevas inversiones para el periodo 2003 – 2007:

**Cuadro 17. Programa de Nuevas Inversiones por año**  
(\$ millones de diciembre de 2002)

Descripción	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Activos inherentes a la operación (millones \$)	56,511	32,741.4	19,118	21,069.7	15,595.9
Otros activos (millones \$)	3,390.9	1964,4	1,147	1,264.1	935,7
Activos calidad del servicio (millones \$)	1,571	338	213	0	0
<b>Total</b>	<b>61,472</b>	<b>35,044</b>	<b>20,478.3</b>	<b>22,333.9</b>	<b>16,531.7</b>

### 3.2.2.3. Diferencias entre volumetrías y especificaciones contempladas por la CREG y la norma técnica del Distrito Capital

De acuerdo con lo estipulado en el numeral 7.1 de la Resolución CREG 011 de 2003, la empresa demostró que esta obligada a aplicar volumetrías diferentes a las previstas en el Anexo 1 de la Resolución 11, esto considerando las especificaciones técnicas exigidas por las autoridades del Distrito capital para la recuperación de zonas de uso público afectadas por excavaciones.

En este sentido la empresa solicita le sean tenidos en cuenta los mayores costos generados por la aplicación de la norma IDU 02-08000<sup>1</sup> y los cuales son presentados en el documento “Aclaraciones y compilación información entregada abril 30 y mayo 30 de 2003” – Junio 6 de 2003 y radicado CREG E –2003-005798.

Con base en lo anterior, GAS NATURAL solicitó la aprobación de los siguientes costos unitarios para la ciudad de Bogotá:

<sup>1</sup> De acuerdo con la certificación STCI-9100 de abril de 2003 expedida por la subdirectora Técnica Institucional del IDU, norma que rige desde el mes de agosto del año 2002.

