



**EL PLAN DE MASIFICACIÓN DEL CONSUMO
DE GAS NATURAL EN COLOMBIA:
UNA DÉCADA DE ACIERTOS Y ERRORES**

**MARTHA LUCÍA REYES,
EDUARDO GARCÉS Y
SEMIR BELAGE**

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE ADMINISTRACIÓN
EMBA 2002 - 2004**

**BOGOTÁ, D.C.
2005**

**EL PLAN DE MASIFICACIÓN DEL CONSUMO
DE GAS NATURAL EN COLOMBIA:
UNA DÉCADA DE ACIERTOS Y ERRORES**

**MARTHA LUCÍA REYES,
EDUARDO GARCÉS Y
SEMIR BELAGE**

Tesis de Grado

**Director
Profesor: Javier Serrano**

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE ADMINISTRACIÓN
EMBA 2002 - 2004**

**BOGOTÁ, D.C.
2005**

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
- OBJETIVO GENERAL	2
- OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
- PERTINENCIA	3
1. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA PARA LA MASIFICACIÓN DEL CONSUMO DE GAS	4
1.1. ANTECEDENTES	4
1.2. OBJETIVOS DEL PLAN DE MASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL	9
1.3. ESTRATEGIAS PLANTEADAS	10
1.4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROGRAMA	11
2. EVOLUCIÓN DEL PROGRAMA DE GAS	12
2.1. PERÍODO (1991 - 1994)	12
2.2. PERÍODO (1994 - 1997)	17
2.3. PERÍODO (1997 - 2001)	26
3. ANÁLISIS DE FACTORES RELEVANTES	42
3.1 MARCO INSTITUCIONAL	42
3.2 REGULACIÓN	46
3.3 POLÍTICA EN LA TARIFA DE TRANSPORTE	51
3.4 EXISTENCIA DE LA RED DE TRANSPORTE	57
3.5 POLÍTICA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	60
4. SITUACIÓN ACTUAL DEL GAS NATURAL	66
4.1 EL MERCADO DEL GAS NATURAL VEHICULAR (GNV)	66
4.2 MAYOR COBERTURA DEL GAS NATURAL	67
4.3 MARCO INSTITUCIONAL	69
4.4 PERSPECTIVAS PARA EL FUTURO	71
5. CONCLUSIONES	73
BIBLIOGRAFÍA	80
ANEXOS	81

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Producción de energía por fuentes.	5
Tabla 1.2 Variación en la matriz de consumo energético.	10
Tabla 2.1. Plan de gasoductos.	15
Tabla 2.2. Reservas de gas natural.	20
Tabla 2.3. Infraestructura de transporte para el gas natural.	23
Tabla 2.4. En 1999 el país experimentó la más drástica caída de la economía desde 1929, reflejándose en el sector energético en una notable disminución en el consumo per cápita.	27
Tabla 2.5. Sistemas de precios aplicados a cada energético.	37
Tabla 2.6. Evolución de la producción de energía primaria 2001 (Tcal).	39
Tabla 2.7. Principales indicadores del sector de gas natural en los últimos años.	41
Tabla 3.1. Escenarios.	56
Tabla 5.1. Esquema de subsidios a 1991.	74
Tabla 5.2. Logros de la industria del gas natural en Colombia.	75
Tabla 5.3. Menores ingresos recibidos por Ecopetrol por subsidios a los combustibles (Billones de pesos).	77

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1. Producción de gas natural y relación reservas /producción.	19
Figura 2.2. Sistema nacional de transporte de gas.	22
Figura 2.3. Evolución del consumo final de energía.	24
Figura 2.4. Consumo de gas natural - 1996.	24
Figura 2.5. Suministro de gas natural.	25
Figura 2.6. Consumo de gas natural	26
Figura 2.7. Distribución sectorial de la inversión privada.	27
Figura 2.8. Consumo per cápita de energía.	28
Figura 2.9. Población ocupada en el sector minero-energético. 1997 y 2001.	28
Figura 2.10. Consumo final de energía por sector. 2001 (Tcal).	35
Figura 2.11. Consumo final de energía por energético (Valores en Tcal).	36
Figura 2.12. Precios comparativos de energía entre 1996-2001.	38
Figura 2.13. Producción de energía primaria 2001 (Tcal).	39
Figura 3.1. Marco institucional.	43
Figura 3.2. Presencia del estado en el sector.	44
Figura 3.3. Presencia del estado en el sector por grupos.	44
Figura 3.4. Nivel adecuado de regulación.	47
Figura 3.5. Nivel adecuado de regulación por grupos.	47

Figura 3.6. Claridad y estabilidad regulatoria.	50
Figura 3.7. Claridad y estabilidad regulatoria por grupos.	50
Figura 3.8. Importancia de la tarifa de transporte en migración a gas natural.	52
Figura 3.9. Resultados del estudio de B&M.	55
Figura 3.10. Evolución del sistema de transporte de gas natural en Colombia entre 1993 y 2000.	59
Figura 3.11. Los subsidios a combustibles líquidos favorecen la penetración del gas natural.	61
Figura 3.12. Los subsidios a combustibles líquidos favorecen la penetración del gas natural por grupos.	61
Figura 4.1. Evolución de la conversión de vehículos a GNV.	66
Figura 4.2. Evolución del número de usuarios conectados al gas natural domiciliario.	67
Figura 4.3. Percepción del éxito del plan de masificación de gas natural.	68
Figura 4.4. Percepción del éxito del plan de masificación de gas natural por grupos.	69

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Cuestionario de entrevista.	81
Anexo B. Formato y Análisis de Encuesta.	82

GLOSARIO

CAME: Consejo Ambiental Minero Energético
CONPES: Consejo Nacional de Política Económica y Social
CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas
DNP: Departamento Nacional de Planeación
ECOGAS: Empresa Colombiana de Gas
ECOPETROL: Empresa Colombiana de Petróleos
ENE: Estudio Nacional de Energía
FEN: Federación Eléctrica Nacional
GLP: Gas Licuado de Petróleo
GNC: Gas Natural Comprimido
GNV: Gas Natural Vehicular
Kton: Kilo Tonelada (miles de toneladas)
LP-4: Largo plazo a 4 años
MMA: Ministerio del Medio Ambiente
MME: Ministerio de Minas y Energía
MPC: Millón de Pies Cúbicos
MPCD: Millón de Pies Cúbicos por Día
MW: Megawattios
PEN: Plan Energético Nacional
PIB: Producto Interno Bruto
SINA: Sistema Nacional Ambiental
SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
Tep: Tonelada equivalente de Petróleo
UIME: Unidad de Información Minero Energética
UPME: Unidad de Planeación Minero Energética
URE: Uso Racional de Energía

INTRODUCCIÓN

Desde principios de los años setenta y principalmente como consecuencia de la crisis del petróleo, el tema de la energía se ubicó en el centro de las preocupaciones de la gran mayoría de las naciones del mundo. El alza inusitada de los precios del petróleo en el año 74 y posteriormente en el 79, unido a la percepción de este recurso como un energético escaso, desembocó en la decisión de evaluar las matrices de consumo y en el replanteamiento de las políticas energéticas gubernamentales orientadas ahora, principalmente, a la racionalización de su consumo y a la búsqueda de fuentes alternativas de energía.

Particularmente en Colombia, entre los años 70 y 80 se adelantaron numerosos estudios acerca de la problemática energética, pero sólo hasta la década del noventa se iniciaron programas concretos para promover una matriz de consumo de energéticos más eficiente y conveniente para el país.

Dadas las reservas gasíferas con que ya contaba el país, el descubrimiento en 1974 de importantes yacimientos en la Guajira, y el conocimiento del potencial de utilización de este combustible en procesos industriales y domésticos, con el documento CONPES 2571 de 1991, el gobierno nacional estableció los objetivos y estrategias a seguir para desarrollar el programa de masificación del consumo de gas, buscando atender la demanda energética a largo plazo. El plan se estableció con una proyección al año 2005.

La tesis que desarrollaremos busca evaluar el desempeño del plan de masificación de gas frente a los objetivos planteados en el momento en que el país decidió modificar radicalmente la matriz energética nacional, determinando cuáles han sido los factores que han incidido positiva o negativamente en el cumplimiento de los objetivos.

En el primer capítulo se hará una presentación detallada del programa original para la masificación del consumo de gas, estableciendo los antecedentes que le dieron origen, los objetivos que se esperaban alcanzar con este programa y las estrategias inicialmente diseñadas.

Posteriormente, se encontrará la descripción de la evolución histórica del programa de masificación, subdividiéndose ésta en tres etapas cronológicas. Estas etapas están asociadas a los periodos de gobierno presidencial, desde el año 1991 hasta el año 2001.

El siguiente capítulo presenta las características más relevantes del sector del gas natural en la actualidad y describe las perspectivas vigentes para el sector.

En el cuarto capítulo se presenta el resultado del proceso de investigación adelantado en la revisión bibliográfica preliminar, así como de una serie de encuestas y entrevistas realizadas a diferentes personas vinculadas al sector. Allí se describen las principales variables que han impactado el desarrollo del programa de masificación de gas natural, subdivididas en positivas y negativas.

Finalmente, se presentan las conclusiones y las perspectivas hacia el futuro, arrojadas por el estudio, de acuerdo con los objetivos de la tesis.

OBJETIVO GENERAL

Evaluar el desempeño del Plan de Masificación de Gas en Colombia para determinar los principales factores que han incidido en el cumplimiento del Plan de Masificación de Gas Natural.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Establecer los antecedentes de la estructura energética del país y su relación con la decisión de desarrollar el programa para la masificación del consumo de gas.
- Describir y analizar la propuesta desarrollada por el gobierno nacional para masificar el consumo de gas, los objetivos y estrategias que se plantearon al inicio del plan.
- Evaluar el desarrollo histórico del Plan de Gas. Los logros y obstáculos que se han presentado en su implementación y las variaciones encontradas sobre el plan original.
- Describir el estado actual del sector del Gas Natural en Colombia.
- Detectar las principales variables que han incidido en el desarrollo del programa para la masificación del gas en Colombia y analizar sus efectos.

PERTINENCIA

La sustitución de recursos energéticos de alto costo por gas natural sigue siendo un tema de vital importancia para el país, no sólo por el aspecto económico que esto implica, sino también por su repercusión sobre el desarrollo de las políticas sociales y medioambientales del gobierno nacional.

Este documento podrá contribuir al entendimiento de la problemática del sector tanto a productores como a transportadores y distribuidores, lográndose con esto una visión global con la que se entienda la interrelación entre los diferentes puntos de la cadena gas, y con la que posiblemente se pueda llegar a influir de manera conjunta en las políticas de estado que afectan directamente el desarrollo del sector.

1. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA PARA LA MASIFICACIÓN DEL CONSUMO DE GAS

1.1 ANTECEDENTES

A partir de la "Crisis Energética Mundial" de inicios de los años setenta, se entendió que la manera como cada país respondiera a este reto, determinaría en buena medida las posibilidades de su crecimiento económico en las próximas décadas. Por ello, en la casi totalidad de los países industrializados, y en muchos de los países en desarrollo, se elaboraron estudios y se realizaron esfuerzos considerables de planeamiento energético.

En Colombia, por encargo del Presidente Julio César Turbay Ayala, durante el año de 1982 se desarrolló por parte de los señores Mejía Millán y Perry el Estudio Nacional de Energía (ENE). De este estudio se extrae alguna información relevante con la que se describe a continuación el balance energético en Colombia para la década de los años setenta.

1.1.1 Balance energético en Colombia (1970-1979)

No obstante que la demanda final de energía creció en el país durante el periodo 1970-1979, la producción primaria de energía mostró una tendencia decreciente debido al descenso en la producción de petróleo.

Mientras que en 1970 la producción total de energía primaria llegó a 18.3¹ millones de Toneladas Equivalente de Petróleo (TEP), de la cual cerca del 60%² correspondió a petróleo, en 1979 disminuyó a 17.9³ millones de TEP, con participación de esta fuente energética en 34.5%⁴.

¹ Estudio Nacional de Energía (ENE), Mejía Millán y Perry, 1982, p.107

² Ibid., p.107

³ Ibid., p.107

⁴ Ibid., p.107

En la década del setenta se duplicó la participación del carbón y la hidroelectricidad en la producción total de energía primaria en el país.

Evolución de la Producción de energía por fuentes (%)

Fuente	1970	1974	1979
Petróleo	59.8	47.5	34.5
Gas Natural	9.5	11.3	17.6
Carbón	8.9	13.3	17.7
Leña	16.0	17.2	17.6
Hidroenergía	4.0	8.2	9.5
Otros	1.8	2.5	3.1
Total	100	100	100
Total (mil de TEP)	18,321	17,639	17,888

Fuente: Estudio Nacional de Energía (ENE), Mejía Millán y Perry, 1982

Tabla 1.1. Producción de energía por fuentes

La participación de la leña fue alta dentro de la estructura de la producción de energía, pues se constituía en la principal fuente de la población rural y de la urbana marginal. Cabe destacar que su uso está íntimamente relacionado con problemas como la deforestación, la erosión y la degradación de cuencas hidrográficas.

El país contaba con una dotación relativamente privilegiada de recursos energéticos, tanto en su variedad, como en cuanto a la magnitud de algunos de ellos, en particular la hidroenergía y los carbones térmicos. Esta situación afortunada, sin embargo, multiplicaba las opciones de política

El problema de planeamiento era complejo debido al número de opciones y a la considerable interrelación que existe entre las distintas partes del sistema energético con el resto de la economía. Como ejemplo, la elección de una determinada política de precios afectaría la demanda de todos los sectores que usan energía, condicionaría la viabilidad y conveniencia económica de programas

complementarios de conservación y sustitución y de producción de combustibles sintéticos, determinaría en alto grado el desarrollo de la exploración y explotación de los recursos energéticos por parte del capital privado nacional y extranjero, e incidiría en la determinación del programa óptimo de desarrollo y operación del sistema eléctrico y de refinación de crudos. En general, cualquier opción que afectara la estructura y nivel de las demandas por energía, tendría implicaciones en la elección de políticas complementarias que determinarían el desarrollo de la oferta de energéticos primarios y procesos de conversión.

1.1.2 El Gas en Colombia.

El Gas Natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos que se encuentra en condiciones similares al petróleo, y que se obtiene con una actividad exploratoria idéntica a la del crudo, y en ocasiones fruto de la misma búsqueda. Durante mucho tiempo se consideró que este energético era de poco valor, pues toda la industria se hallaba orientada hacia la extracción y beneficio de los hidrocarburos líquidos. Ya en 1982 se reconoció como un producto muy atractivo para múltiples usos, con grandes ventajas y por lo tanto de inmenso valor.

El gas natural se encuentra en forma libre, es decir, en yacimientos exclusivamente de este producto, y en forma asociada con el petróleo. Así mismo, su composición varía en forma importante, pues se presenta en mezclas diversas de metano, etano y propano, con cantidades menores de CO₂ y otros gases. Cuando la concentración de metano es muy elevada se acostumbra llamar dicho gas como seco, como ocurre en la mayoría de los yacimientos de gas libre. En otros casos, cuando la mezcla incluye otros hidrocarburos en proporciones mayores se le designa como gas húmedo. En este tipo de gas es posible separar los hidrocarburos más pesados para obtener gasolina natural y GLP, en lo que se conoce como plantas de gas. Dependiendo de la cantidad de ciertos productos, algunos gases son adicionalmente muy valiosos en la industria petroquímica y particularmente en la fabricación de polietilenos.

Aunque para 1982 en Colombia existían ya diversos yacimientos de gas, la disponibilidad importante de este combustible estaba localizada en la Costa Atlántica y el Magdalena Medio.

En la Costa Atlántica estaban las mayores reservas con los yacimientos, casi todos de gas libre, conocidos como de la Guajira, los de Jobo - Tablón, los de Sucre, el de El Dificil y el de Cicuco. En el Magdalena Medio las reservas eran menores y provenían principalmente de gases asociados en los yacimientos de Payoa y Provincia.

En cuanto a los usos del Gas Natural en Colombia, se encuentra que su mayor aplicación estaba dada en la generación eléctrica, seguido de una participación importante en el sector industrial y por último una mínima participación del sector residencial que para este período inicial se hallaba concentrado en la Costa Atlántica.

1.1.3 Consideraciones del Plan de Masificación de Gas.

Para principios de los años noventa el Gobierno Nacional abordó el estudio de la problemática energética encontrando que la estructura de consumo de energía en Colombia era inadecuada.

Se observaba un alto grado de consumo de energía eléctrica y leña en el sector residencial, siendo estos los energéticos de mayor costo y mayor impacto ambiental negativo respectivamente. Por otro lado, se detectó una inadecuada estructura de precios de energía; todos los energéticos con excepción del carbón eran subsidiados. En relación con la energía eléctrica, una política agresiva de inversiones en este sector durante los años setenta, trajo como consecuencia que

para 1990 existiera una capacidad en exceso de 2000Mw⁵. A pesar de esto, incrementar el consumo de gas sería más ventajoso.

La situación del gas en Colombia, a principios de los años noventa estaba caracterizada por un bajo nivel de oferta (3.8 millones de Tep⁶), proveniente en su totalidad de la producción nacional, siendo esta oferta equivalente al 8.4%⁷ del total de energéticos producidos en el país. La demanda por su parte estaba concentrada en la Costa Atlántica (71%)⁸ y el Departamento de Santander (28%)⁹, la presencia de este energético en el resto del país era prácticamente nula. La utilización del gas estaba orientada principalmente a la generación eléctrica, la industria y en menor escala (12.9%)¹⁰ al sector residencial.

La estructura institucional se caracterizaba por una excesiva regulación dada por diferentes entidades del Estado, sin existir un ente único responsable por las actividades relacionadas con el suministro de gas; esto dificultaba el desarrollo de una oferta masiva de este energético. La explotación estaba a cargo de ECOPETROL, el transporte podía realizarse por gasoductos públicos, privados o mixtos y la distribución urbana estaba a cargo de empresas de economía mixta.

El gas natural y el propano, al igual que la mayoría de los energéticos del país, presentaban precios distorsionados e inferiores a sus costos reales, generando desestímulo para las operaciones de explotación y transporte. El costo de estos subsidios era asumido por Ecopetrol. Los precios del gas natural estaban regulados por la Junta Nacional de Tarifas y los del gas propano por el Ministerio de Minas y Energía.

⁵ Documento CONPES 2571- Programa para la Masificación del Consumo de Gas. Santafé de Bogotá, 1991. p.3.

⁶ Documento CONPES 2571- Programa para la Masificación del Consumo de Gas. Santafé de Bogotá, 1991. p.3 y p.5.

⁷ Ibid., p.5.

⁸ Ibid., p.6.

⁹ Ibid., p.5.

¹⁰ Ibid., p.6.

1.2 OBJETIVOS DEL PLAN DE MASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL

Con el documento CONPES 2571 de 1991, el gobierno nacional estableció los objetivos y estrategias a seguir para desarrollar el programa de masificación del consumo de gas, buscando atender la demanda energética a largo plazo. El plan se estableció con una proyección al año 2005.

Este programa se definió con el objetivo principal de lograr una matriz de consumo de energéticos más equilibrada apoyándose en los siguientes objetivos específicos:

- Incrementar la oferta de gas a 3.8¹¹ Millones de Tep al sector residencial y disminuir en 7¹² Millones de Tep el consumo de Leña y en 1.1¹³ Millones de Tep el consumo de carbón.
- Multiplicar por 4¹⁴ el consumo residencial de gas y focalizar energía eléctrica para la industria.
- Disminuir la tasa de crecimiento del consumo de derivados del petróleo.

Variación esperada en la Matriz de Consumo Energético

Matriz de Consumo Energético 1991 (Miles de Tep)					
	Industria	Transporte	Residencial	Otros	Total
Carbón	1953	3	189	8	2153
Gas + GLP	920	6	462	99	1487
Electricidad	733	0	1030	451	2214
Derivados	1135	5766	366	1014	8281
Leña y bagazo	479	0	3382	1459	5320
Total	5220	5775	5429	3031	19455

¹¹ CONPES 2571 de 1991. p.9.

¹² Ibid.

¹³ Ibid.

¹⁴ Ibid.

Matriz de Consumo Energético 2005 (Miles de Tep)					
	Industria	Transporte	Residencial	Otros	Total
Carbón	3455	0	198	0	3653
Gas + GLP	4319	79	1779	974	7151
Electricidad	1404	4	988	1136	3532
Derivados	1080	7831	395	812	10118
Leña y bagazo	540	0	593	324	1457
Total	10798	7914	3953	3246	25911

Fuente: Documento CONPES 2571 de 1991

Tabla 1.2. Variación en la matriz de consumo energético.

1.3 ESTRATEGIAS PLANTEADAS

Un aspecto indispensable para el desarrollo del Plan de Masificación de Gas sería el incentivar la participación privada en producción y comercialización de energía. Para esto, habría que abordar el tema fundamental de la creación de un marco institucional que ofreciera garantías y claridad suficientes a los inversionistas privados, un marco institucional que generara estímulo a la inversión de capitales privados.

Adicionalmente, se deberían desarrollar mecanismos para acercar los precios a los costos reales de producción, de manera que se incentivaran las operaciones de producción y transporte, que hasta este momento habían permanecido en cabeza del sector público.

Otra estrategia estaría orientada a masificar el consumo de gas propano en las diferentes ciudades del país e introducirlo a las zonas rurales.

Por último, la construcción de una red troncal de transporte de cobertura nacional, no sólo apoyaría la estrategia de diversificación del consumo planteada en el punto anterior, sino que adicionalmente permitiría optimizar la utilización de las reservas de gas natural.

1.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROGRAMA

La evaluación económica desarrollada por el CONPES en el documento 2571 de 1991, plantea básicamente que el beneficio esperado del Programa para la Masificación del Gas radicaría en el ahorro que se generaría por la sustitución de energéticos cotosos e ineficientes.

Las inversiones requeridas fueron estimadas en un valor de seiscientos millones de dólares (US\$600 millones)¹⁵ para los primeros cinco años, que se destinarían primordialmente a la construcción de la red troncal de transporte de gas.

El ahorro económico fue calculado en quinientos cincuenta y cinco millones de dólares (US\$555.1 millones), de los cuales cuatrocientos treinta y ocho millones (US\$438.4 millones) equivalentes al 79%¹⁶ del ahorro esperado, se generaría sólo en el sector residencial como consecuencia del menor costo energético derivado de la sustitución de electricidad por gas; la diferencia se obtendría entre los sectores industrial, de transporte y otros.

Bajo este nuevo esquema, y con una tasa de descuento del 12%¹⁷, el Valor Presente Neto del proyecto fue calculado en dos mil doscientos treinta y cinco millones de dólares (US\$ 2.235 millones) y la Tasa Interna de Retorno se calculó en el 28%¹⁸.

