

MARCOS REGULATORIOS Y EL ROL DE LAS EMPRESAS ESTATALES DE HIDROCARBUROS

ESTUDIO DE CASO: COLOMBIA

Fecha: Noviembre 2007



El autor del presente documento es el Consultor: Diego Otero Prada.

El proyecto está bajo la coordinación de OLADE: Byron Chilingua, Director de Planificación y Proyectos (e)

Los criterios expresados en el documento son de responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones auspiciantes Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) y Universidad de Calgary.

Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.

MARCOS REGULATORIOS Y EL ROL DE LAS EMPRESAS ESTATALES DE HIDROCARBUROS

ESTUDIO CASO COLOMBIA

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO

- 1. INTRODUCCION**
- 2. ANTECEDENTES SIGNIFICATIVOS**
- 3. POLITICA SECTORIAL GENERAL**
- 4. MARCO LEGAL DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS**
 - 4.1. Constitución Política de Colombia
 - 4.2. Ley Orgánica de Hidrocarburos
 - 4.3. Ley 142 de Servicios Públicos
 - 4.4. Actividades Reguladas
- 5. INSTITUCIONES Y ORGANISMOS - ORGANIZACIÓN, FUNCIONES E INTERRELACIONES**
 - 5.1. Organización del sector de hidrocarburos a nivel estatal
 - 5.2. Organización, y funciones de las entidades.
 - 5.2.1. Departamento Nacional de Planeación-DNP
 - 5.2.2. Ministerio de Minas y Energía
 - 5.2.3. Ministerio de Transporte
 - 5.2.4. Ministerio de Vivienda y del Medio Ambiente
 - 5.2.5. Ministerio de Hacienda y Crédito Público
 - 5.2.6. Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG
 - 5.2.7. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)
 - 5.2.8. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)
 - 5.3. Interrelaciones

6. CONTRATOS, CONVENIOS Y CONCESIONES PETROLERAS: ORGANISMOS COMPETENTES, CARACTERISTICAS, MODELOS CONTRACTUALES, REGALIAS Y RETRIBUCION

6.1. Contratos Petroleros

6.1.1. La evolución del contrato petrolero

6.2.2. El Nuevo Contrato Petrolero

6.2. Regulación del Gas Natural

6.2.1. Regulaciones sobre la estructura del sector

6.2.2. Producción de gas natural

6.2.3. Transporte de Gas Natural

6.2.4. Exportaciones de Gas Natural

6.2.5. Regulación de la distribución/comercialización de gas natural

6.3. Gas Licuado del Petróleo GLP

6.3.1. Estructura de la industria

6.3.2. Distribución

6.3.3. La regulación tarifaria del GLP

6.4. Regulación de los precios de los derivados del petróleo

6.4.1. Estructura de precios de Gasolina Corriente Motor_

6.4.2. Estructura de precios del diesel oil (ACPM)

6.5. Transporte por oleoductos, poliductos y gasoductos, refinación y comercialización.

7. EMPRESAS ESTATALES – ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES, ANALISIS Y EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

7.1. ECOPETROL

7.2. TGI

8. EMPRESAS DEL SECTOR PRIVADO – FUNCIONES Y ANALISIS DE DESEMPEÑO. ORGANISMO QUE LAS AGRUPA

8.1. Gas Natural

8.2. PROMIGAS S.A.

9. INDICADORES DE DESEMPEÑO

9.1. Indicadores operativos

- 9.1.1. Exploración
- 9.1.2. Desarrollo
- 9.1.3. Producción Nacional de Crudo
- 9.1.4. Producción de Derivados
- 9.1.5. Refinación
- 9.1.6. Transporte
- 9.1.7. Suministro de Gas Natural
- 9.1.8. Exportaciones
- 9.1.9. Importaciones
- 9.1.10. Balanza Comercial

9.2. Estadísticas Monetarias

- 9.2.1. Transferencias al Estado
- 9.2.2. Inversiones de ECOPETROL

10. ANÁLISIS Y CONCLUSIONES DEL MARCO REGULATORIO

11. LECCIONES APRENDIDAS, COMENTARIOS Y SUGERENCIAS

12. BIBLIOGRAFIA

INDICE DE TABLAS

Tabla 6.1.	Valor cánones superficarios por fase en US\$ / Hectárea
Tabla 6.2.	Precio base del petróleo crudo marcador en US\$/ Barril; Precio Promedio de Gas Natural en US\$/MMBTU
Tabla 6.3.	Áreas de Servicio Exclusivo
Tabla 7.1.	Junta Directiva de ECOPETROL
Tabla 7.2.	Balance General de ECOPETROL
Tabla 7.3.	Balanza Comercial de ECOPETROL
Tabla 7.4.	Balance General de ECOGAS
Tabla 8.1.	Accionistas de Gas Natural ESP.
Tabla 8.2.	Balance General Gas Natural
Tabla 8.3.	Accionistas de PROMIGAS
Tabla 8.4.	Balance General de PROMIGAS
Tabla 9.1.	Histórico de inversiones exploratorias
Tabla 9.2.	Histórico de contratos de asociación
Tabla 9.3.	Historia de perforación de desarrollo 1983-2005
Tabla 9.4.	Histórico de inversiones de desarrollo de socios en el país
Tabla 9.5.	Producción anual de crudo
Tabla 9.6.	Historia de reservas y producción de petróleo
Tabla 9.7.	Producción de derivados
Tabla 9.8.	Cargas a refinerías (BPDC)
Tabla 9.9.	Transporte de crudo por oleoductos
Tabla 9.10.	Transporte marítimo de hidrocarburos
Tabla 9.11.	Pérdidas de combustible en ECOPETROL
Tabla 9.12.	Suministro de gas natural
Tabla 9.13.	Volumen de exportaciones de crudo por compañía
Tabla 9.14.	Importaciones de petróleo por ECOPETROL