**Cuadro 18. Costos unitarios solicitados por la Empresa, anexo IDU 02 -800 (\$ de 31 dic.2001)**

<b>CODIGO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>UND</b>	<b>VALOR CREG</b>	<b>VALOR Empresa (ANEXO IDU 02-800)</b>
<b>TUBERÍA DE ACERO</b>				
TA4AS	CANALIZACIÓN TUBERIA DE ACERO EN CALZADA ASFALTO	KM	146.121.111	212.577.521
TA6AS	CANALIZACIÓN TUBERIA DE ACERO EN CALZADA ASFALTO	KM	207.879.824	287.791.741
TA8AS	CANALIZACIÓN TUBERIA DE ACERO EN CALZADA ASFALTO	KM	286.708.993	364.053.362
TA10AS	CANALIZACIÓN TUBERIA DE ACERO EN CALZADA ASFALTO	KM	325.105.367	403.197.289
TA14AS	CANALIZACIÓN TUBERIA DE ACERO EN CALZADA ASFALTO	KM	496.704.921	576.708.879
TA4CO	CANALIZACIÓN TUBERIA DE ACERO EN CALZADA CONCRETO	KM	145.691.311	373.644.230
TA6CO	CANALIZACIÓN TUBERIA DE ACERO EN CALZADA CONCRETO	KM	207.400.124	424.406.305
TA8CO	CANALIZACIÓN TUBERIA DE ACERO EN CALZADA CONCRETO	KM	285.824.443	487.138.958
TA10CO	CANALIZACIÓN TUBERIA DE ACERO EN CALZADA CONCRETO	KM	324.220.817	526.282.884
TA14CO	CANALIZACIÓN TUBERIA DE ACERO EN CALZADA CONCRETO	KM	495.820.371	700.028.385
TA4DE	CANALIZACIÓN TUBERIA DE ACERO EN DESTAPADO	KM	104.476.911	104.476.913
TA6DE	CANALIZACIÓN TUBERIA DE ACERO EN DESTAPADO	KM	145.489.424	145.489.822
TA8DE	CANALIZACIÓN TUBERIA DE ACERO EN DESTAPADO	KM	192.824.743	192.942.042
TA10DE	CANALIZACIÓN TUBERIA DE ACERO EN DESTAPADO	KM	231.087.467	231.204.172
TA14DE	CANALIZACIÓN TUBERIA DE ACERO EN DESTAPADO	KM	402.392.991	402.664.092
<b>TUBERÍA POLIETILENO</b>				
TPE1/2AS	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN CALZADA ASFALTO	KM	31.313.090	85.801.559
TPE3/4AS	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN CALZADA ASFALTO	KM	31.927.910	86.547.910
TPE1AS	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN CALZADA ASFALTO	KM	33.339.830	88.091.360
TPE2AS	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN CALZADA ASFALTO	KM	37.260.370	92.274.961
TPE3AS	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN CALZADA ASFALTO	KM	52.585.330	107.994.513
TPE4AS	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN CALZADA ASFALTO	KM	63.869.970	119.542.214
TPE1/2CO	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN CALZADA CONCRETO	KM	21.932.798	65.996.241
TPE3/4CO	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN CALZADA CONCRETO	KM	22.539.266	66.717.084
TPE1CO	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN CALZADA CONCRETO	KM	23.942.834	68.235.026
TPE2CO	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN CALZADA CONCRETO	KM	29.846.670	74.367.611
TPE3CO	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN CALZADA CONCRETO	KM	56.485.774	90.453.838
TPE4CO	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN CALZADA CONCRETO	KM	67.753.710	101.950.523
TPE6CO	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN CALZADA CONCRETO	KM	100.626.050	135.378.835
TPE1/2AT	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN ANDEN TABLETA	KM	24.804.518	27.956.042
TPE3/4AT	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN ANDEN TABLETA	KM	25.390.106	28.613.114
TPE1AT	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN ANDEN TABLETA	KM	26.772.794	30.067.286
TPE2AT	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN ANDEN TABLETA	KM	32.634.870	36.072.330
TPE3AT	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN ANDEN TABLETA	KM	46.409.974	52.978.433
TPE4AT	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN ANDEN TABLETA	KM	57.677.910	64.475.118
TPE1/2ZV	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN ZONA VERDE	KM	7.938.318	7.938.318
TPE3/4ZV	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN ZONA VERDE	KM	8.558.706	8.558.706
TPE1ZV	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN ZONA VERDE	KM	9.976.194	9.976.194
TPE2ZV	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN ZONA VERDE	KM	15.907.870	15.907.870

TPE3ZV	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN ZONA VERDE	KM	27.249.534	27.249.534
TPE4ZV	CANALIZACION TUBERIA DE POLIETILENO EN ZONA VERDE	KM	38.545.310	38.545.310

Teniendo en cuenta la solicitud de GAS NATURAL en relación con los mayores costos unitarios, la Comisión contrato una asesoría para la revisión y actualización de las volumetrías estandarizadas por la CREG en la ciudad de Bogotá. El consultor contratado determinó que en términos generales al comparar los precios propuestos por la empresa y los nuevos obtenidos por él de acuerdo con la metodología de obtención de costos unitarios, no se observan diferencias notorias.

En consecuencia, para los ítems que a solicitud de GAS NATURAL, fundamentados en la norma IDU ameritan corrección, son aceptados los costos unitarios presentados por la empresa. De otro lado y en relación con las unidades tituladas unidades constructivas no contempladas por la CREG, se hicieron los siguientes ajustes:

**Cuadro 19 . Ajustes realizados a las Unidades constructivas no contempladas por la CREG y que fueron propuestas por la empresa.**

DESCRIPCIÓN	AJUSTE
• Cartografía y georreferenciación	Se considera incluida dentro del rubro de otros activos
• Gas empaquetado en la red	No se incluyó por considerar que forma parte del capital de trabajo.
• Riesgo sísmico	No se tuvieron en cuenta las inversiones relacionadas con las instalaciones internas ni la revisión de las obras civiles. El valor total a reconocer por este concepto es de 2,753.5 millones.