¹⁵ CONPES 2571 de 1991.

¹⁶ Ibid.

¹⁷ Ibid.

¹⁸ Ibid.

2. EVOLUCIÓN DEL PROGRAMA DE GAS

2.1 PERÍODO 1991 - 1994

2.1.1 Entorno económico.

Durante los años 80 y hasta el inicio de los años 90, la economía colombiana presentó índices de crecimiento de 3.5%¹⁹ anual, observándose para los años 1993 y 1994 tasas crecientes de variación del PIB, con índices de 5.2%²⁰ y 5.7%²¹ respectivamente.

El crecimiento del Índice de Precios al Consumidor (IPC) se había mantenido en constante en tasas anuales promedio de 23%²², a pesar de los esfuerzos y políticas de control inflacionario que venía aplicando el gobierno nacional. La tasa de desempleo que llegó a niveles de 15%²³ a mediados de los años ochenta, descendió hasta niveles inferiores al 9%²⁴ en los últimos años de este período.

Dos temas de gran envergadura y que marcarían el futuro del país, fueron abordados durante este período de gobierno del Presidente César Gaviria: La nueva Constitución Política de 1991 y la política de apertura económica, que implicaría una reestructuración de la economía para enfrentar el reto de la liberación y exposición a la competencia externa.

2.1.2 Avances y limitaciones en el desarrollo del sector.

Al iniciar el gobierno del Presidente Ernesto Samper en el año 1994, el Departamento Nacional de Planeación - DNP resume su visión del sector así: "...Persisten importantes problemas, que se concentran en la inadecuada

¹⁹ Plan Energético Nacional -PEN, 1994, p. 2-1.

²⁰ Ibid.

²¹ Ibid.

²² Ibid.

²³ Ibid.

²⁴ Ibid.

composición de la oferta de recursos energéticos, la ineficiencia en su uso, las distorsiones de sus precios, las limitaciones en la infraestructura de producción y transporte, y vacíos en los esquemas institucionales, regulatorios y financieros.

En hidrocarburos, se presentan importantes limitaciones en la infraestructura de transporte, almacenamiento y refinación, una disminución inconveniente en las actividades exploratorias, y un esquema institucional que no facilita el desarrollo adecuado del subsector gas y de las diferentes actividades asociadas al subsector petrolero.²⁵

2.1.2.1 Marco Institucional.

La Constitución Nacional de 1991 estableció iniciativas de ordenamiento institucional, depositando en el Estado las funciones de control, regulación y supervisión de los servicios públicos.

Con el Decreto 2119 de 1992 se inició la reestructuración del Ministerio de Minas y Energía - MME, y se crearon tres Unidades Administrativas Especiales: la Comisión de Regulación de Energía - CRE, encargada de regular el ejercicio de las actividades del sector; la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, con el objetivo de planear integralmente su desarrollo, y la Unidad de Información Minero Energética - UIME, destinada a establecer y operar una red de información única y oficial, con el fin de garantizar una información confiable, oportuna y especializada.

El 11 de julio de 1994 se publicaron la ley 142 "Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios..." y la ley 143, "por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional...". Estas leyes definieron

²⁵ Presidencia de la República, Departamento Nacional de Planeación, "El Salto Social, Bases para el Plan Nacional de Desarrollo, 1994-1998, p. 52. Separata de El Tiempo, diciembre 11 de 1994.

un marco legal para el proceso de reestructuración del subsector eléctrico y dieron las bases para el desarrollo del subsector del gas. Ratificaron y adicionaron las funciones definidas para la CRE y la UPME por el decreto 2119 de 1992.

Durante este período se creó también la Superintendencia de Servicios Públicos como un organismo de carácter técnico, adscrito al Ministerio de Desarrollo Económico, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial. Esta entidad tendría a su cargo como principal función, la vigilancia y el control del cumplimiento de las leyes y actos administrativos por parte de las empresas que prestaran servicios públicos.

2.1.2.2 Marco regulatorio.

La Comisión de Regulación Energética (CRE) comenzó a funcionar formalmente en septiembre de 1993, y en julio de 1994 y cuando se promulgó la Ley 142 de 1994, se convirtió en la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Las funciones de la CREG se orientarían hacia la promoción de la competencia para evitar los abusos del monopolio y las prácticas restrictivas, el señalamiento de las políticas de regulación o libertad de tarifas, el dictamen de normas relativas a los derechos de los usuarios, la definición de la política de subsidios cruzados y al señalamiento de los criterios para medir la eficiencia y la gestión financiera de las empresas que prestaban el servicio público de energía eléctrica.

En diciembre de 1993 se liberaron las tarifas de suministro de energía a los usuarios industriales y comerciales que se clasificaban como grandes consumidores, dándose un primer paso para la creación de un mercado competitivo.

Adicionalmente, la CREG adelantaba la reglamentación del esquema de subsidios, contribuciones y fondos de solidaridad y el diseño de la regulación de las actividades de distribución y transporte de gas natural. Se esperaba que a comienzos de 1995 se emitieran los decretos y resoluciones respectivos.

2.1.2.3 Desarrollo de Infraestructura.

La red troncal de gasoductos prevista en el Plan de Gas, con una longitud aproximada de 3900 Km.²⁶, estaba constituida por una troncal Norte - Sur desde Ballenas en la Guajira hasta los campos del Huila, incluyendo sistemas transversales para conectar a Medellín, el campo Cusiana con Vasconia y al Viejo Caldas y el Valle del Cauca.

Al final del período 1991-1994, no se había logrado avance en la infraestructura de transporte del gas natural. En la tabla 2.1 se muestran las fechas previstas de entrada de los gasoductos principales:

PLAN DE GASODUCTOS

GASODUCTO	FECHA ENTRADA
Ballena-Barranca	Marzo 31, 1996
Mariquita-Cali	Octubre 15, 1996
Centro-Oriente	Junio 1, 1996
Cusiana-Monterrey	Mayo 22, 1995
Monterrey-Apiay	Mayo 22, 1995
Ramales C/marca	Septiembre 30, 1995
Montañuelo-Gualanday	Junio 30, 1995
Ramales Meta	Diciembre 30, 1995
Morichal-Yopal	Abril 30, 1994
Ramales Boyacá	Enero 30, 1997

Fuente: Gerencia de Gas - ECOPEPETROL

Tabla 2.1. Plan de gasoductos.

A pesar de que el CONPES 2571 de 1991 recomendó iniciar la construcción de la primera etapa del sistema troncal de gasoductos con la participación de particulares, los riesgos de comercialización y el esquema tarifario existente no permitieron concretar acuerdos con el sector privado en su etapa inicial.

²⁶ Fuente: CONPES 2571 de 1991.

Entonces, en el documento CONPES 2646 de 1993 se recomienda adelantar la contratación de la red de transporte mediante la implementación del sistema BOMT²⁷.

2.1.2.4 Desarrollo del Mercado de Gas Natural.

El mercado de gas natural al final de este período está conformado principalmente por los bloques regionales de oferta de la costa norte y los santanderes, descritas anteriormente en el CONPES 2571, y que para finales de este período mantienen similares proporciones de consumo a las de 1991.

La costa norte, con reservas importantes de gas en Chuchupa y Ballenas (Guajira) esencialmente, representa las tres cuartas partes de la demanda del país y está orientada principalmente a generación termoeléctrica y actividades industriales; los santanderes, con los campos de Payoa, Provincia y El Centro consumen más del 20% del total de la producción nacional; la zona de Huila, alimentada por los campos de Dina y Palermo, con un consumo muy concentrado en Neiva y la región central, con los consumos de Meta y Bogotá, de uso primordialmente residencial²⁸.

El Plan Energético Nacional desarrollado por la UPME en 1994 detectó la necesidad de adecuar las señales de precios y tarifas para que llevaran al uso racional de la energía eléctrica, el gas natural y los derivados líquidos del petróleo, particularmente elGLP. Se trataba del establecimiento de opciones tarifarias ajustadas a los costos de oportunidad y/o con subsidios transparentes asignados eficientemente.

Dada la necesidad de desarrollar un mercado cada vez más competitivo, el PEN propuso también atraer capital privado, en especial en las fases de transporte y distribución. Esta propuesta incluía la creación de ECOGAS con capital mixto y

²⁷ BOMT: Build-Own Operate Maintenance and Transfer. Este esquema de contratación consiste en encargar la construcción, operación y mantenimiento de un proyecto a una empresa privada, la cual es propietaria. El contratante paga los derechos por la utilización del bien construido teniendo la opción de compra al cabo de un período.

²⁸ Fuente: CONPES 2571 de 1991.

encargada de realizar los procesos licitatorios; centrar a los productores, incluyendo a ECOPETROL, en las actividades de comercialización y encargar a los distribuidores el suministro a los pequeños consumidores, particularmente a los residenciales.

locales para cubrir el valor inicial de las conexiones y equipos necesarios para sustituir el consumo de otros energéticos, en especial de la energía eléctrica, así como una política tarifaria que garantizara un margen de rentabilidad razonable a las distribuidoras, que operaran en forma eficiente y que evitara los subsidios cruzados entre los consumidores.

El PEN proponía mantener bajo regulación todo el sistema de precios para los usuarios, especialmente para todos los pequeños consumidores, mientras se desarrollaran plenamente los mercados. Se mantendría la estructura tarifaria para pequeños consumidores planteada en la Ley de Servicios Públicos, que incluía un cargo por consumo, un cargo fijo y un cargo por conexión.

Para los grandes consumidores, se planteaba permitir la compra directa de gas al productor, con precios libremente convenidos entre las partes, pero sujetos a un tope máximo fijado por la CREG, con el ánimo de evitar abusos de posición dominante. Estos precios tendrían como componente el precio máximo del gas en troncal más un cargo regulado de transporte; a su vez, los precios a grandes consumidores reflejarían cargos por capacidad y flujo.

2.2 PERÍODO 1994 - 1997

2.2.1 Entorno económico.

Colombia logró escapar a la crisis latinoamericana de la deuda externa en la década de los 80, principalmente como consecuencia de un manejo ordenado de su moneda y de las finanzas públicas, además de una estructura productiva relativamente sólida y una exportadora con tendencias a la diversificación. El producto Interno

Bruto (PIB) tuvo un crecimiento de 5.2%²⁹ en 1995 y 2.8%³⁰ en 1996 e inicia su descenso vertiginoso, hasta mostrar cifras negativas en 1999.

El proceso de apertura económica iniciado en 1991 buscaba internacionalizar la economía y cimentar las bases de un desarrollo sostenido y sólido. Este proceso dinamizó el comercio exterior originando un alto crecimiento en las importaciones y a partir de 1994 la economía colombiana se enfrentó a un creciente déficit fiscal de niveles superiores al 4%³¹ del PIB. A partir de 1995, el sistema económico del país entró en un proceso acelerado en la caída de la actividad productiva y un aumento creciente del desempleo, superando un 12%³² a comienzos de 1997. A esta situación se sumaban factores como la corrupción, el narcotráfico y el desbordado gasto público que caracterizó este período.

Comparativamente con otros países de Latinoamérica, Colombia presentaba un índice de inflación estable, manteniéndose en índices cercanos al 18%³³ anual; sin embargo, el control de la inflación seguía siendo una de las prioridades de la política macroeconómica.

2.2.2 Avances y limitaciones en el desarrollo del sector.

El documento CONPES 2933, desarrollado por el Departamento Nacional de Planeación en 1997, considera que a esta fecha se lograron avances importantes en el cumplimiento de los objetivos del Plan de Masificación de Gas, destacando entre otros factores: el incremento en la capacidad de producción de gas; los avances en la construcción de los gasoductos troncales que se esperaba estuvieran concluidos al finalizar el año; el incremento en la cobertura del servicio de gas domiciliario; el avance en el reordenamiento institucional y la presentación del proyecto de ley para

²⁹ Plan Energético Nacional - PEN 1997. p. 2-1.

³⁰ Ibid.

³¹ Ibid.

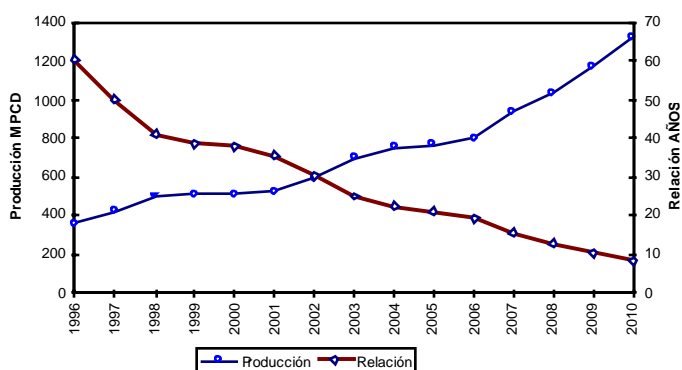
³² Ibid.

³³ Ibid.

la constitución de ECOGAS; la concesión de cuatro áreas de servicio exclusivo de distribución de gas en las zonas del Valle del Cauca, Quindío, Caldas y Risaralda.³⁴

Por su parte, la UPME desarrolla el Plan Energético Nacional de 1997 enfatizando sobre la incertidumbre con relación al agotamiento de las reservas de los recursos no renovables en el corto plazo, debido a la presión de las demandas interna y de exportación. El estudio de la UPME estimaba que a partir del año 2005 el país sería altamente dependiente de suministros externos para la satisfacción de las necesidades de hidrocarburos y recomendaba incrementar los volúmenes de reservas mediante el estímulo a la inversión privada para las labores de exploración.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL Y RELACIÓN RESERVAS/PRODUCCIÓN



Fuente: Plan Energético nacional - PEN 1997

Figura 2.1. Producción de gas natural y relación reservas/producción.

Para el caso del Gas Natural, se estimaba que la creciente demanda por parte de los consumidores finales y los centros de transformación energética (refinerías y generación eléctrica), podrían producir un rápido deterioro de la relación Reservas/producción, hasta el punto que en el año 2010 ésta sería de tan sólo 10 años. La relación de reservas de gas natural para este período se observa en la Tabla

³⁴ Fuente: CONPES 2933 de 1997.

2.2., en la que se destaca una producción regional más equilibrada, con relación a la que se observaba en los inicios del Plan de Masificación de Gas.

RESERVAS DE GAS NATURAL

Regiones y campos	Probadas (GPC)	Probables (GPC)
<u>Costa Atlántica</u>	<u>3315</u>	<u>1100</u>
Guajira	3157	1100
Guepajé	100	-
<u>Interior del país</u>	<u>4448</u>	<u>2621</u>
Opón	700	1400
Payoa, Provincia, Montañuelo	107	-
Distritos de ECOPETROL	610	21
Huila	13	-
Cusiana	2986	
Otros Piedemonte		1245
Totales	7673	3745

Fuente: Plan Energética Nacional 1997

Tabla 2.2. Reservas de gas natural.

2.2.2.1 Marco Institucional.

En este período, no hubo grandes cambios a nivel de marco institucional; fue una etapa de ajuste en la que se pretendió consolidar el proceso de reordenamiento y de creación de las instituciones iniciado durante el período anterior. Se creó el Comité Interinstitucional de Control de la Industria del Gas Combustible, con el objeto de revisar los aspectos institucionales que requirieran modificación y aclarar las competencias y jurisdicción de las diferentes entidades que actuaban en el sector.

El PEN de 1997 recomendaba fortalecer la capacidad de análisis de la UPME con presupuesto, infraestructura y personal, de manera que se pudiera consolidar como un ente formulador de política y realizara el análisis de la evolución de cada uno de los subsectores.

Así mismo, propuso que el MME estudiara la viabilidad y necesidad de establecer una ley marco para el sector gas natural, que facilitara el ordenamiento de la industria, que lo liberara de la subordinación con respecto al petróleo y en la que se establecieran directrices sobre producción, transporte, comercialización, distribución y consumo.

Durante este período, se presentó también el proyecto de Ley para la constitución de ECOGAS. Esta empresa se encargaría de la operación, mantenimiento y facturación del transporte de gas por los gasoductos de la red básica, del desarrollo de las ampliaciones requeridas en la red de transporte, de la comercialización del gas propiedad de la Nación, de la operación de la infraestructura de transporte de gas propiedad de terceros y de la administración del Centro Nacional de Despacho de Gas.

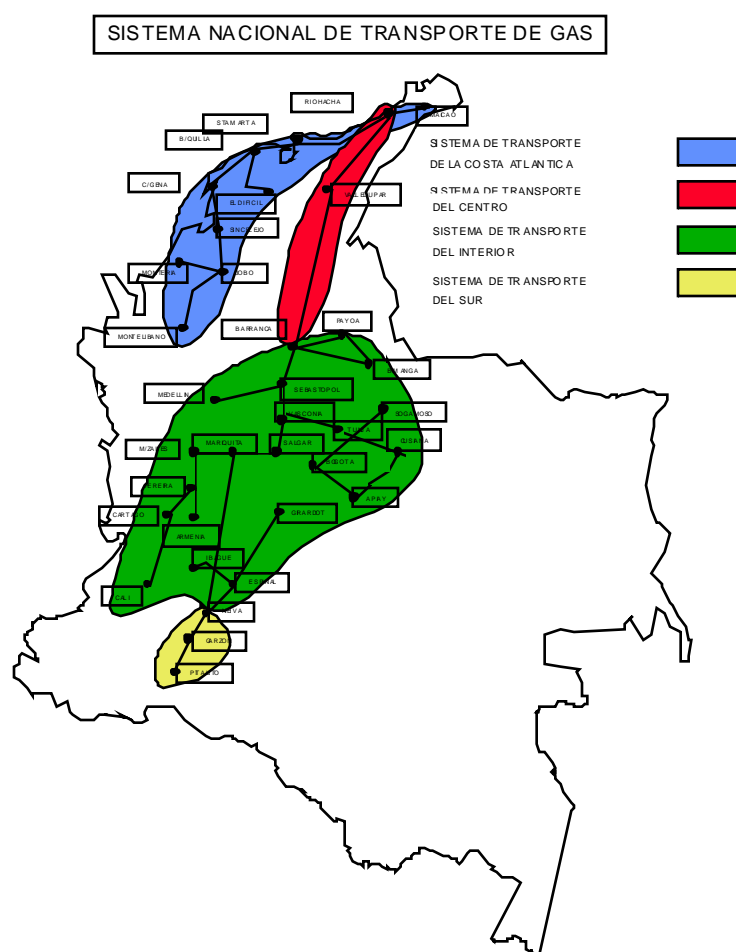
2.2.2.2 Marco regulatorio.

La CREG desarrolló el marco regulatorio para el sector de gas en sus diferentes actividades. En relación con la producción, estableció los precios máximos para el gas en boca de pozo y flexibilizó las normas de contratación entre productores y grandes consumidores; definió la estructura tarifaria para el transporte, mediante el esquema de cargos por entrada y salida del sistema y estableció las fórmulas tarifarias y la reglamentación para las áreas de concesión y las áreas de servicio exclusivo en el tema de distribución.

El PEN de 1997 observaba incompatibilidad de la regulación expedida por la CREG para el subsector gas natural, con la regulación expedida por otras entidades, relativa a los contratos de exploración y explotación de yacimientos, e indicaba la necesidad de reforzar la estructura y capacidad de análisis de la CREG para garantizar la solidez de sus decisiones y reducir su dependencia de otras entidades. Igualmente, proponía mayor autonomía y solvencia técnica para la SSPD con el fin de fortalecer su capacidad de supervisión y control y propender por la coordinación de su actividad sancionatoria con el estado de la regulación vigente.

2.2.2.3 Desarrollo de Infraestructura.

En mayo de 1996 entró en operación el gasoducto Ballena-Barranca, que unió el sistema de la Costa Atlántica con el interior del país. En el transcurso de 1997 entrarían en servicio los gasoductos Mariquita-Cali, Centro-Oriente y Sebastopol-Medellín y las ampliaciones en el sistema troncal del Magdalena Medio. Esto permitiría lograr el objetivo de un sistema nacional de transporte de gas natural, con sus correspondientes sistemas regionales, como se ilustra en la Figura 2.2.



Fuente: Plan Energético Nacional - PEN - 1997-2010

Figura 2.2. Sistema nacional de transporte de gas.

Las inversiones en la infraestructura de transporte de gas ascendieron a US\$823³⁵ millones en la red básica y US\$64³⁶ millones en la red secundaria, como se observa en la Tabla 2.3. Para el período 1998-2016 se estimaban inversiones adicionales necesarias por US\$1212³⁷ millones, que estarían sujetas a revisión dependiendo de las expectativas de producción del piedemonte y del crecimiento de la demanda.

INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE PARA EL GAS NATURAL

Gasoducto	Propietario	Fecha de entrada	Longitud kms	Diámetro (plg)	Inversión (MUS\$ 96)
Red básica					
Ballena-Barranca	CENTRAGAS	Abr./96	575	18	198.8
Centro-Oriente	ECOPETROL	Dic./96	573	12-22	269.0
Mariquita-Cali	TRANSGAS	May./97	340	20	276.0
Barranca-B/manga	TRANSORIENTE	Dic./96	158	6-10	14.2
Sebastopol-Medellín	TRANSMETANO	Dic./97	145	12-14	55.9
Cusiana-Apiay	ECOPETROL	Jun./95	149	12-14	9.4
Red Secundaria					
Ramales Casanare	ECOPETROL	May./95	48.5	2	5.4
Ramales C/marca	ECOPETROL	Mar./95	14.8	2	19.0
Mont.-Gualanday	ECOPETROL	Dic./95	36.0	4-6	2.4
Ramales Meta	ECOPETROL	En cons.	71.0	2	2.5
Ramales Boyacá	ECOPETROL	Jun./98	82.7	10	20.2
Ram. Prov. Velez	ECOPETROL	Dic./98	54.8	2-4	9.0
Ramales Piedemonte	ECOPETROL	Dic./98	47.0	2	3.6
Morichal-Yopal	ECOPETROL	Jun./94	13.0	4	1.8

Fuente: Plan energético Nacional - PEN 1997

Tabla 2.3. Infraestructura de transporte para el gas natural.

Durante este período también se empezaron a desarrollar en los departamentos de Valle, Quindío, Caldas, Risaralda y Tolima los sistemas de distribución hacia las principales ciudades del interior del país y en otros municipios cercanos al área de influencia de la red troncal de gasoductos. El desarrollo de esta infraestructura se apoyó principalmente en la adjudicación de áreas exclusivas al sector privado, que buscaba que el contrato cubriera adecuadamente al concesionario y limitara sus riesgos.