### 3.2.2.4 Criterio de Eficiencia en redes secundarias

En el documento general para la determinación de cargos de distribución y comercialización se resume el procedimiento utilizado para establecer el criterio de eficiencia por empresa. De acuerdo con la metodología establecida se obtiene que la empresa GAS NATURAL 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  $Y_E = 10.28$  es inferior al  $Y'_{max} = 18.65$ .

**Cuadro 20. Resultados Criterios de eficiencia**

Empresa	Número de usuarios	Total longitud 1/2" + 3/4"	predios terrenos	Área	densidad	Longitud por usuario	Y estimado Y <sub>E</sub>	Y estimado máximo. Y <sub>max</sub>
Gas Natural S.A E.S.P	1,249,925	8,530,405	1,453,321	40,385.54	35.99	6.82	10.28	18.65

**3.2.2.5 Resumen de la Inversión Base**

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

**Cuadro 21. Montos totales de inversión a aprobar**  
(Millones de \$ diciembre de 2002)

Descripción	Inversión existente	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Activos inherentes a la operación	296,651.2	56,511	32,741.4	19,118	21,069.7	15,595.9
Otros activos	17,898.6	3,390.9	1964.4	1,147	1,264.1	935.7
Activos de calidad del servicio	302.9	1,571	338	213	0	0
<b>Total</b>	<b>314,852.8</b>	<b>61,472</b>	<b>35,044</b>	<b>20,478.3</b>	<b>22,333.9</b>	<b>16,531.7</b>

**3.2.3 Demanda Esperada de Volumen**

La UPME, mediante comunicación UPME 12046 del 19 de noviembre de 2003 y radicado CREG E- 2003-010562, aprobó la metodología general utilizada por la empresa GAS NATURAL para las proyecciones de demanda, haciendo salvedad en algunos puntos.

No obstante la Comisión solicitó algunas explicaciones y correcciones a las proyecciones de demanda presentadas por la empresa mediante comunicaciones CREG S-2003-003048 y CREG S-2003-003793, las cuales fueron atendidas por la

empresa mediante las comunicaciones radicadas CREG E-2003-009361 y CREG E –2003-0011402. Analizadas la comunicaciones presentada por GAS NATURAL, persistieron inquietudes y en este sentido la Dirección Ejecutiva de la CREG mediante auto de prueba del día 19 de enero de 2004 decretó la práctica de una visita a las instalaciones de la empresa GAS NATURAL para realizar conjuntamente con los funcionarios de la empresa, la UPME y la CREG, simulaciones sobre el modelo utilizado para la obtención de los resultados de las proyecciones de demanda que forman parte del expediente tarifario. Para este efecto se realizaron dos reuniones, los días 19 y 20 de enero de 2004.

Finalmente se determinó como proyección de demanda la siguiente:

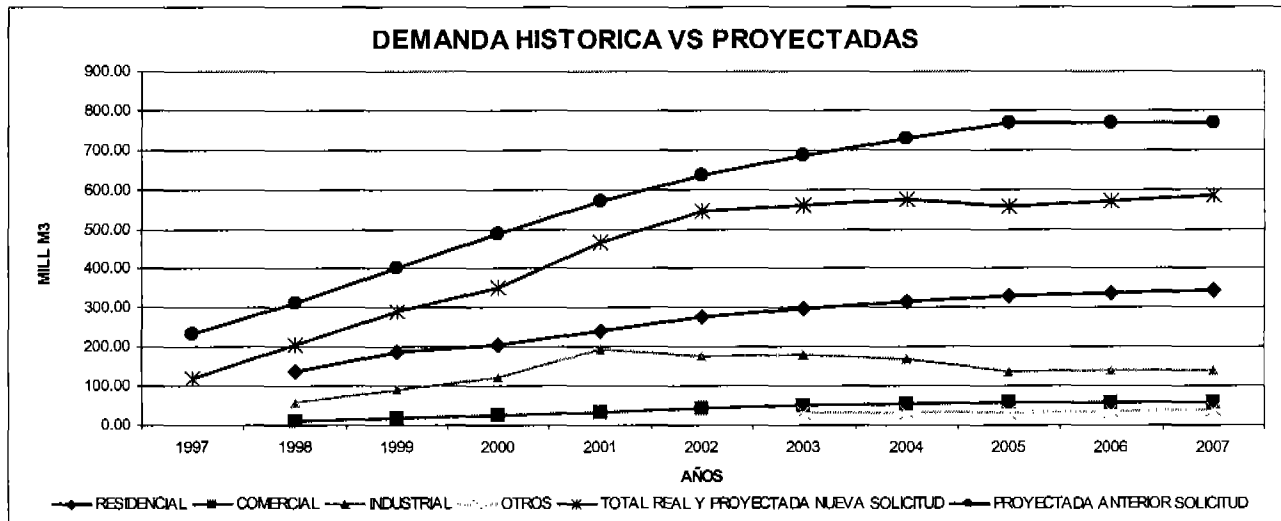
**Cuadro 22.** Proyección de Demanda utilizada para el calculo tarifario

<b>AÑO</b>	<b>USUARIOS TOTALES</b>	<b>CONSUMO TOTAL (m3)</b>
1	1,109,577	558,659,024
2	1,162,099	573,896,338
3	1,196,679	555,293,216
4	1,223,090	570,614,181
5	1,249,929	582,829,858
6	1,245,506	588,176,643
7	1,241,109	586,556,633
8	1,236,734	584,876,900
9	1,232,374	583,200,391
10	1,228,046	581,547,708
11	1,223,734	579,924,735
12	1,219,440	578,310,258
13	1,215,178	576,714,095
14	1,210,938	575,158,036
15	1,206,722	573,650,740
16	1,202,550	573,822,014
17	1,198,393	574,024,145
18	1,194,264	574,255,374
19	1,190,157	574,516,811
20	1,186,083	574,809,430

Fuente: Acta auto de prueba Radicación CREG E- 2004-001339

La demanda esperada de volumen para el horizonte de proyección de la anterior solicitud tarifaria fue mayor, comparada con la real obtenida y con la proyectada en la actual solicitud tarifaria, tal y como lo muestra la siguiente gráfica.

**Figura 2.** Comparación de la demanda anterior periodo tarifario Vs. Demanda real y Proyección de demanda de la nueva solicitud tarifaria.



### 3.2.4 Gastos de AO&M

En el documento general para la determinación de los cargos de distribución y comercialización se describe en detalle la aplicación de la metodología de estimación de frontera de eficiencia. En dicho documento se indica que la empresa GAS NATURAL obtuvo un puntaje para distribución del **100%** por lo cual los gastos de AOM proyectados no se reducen. No obstante, se hacen ajustes a los incrementos de las proyecciones presentados por la empresa, considerando lo siguiente:

Las proyecciones en los gastos AOM presentados por la empresa incluyen los siguientes incrementos:

**Cuadro 23.** Incrementos propuestos empresa para los gastos AOM

<b>Código</b>	<b>Cuenta</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>Acumulado</b>
5101	Sueldos y salarios	4,5%	12,0%	10,6%	9,2%	3,9%	46,85%
5102	Contribuciones imputables	6,3%	10,3%	11,2%	9,3%	3,7%	47,77%
5103	Contribuciones efectivas	5,7%	11,1%	11,8%	9,7%	3,9%	49,77%
5104	Aportes sobre nomina	5,9%	11,1%	11,8%	9,7%	3,9%	50,06%
5111	Gastos Generales	14,1%	25,3%	7,3%	3,2%	4,8%	66,01%
5120	Impuestos, contribuciones y tasas	7,9%	1,6%	1,8%	-0,6%	2,4%	13,66%
633503	Tratamiento	22,7%	13,3%	14,5%	10,2%	8,1%	89,57%
633506	Mantenimiento	130,1%	14,8%	13,6%	9,0%	3,4%	238,17%
633507	Mercadeo	22,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	22,65%
633508	Atención al cliente y usuario	82,3%	21,7%	4,0%	4,0%	4,0%	149,54%