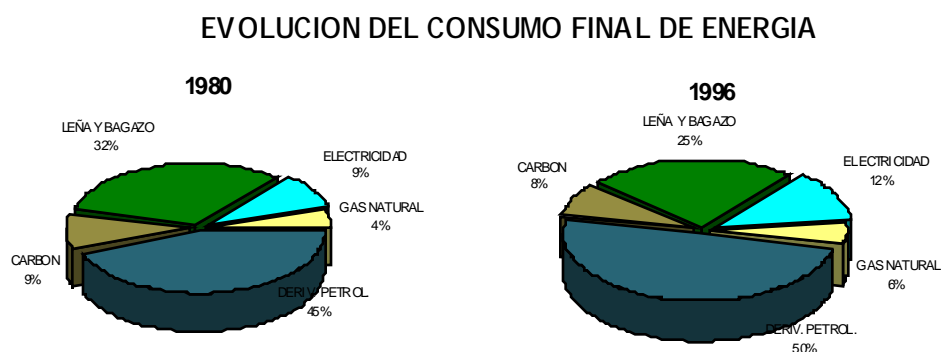
³⁵ Plan Energético Nacional - PEN 1997 p. 7-8.

³⁶ Ibid.

³⁷ Ibid.

2.2.2.4 Desarrollo del Mercado de Gas Natural.

La evolución del consumo final de energía desde el año 1980 hasta 1996, como se observa en la Figura 2.3., no presenta cambios sustanciales. Se destaca sin embargo la reducción del consumo de leña en 7 puntos porcentuales, el incremento en el consumo de derivados de petróleo en un 5% manteniendo su participación mayoritaria y un ligero incremento en el consumo de gas natural.



Fuente: Plan Energético Nacional - PEN 1997

Figura 2.3. Evolución del consumo final de energía.

La demanda de gas natural en 1996 fue de 459 Mpcd³⁸, con una participación mayoritaria del sector termoeléctrico (39%)³⁹, seguido por el sector industrial (24.4%)⁴⁰ y Ecopetrol (23.8%)⁴¹. La participación del sector doméstico continúa siendo baja y corresponde al 8% de la demanda total (Ver Figura 2.4.).

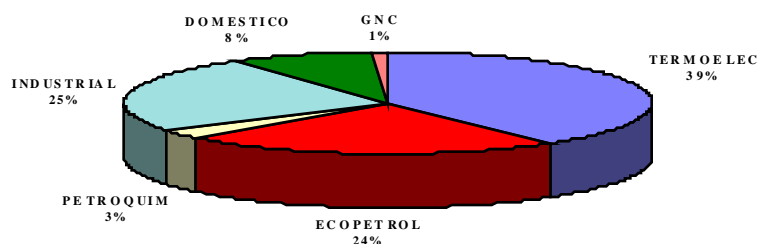
³⁸ Plan Energético Nacional - PEN. 1997. P.2-5.

³⁹ Ibid.

⁴⁰ Ibid.

⁴¹ Ibid.

CONSUMO DE GAS NATURAL - 1996

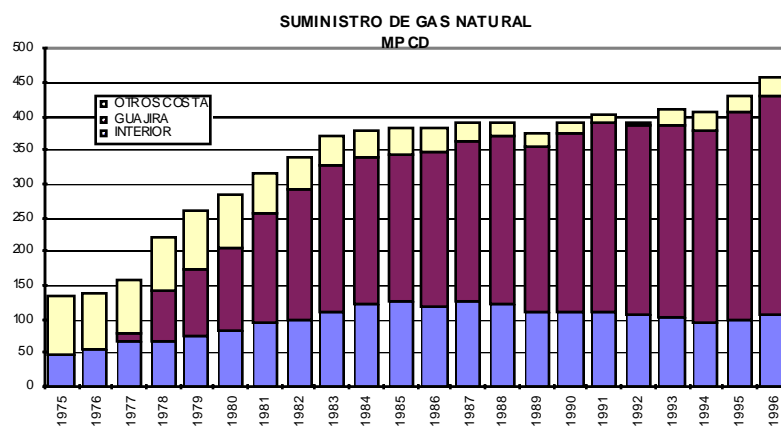


Fuente: Plan Energético Nacional - PEN 1997

Figura 2.4. Consumo de Gas Natural - 1996.

No obstante la baja participación del sector residencial en el consumo de gas, se destaca el fuerte incremento en las instalaciones domiciliarias (43%) frente a 1994, alcanzando un total de 1.130.524⁴² instalaciones a diciembre de 1996.

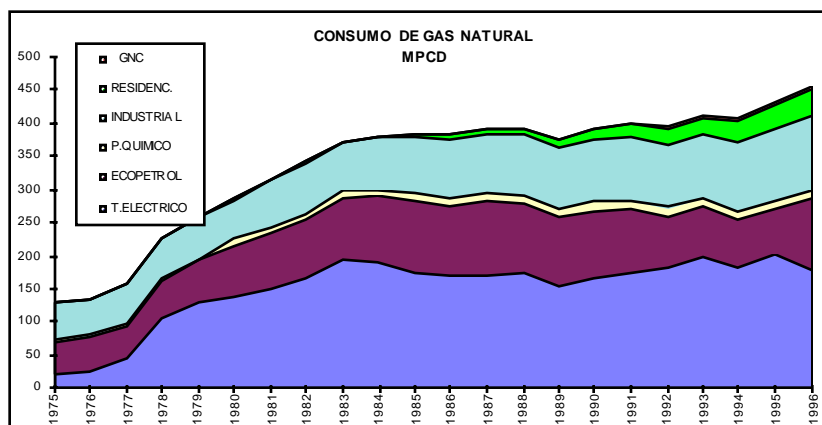
En las figuras 2.5. y 2.6. se observa la evolución de suministro de gas por regiones y la demanda de gas natural por sectores desde 1975 y hasta 1996.



Fuente: Plan Energético Nacional - PEN 1997

Figura 2.5. Suministro de gas natural.

⁴² Documento CONPES 2933 - Seguimiento a la situación de abastecimiento de electricidad en el corto y mediano plazo y del plan de masificación de gas. Santafé de Bogotá, junio 24 de 1997, p.17.



Fuente: Plan Energético Nacional - PEN 1997

Figura 2.6. Consumo de gas natural.

2.3 PERÍODO 1997 - 2001

2.3.1 Entorno económico.

En el periodo 1997 - 2001, el crecimiento del PIB que venía de ratas del orden del 4%⁴³ decreció hasta -4.3%⁴⁴ en 1999 para luego volver a crecer ligeramente entre 2000 y 2002.

La tasa de desempleo llegó a niveles cercanos al 20%⁴⁵ en el 2000, mientras que la tasa de inflación se redujo consistentemente desde 17.7%⁴⁶ en 1997 hasta 5.3%⁴⁷ en el 2000.

En los años 90 el PIB del sector energético creció a una tasa cercana al 5%⁴⁸ promedio anual, en comparación con el 3.6%⁴⁹ para el conjunto de la economía. Colombia se convierte en uno de los principales exportadores de carbón en el mundo y el tercer

⁴³ UPME - La cadena de Gas Natural en Colombia. Versión 2001-2002. p. 21.

⁴⁴ Ibid.

⁴⁵ Ibid.

⁴⁶ Ibid.

⁴⁷ Ibid.

⁴⁸ UPME - Plan Energético Nacional, Visión 2003-2020. 2003. P.36.

⁴⁹ Ibid.

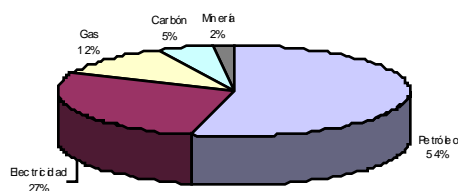
exportador de petróleo en Latinoamérica. La producción de combustibles fósiles es de gran importancia para la economía colombiana, tanto para su consumo interno como para la exportación de los mismos, actividad que permitió la entrada de una buena cantidad de divisas para el país. La inversión pública disminuyó, quedando en manos de la inversión privada su expansión.

Economía-Energía	Unidad	1997	2000	2001	Variación 01/00
Participación PIB Energético / PIB Total	%	5,47	6,48	6,33	-2,2%
Intensidad Energética (Consumo Energía/PIB)	GigaCal / Mill Col\$ Const 2001	1,26	1,11	1,12	1,37%
Ingreso per cápita (1)	MillCol\$ Const 2001 / habit	4,53	4,42	4,40	-0,42%
Consumo per cápita de energía final (1)	GigaCal/habit	5,73	4,89	4,94	0,94%
Contribución Sector a la Balanza Comercial	%	36,1	45,8	41,9	-8,52%
Inversión Privada Sector Minas y Energía	Mill Col\$ de 2001	5.336.694	5.323.419	4.004.227	-24,78%
Regalías de Hidrocarburos y Carbón	Mill Col\$ de 2001	955.555	2.241.014	1.771.526	-20,95%

Fuente: MINMINAS, DNP, DANE, UPME

Tabla 2.4. (1) En 1999 el país experimentó la más drástica caída de su economía desde 1929, reflejándose en el sector energético en una notable disminución en el consumo per cápita.

En 1998, para el sector energético la inversión extranjera representó el 53%⁵⁰ del total de la inversión registrada en Colombia. Debido al aplazamiento de algunas privatizaciones, la inversión disminuyó notablemente.

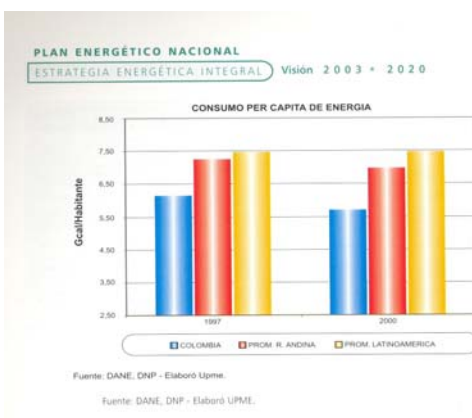


Fuente: UPME. Plan Energético Nacional - Visión 2003-2020.

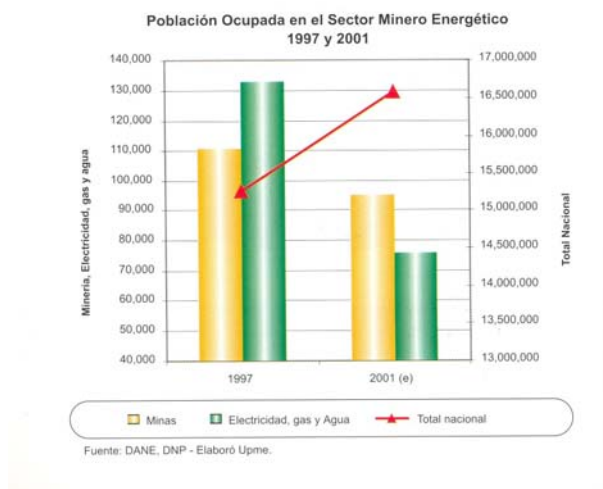
Figura 2.7. Distribución Sectorial de la Inversión Privada 2001.

⁵⁰ UPME - Plan Energético Nacional, Visión 2003-2020. 2003. P.37.

Es de anotar el comportamiento observado durante el año 1999, cuando las inversiones del sector carbón presentaron un repunte significativo (44%⁵¹ del total), gracias a los desarrollos de la minería de exportación. Para ese mismo año, la inversión del sector petróleo presenta el mínimo observado en el último quinquenio (34%⁵² del total).



Fuente: UPME. Plan Energético Nacional - Visión 2003-2020.
Figura 2.8. Consumo per cápita de energía.



Fuente: UPME. Plan Energético Nacional - Visión 2003-2020.

Figura 2.9. Población ocupada en el Sector Minero Energético - 1997 y 2001.

⁵¹ UPME - Plan Energético Nacional, Visión 2003-2020. 2003. P.37.

⁵² Ibid.

A pesar de los esfuerzos por ampliar la cobertura de los distintos servicios de energía en el país, el consumo per cápita descendió de 6.15⁵³ Tcal/habitante en 1997 a 5.67⁵⁴ Tcal/habitante en el 2000, inferior al registrado por conjunto de países de América latina en el mismo año, que fue de 7.05⁵⁵ Tcal/habitante y de 6.57⁵⁶ Tcal/habitante para los de la Zona Andina. Este descenso en principio podría explicarse por los efectos de la recesión económica de 1999 y bajas condiciones de bienestar medidas en términos de cantidad, calidad y uso intensivo de la energía.

Con respecto al empleo, si se compara la población ocupada en el sector frente al total nacional, se observa su baja participación y el ritmo descendente en los últimos años. El total de puestos de trabajo en el sector para el año 2001 no supera los 170.000⁵⁷. El sector no se ha caracterizado por ser un generador intensivo de puestos de trabajo debido a sus condiciones técnicas y a su progresivo avance tecnológico.

2.3.2 Avances y limitaciones en el desarrollo del sector.

La energía estaba estrechamente vinculada con el desarrollo económico y social, como insumo intermedio en el proceso productivo y como bien final para la satisfacción de las necesidades de la población y el mejoramiento del bienestar. En Colombia, este sector era un importante dinamizador de la economía, generador de divisas y demandante de nuevas inversiones en el proceso de aprovechamiento de los recursos disponibles y abastecimiento de las necesidades nacionales.

Las reformas iniciadas en el nuevo marco constitucional con el propósito de modernizar el sector energético y hacerlo más eficiente y competitivo se siguieron implementando y consolidando durante los últimos cinco años, aunque con ritmos diferentes a los esperados inicialmente.

⁵³ UPME - Plan Energético Nacional, Visión 2003-2020. 2003. P.39.

⁵⁴ Ibid.

⁵⁵ Ibid.

⁵⁶ Ibid.

⁵⁷

La inversión privada, que fue significativa en un principio, tanto en el sector eléctrico como en el sector carbón, disminuyó en forma importante, presentándose un repunte en el 2001 con la Ronda 2000 del sector petróleo. Los procesos de incorporación de capital privado, principalmente en las empresas de distribución de energía eléctrica, se vieron aplazados como consecuencia de la reducción de la demanda y de las bajas tasas de rentabilidad. La ampliación de la cobertura, con excepción del plan de masificación de gas, no se pudo seguir adelantando al ritmo esperado por las difíciles condiciones de seguridad y la baja disponibilidad de los subsidios requeridos.

Las reformas institucionales no mostraron un adecuado balance. La formulación de políticas sectoriales de largo plazo se vio relegada a una posición secundaria, al desconocerse erróneamente su importancia en economías de mercado.

A nivel internacional el desarrollo del sector energético estuvo influenciado por diferentes hechos: La alta volatilidad de los precios del petróleo, las crisis en los sectores eléctricos de California y Brasil y la quiebra de ENRÓN, lo cual generó desconfianza en el esquema de mercado y una alta movilidad del capital en un sector que había sido tradicionalmente estable, dado el origen de sus recursos.

2.3.3 Marco institucional.

Para 1997, se desarrollaron objetivos de política energética en lo que a hidrocarburos se refiere a través del Ministerio de Minas y Energía, y en los subsectores de gas y electricidad, a través de la CREG. No obstante, este proceso no se ha concluido.

Uno de los mecanismos que se emplearon para alcanzar estos objetivos fue la reestructuración de las empresas estatales mediante la adopción de esquemas gerenciales y administrativos más ágiles, la expedición de un esquema de

contratación especial y una mayor autonomía administrativa para permitir el accionar de dichas empresas en un nuevo ambiente competitivo.

A continuación se presentan de manera resumida algunos de los principales aspectos de política, regulación y control observados durante los últimos cinco años:

- Se fusionó la Unidad de Información Minero Energética a la Unidad de Planeación Minero Energética.
- Se creó ECOGAS, mediante la Ley 401 del 20 de agosto de 1997.
- Se creó una contribución de solidaridad, mediante el decreto 3087 de diciembre de 1997, a cargo de los usuarios de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible por red física, pertenecientes a los estratos 5 y 6 y a los industriales y comerciales, cuya finalidad es la de cubrir los subsidios de este servicio. Se determinó la naturaleza del “Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos” y la forma como el mismo debía operar.

Algunos Resultados de las Reformas:

- | | |
|------|--|
| 1998 | <ul style="list-style-type: none"> • En cumplimiento con lo establecido en la regulación CREG/051 de 1998, sobre la introducción de competencia en la expansión de STN mediante convocatorias públicas internacionales, el Ministerio de Minas y Energía autorizó el proceso de licitación tendiente a lograr el desarrollo de las obras necesarias. |
| 1999 | <ul style="list-style-type: none"> • Mediante la resolución 098 de 1999 se estableció un período de transición de tres años para alcanzar las metas definidas por las dos resoluciones CREG No.070 de 1998 y No.025 de 1999. Resolución 071 de 1999. • Reglamento Único de Transporte de gas natural (RUT). Esta resolución fija las reglas y códigos de comportamiento entre los transportadores y los remitentes (usuarios). |
| 2000 | <ul style="list-style-type: none"> • En materia de contratación petrolera, se adjudicaron trece bloques a través de la “Ronda de Negocios 2000”, se reactivó el proceso exploratorio en los prospectos de Samoré y Niscota, se descubrió el campo de Guandó, ECOPETROL aprobó un nuevo esquema de negocios llamado “Plays Profundos”, e ingresaron al país más de trece nuevas compañías petroleras. |
| 2001 | <ul style="list-style-type: none"> • El Ministerio asume las funciones en materia de licenciamiento, regulación y control de materiales nucleares y radioactivos. Así mismo, se radica en cabeza del Ministerio las funciones referentes a la administración de los |

fondos de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos de energía y gas, que mediante contrato remunerado se encontraban delegadas en la Financiera Energética Nacional - FEN.

- El documento CONPES 3108 define las bases para la política de abastecimiento energético de las zonas no interconectadas del país.
 - La Ley 697 de 2001 pretende ampliar y optimizar el uso y cobertura de la energía, mediante el fomento de la eficiencia energética, utilización de renovables y tecnologías avanzadas.
 - Liberación total del precio del Gas Natural Vehicular, mediante la resolución del Ministerio de Minas No.8-0296 del 5 de marzo de 2001.
- 2002
- La Ley 756 de 2002 (Ley de Regalías) pretende dar señales positivas a los inversionistas con el objeto de fomentar las actividades de exploración y explotación de minerales, así como también de ubicar a Colombia en una posición más competitiva en materia de hidrocarburos.

Fuente: UPME. Plan Energético Nacional - Visión 2003-2020.

Como producto de estas transformaciones, la industria del gas tiene hoy una nueva estructura en las diferentes cadenas productivas, la cual se muestra en forma resumida en el siguiente cuadro.

Combustible	Producción / Importación Generación	Transporte	Distribución / Comercialización
Gas Natural	Oligopolio La producción está concentrada en dos empresas. Ecopetrol (61%) y Texas (30%), el resto (9%) lo realizan 13 empresas. Lo anterior nos muestra que existe un duopolio en esta actividad.	Monopolio Existen ocho empresas de transporte. Sin embargo, las más representativas son Promigas, que es un monopolio para la región de la costa Atlántica y ECOGAS, que igualmente es un monopolio para la región del interior del país. Las seis empresas restantes se desprenden de este último sistema. Promigas también tiene participación en algunos BOMTs que operan en la región del interior.	Monopolios Departamental/Regional En esta actividad se cuenta con 20 empresas. Sin embargo, a diferencia del sector eléctrico no se concentra en un departamento determinado, caso áreas exclusivas. Además existen inversionistas estratégicos (Ej. Gas Natural), que tienen acciones en varias empresas de distribución.
Gas Licuado del Petróleo	Duopolio La producción está totalmente en manos de Ecopetrol, adicionalmente es quien también adelanta cualquier importación, dado que no existen	Monopolios Regionales Al igual que el caso anterior, esta actividad la realiza completamente Ecopetrol por sus propanoproductos y poliductos. Para algunas regionales alejadas de los terminales, se	Monopolios Regionales En este caso se tienen las actividades de distribución mayorista (Ventas a granel) y minorista (Ventas en cilindros). En el primer caso existen 26 empresas,

	condiciones para que se realice por otro agente, aunque no hay restricciones regulatorias para esto. Sin embargo, hay restricciones en infraestructura y aspectos tarifarios.	hace transporte por carrotanques, propiedad de las empresas mayoristas de GLP.	de las cuales la mayor maneja el 15% de mercado. En el segundo caso existen 145 empresas, de las cuales las 7 más grandes manejan el 26% y la más grande el 5% del mercado.
G.N.V.	Oligopolio / Competencia Igual al Gas Natural.	Monopolio Igual al Gas Natural	Oligopolio / Competencia Es una actividad reciente en la que se destaca Promigas en la Costa Atlántica y Gas Natural en Bogotá.

Fuente: UPME. Plan Energético Nacional – Visión 2003-2020.

Con respecto a los precios, las reformas han buscado en términos generales que éstos reflejen los costos económicos. Para ello, se vienen desregulando los precios de los energéticos en los que es posible la existencia de un mercado con algún grado de competencia y se vienen regulando aquellos en los que existen monopolios naturales o en los que las condiciones para la creación de mercados competitivos son incipientes.

No obstante lo anterior, se presentan señales equivocadas que no conducen a una asignación eficiente de los energéticos a nivel nacional, como se analiza más adelante en el tema de Consumo Final.

2.3.4 Energía y Medio Ambiente.

El compromiso del sector energético colombiano en la planeación se viene consolidando con la formulación de lineamientos de política ambiental específicos para el sector. De manera estratégica se ha trabajado en la introducción del concepto de ordenamiento del territorio como herramienta facilitadora para el establecimiento de nuevos proyectos minero energéticos.

Se cuenta con una herramienta de análisis basada en sistemas georeferenciados que permiten soportar la toma de decisiones de la expansión sectorial, teniendo en

cuanta las potencialidades y restricciones técnicas, económicas y ambientales identificadas. Igualmente, se ha avanzado en la estimación real de los costos y beneficios ambientales asociados al desarrollo de los proyectos.

Los distintos sectores, con diferente nivel de profundidad, han estado interesados en el tratamiento de los pasivos ambientales como elemento para corregir errores pasados y para planear la adecuada gestión ambiental asociada a un proyecto. Se ha avanzado en la definición conceptual y metodológica para el análisis y valoración económica de los pasivos ambientales en proyectos de infraestructura, en construcción y/o operación, pertenecientes al sector eléctrico.

Recientemente, a raíz de la promulgación de la Ley de Uso Racional de la Energía, el país pretende introducir este concepto como una manera eficiente y costo efectiva de obtener además de las mejoras en rendimiento energéticos, beneficios ambientales. Por esta razón, debe dársele continuidad a las iniciativas ya planteadas en desarrollo de la citada ley.

Finalmente, debe mencionarse que los aportes de la investigación y el desarrollo tecnológico a la solución de problemas ambientales del sector son marginales. Se destacan algunos esfuerzos en el campo del petróleo y sus derivados.