Teniendo en cuenta el bajo incremento en longitud de red, en la demanda y el número de usuarios, no se encuentra justificación en los porcentajes de incremento en los gastos AOM propuestos por la empresa, esto considerando que cuentas que son significativas en dichos gastos crecen alrededor de un 46 a 66% durante el período tarifario sin que esto refleje un incremento semejante en longitud de red, número de usuarios atendidos y volúmenes distribuidos. En este sentido se considera adecuado adoptar un incremento anual para las cuentas 5101, 5102, 5103, 5104 y 633506 igual al porcentaje de incremento en longitud de redes, por considerar una relación directa de estos gastos con la longitud de la red.

La cuenta 5120, es ajustada específicamente en la cuenta de contribuciones sobre transiciones financieras, por considerar que esta cuenta presenta incrementos injustificados en su proyección. Es importante considerar que esta cuenta es directamente proporcional al volumen de ventas y que una redistribución de las demás cuentas afectando esta, es inconsistente. En este sentido, se utilizó el valor del SUI del 2002 por este concepto (\$372,197,587) y se ajustó con el porcentaje de incremento en la demanda proyectada del año 2002 a 2003 y así sucesivamente.

**Cuadro 40.** Porcentajes de crecimiento en la proyección de redes

	<b>AÑO 1</b>	<b>AÑO 2</b>	<b>AÑO 3</b>	<b>AÑO 4</b>	<b>AÑO 5</b>
Incremento (redes)	10.42%	4.81%	2.86%	2.31%	2.32%

En este sentido los incrementos aceptados para las proyecciones de AOM hasta el año 2007 son:



**Cuadro 41.** Incrementos aceptados proyecciones de AOM

<b>Código</b>	<b>Cuenta</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>Acumulado</b>
5101	Sueldos y salarios	10,42%	4,81%	2,86%	2,31%	2,32%	24,62%
5102	Contribuciones imputables	10,42%	4,81%	2,86%	2,31%	2,32%	24,62%
5103	Contribuciones efectivas	10,42%	4,81%	2,86%	2,31%	2,32%	24,62%
5104	Aportes sobre nomina	10,42%	4,81%	2,86%	2,31%	2,32%	24,62%
5111	Gastos Generales	10,42%	4,81%	2,86%	2,31%	2,32%	24,62%
5120	Impuestos, contribuciones y tasas	7,95%	1,61%	1,81%	-0,62%	2,41%	13,66%
633503	Tratamiento	22,67%	13,29%	14,51%	10,24%	8,07%	89,57%
633506	Mantenimiento	10,42%	4,81%	2,86%	2,31%	2,32%	24,62%
633507	Mercadeo	22,65%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	22,65%
633508	Atención al cliente y usuario	82,33%	21,67%	4,00%	4,00%	4,00%	149,54%

De otro lado, para determinar los gastos a reconocer de AO&M correspondientes a calidad se realizó un ejercicio DEA, el cual se describe en el mismo documento general para la determinación de cargos de distribución y comercialización. Los costos asignados a GAS NATURAL fueron los siguientes:

**Cuadro 24.** Gastos AO&M a reconocer por calidad para los próximos cinco años

<b>PRUEBA</b>	<b>NO. PRUEBAS</b>	<b>COSTO</b>	<b>GASTO TOTAL \$ AÑO</b>
DES -IRST	1,017,161 Usuarios	\$ 229.97 /usuario	\$233,916,515
IPLI -IO	6,586 muestras	\$14,565.44/ muestra	\$95,925,090
<b>TOTAL</b>			<b>349,841,605</b>

Nota: Este gasto será reconocido por los primeros cinco años

Estos gastos de calidad son adicionados a los gastos AOM luego de aplicar el porcentaje de eficiencia obtenido con el DEA. De esta forma los gastos de AOM totales utilizados para el cálculo tarifario serán los siguientes:

**Cuadro 25.** Gastos de AO&M total distribución

<b>Año</b>	<b>Gastos de AO&amp;M (\$ de diciembre 31 de 2002)</b>
1	59.739.185.893
2	62.470.664.328
3	64.102.983.093
4	65.607.466.520
5	67.013.734.270
6	66.683.889.767
7	66.683.889.767
8	66.683.889.767
9	66.683.889.767
10	66.683.889.767
11	66.683.889.767
12	66.683.889.767
13	66.683.889.767
14	66.683.889.767
15	66.683.889.767
16	66.683.889.767
17	66.683.889.767
18	66.683.889.767
19	66.683.889.767
20	66.683.889.767

### 3.3 CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCION

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

**Cuadro 26.** Cálculo del cargo de distribución

<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
VP Inversión existente (millones de \$ dic-2002)	314,852.8
VP Inversión Nueva (millones de \$ dic-2002)	112,241.5
VP AOM ( millones de \$ dic de 2002)	382,901.5
VP Demanda de Volumen	3,389.48

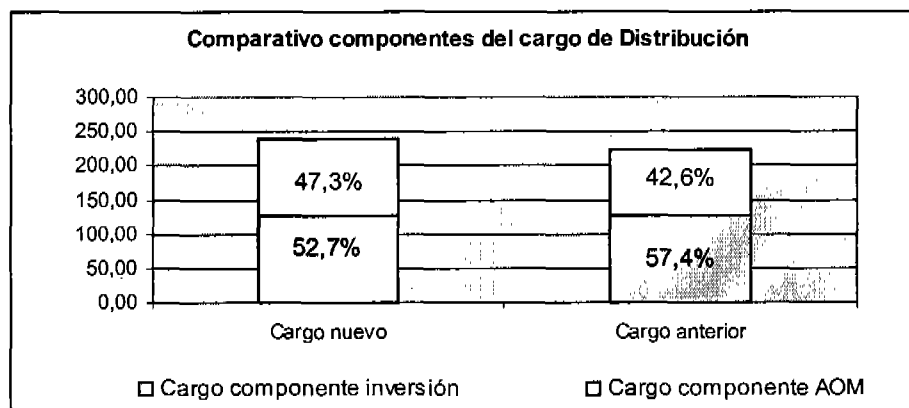
<b>Cargo Promedio de Distribución (\$ dic.2002)</b>	<b>238.97</b>
• Componente de AOM	112.97
• Componente de Inversión	126.01
<b>Cargo Piso de Distribución</b>	<b>39.28</b>

Con el fin de analizar resultados, en el siguiente cuadro se presenta la tarifa equivalente en \$/m3 para el período tarifario actual, la tarifa solicitada por la empresa y la calculada para el próximo período tarifario .

**Cuadro 27.** Cuadro comparativo de cargos de distribución (\$ de diciembre de 2002)

<b>Cargo actual</b>	<b>Cargo solicitado</b>	<b>Cargo recomendado</b>
\$222.61	\$292.03	\$238.97

**Figura 3.** Gráfica comparativa de cargos (\$ de diciembre de 2002)



### Cargo Piso

De acuerdo con lo establecido en el numeral 7.7.1 el cargo piso, no debe ser menor al costo medio de la red primaria. En este sentido el cálculo del cargo piso se determinó de la siguiente manera:

**Cuadro 28. Cálculo del cargo piso**

DESCRIPCIÓN	VALOR
Suma de los productos (Diámetro tubería * longitud red primaria)	2,391.86
Suma de los productos (Diámetro tubería * longitud total red)	15,564.45
Relación	15.37%
VP AOM descontada total	382,901.50
Fracción gastos AOM aplicable descontados	58,842.24
Inversiones descontada Red primaria	125,885.16
Demanda descontada	3,389.48
<b>CALCULO DEL CARGO PISO</b>	<b>39.28</b>
Cargo piso componente AOM	2.14
Cargo piso componente inversión	37.14