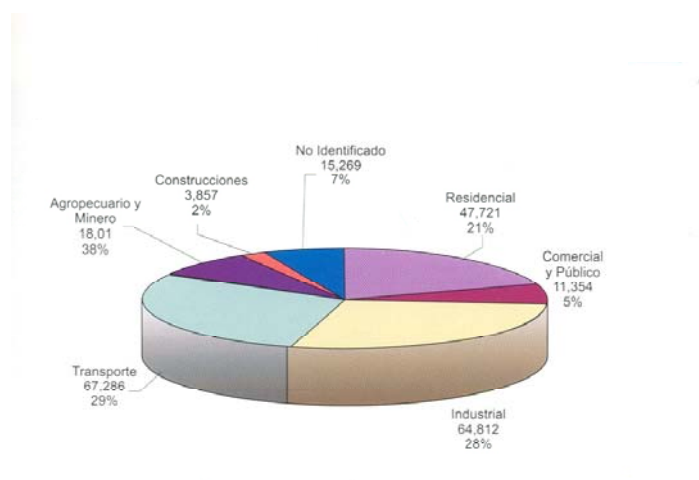
2.3.5 Consumo final de energía.

El consumo final de energía en Colombia empieza a mostrar los efectos de la crisis económica a partir de 1998 y pese a que ese año el nivel del PIB no decreció, sí se observó una desaceleración de las tasas de crecimiento económico del país que se tradujo en un menor consumo final de energía en comparación con 1997. El sector transporte continúa siendo el mayor consumidor de energía, específicamente de los derivados del petróleo. El sector industrial es el segundo consumidor de energía. El sector residencial ocupa el tercer lugar en importancia en la estructura actual

del consumo final, presentándose una rápida penetración del gas natural en los usos térmicos.

En el año 2001 los derivados constituyeron el 43%⁵⁸ del total del consumo, mientras que el Gas Natural aumentó su participación al 10%⁵⁹ con respecto a 1997 y la electricidad mantuvo el 13%⁶⁰.

Además de los factores económicos que tipifican este período, estrategias energéticas como la masificación del gas, han incidido en la misma estructura de consumo, cuyos efectos en la búsqueda de eficiencia, combustibles limpios y racionalización explican en buena parte este comportamiento.



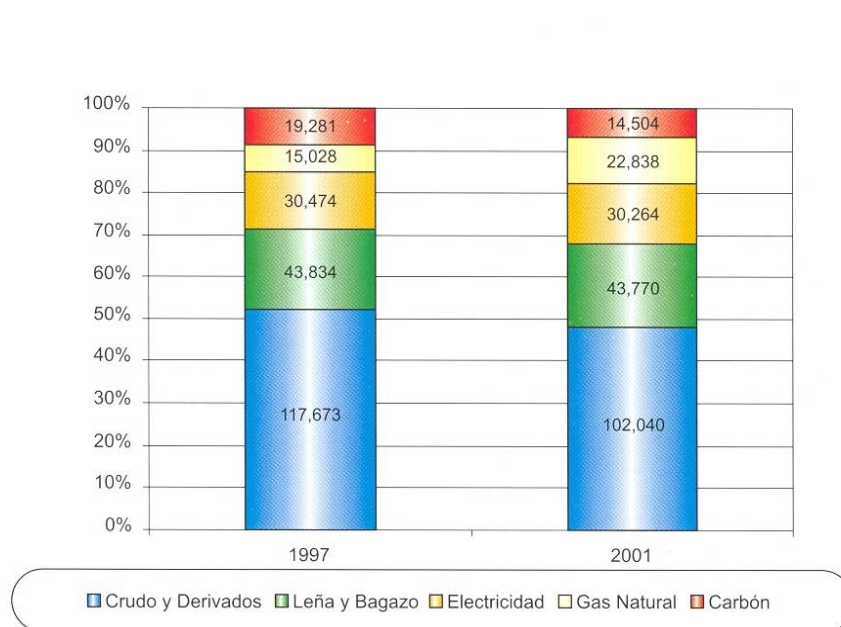
Fuente: Fuente: UPME. Plan Energético Nacional - Visión 2003-2020.

Figura 2.10. Consumo final de energía por sector 2001 (Tcal).

⁵⁸ UPME - Plan Energético Nacional, Visión 2003-2020. 2003. P.47.

⁵⁹ Ibid.

⁶⁰ Ibid.



Fuente: UPME. Plan Energético Nacional - Visión 2003-2020.

Figura 2.11. Consumo final de energía por energético (Valores en Tcal).

En el sector residencial, la política de precios establecida para el GLP y el gas natural, que los ha convertido en los más competitivos de dicho sector, ha sido congruente y ha dirigido la tendencia de consumo de energía hacia fuentes más eficientes como los mencionados combustibles, sustituyendo la energía eléctrica y la leña.

En el sector industrial las señales de los precios de los derivados del petróleo y de los gases combustibles no están ayudando a cambiar la matriz energética. El interés de lograr una mayor participación del gas natural, ha estado diseccionada principalmente por motivos ambientales. El hecho de que combustibles como el Fuel Oil y el carbón puedan ajustar su precio de manera inmediata, mientras que el gas natural deba esperar un semestre, ponen a este último competidor en desventaja.

Es importante considerar además de los lineamientos de política energética estructurados a través de los Planes Energéticos Nacionales, que el régimen tarifario tiene entre otros objetivos: i) aproximar mediante tarifas los precios de los servicios públicos hacia los de un mercado competitivo; ii) considerar dentro de la tarifa de un servicio público, un cierto nivel de calidad, grado de cobertura y diversificación energética; iii) generar fórmulas tarifarias de fácil comprensión, aplicación y control.

La siguiente matriz resume los sistemas de precios aplicados a cada energético desagregando los eslabones de las cadenas.

	Productor	Mayorista	Mayorista	Impuestos	Transporte	Subsidios o Contribuciones
Gasolina Corriente	Regulado	Regulado	Libre y Regulado	Arancel, Timbre, Global, Iva y Sobretasa	Fletes Marítimos, Tarifa Pozos Colorados	No sujeto
Gasolina Extra	Libre	Libre	Libre	Global, Iva y Sobretasa	Estampilla por Poliducto y Carretero	No sujeto
ACPM	Regulado	Regulado	Libre y Regulado	Arancel, Timbre, Global, Iva y Sobretasa	Fletes marítimos, Estampilla por Poliducto y Carretero	No sujeto
Energía Eléctrica	Libre	Libre	Libre y Regulado	Contribución Entidades control, regulación y Zonas no Inter c., Ambiental	Estampilla nacional y sistemas regionales	Sujeto
Gas Natural	Regulado	Regulado	Regulado	Contribución entidades control, regulación y transporte	Distancia por gasoducto y cargo de Distribución	Sujeto
Crudo de Castilla	Libre	Libre	Libre	Ninguno	Carretero	No sujeto
Fuel Oil	Libre	Libre	Libre	Iva	Carretero	No sujeto
GLP	Regulado	Regulado	Regulado	Contribución entidades control y regulación	Estampilla por Poliducto o Propanoducto y Carretero	No sujeto
GNV	Regulado	Regulado	Libre	Ninguno	Tarifa Gasoducto	No sujeto

Fuente: UPME. Plan Energético Nacional - Visión 2003-2020.

Tabla 2.5. Sistemas de precios aplicados a cada energético.

Regulado: Implica la imposición de un precio máximo.

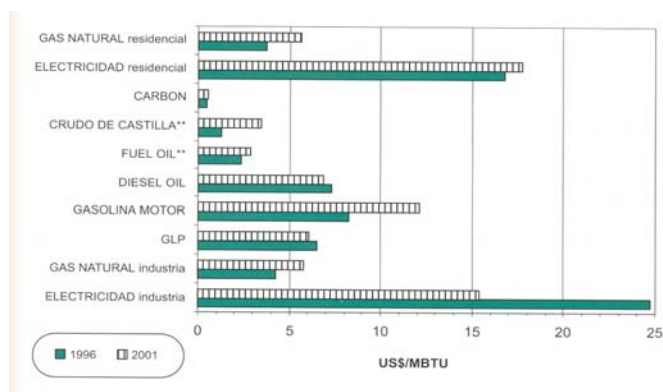
Libre: Implica la determinación libre de márgenes y precios por parte de los agentes.

Carretero: Implica el costo desde la planta de abasto más cercana al sitio de consumo en modo carretero

Estampilla por Poliducto: Implica cargo general (Total país) adicional por concepto de transporte entre sitio de producción y planta de abasto interconectada.

Distancia por Gasoducto: Implica un cargo específico que remunera el transporte por ducto desde un sitio específico de origen a uno específico destino.

Subsidio o Contribución: (Sujeto / No sujeto), implica que el combustible es objeto de subsidios o contribuciones hacia y por parte de algunos consumidores.



Fuente: UPME. Plan Energético Nacional - Visión 2003-2020.

Figura 2.12. Precios comparativos de energía entre 1996-2001.

El incremento en el número de comercializadores y el aumento de consumidores no regulados en el sector industrial permitió reducciones en los precios de la energía eléctrica. En grado menor disminuyeron los precios del GLP y del Diesel Oil, 6%⁶¹ cada uno.

Entre los energéticos que incrementaron su precio se encuentran el Crudo de Castilla, la gasolina motor y el gas natural, que tuvo un incremento del 35%⁶².

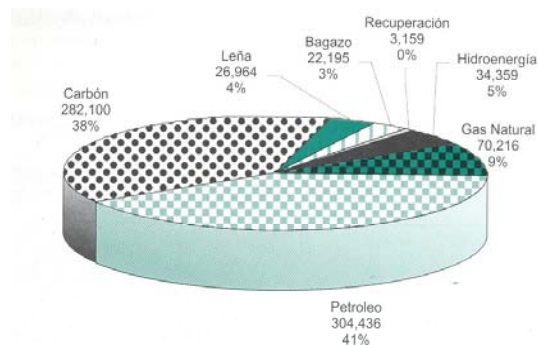
2.3.6 Oferta de energía.

Históricamente, Colombia ha mantenido una oferta diversificada de energía que le ha permitido atender sus requerimientos internos y contribuir significativamente a la generación de divisas. En los últimos cinco años se han cumplido las estrategias propuestas por el PEN en 1997, en lo que se refiere a garantizar un suministro de energía e incrementar la exportación de recursos, básicamente petróleo y carbón. En efecto, en el año 2000 se logró el máximo histórico tanto en producción como en exportaciones, debido principalmente al desarrollo de los campos de Cusiana-

⁶¹ UPME - Plan Energético Nacional, Visión 2003-2020. 2003. P.51.

⁶² Ibid

Cupiagua, los cuales iniciaron su declinación sin ser compensada con nuevos descubrimientos.



Fuente: UPME. Plan Energético Nacional - Visión 2003-2020.

Figura 2.13 - Producción de energía primaria 2001 (Tcal).

Indicador	Unid.	1997	2000	2001	Variación 01/00	Observaciones
Energía Primaria de Producción	Tcal	685,826	747,792	743,428	-0.58%	En la estructura de la producción de energía primaria, el 88% le correspondió a las fuentes no renovables, petróleo, gas y carbón, y el 12% restante a las renovables, básicamente hidroenergía, bagazo y leña. El petróleo representó casi la mitad de la producción total de energía.
Oferta interna de Energía	Tcal	320,465	327,608	322,706	-1.50%	De la energía primaria producida en este período, el 44% se destinó a atender el abastecimiento interno.
Exportaciones de Energía Primaria	Tcal	353,841	425,378	413,447	-2.80%	El sector energético se convirtió en pieza fundamental de la economía y del comercio exterior colombiano, generando en el año 2000 el mayor aporte de divisas y recursos al fisco nacional.

Fuente: UPME. Plan Energético Nacional - Visión 2003-2020.

Tabla 2.6. Evolución de la producción de energía primaria 2001 (Tcal).

2.3.7 Gas Natural.

La oferta de gas se ajusta a las condiciones actuales del mercado que en el corto o mediano plazo pueden cambiar, dependiendo del cronograma de entrada de los

proyectos Cusiana y Catalina. Actualmente, el número de productores limita la posibilidad de introducir una verdadera competencia en esta fase de la cadena, configurándose de hecho un esquema monopolístico.

Existen inquietudes sobre la capacidad de transporte para el interior, en caso de aumentarse la demanda y presentarse un nuevo Fenómeno del Niño. Aunque la capacidad de transporte en principio ha respondido a las condiciones del mercado, su expansión dependerá principalmente de la política tarifaria y de los esquemas contractuales que se adopten.

En distribución, la activa participación del sector privado ha permitido desarrollar un sistema de construcción de redes bien por concesión o mediante el mecanismo de áreas exclusivas, lo que se ha traducido en un incremento sustancial en el número de instalaciones domiciliarias, las cuales han crecido por encima del 14% promedio anual en los últimos cuatro años.

No obstante los desafíos que enfrenta actualmente el sector del gas natural, su desarrollo durante los últimos diez años ha sido notable y correspondiente al Plan de Masificación de Gas, el cual se ha constituido en uno de los lineamientos de política energética más importantes de la última década. El plan buscaba incrementar estrategias que permitieran orientar el desarrollo de la matriz de consumos de energía en el país hacia estructuras con mayor eficiencia energética y hacia la conservación del medio ambiente. El punto central de dichas estrategias consistió en incrementar en el sector residencial el consumo de gas natural y GLP como sustitutos de electricidad, leña, derivados del petróleo y carbón.

Es así como la participación del gas natural en el total del consumo final de energía del país pasó del 5%⁶³ en el año 1993 al 10%⁶⁴ en el año 2001. En el sector doméstico, el número de instalaciones da cuenta de la favorable evolución de este

⁶³ UPME - Plan Energético Nacional, Visión 2003-2020. 2003. P.59.

⁶⁴ Ibid.

energético. Mientras en el año 1993 el número de instalaciones llegaba a 647.357⁶⁵, en el año 2001 se alcanzaron 2.490.000⁶⁶ instalaciones, representando una cobertura nacional del 29%⁶⁷, y una cobertura urbana del 41%⁶⁸.

Indicador	1997	2000	2001	Variación 01/00 (%)	Observaciones
Potencial (MBPE)	nd	37000	37000	0%	56% ubicados en las cuencas con producción (Llanos Orientales, VSM, VMM, VIM, Putumayo, Catatumbo y Guajira)
Reservas Probadas Remanentes (GPC)	6928.0	7189.5	7489.7	4%	4507 GPC tienen viabilidad concreta de comercialización (Reservas Probadas Desarrolladas). 64% de las reservas ubicadas en el interior del país (Cusiana-Cupiagua, Florena, Pauto, Volcanera, otros).
Producción Fiscalizada (MPCD)	1500	3300	3500	5%	Concentrándose en los campos Cusiana, Cupiagua, Ballena y Chuchupa.
Suministro (MPCD)	581.4	578.8	600.6	4%	Los campos ubicados en la Guajira participaron con aproximadamente el 82% del gas suministrado.
Relación Reservas/Producción (1) (Años)	32.6	34.0	34.2	0.4%	
Consumo (MPCD)	568.0	578.4	595.8	3%	Sectorial: 38% Generación Electricidad; 28% Industrial; 17% ECOPETROL; 13% Doméstico; 2% GNV; 2% Compresores y auto. La Costa Atlántica concentró el 59% del consumo total.
Instalaciones Domiciliarias (Millones)	1.34	2.18	2.49	14.16%	
Cobertura (%)	17%	29%	32%	3 puntos	La cobertura sólo considera los departamentos del área de influencia de suministro de gas.

Fuente: UPME. Plan Energético Nacional - Visión 2003-2020.

Tabla 2.7. Principales indicadores del sector de gas natural en los últimos años.

⁶⁵ Ibid.

⁶⁶ Ibid.

⁶⁷ Ibid.

⁶⁸ Ibid.

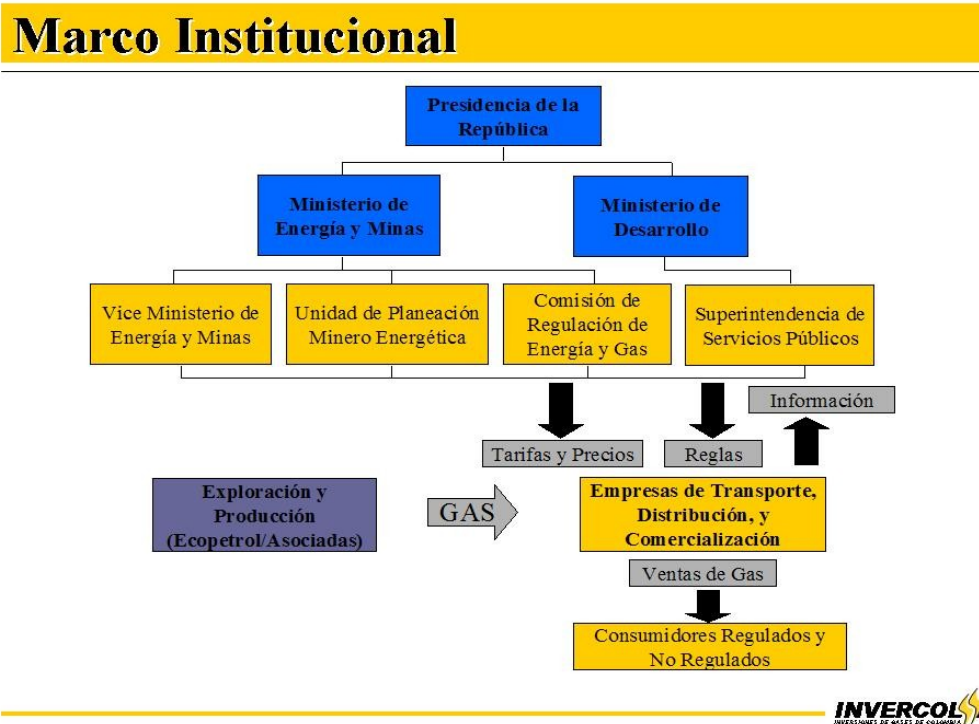
3. ANÁLISIS DE FACTORES RELEVANTES

Para el análisis de los factores que tuvieron incidencia sobre el desempeño del Plan de Masificación de Gas en Colombia, se partió de la información documental recogida de estudios anteriores, realizados por diferentes entidades del Estado y por el gremio del gas, que se detalló en el capítulo anterior. Adicionalmente, se realizaron 20 encuestas dirigidas al sector productor, transporte, consumidores y distribuidores del gremio. Entrevistas realizadas el Ministro de Minas y Energía, Dr. Luis Ernesto Mejía Castro; José María Almacellas, Presidente Ejecutivo de Gas Natural; Leopoldo Montañés, Presidente Ejecutivo de Naturgas y Amauri De la Espriella, Vicepresidente Administrativo y Financiero de Promigas, permitieron profundizar en algunos aspectos para desarrollar el análisis que se presenta a continuación.

3.1 MARCO INSTITUCIONAL

Desde los inicios del Plan de Masificación de Gas Natural en el año 1991, el CONPES reconoció la importancia del marco institucional para el favorable desempeño del plan. Cuando el CONPES 2571 de 1991 evalúa la estructura institucional en su momento, anota: "La excesiva regulación en la explotación y suministro de gas ha originado una estructura institucional obsoleta que impide desarrollar una oferta masiva de gas"⁶⁹; para atacar esta debilidad el documento propone que el Estado se encargue de la formulación de políticas, de la implementación de la regulación y de ejercer el control de las actividades del sector sin la creación de nuevas entidades.

⁶⁹ Documento CONPES 2571- Programa para la masificación del consumo de gas. Santafé de Bogotá, 1991. p.6.

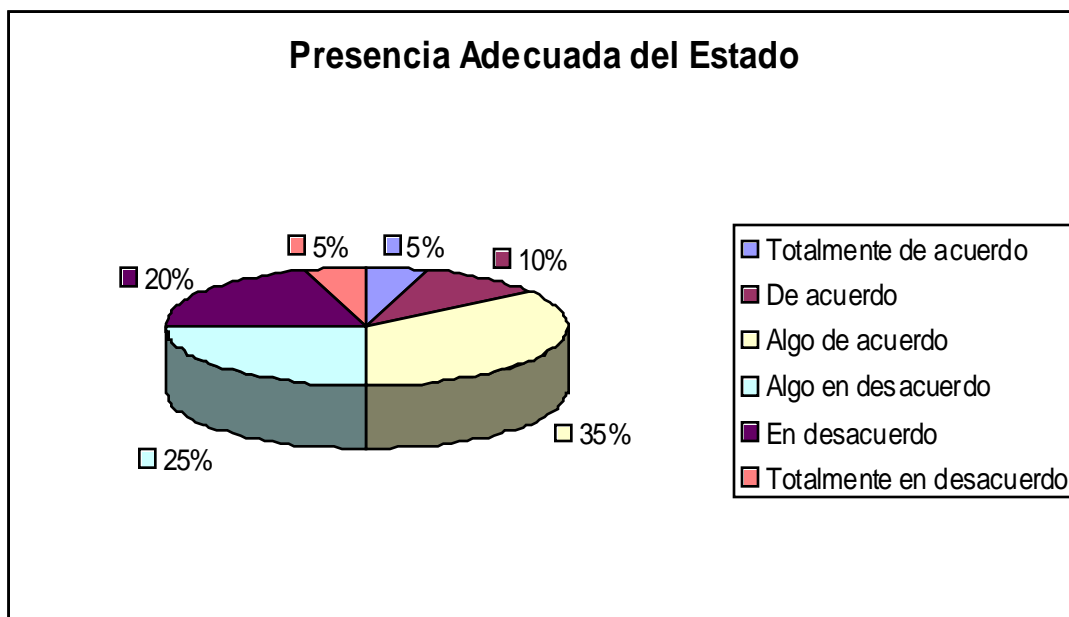


Fuente: Invercolsa

Figura 3.1. Marco Institucional.

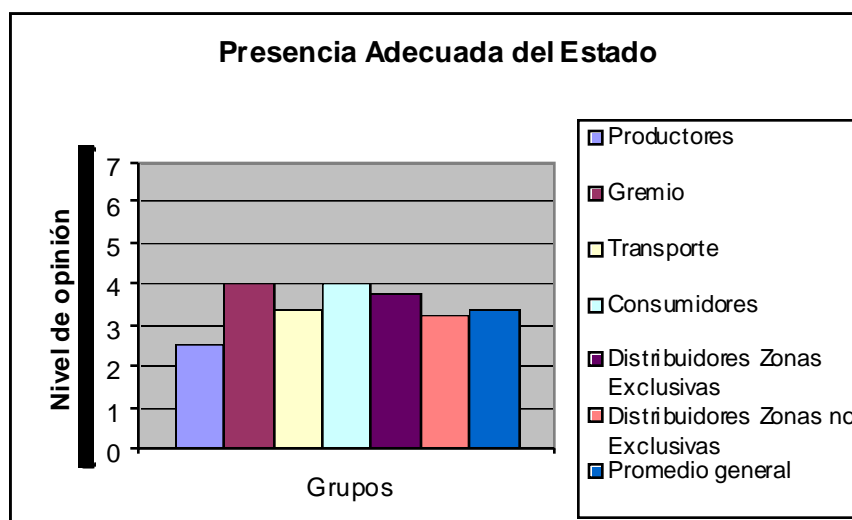
A pesar de esto, en el año siguiente, el Decreto 2119 de 1992 da origen a tres nuevas entidades (CRE, UPME y UIME). Posteriormente, se crean la SSPS y el Comité Interinstitucional de Control de la Industria del Gas Combustible, que se encargaría de revisar los aspectos institucionales y aclarar las competencias y jurisdicción de las diferentes entidades que actuaban en el sector. La Figura 3.1 muestra el esquema final del marco institucional para el sector de gas.

En la tercera parte de la encuesta realizada a los diferentes participantes del sector, se indagó acerca de la presencia del estado en el sector, cuestionando si consideraban que la presencia del Estado en el sector era la adecuada. En ella, se observa que la mitad de los encuestados están entre totalmente de acuerdo y algo de acuerdo, y el 50% restante se ubican entre algo en desacuerdo y totalmente en desacuerdo.



Fuente: Encuesta realizada por los autores

Figura 3.2. Presencia del estado en el sector.



Fuente: Encuesta realizada por los autores

Figura 3.3. Presencia del estado en el sector por grupos.

Esta aparente incongruencia en el resultado de la encuesta se intentó subsanar en las entrevistas en profundidad con diferentes actores del sector, preguntándoles directamente si consideraban que el marco institucional para el sector era el adecuado.

Al cuestionar al Ministro de Minas y Energía - Doctor Luis Ernesto Mejía sobre el tema institucional, menciona: "Aquí hay un trípode muy claro y que lo constituyen el Ministerio de Minas, que está, elabora la política, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, que regula los precios basado en la política del Ministerio, y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, que controla la ejecución de las políticas y de las regulaciones. Hay un trípode institucional importante, claro, transparente, conocido, que funciona."⁷⁰.

Sin embargo, también es claro al indicar que esto no ha sido así durante los últimos diez años, y que "Hay momentos en los cuales el límite del regulador y el límite del Gobierno se confunden, y trata el Gobierno a veces de regular por decreto y trata la CREG a veces de establecer políticas por resoluciones. Esa es la gran batalla... Eso pasa."⁷¹

En la entrevista a Amauri De la Espriella de PROMIGAS, dice: "... todo el sector de gas le encargó un estudio a Fedesarrollo para identificar los obstáculos para el desarrollo del gas natural, los principales, y entre uno de los principales obstáculos sale la confusión institucional".⁷².

A pesar de que durante los últimos cinco años, las empresas estatales del sector han adoptado esquemas gerenciales y administrativos más ágiles y han desarrollado una mayor autonomía administrativa, el proceso de modernización de las instituciones del sector se ha venido consolidando, a un ritmo menor al deseado y el estudio de Fedesarrollo mencionado por Amauri De la Espriella en la entrevista es contundente:

⁷⁰ Entrevista de los autores al Dr. Luis Ernesto Mejía, Ministro de Minas y Energía.

⁷¹ Entrevista de los autores al Dr. Luis Ernesto Mejía, Ministro de Minas y Energía.

⁷² Entrevista de los autores a los Drs. Amauri De la Espriella y Hernando Gutiérrez de Piñeres, vicepresidente Administrativo y financiero y de operaciones de PROMIGAS respectivamente.

“La diversidad de entidades del estado que se ocupan de inspeccionar, vigilar, controlar y regular el sector del gas natural, y su falta de coordinación, ocasionan una parálisis en la ejecución de la mayoría de los proyectos y afectan la finanzas de la empresas”.⁷³

Finalmente se puede observar, que si bien es cierto que se han logrado avances importantes en materia institucional, aún se debería trabajar más en aclarar las competencias de cada una de las instituciones del sector; y que la disparidad encontrada en los resultados de la encuesta sectorial, podría obedecer a la diversidad de puntos de vista y la divergencia entre los intereses que puedan tener los distintos eslabones de la cadena de la Industria del gas natural.

3.2. REGULACIÓN

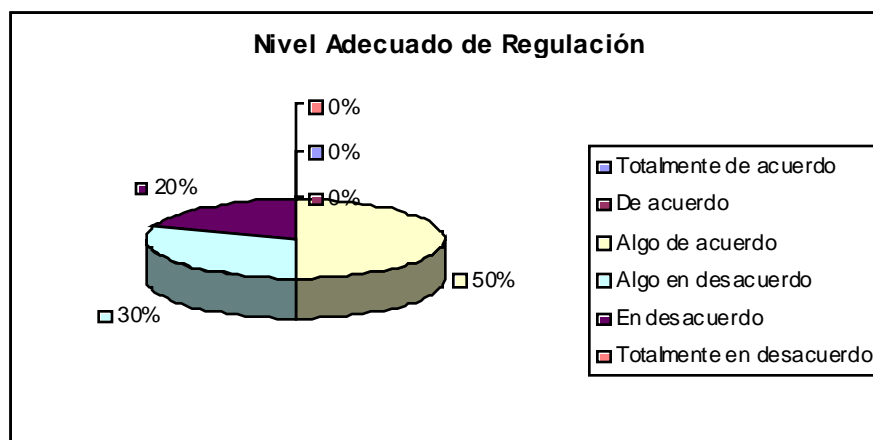
Para analizar el tema de la regulación es indispensable dividir este factor en dos aspectos fundamentales. Por un lado se encuentra la existencia o no de regulación y en otro sentido se ubica la calidad de la regulación.

En cuanto a la existencia de la regulación, se considera que la creación de la CREG, con la ley 142 de 1994, fue fundamental y que su etapa más fértil en cuanto a producción de normas se ubica tal vez en el período 1994 -1997 durante el cual se establecieron los precios máximos para el gas en boca de pozo, se flexibilizaron las normas de contratación entre productores y grandes consumidores, se definió la estructura tarifaria para el transporte, se establecieron las fórmulas tarifarias y la reglamentación para las áreas de concesión y las áreas de servicio exclusivo en el tema de distribución y se liberaron las tarifas para los grandes consumidores.

Al observar la encuesta sectorial, se encuentra que no hay una percepción general de que el nivel de regulación sea el adecuado. El 50% de los encuestados se muestra

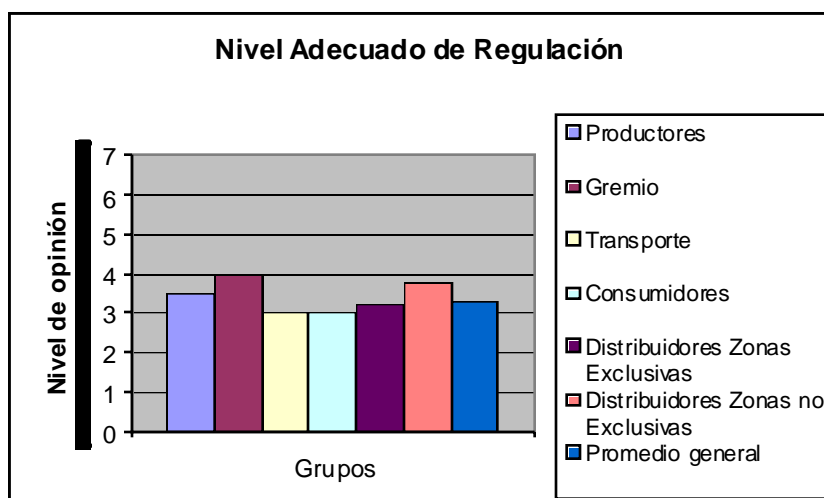
⁷³ Fedesarrollo, Informe preparado para la misión de servicios públicos, diciembre 2003, p. 17.

algo de acuerdo, el 30% se encuentra algo en desacuerdo y el 20% restante en desacuerdo, observándose que la mayor insatisfacción se da en los sectores de transporte y consumidores.



Fuente: Encuesta realizada por los autores

Figura 3.4. Nivel adecuado de Regulación



Fuente: Encuesta realizada por los autores

Figura 3.5. Nivel adecuado de Regulación por grupos

En este sentido, las entrevistas permiten aclarar que si bien la existencia del marco regulatorio ha favorecido la inversión privada y el desarrollo del sector, la inestabilidad de este marco regulatorio genera inconformidad.

El Ministro de Minas y Energía expone su concepto así: “el tema regulatorio y legal en Colombia, en el tema de gas natural ha tenido bastante estabilidad”⁷⁴ y “... es bien concebida, está basada en la ley 142 del 94 que ya cumplió 10 años exitosísimos y que ha tenido 20 atentados anuales y que ninguno ha prosperado. En cada legislatura hay 20 proyectos para cambiarla... y todos fracasan... afortunadamente.”⁷⁵.

El Doctor Leopoldo Montañez corrobora esto: “Se definieron los entes de regulación y control que en un sistema, digamos organizativo, permite entonces ya a cualquier inversionista decir, ah, va a haber un ente de regulación, va a haber un ente de control.”⁷⁶.

Para el sector de transporte, en la entrevista en PROMIGAS se observa: “...todavía sentimos, de alguna manera...una regulación que también se muestra aquí intrusiva, un exagerado nivel de detalle. Lo que tu veías en un principio que era una regulación de, bueno, como decía Amauri, un monopolio, te fijo tus precios y te regulo algunas cosas, eh, con base en algunas cajas de usuarios o en cajas de gremios empezaron a regularte, a regularte, y eso era resolución, y resolución, y resolución, un exagerado, exagerado el nivel de detalle.”⁷⁷

Y para el segmento de los distribuidores, la entrevista a Gas Natural, habla en similar sentido: “Si bien, aquí hay un tema, cómo te lo diría, hay un tema de reglamentario o regulatorio que está muy bien hecho, a ver, contractualmente está muy bien hecho, es la ley 142, hay las resoluciones de la CREG, y todo lo que

⁷⁴ Entrevista al Dr. Luis Ernesto Mejía, Ministro de Minas y Energía.

⁷⁵ Ibid.

⁷⁶ Entrevista al Dr. Leopoldo Montañez, Director Ejecutivo de NATURGAS.

⁷⁷ Entrevista de los autores a los doctores Amauri De la Espriella y Hernando Gutiérrez de Piñeres, Vicepresidente Administrativo y financiero y de Operaciones de PROMIGAS respectivamente.

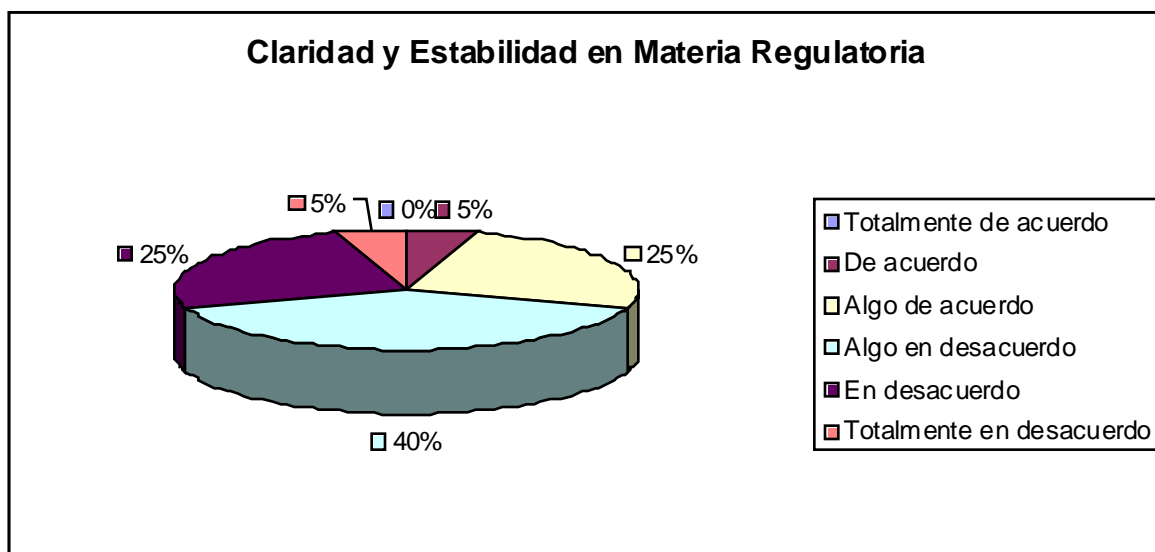
envuelve a los servicios públicos y al gas en particular, pero yo creo que hay cosas que están fuera de contexto, son buenas pero quizás en otro momento.”⁷⁸

Existen reparos sobre la gestión de la CREG, como lo muestra la investigación, pero su existencia misma garantiza que se pueda manejar el permanente conflicto de intereses en el que convive el estado, al ser a la vez accionista y empresario (ECOPETROL y ECOGAS), e intervenir en calidad de planificador y agente de control: “Esto, quiérase o no, (...) a los inversionistas les parece adecuado (..), porque les da cierta tranquilidad de que no es, digamos el ministro de turno o la voluntad de un ejecutivo del sector público que decida de un momento a otro cambiar la reglas”⁷⁹.

En la encuesta sectorial, la claridad y la estabilidad en materia de regulación obtienen unos puntajes relativamente bajos. Sólo el 5% de los encuestados considera que hay estabilidad en materia regulatoria, el 25% está algo de acuerdo y el 70% restante está algo en desacuerdo (40%), en desacuerdo (25%) y totalmente en desacuerdo (5%).

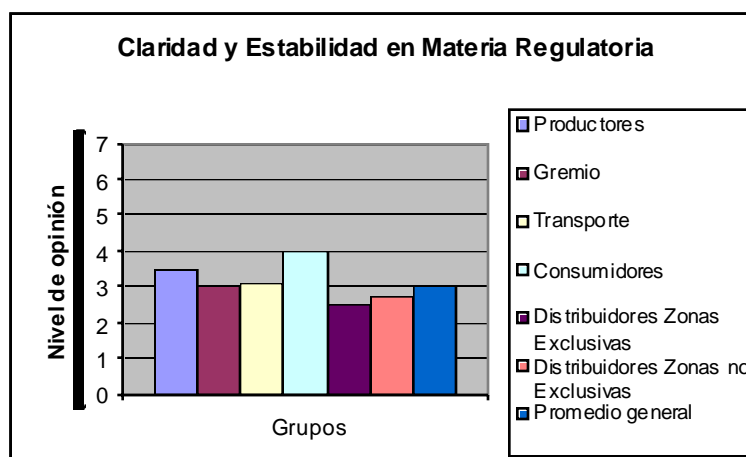
⁷⁸ Entrevista de los autores al Doctor José María Almacella González, Presidente Ejecutivo de Gas Natural S.A. E.S.P.

⁷⁹ Entrevista al Dr. Leopoldo Montañez, Director Ejecutivo de NATURGAS.



Fuente: Encuesta realizada por los autores

Figura 3.6. Claridad y Estabilidad Regulatoria



Fuente: Encuesta realizada por los autores

Figura 3.7. Claridad y Estabilidad Regulatoria por grupos

La poca claridad y estabilidad en materia regulatoria, se evidencian en las declaraciones que ofrece nuevamente el Doctor Montañez: “ellos se han vuelto muy lentos en la toma de decisiones y eso ha frenado la inversión. Fíjese por ejemplo tres casos completos, ejemplos concretos: En el caso del gas de Cusiana y Cupiagua, el precio que se definió en el año 97-98 frenó la posibilidad de hacer la planta de tratamiento y sacar ese gas, lo frenó durante cuatro años, por una equivocación en un estudio que hizo la misma regulación, pero que se dieron cuenta que eso no

daba y tardaron cuatro años para corregir su error. El caso del transporte del gas, las tarifas demoraron casi tres años para ser definidas, entonces un inversionista a quien no le han definido con qué tarifas es que va a ser hacia el futuro su expansión, pues no va a invertir. En el caso de distribución, la decisión (sobre) la tarifa del distribuidor, tardó dos años y medio. Entonces eso, definitivamente es un freno a la inversión.”⁸⁰

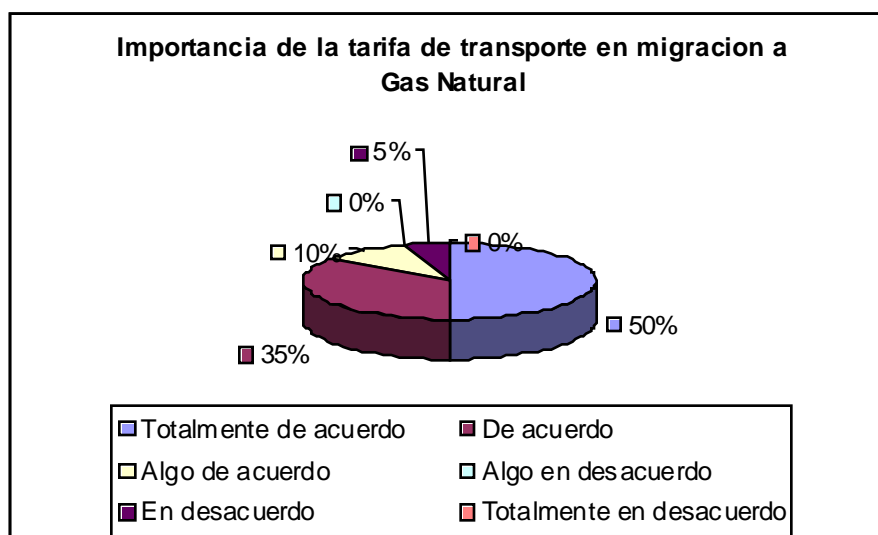
Entonces se encuentra que, aunque en muchos aspectos el esquema regulatorio ha favorecido el desarrollo del sector, las principales fallas se resumen en:

- La falta de una política propia para el sector (la UMPE la proponía en su PEN del 97 como una ley marco), que permita que el sector se desarrolle de manera independiente; sin estar sujeto a la política de hidrocarburos o la política de energía eléctrica, como se ha desarrollado hasta ahora.
- El excesivo nivel de regulación, que en el sector califican como intrusiva y que no permite que la industria privada pueda operar eficientemente.
- Y finalmente, la inestabilidad en el marco regulatorio, que se puede explicar por la relativa inmadurez del sector, pero que igualmente se esperaría tienda a desaparecer en la medida en que este sector se consolida.

3.3. POLÍTICA EN LA TARIFA DE TRANSPORTE

De acuerdo a los resultados de la encuesta realizada en ocasión a este trabajo de tesis, de todos los factores evaluados el que más preocupa a los actores del sector es el referente al nivel de las tarifas de transporte. En un 95% los encuestados piensan que la tarifa de transporte es un componente importante de la ecuación económica de los consumidores, a la hora de decidir sobre conversión de sus industrias a gas natural.

⁸⁰ Entrevista al Doctor Leopoldo Montañez, Director Ejecutivo de NATURGAS.



Fuente: Encuesta realizada por los autores

Figura 3.8. Importancia de la tarifa de transporte en migración a gas natural.

Este resultado puede explicarse por el peso relativo que el valor del transporte del Gas Natural tiene, en el precio final al consumidor. En el 2003, estas tarifas oscilaron entre 0.19 y 2.5 USD/MMBTU, con un promedio del orden de 1.3 USD/MMBTU.⁸¹

El precio del Gas Natural en si, a la misma época, era de 1,47723 USD/MMBTU⁸² Natural, por lo que para los centros de consumos más distantes de los sitios de producción de Gas Natural, el costo final de este energético vale más por su componente de transporte que por el de la materia prima.

En entrevista con el Ministro de Minas y Energía, éste comenta: “La metodología regulatoria castiga el exceso de inversión. (..) y esto ha representado para el interior del país, especialmente para el sur-occidente, tener unas tarifas de transporte de gas costosas, que han impedido que el gas natural tenga mayor competitividad.”⁸³. El mismo punto de vista se ve reflejado por el gremio de la

⁸¹ Presentación de INVERCOLSA en el congreso de Naturgas, Cartagena, Marzo del 2004

⁸² Fuente: TransGas de Occidente S.A., Valor del gas combustible facturado por ECOGAS en el segundo semestre 2003.

⁸³ Entrevista de los autores al Dr. Luis Ernesto Mejía, Ministro de Minas y Energía.

industrias del Gas Natural, NATURGAS, así: “(El gobierno debería) tener unas tarifas acordes con el mercado y propiciar la penetración en el sector industrial, porque a su vez al gobierno se le retribuiría de otra manera: vende menos combustibles subsidiados”⁸⁴.

A su vez la opinión del sector de la distribución es que “Los cargos definidos son competitivos para algunos mercados pero dificultan la penetración en otros como el industrial, donde se requiere de precios muchos mas flexibles de acuerdo con los precios de los sustitutos hoy existentes”⁸⁵. Evidentemente, el hecho de que la mayor parte del mercado atendido por los distribuidores urbanos es el mercado domiciliario, el cual esta completamente regulado, y prácticamente, no permite la entrada de competidores se ve allí reflejado.

En otro segmento, el industrial, el cual está en parte desregulado y por ende es más competido, los distribuidores se verían más beneficiados con una política de tarifas más flexible.

Finalmente el sector transporte privado, a través de los doctores Amauri De la Espriella y Hernando Gutiérrez de Piñeres, opina que “El punto de vista negativo, yo creo que no hay nada todavía, una política clara sobre, por ejemplo, si deben o no considerarse como costos muertos los sistemas de gasoductos en el país para efectos de poder precisamente ser viables rápidamente el gas en ciertas regiones, de tal manera que sea mucho más, digamos... , el proceso de cambio de tal manera que de pronto mas adelante cuando ya tu tienes esos tubos si puedes entonces tener una tarifa mucho mas razonable”⁸⁶. Esto refleja la prioridad que tiene el sector privado de rentabilizar sus inversiones, y justamente este mismo balance entre rentabilidad de las inversiones y tarifa competitiva se menciona en la misma

⁸⁴ Entrevista de los autores al Doctor Leopoldo Montañez, Director Ejecutivo de NATURGAS.

⁸⁵ Entrevista de los autores al Doctor José Maria Almacella Gonzáles, Presidente Ejecutivo de Gas Natural S.A. E.S.P.

⁸⁶ Entrevista de los autores a los doctores Amauri De Lasperiella y Hernando Gutiérrez de Piñeres, Vicepresidente Administrativo y Financiero y de operaciones de PROMIGAS, respectivamente.

entrevista así: “(las tarifas) tampoco ayudan por ejemplo para la masificación hacia el interior del país en la medida que a Cali, por ejemplo, le llega un gas demasiado costoso por el transporte, pero uno entiende que esto es lo malo, pero también entiende que, económicamente, tiene sentido”⁸⁷.

Adicionalmente, y según un estudio contratado por el Comité Empresarial del Valle del Cauca, la ANDI, seccional Valle, la Cámara de Comercio de Cali y la Gobernación del departamento del Valle del Cauca, la diferencia en tarifa de transporte de gas para un industrial de Cali con respecto de uno de Barranquilla puede ser del orden de 1,65 US\$ por KPC (mil pies cúbicos) de gas⁸⁸.