#### 4. CARGOS DE COMERCIALIZACIÓN

##### 4.1 SOLICITUD TARIFARIA

##### 4.1.1 Mercado Relevante

De conformidad con lo establecido en la resolución 11 se adopta como mercado de comercialización el mismo mercado relevante solicitado por la empresa para el Sistema de Distribución.

**Cuadro 29.** Lista de municipios que conforman el mercado relevante propuesto

MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
Bogotá	Distrito capital
Soacha	Cundinamarca
Sibaté	Cundinamarca

##### 4.1.2 Gastos de AOM

**Cuadro 30. Gastos A&OM comercialización 2002 (Millones de \$)**

<b>CÓDIGO</b>	<b>CUENTA</b>	<b>2002</b>
5101	Sueldos y salarios	362
5102	Contribuciones imputables	28
5103	Contribuciones efectivas	48
5104	Aportes sobre nomina	10
5111	Gastos Generales	3.432
5120	Impuestos, contribuciones y tasas	1.642
5330	Depreciación Propiedad Planta & Equipos	
5331	Depreciación Bienes adquiridos en Leasing Fin	0
53507	Amortización de intangibles-licencias	
5334508	Amortización de intangibles software	318
633502	Ajuste, medición y entrega a clientes	0
633503	Tratamiento	0
633504	Almacenamiento	0
633505	Envasado	0
633506	Mantenimiento	0
633507	Mercadeo	233.262
633508	Atención al cliente y usuario	738
633509	Facturación y recaudo	8.675
7515	Depreciaciones	
7520	Amortizaciones	
7530	Costo de bienes y servicios públicos para la venta	231.293
	Depreciación Asignada	1.378
	<b>Total sin factor de eficiencia DEA</b>	<b>18.600</b>
	<b>Factor de eficiencia</b>	<b>100%</b>
	<b>Total gastos eficientes</b>	<b>18.600</b>

## 4.2 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN

### 4.2.1 Calculo del DEA y demás parámetros

Con base en lo anterior, en el documento general para la determinación de cargos de distribución y comercialización la empresa GAS NATURAL S.A. E.S.P. obtuvo

un puntaje del 100% %. Este nivel de eficiencia obtenido se aplica al valor de los costos de comercialización del año anterior, al cálculo del cargo y este resultado se divide entre el número de facturas de ese mismo año.

**Cuadro 31. Cálculo cargo de comercialización**

<b>PARÁMETRO</b>	<b>VALOR</b>
Gastos eficientes de AOM reconocidos** = (18,600,164,070) *100%.	\$18,600,164,070
Ingresos anuales multiplicados por 1.67%	\$3,304,390,102
Número de facturas	11,549,009
<b>Cargo de Comercialización propuesto</b>	<b>\$1,896.83</b>

\*\* (AOM + depreciación)\* score DEA

## 5. PROPUESTA A LA CREG

Se aprueban los siguientes cargos de distribución y comercialización al mercado relevante solicitado por la empresa GAS NATURAL.

### 5.1 CARGOS DE DISTRIBUCIÓN

<b>Cargo de Distribución (\$ dic – 2002)</b>	238.97 (\$/m3)
--	----------------

<b>Cargo piso de Distribución (\$dic-2002)</b>	39.28 (\$/m3)
--	---------------

De otra parte, la empresa debe ejecutar el siguiente plan de inversiones:

	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>
<b>Plan de inversiones Millones de (\$ dic- 2002)</b>	61,472	35,044	20,478	22,333	16,531

## 5.2 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN

<b>Cargo de Comercialización (\$/ factura) (\$ dic - 2002)</b>	\$1,896.83
--	------------