Dice este estudio: “Por otra parte, existe un documento sectorial del Departamento Nacional de Planeación de mayo del 2000 que dice: “El desarrollo del mercado de gas natural y de la red de transporte presentan diferencias regionales importantes. Por una parte, el mercado de la Costa Atlántica presenta un estado de desarrollo maduro y por otra, el mercado del interior en etapa de penetración; lo que se traduce en costos de transporte diferenciales y particularmente más elevados para los usuarios del interior, generando dificultades para la sustitución de otros energéticos como el diesel, el fuel oil y el carbón; así como dificultad en la recuperación de la inversión de la infraestructura existente por la sub-utilización de la misma. Lo anterior obliga al Gobierno a establecer un nuevo esquema tarifario para el transporte, con los siguientes objetivos: i) facilitar la competencia entre productores; ii) facilitar la penetración del gas, iii) asignar efectivamente los costos del sistema; y iv) mantener la estabilidad regulatoria, generando condiciones que

⁸⁷ *Ibíd.*

⁸⁸ Estudio de B&M : Análisis de los beneficios para ECOPETROL y ECOGAS derivados de una reducción en el costo de transporte de gas natural hacia el Viejo Caldas y Valle del Cauca, Cali, marzo de 2002.

permitan la participación de nuevos comercializadores, así como la realización efectiva del mercado de gas.”⁸⁹.

En este estudio, se hace el interesante ejercicio de simular, en el Occidente del país, una sustitución del consumo de combustibles líquidos por el de Gas Natural, logrando este propósito mediante un abaratamiento del precio del gas con una reducción de la tarifa de transporte aplicable, según la regulación, para esta zona geográfica. En el año 2002, cuando todavía no se había comenzado a desmontar los subsidios, B&M estimó que los beneficios cruzados entre ECOPEPETROL y ECOGAS para el periodo 2002-2006 alcanzarían un valor total de entre 294 y 323 MUSD.⁹⁰

30

Resumen de los Beneficios (Cont)

	Valle del Cauca y Viejo Caldas US\$ Millones	Solamente Valle del Cauca US\$ Millones
VPN de los ahorros para Ecopetrol	394.3	311.3
VPN de los mayores ingresos para Ecogas	-21.6	-17.8
Total beneficios para el Gobierno Nacional	372.7	293.6

Marzo, 2002

B&M

Fuente: Presentación de B&M marzo 2002

Figura 3.9. Resultados del estudio de B&M.

Para este documento, se ha actualizado este estudio limitando el ámbito de la simulación al mismo sector del Valle del Cauca y del Viejo Caldas. Si se consideran los efectos combinados de la reducción de ingresos para ECOGAS por menor tarifa,

⁸⁹ Estudio de B&M : Análisis de los beneficios para ECOPEPETROL y ECOGAS derivados de una reducción en el costo de transporte de gas natural hacia el Viejo Caldas y Valle del Cauca, Cali, marzo de 2002.

⁹⁰ *Ibíd.*

del ingreso adicional para la misma por mayor gas transportado, y del diferencial para ECOPETROL entre ventas a precios nacionales subsidiados y ventas en el exterior a precios internacionales, se logra demostrar que el valor presente de los flujos resultantes durante 6 años - periodo 2005-2010 - y considerando una tasa de descuento del 12% varían de acuerdo con la tabla a continuación:

Escenarios						
reduccion de tarifa Ecogas	30%	32%	34%	36%	38%	40%
	0,567	0,600	0,643	0,680	0,718	0,750
Empresa	VP (US\$MM)	VP (US\$MM)	VP (US\$MM)	VP (US\$MM)	VP (US\$MM)	VP (US\$MM)
Ecopetrol	21,0	21,6	22,4	23,1	23,7	24,3
Ecogas	-22,4	-12,4	1,1	13,6	26,6	38,0
Total Beneficios	-1,4	9,2	23,4	36,7	50,4	62,4

Fuente: Estudio actualizado por los autores.

Tabla 3.1. Escenarios.

Para este cálculo se consideró una reducción de la tarifa actual de entre 0,567 y 0,75 USD/KPC, o sea entre 30% y 40% de la tarifa vigente. Vale la pena anotar que según el modelo, los menores ingresos iniciales que le generan a ECOGAS los descuentos de tarifas, desaparecen y se transforman en superávit cuando el descuento pasa del 34%.

Al evaluar las diferentes variables del modelo, se observa que la drástica disminución del resultado de la simulación entre los periodos 2002-2006 y 2005-2010 obedece al cambio en varios factores:

- El comienzo de la política desmonte de los subsidios a combustibles líquidos, que disminuye el diferencial de costo de subsidio para el Estado.
- La reevaluación del peso colombiano frente al dólar estadounidense, que disminuye el valor del ingreso que percibiría el Estado por concepto de las exportaciones de petróleo.

- La disminución del nivel de consumo de Gasolina en los últimos años, que repercute simultáneamente sobre el nivel de sustitución y sobre los ingresos de ECOPETROL.

Evidentemente, la oportunidad que representa esta posibilidad irá disminuyendo a medida que el estado, a través del Ministerio de Minas y Energía, siga desmontando los subsidios a los combustibles líquidos, por lo que sólo es válida esta opción si se decide tomar la decisión de reducir las tarifas de transporte de gas rápidamente.

De acuerdo a la anteriormente expuesto, se puede concluir que el tema tarifario en materia de transporte de gas sufre de la dicotomía, que existe entre la parte manejada por el sector privado, básicamente la red de transporte que provee el Gas Natural a la Costa Atlántica y que maneja la empresa PROMIGAS S.A. E.S.P., y el sector público, el cual a través de ECOGAS maneja la red de transporte hacia el interior del país.

La naturaleza jurídica de ECOGAS se constituye en un obstáculo adicional, por tratarse de una empresa estatal (sujeta a todos los controles existentes para las entidades del sector público). En efecto, no existe, para esta empresa, la necesaria flexibilidad en el manejo de tarifas de transporte que requiere el manejo del complejo mercado de consumo de los energéticos, como sí puede haberla en el caso de las empresas privadas que transportan Gas Natural. Si bien la CREG establece tarifas "topes" para el transporte del Gas Natural, estas se consideran como "mínimas" en el ámbito de las entidades de control presupuestal y fiscal del estado. Por lo tanto la gestión de los funcionarios públicos de ECOGAS en materia de negociación de tarifas se ve extremadamente limitada.

3.4. EXISTENCIA DE LA RED DE TRANSPORTE

El sector transportador de Gas Natural es el que, por obvias razones, destaca en mayor medida la importancia de la creación de la red de gasoductos troncales en

Colombia para el Plan de masificación de gas. “Hoy en día, hay un sistema de gasoductos que permite poder transportar gas desde la Guajira hasta el sur del país. Igual transportar gas desde Cusiana hasta el norte cuando sea necesario.”⁹¹ Esta opinión, aparentemente intrascendente, en realidad explica uno de los mayores, y menos conocidos, beneficios de la red para el Plan de Masificación de Gas Natural, cual es la flexibilización del consumo de este energético. Así mismo, y específicamente en relación al desarrollo del Plan dicen mas adelante: “Sin los sistemas de transporte de Ballenas a Barrancabermeja, luego Mariquita-Cali, Boyacá-Santander, no hubiera podido masificarse el gas en zona central del país”.⁹².

También vale la pena resaltar lo considerado por el gremio de la industria del Gas Natural en palabras de Doctor Leopoldo Montañés: “El transporte es lo que marca la pauta del desarrollo del gas”⁹³.

No sobra recordar que los intentos para construir una red de gasoductos hacia el interior del país remontan al final de la década de los años 80, cuando, ECOPETROL inicialmente, y luego la misma PROMIGAS, abrieron licitaciones internacionales, cuyo objeto era la construcción del gasoducto Ballenas-Bogotá. La ausencia de un esquema tarifario y regulatorio claro, hizo que la financiación de este proyecto resultara imposible de lograr con la banca internacional, lo que llevó a que no existiera una opción diferente a declarar tales licitaciones desiertas.

El CONPES 3190 hace un balance del Plan de Masificación en el año 2002 e identifica como uno de los aciertos “el sistema contractual y de financiación adoptado”⁹⁴ el cual evidentemente, le permitió al país dotarse de una infraestructura moderna y eficiente de transporte sin tener que financiarla directamente con recursos del presupuesto nacional ni de ECOPETROL.

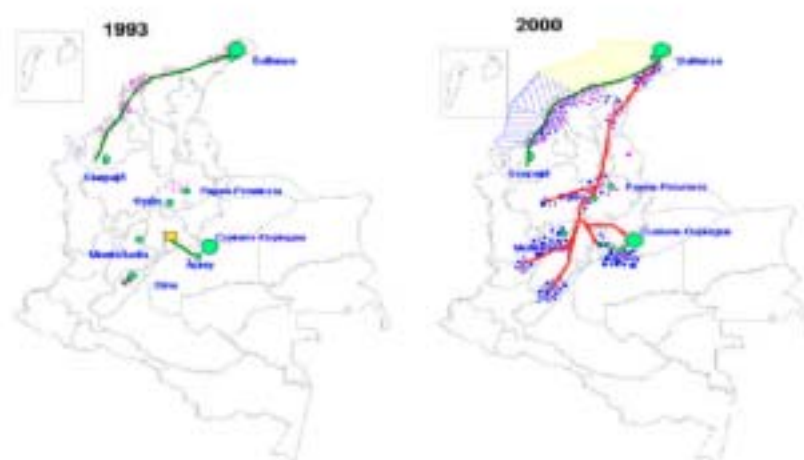
⁹¹ Entrevista de los autores a los doctores Amauri De la Espriella y Hernando Gutiérrez de Piñeres, Vicepresidente Administrativo y Financiero y de Operaciones, respectivamente.

⁹² *Ibid.*

⁹³ Entrevista con el Doctor Leopoldo Montañés, Director Ejecutivo de NATURGAS.

⁹⁴ CONPES 3190, Balance y estrategia a seguir para impulsar el plan de masificación de gas, DNP, Bogotá, julio 2002

Es evidente que la decisión que tomó el estado en los años 90 de iniciar y de costear un programa de construcción de gasoductos troncales hacia el interior del país fue determinante a la hora de “jalonar” otros sectores de la cadena del gas. Las empresas de distribución que se crearon en Antioquia, en el Viejo Caldas, en el Valle del Cauca, en el Tolima y en el Altiplano Cundi-boyacense no se habrían constituido de no haber sido por esta situación.



Fuente CONPES 3190, DNP, Julio 2002

Figura 3.10. Evolución del sistema de transporte de gas natural en Colombia entre 1993 y 2000.

Existe la discusión sobre si estas inversiones fueron o no rentables, pero, como lo dice el Doctor Hernando Gutiérrez de Piñeres: “El Gobierno () ideó el esquema de BOMT () y eso fue la clave para la masificación del gas en el interior del país”⁹⁵ De hecho, el estado no disponía de los recursos propios para acometer tales inversiones y sin esta, no existirían hoy en día los consumidores domiciliarios, comerciales, industriales, termoeléctrico y de GNV que efectivamente existen.

⁹⁵ Entrevista de los autores a los doctores Amauri De la Espriella y Hernando Gutiérrez de Piñeres, vicepresidente Administrativo y financiero y de operaciones respectivamente.

Según PROMIGAS, el beneficio económico del modelo BOMT es cuantificable: “Nosotros hicimos un calculo neto de lo que eran los costos del Gobierno de incurrir en los subsidios de los BOMT versus los ahorros por sustituir combustibles mas costosos, y en dólares de 1984 (sic), el beneficio del Plan de Masificación era cercano a 5.000 MUSD”⁹⁶ y con respecto a los costos añaden: “...deben ser vistos a largo plazo y dada la sustitución del combustible que es mucho más costoso por un combustible tan económico, tan digamos, beneficios también ambientales, yo creo que definitivamente sí paga. De pronto en la parte económica cuando se evalúa, se evalúa nada más numéricamente las instalaciones, o los costos económicos de las instalaciones, pero no se miran por ejemplo los beneficios ambiental, que también..., entonces yo creo que esta figura ha sido muy importante”⁹⁷

Igualmente, el panorama de la canasta energética del país sería mucho más crítico sobre todo con respecto a la producción y transporte de los volúmenes de ACPM, Gasolina, GPL que se sustituyeron por Gas Natural. Claramente, estos volúmenes adicionales también habrían requerido de infraestructura de transporte (poliductos), por lo cual no se puede disociar la evaluación de la inversión en red de transporte de gas natural de la comparación con los costos potenciales que se habrían generado obligatoriamente en su ausencia.

3.5. POLÍTICA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

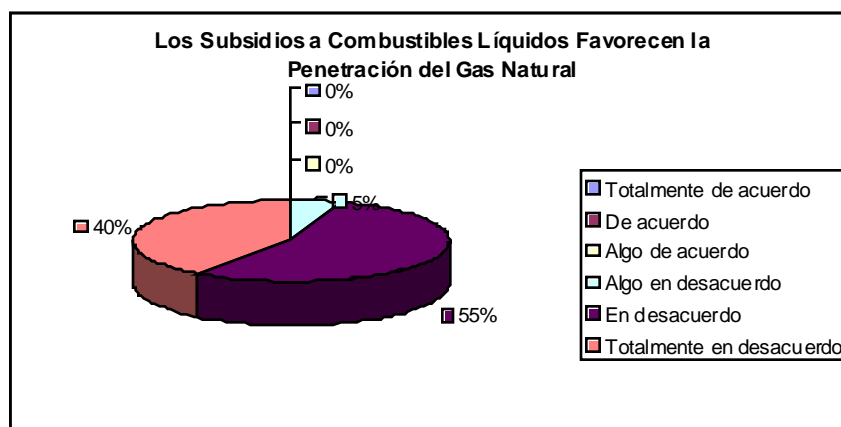
Los resultados de la encuesta realizada sobre este aspecto, demuestran que uno de los factores que más obstáculo le significó a la penetración del Gas Natural en el marco del plan de masificación del gas natural, fue la presencia de subsidios a los combustibles líquidos alternativos.

Esta realidad se puede apreciar en las figuras siguientes, donde a nivel de percepción se observa que, 95% de los encuestados piensan que estos subsidios

⁹⁶ Entrevista de los autores a los doctores Amauri De la Espriella y Hernando Gutiérrez de Piñeres, vicepresidente Administrativo y financiero y de operaciones respectivamente.

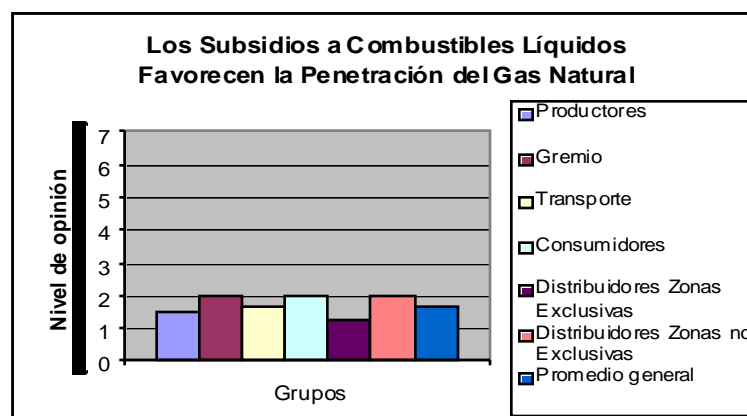
⁹⁷ *Ibíd.*

constituyeron un obstáculo a la penetración del gas natural. A nivel de segmento de la cadena del gas natural, ningún segmento opina que los subsidios favorecieron la penetración del gas natural en el mercado.



Fuente: Encuesta realizada por los autores

Figura 3.11. Los subsidios a combustibles líquidos favorecen la Penetración del gas natural.



Fuente: Encuesta realizada por los autores

Figura 3.12. Los subsidios a combustibles líquidos favorecen la Penetración del gas natural por grupos

Todos los sectores del mercado del gas coincidieron en esa apreciación, con mayor énfasis por parte de los distribuidores de las zonas no exclusivas, aunque todos marcaron niveles de percepción muy similar. Si bien el propósito de cualquier subsidio por parte del gobierno es impulsar el desarrollo de la economía, hacer mas competitivos los productos y generar bienestar social; en el caso de la política

energética, los subsidios a los combustibles líquidos retrasaron el plan de masificación de gas y en general el de cualquier otro sustituto energético.

El desmontar los subsidios a los combustibles líquidos, particularmente los que afectan el transporte de carga y el transporte público, siempre ha sido considerado por los gobiernos un tema de alto costo político. El plan de masificación de gas en Colombia ha debido estar acompañado por un cronograma de desmonte gradual de los subsidios a combustibles líquidos desde el principio, y ha debido quedar condicionado a dicho desmonte.

Es un buen ejemplo del país que marcha técnicamente en dirección correcta, con planeación científica y criterio responsable, pero sometido a la inconsistencia de la clase política. Es así como tomada la decisión a finales de la década de los noventa de proceder con el desmonte de los subsidios de la gasolina y del ACPM antes del 2003, el gobierno del Presidente Uribe tuvo que aplazar estas metas para los años 2004 y 2006 respectivamente.

Este solo hecho tuvo la nefasta consecuencia de aumentar el consumo de diesel: “El subsidio al ACPM que pasó de \$616 millardos en 2002 a \$1.27 billones en 2003, registró un aumento del consumo del 9 por ciento, y generó un fenómeno denominado “dieselización” del parque automotor colombiano”⁹⁸, con el conocido efecto de contaminación de las ciudades y carreteras del país.

El Ministro de Minas y Energía, Dr. Luis Ernesto Mejía es contundente “Yo le haría un cálculo bajito, si los precios de los combustibles líquidos hubieran tenido una referencia internacional en los últimos diez años, hoy en día en vez de tener 48.000 vehículos a gas tendríamos fácilmente 3 ó 4 veces eso, y tendríamos unas ciudades, unos centros urbanos donde la gran mayoría de transporte público se estaría movilizandando con gas natural vehicular, y donde le estaríamos garantizando a las generaciones futuras poder respirar. El ACPM nuestro, de nuestras refinerías, tiene

⁹⁸ Carta Petrolera, edición julio 2004. p. 53.

4000 partes por millón de azufre. La norma internacional dice que deben ser 300 como máximo y los países desarrollados solamente aceptan 30”⁹⁹.

Es de esperarse que el desmonte de los subsidios al ACPM tendrá los mismos efectos e inducirá una “gasificación” del parque automotor del país. Aunque siempre se utilizará ACPM, en particular para el transporte de carga por carreteras, o para los motores para transporte marítimo o fluvial, es de esperarse que el transporte público sea un utilizador cada vez mayor del GNV.

“Todos los sistemas de transporte masivo deberían ser a gas natural; es una opción más barata y ambientalmente más sana”¹⁰⁰. En este sentido se pueden vislumbrar señales clarísimas dadas por el actual gobierno en la materia: La reducción de los precios de kit de conversión, el desmonte total de los subsidios a la gasolina corriente y el excepcional número de conversiones en el 2004: 21.000¹⁰¹ cuando el promedio de los cuatro años anteriores había sido de alrededor de 6.500¹⁰² conversiones por año.

En palabras del doctor José María Almacellas, presidente de Gas Natural “me atrevería a decir que se está convirtiendo en una especie de propósito nacional el tema del gas natural vehicular. Eso ha hecho que se involucre hasta el propio presidente Uribe, quien le ha puesto metas concretas al ministro de minas en cuanto al número de vehículos convertidos en el cuatrienio”.¹⁰³

En cuanto a los costos de conversión de los vehículos, también se han hecho avances importantes. Dice el doctor Almacellas: “como el tema se convirtió en algo

⁹⁹ Entrevista de los autores al Ministro de Minas y Energía, Doctor Luis E. Mejía Castro.

¹⁰⁰ Carta Petrolera. Luis E. Mejía Castro, Ministro de Minas y Energía, p. 55, edición julio 2004.

¹⁰¹ Fuente: Naturgas

¹⁰² *Ibíd.*

¹⁰³ Entrevista de los autores al Doctor José María ALMACELLAS, Presidente Ejecutivo de Gas Natural S.A. E.S.P.

tan importante para el país, ECOPETROL, ECOGAS y nosotros estamos dando subvenciones hasta de un millón de pesos, lo que hace que el tiempo de amortización sea muy corto, llegando a un punto en que un taxista en menos de un año, en nueve o diez meses pague la conversión. A partir de ese momento, el ahorro para un taxista puede ser de hasta cuatrocientos mil pesos mensuales”.¹⁰⁴

En sondeos aleatorios realizados con un número de taxistas de la ciudad de Bogotá, esta cifra de cuatrocientos mil pesos es cierta para cada turno del vehículo, lo que quiere decir que a pesos del 2004 quien trabaje su taxi día y noche, esta obteniendo un ahorro alrededor de ochocientos mil pesos mensuales, o sea prácticamente dos salarios mínimos.

En cuanto al Transmilenio, lo ideal hubiera sido iniciar el proyecto de Bogotá con equipos a gas. Pero en su momento seguía habiendo problemas técnicos que han sido superados. Uno de los inconvenientes según el doctor Almacellas ha sido que las compañías fabricantes de los buses como Mercedes y Volvo, prefieren vender los buses con su tecnología Diesel. “Este es un gran problema del país, ahora se ha puesto tanto diesel que hay que importarlo. Ya en este momento se importa, las refinerías no dan, y el problema cuál es? que aquí se vende a tres pesos pero hay que importarlo a cinco, y esos dos pesos, por decirlo de alguna manera quién los pone? ECOPETROL o sea el estado. Pero todas las automotrices, incluso Colmotores, apostaron al diesel, entonces lo han empujado mucho. El gas le rompió un poco la estrategia. Ha habido miles de circunstancias por las que Transmilenio no ha entrado con gas. Nosotros seguimos hablando con ellos, no se, y esperamos que esto funcione, porque aquí lo que se necesita de verdad ya es casi una decisión de una manera política, no es técnica, el tema no es técnico, el problema...ya hemos superado el técnico, ahora es un tema político, de que alguien le apueste y esto hay un precedente con la Alcaldía. En la última licitación de hace un año y medio de todo lo que es aseo, se exigió que un tercio de los

¹⁰⁴ Entrevista de los autores al Doctor José María ALMACELLAS, Presidente Ejecutivo de Gas Natural S.A. E.S.P.

vehículos de aseo tienen que ir con gas natural. Veo que hubo la voluntad política, porque si no hubieran dicho esto no iría ninguno.”¹⁰⁵

El ministro de minas también es claro en lamentar los atrasos de la conversión de Transmilenio a Gas natural. “Los Transmilenios están produciendo 4000 partes por millón de azufre. El de Bogotá, esta produciendo más o menos 1.200 partes por millón de azufre, y para eso estamos utilizando nuestro mejor crudo de Cusiana. Entonces, estamos utilizando crudo Cusiana, que podríamos estarlo vendiendo a 50 dólares por barril y lo estamos vendiendo a 24 dólares por barril a Bogotá para el Transmilenio. El Alcalde y el Gerente de Transmilenio están enteradísimos de eso.”¹⁰⁶.

Las administraciones distritales, departamentales y nacionales tienen que ser más rigurosas en la evaluación del tipo de energía que requiere para el transporte público y de servicios, asegurando eficiencia, competitividad y calidad de vida para los habitantes. Así mismo, definitivamente tienen que ser más audaces en la reglamentación de tal manera que estas soluciones se implementen de manera oportuna y adecuada, a favor de las mayorías y no de algunos particulares interesados y con capacidad de lobbying.

¹⁰⁵ Entrevista de los autores al Doctor José María ALMACELLAS, Presidente Ejecutivo de Gas Natural S.A. E.S.P.

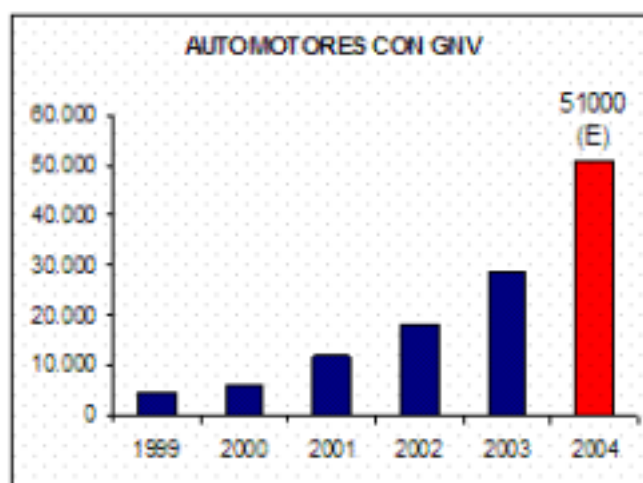
¹⁰⁶ Entrevista de los autores al Ministerio de Minas y Energía, Doctor Luis E. Mejía Castro.

4. SITUACIÓN ACTUAL DEL GAS NATURAL

A finales del año 2004 el sector del gas natural se caracteriza por un significativo crecimiento del mercado del gas natural vehicular (GNV) y la conexión de más de 340.000¹⁰⁷ nuevos usuarios domiciliarios y comerciales; todo lo anterior soportado en el volumen de reservas probadas con las que cuenta el país (cerca de 7 TPC)¹⁰⁸ que permiten atender la demanda actual y esperada en las siguientes dos décadas.

4.1 EL MERCADO DEL GAS NATURAL VEHICULAR (GNV)

A finales del año 2004 se convirtieron algo más de 21.000¹⁰⁹ automotores, con lo cual el total acumulado es cercano a 51.000¹¹⁰ (Ver Figura 4.1). Esta tendencia, de confirmarse, debería permitirle al país ahorrar recursos significativos al disminuir la producción de otros combustibles líquidos contaminantes y subsidiados en mayor proporción al subsidio actual sobre el gas natural.



Fuente: [Naturgas](#) 2004

Figura 4.1. Evolución de la conversión de vehículos a GNV.

¹⁰⁷ Fuente: Naturgas. Julio 2 de 2004 El Gas Natural en Colombia: "Una Revolución Social".

¹⁰⁸ *Ibíd.*

¹⁰⁹ *Ibíd.*

¹¹⁰ *Ibíd.*

Para garantizar el adecuado funcionamiento del mercado ante el crecimiento del número de vehículos que utilizan GNV, las empresas distribuidoras también destinaron recursos para la construcción de 27¹¹¹ nuevas estaciones de servicio, con lo cual al final del año estarán operando 100¹¹² estaciones en las principales ciudades del país.

4.2 MAYOR COBERTURA DEL GAS NATURAL

A finales del año 2004 se registran alrededor de 340.000¹¹³ nuevos usuarios conectados a las distintas redes de distribución del país. A esta fecha, el gas natural le está llegando a más de 3.57¹¹⁴ millones de familias (17,5 millones de colombianos), lo que representa un crecimiento del 10.5%¹¹⁵ en la cobertura, en comparación con el año anterior y el cumplimiento de la meta propuesta por el CONPES 2571 de 1991.



Fuente: Naturgas. 2004 Estimado

Figura 4.2 - Evolución del número de usuarios conectados al Gas Natural Domiciliario.

¹¹¹ Fuente: Naturgas. Julio 2 de 2004 El Gas Natural en Colombia: "Una Revolución Social"

¹¹² *Ibíd.*

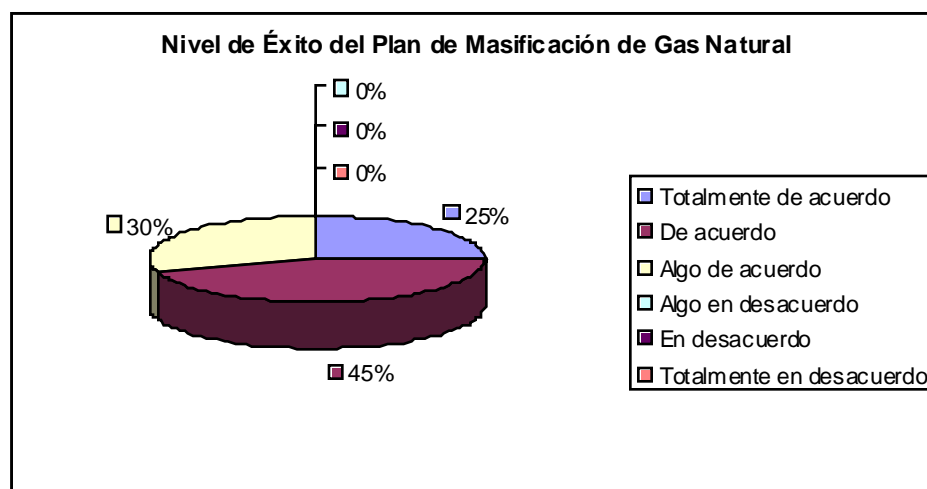
¹¹³ *Ibíd.*

¹¹⁴ *Ibíd.*

¹¹⁵ *Ibíd.*

Según el Ministro de Minas y Energía, Doctor Luis Ernesto Mejía Castro: “El plan de masificación de gas natural residencial, tanto en el mercado como en áreas de servicio exclusivo, es un plan que, en sí, lo tiene de modelo el resto de Latinoamérica”¹¹⁶. En el mismo sentido se expresa el Doctor José María Almacella, llegando a concluir que el desarrollo de la industria del gas natural domiciliario ha constituido una revolución social, por el favorable impacto que éste ha tenido, especialmente en las familias de los estratos uno, dos y tres. “el plan de masificación yo diría que ha sido modélico en el mundo, incluso que en su conjunto, creo que es un modelo exportable a otros países de Latinoamérica y además creo que incluso ha sido una cosa que no nos hemos dado cuenta, pero creo que en el país ha sido una especie de revolución social un poco silenciosa, la entrada de gas natural.”¹¹⁷.

Lo anterior resume el resultado de la encuesta sectorial donde a la pregunta ¿Cree usted que el Plan de Masificación de Gas Natural ha sido un éxito para el país?, el 100% de los encuestados contestó que están de acuerdo como se puede apreciar en las gráficas a continuación.

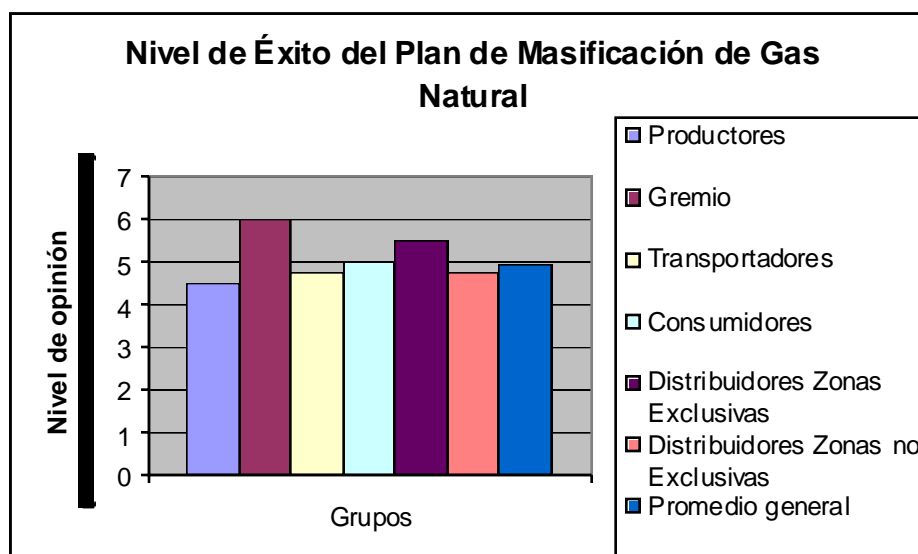


Fuente: Encuesta realizada por los autores

Figura 4.3. Percepción del éxito del plan de masificación de gas natural.

¹¹⁶ Entrevista al Doctor Mejía, Ministro de Minas y Energía.

¹¹⁷ Entrevista de los autores al Doctor José María Almacella González, presidente ejecutivo de Gas Natural S.A. E.S.P.



Fuente: Encuesta realizada por los autores

Figura 4.4. Percepción del éxito del plan de masificación de gas natural por grupos.

4.3 MARCO INSTITUCIONAL

Existen temas que aún continúan en etapa de definición, y que de acuerdo a las entrevistas con el gremio, se constituyen en tema fundamental de la actual agenda a nivel institucional. Sobre ésta hay una importante expectativa, con respecto al efecto que su desarrollo pueda tener, en el mejoramiento de la dinámica de este sub-sector del conjunto energético de Colombia.

- Si bien el nivel de reservas probadas no constituye un factor de preocupación para los distintos actores del sector, el Gobierno introdujo con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) un importante giro en su política de hidrocarburos. En efecto el estar pasando del modelo de contratación de Producción Compartida a la Concesión Moderna hace pensar que a corto plazo se podría estar reactivando la actividad exploratoria, en especial en el Mar Caribe.
- La extensión del contrato de producción del gas de la Guajira a la empresa Chevron Texaco dio un mensaje de estabilidad a todos los inversionistas del sector. Igualmente importante fue el acuerdo logrado entre los varios actores

contractuales de la asociación "Santiago de las Atalayas" el cual preemitió la continuidad en la construcción de la planta de tratamiento del gas de Cusiana. Con esta importante obra de infraestructura, cuyo costo total es de aproximadamente 250 MUSD¹¹⁸, se garantizan la disponibilidad de 180 MPC/D¹¹⁹ de gas adicionales, los cuales se destinarán principalmente para los centros de consumo del centro y sur occidente del país (Bogotá, Valle y Viejo Caldas).

- No obstante, que las metas para el desmonte de los subsidios a los combustibles líquidos, derivados del petróleo, se modificaron, todos los consumidores recibieron la señal de la reducción gradual de tales subsidios finalizando en las siguientes fechas: para la gasolina en diciembre de 2005 y para el Diesel en diciembre de 2006¹²⁰.
- Aunque con dos años de retraso, la Comisión de Regulación definió los cargos de distribución para todas las empresas distribuidoras que operan en el país. Según la CREG, con los nuevos cargos las empresas podrán adelantar un programa de inversiones para los próximos cinco años, que supone la construcción de más de 21¹²¹ mil kilómetros de redes de distribución, con un costo aproximado de 160¹²² millones de dólares, en su mayoría proveniente de recursos del sector privado.
- El Ministerio de Minas y Energía, mediante el Decreto 3531 del 27 de octubre de 2004, modificó la reglamentación del uso de los recursos de la cuota de fomento, para subsidiar el costo de conexión de los usuarios más pobres. El monto máximo de subsidio para cada conexión de usuarios residenciales de estratos 1 y 2 se estableció, respectivamente, en el 30 y 20% del Cargo por Conexión definido por la CREG.

¹¹⁸ Fuente: BP Exploration.

¹¹⁹ *Ibid.*

¹²⁰ Fuente: Ministerio de Minas y Energía y DNP.

¹²¹ Estimación de Naturgas.

¹²² Estimación de Naturgas.

4.4 PERSPECTIVAS PARA EL FUTURO

En adición a lo planteado en la anterior agenda, y de acuerdo con toda la información recopilada en el proceso de investigación, las siguientes son las acciones que los agentes de la cadena del gas natural estiman, podría tomar el Gobierno Nacional para impulsar todavía más el uso del gas natural en la canasta energética del país en un futuro próximo:

- Confirmar las reservas de petróleo y gas en el campo Gibraltar y definir el esquema de su transporte hacia los posibles centros de consumo (principalmente Cúcuta, y posiblemente parte del oriente venezolano).
- Concretar la vinculación de capital privado en ECOGAS, de acuerdo con el CONPES 3944.
- Acelerar la aplicación de la Ley de Uso Racional de Energía. En este caso, el impulso a la cogeneración podría ser el mecanismo óptimo para un uso eficiente de los recursos energéticos.
- Reglamentar las tasas retributivas y compensatorias, según lo estableció la Ley 99 de 1993. En efecto, el espíritu de esta ley impone tasa diferencial según el tipo de contaminación que genera el combustible utilizado. Este instrumento legislativo que colocó a Colombia a la vanguardia de los países en materia de control ambiental y de responsabilidad económica de los generadores de contaminación ha quedado sin reglamentar desde 1993.
- Impulsar la construcción de plantas térmicas de generación de energía eléctrica que utilicen como combustible el gas natural. Una de las principales lecciones del "apagón" del año 1992, generado por el fenómeno del "niño", fue que el racionamiento de electricidad que ocurrió en ese momento se debió a la falta de agua en los embalses y no a la falta de capacidad instalada. Siendo así, la

construcción de un mayor número de termoeléctricas, que hagan uso de los combustibles más abundantes y seguros, garantizará la continuidad y confiabilidad del servicio.

5. CONCLUSIONES

En tan sólo diez años, el servicio del gas natural ha registrado una significativa expansión, toda vez que se conectaron casi tres millones de nuevos usuarios, pasando de 647.000¹²³ en el año 1993 a 3.575.000¹²⁴ en el año 2004. La expansión del gas natural en Colombia ha sido excepcional en Latinoamérica y no tiene comparación. En el caso de Argentina, por ejemplo, durante los últimos diez años solamente se conectaron 1.274.000¹²⁵ nuevos usuarios, es decir menos de la mitad de lo alcanzado en Colombia. En México, en los últimos cinco años (1999-2003) solamente se adicionaron 484.000¹²⁶ nuevos usuarios, mientras que en Colombia en el mismo lapso de tiempo se conectaron 1.713.457¹²⁷ (cuatro veces más).

En 1991, la oferta de gas no mostraba eficiencia económica debido a los siguientes factores:

- Incoherencia en la estructura de precios (Ver Tabla 5.1.).
- Limitación de fuentes energéticas.
- Marco institucional confuso, sobre-regulado y arbitrario.
- Carencia de recursos financieros.
- Exagerada dependencia de la producción eléctrica en proyectos hidroeléctricos.

En 1993, el gas representaba el 8.5%¹²⁸ del consumo energético residencial y un 17.6%¹²⁹ del consumo energético industrial. El sector residencial utilizaba energía eléctrica, cocinó y leña para cocción lo cual constituía una forma poco eficiente

¹²³ Fuente: Naturgas. Julio 2 de 2004 El Gas Natural en Colombia: “Una Revolución Social” .

¹²⁴ Ibid.

¹²⁵ Ibid.

¹²⁶ Ibid.

¹²⁷ Ibid.

¹²⁸ CONPES 2175 de 1991

¹²⁹ Ibid.

y contaminante de utilizar energía. La distribución del Gas Natural solamente existía en 50¹³⁰ municipios de la Costa Atlántica, y los departamentos del Huila y Santander, y cubría un total de 650,000¹³¹ usuarios con una red de 1.800 Km.¹³² de gasoductos.

Esquema de subsidios a 1991	
Energético	% Subsidio
Energía Eléctrica	32,70%
GLP	47,90%
Cocinol	88,70%
Gasolina	35,90%
Kerosene	6,70%
Gas Natural	40,90%
Carbón	0%

Fuente: Conpes 2571

Tabla 5.1. Esquema de subsidios a 1991.

Hoy en día, los principales logros del Plan de Masificación de Gas Natural pueden resumirse así:

- Permitió generar ahorro energético en costos y cantidades.
- Garantizó una oferta energética flexible, suficiente y diversificada.
- Incrementó la competitividad, estimulando la inversión privada.
- Aumentó el consumo residencial de gas.
- Disminuyó la tasa de crecimiento del consumo de derivados del petróleo y así como de leña.

¹³⁰ Ibid.

¹³¹ Ibid.

¹³² Ibid.

- Disminuyó el valor de subsidios.
- Optimizó el uso de las reservas del gas natural, construyendo una red troncal de cobertura nacional.
- Llevó el gas natural a 3.7¹³³ millones de familias.

Cuantitativamente estos logros se resumen en la Tabla 5.2. a continuación:

LOGROS DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA		
	1993	2004
Usuarios del Gas Natural (N° de personas)	2.500.000	17.500.000
Numero de instalaciones	647.000	3.575.000
Poblaciones conectados al Gas Natural	50	320
Vehículos convertidos a GNV	4.000	52.000
Estaciones de GNV	18	100
Kilómetros de gasoductos	1.800	5.300

Fuente: Naturgas

Tabla 5.2. Logros de la industria del gas natural en Colombia.

La percepción general del gremio, es que el Plan de Masificación de Gas Natural ha sido un éxito, como se observó en el Capítulo 3.

El costo de la canasta energética de las familias que utilizan gas natural se redujo en cerca de un 40%, al dejar de utilizar electricidad para cocción de alimentos y calentamiento de agua, generándose con esto un positivo impacto social.

Otro impacto muy positivo, fue la sustitución del “cocinol” que utilizaban para cocción las familias más pobres en distintas ciudades en los años 80’s y 90’s, y que fue la causa de centenares de accidentes por la peligrosidad de tal combustible.

¹³³ Fuente: Naturgas. El Gas Natural en Colombia: “Una Revolución Social” Julio 2 de 2004.

De otra parte, en la medida en que el gas natural vehicular ha venido sustituyendo el uso de los combustibles líquidos derivados del petróleo, en especial gasolina y diesel, el Estado ha empezado a ahorrar importantes recursos económicos vía subsidios directos a los propietarios de vehículos.

Desde la perspectiva ambiental, y dadas las características físico químicas del gas natural, el país ha empezado a evitar un mayor deterioro de la calidad del aire. Los automóviles que usan GNV producen un 40% menos de ruido que los motores operados con gasolina o diesel, y no producen partículas contaminantes, las cuales se generan por la quema de los combustibles derivados del petróleo, afectando la salud humana.

En cuanto al desarrollo de infraestructura, es indudable que este formidable desarrollo se debió a una planificación inicial acertada. En efecto, y como lo demuestra el CONPES 3190 de julio del 2002, el diseño por parte del Estado del esquema BOMT fue la piedra angular del desarrollo de la moderna infraestructura de transporte de Gas Natural que hoy existe en Colombia. Esta infraestructura en conjunto con otros factores, como la consolidación de una agenda regulatoria coherente, la creación de la zona exclusivas de distribución, etc. permitió el desarrollo inicial de la masificación del Gas Natural en Colombia.

Sin embargo, es también cierto que los beneficios no se obtuvieron en la dimensión total esperada, principalmente por 2 razones:

- Un manejo inadecuado de las tarifas del principal prestatario de servicio de transporte estatal, ECOGAS, la cual en forma cuasi sistemática, aplica el efecto *murciélago*¹³⁴ de la regulación por "cap-prices" y adopta los valores máximos como si fueran los únicos aplicables.

¹³⁴ Aquel que lleva a los agentes a pegarse del techo (Cap Price), dado 1) que no hay competencia ó 2) que la presión de los organismos fiscalizadores no permite otra política.

- La falta de una política clara de precios de los combustibles la cual hubiera debido reconocer adecuadamente los costos de oportunidad de cada uno de estos (Gasolina, diesel, GLP, etc..) .

En esta tesis se demuestra que el estado podría ahorrar de hoy al 2010 hasta 62 millones de dólares. Esto compara con los subsidios en que ECOPETROL incurrió en los últimos 4 años, como se ve a continuación:

**Menores Ingresos recibidos por Ecopetrol
por subsidios a los combustibles
(Billones de Pesos)**

Combustible	2000	2001	2002	2003
Gasolina Corriente	1.18	0.83	0.65	1.34
ACPM & ACEM	0.94	0.85	0.62	1.29
Total	2.12	1.68	1.26	2.63

Fuente: DNP- Conpes 3244, Septiembre de 2003

Tabla 5.3. Menores ingresos recibidos por ECOPETROL por subsidios a los combustibles.

Desde hace más de cuatro años existe una oportunidad clara de incrementar la participación del gas natural en la matriz energética del país, principalmente en los segmentos de consumo industrial, comercial, y transporte (GNV). Con la disminución de los subsidios a los combustibles líquidos (gasolina motor y ACPM) y la reevaluación del peso colombiano frente al dólar, se reduce esta oportunidad, aunque se demostró que de tomarse la decisión rápidamente, se podrían generar unos beneficios importantes para el país. Con el CONPES 3244 de septiembre 15 de 2003, el estado decidió autorizar la venta de ECOGAS: es una medida que va en la dirección correcta porque en el modelo actual de desarrollo de los negocios en el sector de energía, el rol del estado no es el de “empresario” sino el de “regulador”. Aunque el documento deja de lado la discusión acerca de la tarifa

de transporte, se puede suponer que un accionista privado tendrá una actitud menos dogmática que la que actualmente prevalece. “El gas Natural es más económico que el petróleo crudo y será la fuente de energía primaria de mayor crecimiento mundial en los próximos 20 años”¹³⁵.

Hacia el futuro, las perspectivas apuntan hacia un crecimiento sostenido de la participación del Gas Natural en la matriz energética del país. Sin duda, el impulso inicial del Plan de Masificación de Gas Natural esta siendo mantenido por las empresas del sector del gas natural, las cuales por su naturaleza privada, y en la medida que siga existiendo una regulación y una tasas de retorne razonables, seguirán comprometidas con la expansión del servicio en todas las etapas de la cadena, como se explica enseguida:

- (1) En distribución, se prevén según Naturgas, inversiones del orden de US\$ 200 millones para extender las redes y poder conectar un millón más de nuevos usuarios antes del año 2008;
- (2) En la actividad del gas natural vehicular, se anticipa la construcción en los siguientes cuatro años de por lo menos 80 nuevas estaciones de servicio, y muchos más talleres, que demandarán US\$ 50¹³⁶ millones en inversiones;
- (3) En transporte, se anticipa la extensión de la red en un 30%, que sumada a la posibilidad de las interconexiones internacionales (con Venezuela, Panamá y eventualmente Ecuador), hará necesarias inversiones por US\$ 500¹³⁷ millones en los siguientes cuatro años;
- (4) En exploración y producción, bajo la nueva y positiva política de contratación petrolera definida por el Ministerio de Minas y Energía, se esperan también importantes inversiones en sísmica, pozos exploratorios, plantas de tratamiento y ampliaciones de la capacidad de producción. Las inversiones futuras podrán contribuir a crear cerca de 16.000¹³⁸ nuevos empleos.

¹³⁵ Carta Petrolera Edición 108 abril-mayo 2004 en www.ECOPETROL.com.co.

¹³⁶ Fuente: Naturgas

¹³⁷ Ibid.

¹³⁸ Ibid.

Las anteriores se cumplirán siempre que se aporten soluciones a los principales problemas del sector:

- Redefinir el esquema tarifario de transporte y en particular el que rige para la red que administra ECOGAS, para lograr un incentivo real a la utilización del gas, y una mayor utilización de los sistemas de transporte que constituyen dicha red.
- Continuar con la implementación de una política integral y coherente en materia de precios de combustibles.
- Lograr la vinculación de capital privado a ECOGAS y culminar el proceso de salida del Estado “regulador y empresario” de un sector en el cual ya se demostró que no hay carencia de espíritu emprendedor, ni de potenciales inversionistas.
- Clarificar y, sobre todo, acelerar la agenda regulatoria de la CREG permitiendo así resolver los problemas de ineficiencia del mercado por la vía de desatar efectivamente fuerzas competitivas.

Existe en el mundo, y Colombia no es ajena a esta tendencia, una demanda que tiende a ser insaciable por un recurso energético con las propiedades del gas natural. Este es mucho más que un combustible limpio, se ha convertido en un indicador clave del desarrollo energético del mundo. El más importante banquero central del mundo, el Señor Greenspan, le presta toda su atención, un presidente suramericano, el Señor Sánchez de Losada, no pudo sostener su gobierno a causa de las controversias que surgieron en Bolivia sobre su manejo. Las clases apolíticas y empresariales Colombianas tienen por delante el reto que construye la responsabilidad de viabilizar definitivamente el consumo masivo de gas Natural en el País. Por ello cuentan con una base importantísima: los logros y las lecciones aprendidas del Plan de Masificación de Gas Natural que fue ideado hace ya casi quince años.

BIBLIOGRAFÍA

CONPES 2571. Programa para la Masificación del Consumo de Gas. Santafé de Bogotá. Diciembre 1991.

CONPES 2933. Seguimiento a la Situación de Abastecimiento de Electricidad en el Corto y Mediano Plazo y del Plan de Masificación de Gas. Santafé de Bogotá. Junio 1997.

CONPES 3190. Balance y Estrategias a Seguir para Impulsar el Plan de Masificación de Gas. Bogotá. Julio 2002.

CONPES 3244. Estrategias para la Dinamización y Consolidación del Sector Gas Natural en Colombia. Bogotá. Septiembre 2003.

ECOGAS. Informes de Gestión años 2001, 2002 y 2003.

MEJÍA, MILLÁN y PERRY LTDA. Estudio Nacional de Energía. Bogotá. Julio 1982.

FEDESARROLLO. Carlos Caballero y David Reinstein. Obstáculos para el Desarrollo del Gas Natural en Colombia. Bogotá. Diciembre 2003.

UPME. Plan Energético Nacional. Estrategia Energética Integral. Visión 2003-2010. Bogotá. 2003.

UPME. Plan Energético Nacional. Estrategia para Consolidar la Autosuficiencia Energética, 1997-2010. Junio 1997.

PROSPECTIVA Y LA REPÚBLICA. Perspectivas Financieras de los Servicios Públicos Domiciliarios Aseo - Agua - Energía - Gas. Bogotá. Noviembre 2001.

ECOPETROL. Carta Petrolera. Ediciones 108, 109. Bogotá, 2004.

ECOPETROL, CHEVRONTEXACO. Agenda Guajira. Número 3. Bogotá, 2004.

ANEXO A. CUESTIONARIO DE ENTREVISTA

ANEXO B. FORMATO Y ANÁLISIS DE ENCUESTAS

Proyecto de Grado
Programa Executive MBA - Universidad de los Andes
Facultad de Administración

Grupo: Martha Lucía REYES P.
Eduardo GARCES L.
Semir BELAGE

Cuestionario de Entrevista

1. ¿Cómo evalúa usted el desempeño del Plan de Masificación de Gas Natural en Colombia, desde sus inicios en 1992 y hasta la fecha?
2. ¿En su concepto, cuáles han sido los aspectos que han incidido en mayor medida sobre el desarrollo del Plan de Masificación de Gas Natural en Colombia?
3. ¿Cree usted que ha existido una política coherente en materia de precios de combustibles?, y ¿en qué medida esta política ha producido efectos favorables o ha obstaculizado el desarrollo del Plan?
4. ¿Cómo cree usted que el subsidio a los combustibles líquidos alternativos ha impactado el Plan de Masificación del Gas Natural?
5. ¿Cree usted que las medidas adoptadas, referentes a las tarifas de transporte de Gas Natural, han favorecido el desempeño del Plan de Masificación de este combustible?
6. ¿En su concepto, el Plan de Masificación de Gas Natural se ha venido desarrollando en paralelo con la definición de un marco institucional que favorezca los objetivos del Plan?, ¿las Instituciones gubernamentales y las regulaciones que imponen cada una de ellas son coherentes en su conjunto?
7. ¿Existen factores adicionales a los anteriormente planteados que hayan tenido un impacto relevante sobre el Plan de Masificación de Gas Natural en Colombia?, ¿cuáles son estos factores? y ¿cómo han impactado?
8. ¿Qué medidas importantes ha tomado el actual gobierno con respecto al Gas Natural?

Proyecto de Grado
Programa Executive MBA - Universidad de los Andes
Facultad de Administración

Grupo: Martha Lucía REYES P.
Eduardo GARCES L.
Semir BELAGE

Formato de Encuesta

1. Datos del encuestado

Nombre:						
Empresa:						
Cargo:						
Sector:	Producción	<input type="checkbox"/>	Transporte	<input type="checkbox"/>	Distribución	<input type="checkbox"/>
	Gremio	<input type="checkbox"/>	Proveedores	<input type="checkbox"/>	Consumidores	<input type="checkbox"/>
	Regulación	<input type="checkbox"/>	Zona Exclusiva	<input type="checkbox"/>	Zona No Exclusiva	<input type="checkbox"/>

2. Encuesta

En una escala de 1 a 6, y de acuerdo con los parámetros que se describen a continuación, cómo calificaría cada una de las siguientes afirmaciones:

2.1. Nivel de éxito del Programa de Masificación de Gas Natural:

a. El Plan de Masificación de Gas Natural ha sido un éxito para el país.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Algo en desacuerdo	Algo de acuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5	6
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

b. El Plan de Masificación de Gas Natural ha sido un éxito en materia de consumo domiciliario.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Algo en desacuerdo	Algo de acuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5	6
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

- c. El plan de Masificación de Gas Natural ha sido un éxito en materia de consumo industrial y comercial.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Algo en desacuerdo	Algo de acuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5	6
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

- d. El Plan de Masificación de Gas Natural ha sido un éxito en materia de consumo termoeléctrico.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Algo en desacuerdo	Algo de acuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5	6
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

2.2. Factores determinantes de los resultados del Plan de Masificación de Gas Natural

- a. La inversión extranjera ha sido un factor clave para el desarrollo del Plan de Masificación de Gas Natural en Colombia.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Algo en desacuerdo	Algo de acuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5	6
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

- b. El conflicto armado en Colombia ha influido negativamente en el desarrollo del Plan de Masificación del Gas Natural.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Algo en desacuerdo	Algo de acuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5	6
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

- c. En Colombia se dispone de la tecnología y de los conocimientos suficientes para desarrollar eficientemente el sector de Gas Natural.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Algo en desacuerdo	Algo de acuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5	6
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

- d. El nivel de reservas probadas de Gas Natural en Colombia es una preocupación fundamental para el desarrollo de la industria del Gas Natural.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Algo en desacuerdo	Algo de acuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5	6
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

- e. El componente medio ambiental es una variable importante a la hora de decidir de la conversión a Gas Natural de una instalación.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Algo en desacuerdo	Algo de acuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5	6
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

- f. Las tarifas de transporte del Gas Natural en la red nacional de gasoductos es un componente importante de la ecuación económica de los consumidores a la hora de decidir sobre conversión de sus industrias a Gas Natural.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Algo en desacuerdo	Algo de acuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5	6
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

2.3. Política Gubernamental e Intervención

- a. La presencia del estado en el sector es la adecuada.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Algo en desacuerdo	Algo de acuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5	6
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

- b. El nivel de regulación en el sector es el adecuado.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Algo en desacuerdo	Algo de acuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5	6
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

c. Existe claridad y estabilidad en materia regulatoria en el sector de Gas Natural.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Algo en desacuerdo	Algo de acuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5	6
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

d. La política del estado, relacionada con el subsidio a los combustibles líquidos, no ha limitado la penetración de este último en la canasta energética nacional.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Algo en desacuerdo	Algo de acuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5	6
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

e. Existe claridad y estabilidad en materia tarifaria en el sector de Gas Natural.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Algo en desacuerdo	Algo de acuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5	6
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

f. Existe claridad y estabilidad en materia tributaria en el sector de Gas Natural.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Algo en desacuerdo	Algo de acuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5	6
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Proyecto de Grado
Programa Executive MBA - Universidad de los Andes
Facultad de Administración

Grupo: Martha Lucía REYES P.
Eduardo GARCES L.
Semir BELAGE

Análisis de Encuesta

1. Datos de los encuestados

Producción	2	Transporte	8	Distribución	8
Gremio	1	Proveedores		Consumidores	1
Regulación	0	Zona Exclusiva	4	Zona No Exclusiva	4

2. Resultados de la encuesta

2.1. Nivel de éxito del Programa de Masificación de Gas Natural:

- a. El Plan de Masificación de Gas Natural ha sido un éxito para el país.

Grupo y # de encuestados		Promedio	
Productores	2	4,5	Algo de acuerdo
Gremio	1	6	Totalmente de acuerdo
Transporte	8	4,75	De acuerdo
Consumidor	1	5	De acuerdo
Distribuidores Zonas Exclusivas	4	5,5	De acuerdo
Distribuidores Zonas no Exclusivas	4	4,75	De acuerdo
Promedio general	20	4,95	De acuerdo
		-	
Totalmente de acuerdo	5	25%	
De acuerdo	9	45%	
Algo de acuerdo	6	30%	
Algo en desacuerdo		0%	
En desacuerdo		0%	
Totalmente en desacuerdo		0%	

- b. El Plan de Masificación de Gas Natural ha sido un éxito en materia de consumo domiciliario.

Grupo y # de encuestados		Promedio	
Productores	2	5,5	De acuerdo
Gremio	1	6	Totalmente de acuerdo
Transporte	8	4,63	De acuerdo
Consumidor	1	5	De acuerdo
Distribuidores Zonas Exclusivas	4	5,5	De acuerdo
Distribuidores Zonas no Exclusivas	4	4,75	De acuerdo
Promedio general	20	5	De acuerdo
		-	
Totalmente de acuerdo	5	25%	
De acuerdo	11	55%	
Algo de acuerdo	3	15%	
Algo en desacuerdo	1	5%	
En desacuerdo		0%	
Totalmente en desacuerdo		0%	

- c. El plan de Masificación de Gas Natural ha sido un éxito en materia de consumo industrial y comercial.

Grupo y # de encuestados		Promedio	
Productores	2	4	Algo de acuerdo
Gremio	1	2	En desacuerdo
Transporte	8	4,13	Algo de acuerdo
Consumidor	1	4	Algo de acuerdo
Distribuidores Zonas Exclusivas	4	4,5	Algo de acuerdo
Distribuidores Zonas no Exclusivas	4	3	Algo en desacuerdo
Promedio general	20	3,85	Algo de acuerdo
		-	
Totalmente de acuerdo	3	15%	
De acuerdo	2	10%	
Algo de acuerdo	8	40%	
Algo en desacuerdo	3	15%	
En desacuerdo	4	20%	
Totalmente en desacuerdo		0%	

- d. El Plan de Masificación de Gas Natural ha sido un éxito en materia de consumo termoeléctrico.

Grupo y # de encuestados		Promedio	
Productores	2	3,5	Algo en desacuerdo
Gremio	1	3	Algo en desacuerdo
Transporte	8	3,75	Algo de acuerdo
Consumidor	1	4	Algo de acuerdo
Distribuidores Zonas Exclusivas	3	3,75	Algo de acuerdo
Distribuidores Zonas no Exclusivas	4	3	Algo en desacuerdo
Promedio general	19	3,54	Algo de acuerdo
		-	
Totalmente de acuerdo		0%	
De acuerdo	2	10%	
Algo de acuerdo	11	55%	
Algo en desacuerdo	3	15%	
En desacuerdo	4	20%	
Totalmente en desacuerdo		0%	

2.2. Factores determinantes de los resultados del Plan de Masificación de Gas Natural

- a. La inversión extranjera ha sido un factor clave para el desarrollo del Plan de Masificación de Gas Natural en Colombia.

Grupo y # de encuestados		Promedio	
Productores	2	4,5	Algo de acuerdo
Gremio	1	6	Totalmente de acuerdo
Transporte	8	4,38	Algo de acuerdo
Consumidor	1	5	De acuerdo
Distribuidores Zonas Exclusivas	4	3,25	Algo en desacuerdo
Distribuidores Zonas no Exclusivas	4	3,25	Algo en desacuerdo
Promedio general	20	4,05	Algo de acuerdo
		-	
Totalmente de acuerdo	1	5%	
De acuerdo	8	40%	
Algo de acuerdo	6	30%	
Algo en desacuerdo	3	15%	
En desacuerdo		0%	
Totalmente en desacuerdo	2	10%	

- b. El conflicto armado en Colombia ha influido negativamente en el desarrollo del Plan de Masificación del Gas Natural.

Grupo y # de encuestados		Promedio	
Productores	2	2,5	En desacuerdo
Gremio	1	2	En desacuerdo
Transporte	8	4	Algo de acuerdo
Consumidor	1	5	De acuerdo
Distribuidores Zonas Exclusivas	4	2,25	En desacuerdo
Distribuidores Zonas no Exclusivas	4	3,75	Algo de acuerdo
Promedio general	20	3,4	Algo en desacuerdo
		-	
Totalmente de acuerdo		0%	
De acuerdo	4	20%	
Algo de acuerdo	8	40%	
Algo en desacuerdo	2	10%	
En desacuerdo	4	20%	
Totalmente en desacuerdo	2	10%	

- c. En Colombia se dispone de la tecnología y de los conocimientos suficientes para desarrollar eficientemente el sector de Gas Natural.

Grupo y # de encuestados		Promedio	
Productores	2	3,5	Algo en desacuerdo
Gremio	1	6	Totalmente de acuerdo
Transporte	8	4,75	De acuerdo
Consumidor	1	4	Algo de acuerdo
Distribuidores Zonas Exclusivas	4	5,5	De acuerdo
Distribuidores Zonas no Exclusivas	4	5,5	De acuerdo
Promedio general	20	4,95	De acuerdo
		-	
Totalmente de acuerdo	7	35%	
De acuerdo	7	35%	
Algo de acuerdo	4	20%	
Algo en desacuerdo	2	10%	
En desacuerdo		0%	
Totalmente en desacuerdo		0%	

- d. El nivel de reservas probadas de Gas Natural en Colombia es una preocupación fundamental para el desarrollo de la industria del Gas Natural.

Grupo y # de encuestados		Promedio	
Productores	2	1	Totalmente en desacuerdo
Gremio	1	2	En desacuerdo
Transporte	8	4,38	Algo de acuerdo
Consumidor	1	4	Algo de acuerdo
Distribuidores Zonas Exclusivas	4	3,25	Algo en desacuerdo
Distribuidores Zonas no Exclusivas	4	2,75	Algo en desacuerdo
Promedio general	20	3,35	Algo en desacuerdo
		-	
Totalmente de acuerdo	1	5%	
De acuerdo	5	25%	
Algo de acuerdo	4	20%	
Algo en desacuerdo	2	10%	
En desacuerdo	6	30%	
Totalmente en desacuerdo	2	10%	

- e. El componente medio ambiental es una variable importante a la hora de decidir de la conversión a Gas Natural de una instalación.

Grupo y # de encuestados		Promedio	
Productores	2	6	Totalmente de acuerdo
Gremio	1	2	En desacuerdo
Transporte	8	4,13	Algo de acuerdo
Consumidor	1	4	Algo de acuerdo
Distribuidores Zonas Exclusivas	4	3,75	Algo de acuerdo
Distribuidores Zonas no Exclusivas	4	2,75	Algo en desacuerdo
Promedio general	20	3,85	Algo de acuerdo
		-	
Totalmente de acuerdo	3	15%	
De acuerdo	3	15%	
Algo de acuerdo	8	40%	
Algo en desacuerdo		0%	
En desacuerdo	6	30%	
Totalmente en desacuerdo		0%	

- f. Las tarifas de transporte del Gas Natural en la red nacional de gasoductos es un componente importante de la ecuación económica de los consumidores a la hora de decidir sobre conversión de sus industrias a Gas Natural.

Grupo y # de encuestados		Promedio	
Productores	2	5,5	De acuerdo
Gremio	1	5	De acuerdo
Transporte	8	5	De acuerdo
Consumidor	1	6	Totalmente de acuerdo
Distribuidores Zonas Exclusivas	4	5,75	Totalmente de acuerdo
Distribuidores Zonas no Exclusivas	4	5	De acuerdo
Promedio general	20	5,25	De acuerdo
		-	
Totalmente de acuerdo	10	50%	
De acuerdo	7	35%	
Algo de acuerdo	2	10%	
Algo en desacuerdo		0%	
En desacuerdo	1	5%	
Totalmente en desacuerdo		0%	

2.3. Política Gubernamental e Intervención

- a. La presencia del estado en el sector es la adecuada.

Grupo y # de encuestados		Promedio	
Productores	2	2,5	En desacuerdo
Gremio	1	4	Algo de acuerdo
Transporte	8	3,38	Algo en desacuerdo
Consumidor	1	4	Algo de acuerdo
Distribuidores Zonas Exclusivas	4	3,75	Algo de acuerdo
Distribuidores Zonas no Exclusivas	4	3,25	Algo en desacuerdo
Promedio general	20	3,4	Algo en desacuerdo
		-	
Totalmente de acuerdo	1	5%	
De acuerdo	2	10%	
Algo de acuerdo	7	35%	
Algo en desacuerdo	5	25%	
En desacuerdo	4	20%	
Totalmente en desacuerdo	1	5%	

b. El nivel de regulación en el sector es el adecuado.

Grupo y # de encuestados		Promedio	
Productores	2	3,5	Algo en desacuerdo
Gremio	1	4	Algo de acuerdo
Transporte	8	3	Algo en desacuerdo
Consumidor	1	3	Algo en desacuerdo
Distribuidores Zonas Exclusivas	4	3,25	Algo en desacuerdo
Distribuidores Zonas no Exclusivas	4	3,75	Algo de acuerdo
Promedio general	20	3,3	Algo en desacuerdo
		-	
Totalmente de acuerdo	0	0%	
De acuerdo	0	0%	
Algo de acuerdo	10	50%	
Algo en desacuerdo	6	30%	
En desacuerdo	4	20%	
Totalmente en desacuerdo		0%	

c. Existe claridad y estabilidad en materia regulatoria en el sector de Gas Natural.

Grupo y # de encuestados		Promedio	
Productores	2	3,5	Algo en desacuerdo
Gremio	1	3	Algo en desacuerdo
Transporte	8	3,13	Algo en desacuerdo
Consumidor	1	4	Algo de acuerdo
Distribuidores Zonas Exclusivas	4	2,5	En desacuerdo
Distribuidores Zonas no Exclusivas	4	2,75	Algo en desacuerdo
Promedio general	20	3	Algo en desacuerdo
		-	
Totalmente de acuerdo		0%	
De acuerdo	1	5%	
Algo de acuerdo	5	25%	
Algo en desacuerdo	8	40%	
En desacuerdo	5	25%	
Totalmente en desacuerdo	1	5%	

- d. La política del estado, relacionada con el subsidio a los combustibles líquidos, no ha limitado la penetración de este último en la canasta energética nacional.

Grupo y # de encuestados		Promedio	
Productores	2	1,5	Totalmente en desacuerdo
Gremio	1	2	En desacuerdo
Transporte	8	1,63	En desacuerdo
Consumidor	1	2	En desacuerdo
Distribuidores Zonas Exclusivas	5	1,25	Totalmente en desacuerdo
Distribuidores Zonas no Exclusivas	4	2	En desacuerdo
Promedio general	21	1,63	En desacuerdo
		-	
Totalmente de acuerdo		0%	
De acuerdo		0%	
Algo de acuerdo		0%	
Algo en desacuerdo	1	5%	
En desacuerdo	11	55%	
Totalmente en desacuerdo	8	40%	

- e. Existe claridad y estabilidad en materia tarifaria en el sector de Gas Natural.

Grupo y # de encuestados		Promedio	
Productores	2	2	En desacuerdo
Gremio	1	5	De acuerdo
Transporte	8	3,63	Algo de acuerdo
Consumidor	1	2	En desacuerdo
Distribuidores Zonas Exclusivas	4	2,25	En desacuerdo
Distribuidores Zonas no Exclusivas	4	2,75	Algo en desacuerdo
Promedio general	20	3	Algo en desacuerdo
		-	
Totalmente de acuerdo		0%	
De acuerdo	3	15%	
Algo de acuerdo	4	20%	
Algo en desacuerdo	5	25%	
En desacuerdo	6	30%	
Totalmente en desacuerdo	2	10%	

- f. Existe claridad y estabilidad en materia tributaria en el sector de Gas Natural.

Grupo y # de encuestados		Promedio	
Productores	2	2,5	En desacuerdo
Gremio	1	2	En desacuerdo
Transporte	8	3,5	Algo en desacuerdo
Consumidor	1	3	Algo en desacuerdo
Distribuidores Zonas Exclusivas	4	2,75	Algo en desacuerdo
Distribuidores Zonas no Exclusivas	4	2,5	En desacuerdo
Promedio general	20	2,95	Algo en desacuerdo
		-	
Totalmente de acuerdo		0%	
De acuerdo	3	15%	
Algo de acuerdo	3	15%	
Algo en desacuerdo	4	20%	
En desacuerdo	10	50%	
Totalmente en desacuerdo		0%	