Tabla 9.15 Transferencias al estado

Tabla 9.16. Inversiones de ECOPETROL por áreas

INDICE DE FIGURAS

- Figura 5.1. Organización del sector hidrocarburos Estatal- Nacional**
- Figura 5.2. Participación de Alcaldías en transporte y distribución de Gas**
- Figura 5.3. Organigrama del DNP**
- Figura 5.4. Organización del Ministerio de Minas y Energía**
- Figura 5.5. Organigrama del Ministerio del Ambiente, la Vivienda y el Desarrollo Territorial**
- Figura 5.6. Organigrama de la CREG**
- Figura 5.7. Organización de la Agencia Nacional de Hidrocarburos**
- Figura 6.1. Estructura industrial actualmente regulada.**
- Figura 7.1. (a)Evolución utilidad antes de impuestos y utilidad neta ECOPETROL**
- Figura 7.1 (b) Evolución de la razón de liquidez de ECOPETROL**
- Figura 7.1 (c) Evolución de los indicadores financieros de ECOPETROL**
- Figura 7.2. Evolución de la Balanza Comercial de ECOPETROL**
- Figura 7.3. Organigrama de TGI**
- Figura 7.4. (a) Evolución de la utilidad antes de impuestos y de la utilidad neta de ECOGAS**
- Figura 7.4 (b) Evolución de la razón de liquidez de ECOGAS**
- Figura 7.4 (c) Evolución de los indicadores financieros de ECOGAS**
- Figura 8.1. Estructura Societaria de Gas Natural E.S.P.**
- Figura 8.2 (a) Evolución de la utilidad antes de impuestos y de la utilidad neta de GAS NATURAL**
- Figura 8.2 (b) Evolución de la razón de liquidez de GAS NATURAL**
- Figura 8.2 (c) Evolución de los indicadores financieros de GAS NATURAL**

- Figura 8.3 (a) Evolución de la utilidad antes de impuestos y de la utilidad neta de PROMIGAS**
- Figura 8.3 (b) Evolución de la razón de liquidez de PROMIGAS**
- Figura 8.3 (c) Evolución de los indicadores financieros de PROMIGAS**
- Figura 9.1. Historia de exploración de contratos**
- Figura 9.2. Relación Reservas/Producción**
- Figura 9.3. Inversiones de ECOPETROL por áreas**

RESUMEN EJECUTIVO OLADE

1 Objetivos del marco regulatorio.

El nuevo marco regulatorio del sector de hidrocarburos de Colombia tiene su origen en la Constitución Política de 1991 que en varios de sus artículos asegura la igualdad de los sectores privado y público en la provisión de bienes y servicios.

Como resultado de la Constitución y el ambiente en el decenio de los noventa del Consenso de Washington, en Colombia se aprobó la Ley 143 de Servicios Públicos, en 2003 se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos y en 2004 se institucionalizó el Nuevo Contrato petrolero que dieron vida a nuevas normas para los subsectores de gas natural y petróleo.

Estas normas reafirmaron la igualdad de competencia del sector privado con el estatal e introdujeron como aspectos claves la competencia y la eficiencia.

Las nuevas normas implican para ECOPETROL una limitación a su papel monopólico en la prospección, producción y operación de campos petroleros y de gas, ya que a partir de la creación de la ANH no es necesario para el sector privado asociarse con la empresa estatal para E&P. Con esto se busca hacer más eficiente a ECOPETROL a introducirsele competencia porque debe concursar para adquirir zonas de exploración junto a sector privado.

Para gas natural, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) creada en 1994 ha aprobado una serie de medidas para el transporte y la comercialización del gas natural con respecto al diseño tarifario, la calidad, la competencia y la limitación a prácticas monopolísticas que se aplican por igual para empresas privadas, mixtas y públicas.

2. Rol de las empresas estatales

El sistema colombiano se caracteriza por la presencia de empresas estatales, públicas y mixtas, aunque la tendencia ha venido evolucionando hacia la privatización.

En el sector hidrocarburos las empresas estatales son la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) y Transportadora de Gas del Interior (TGI) para el transporte de gas natural, antigua Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS).

Las reformas introducidas en el sector de hidrocarburos van orientadas a atraer capital privado multinacional. ECOPETROL, como empresa estatal continúa sometida a controles por parte del gobierno nacional. En esta forma, su presupuesto es aprobado por el gobierno central en cabeza del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el

Departamento Nacional de Planeación. La Contraloría General de la República vigila el manejo de los recursos. La empresa debe dar informes al Congreso de la República.

3. Tipo de empresas

La Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL se creó en 1951 como organismo autónomo con personería jurídica, empresa totalmente estatal, de los activos de la antigua Tropical Oil Company que manejaba la Concesión de Mares.

De acuerdo con el Decreto Ley 1760 del 26 de junio de 2003, ECOPETROL se convirtió en una sociedad pública por acciones vinculada al Ministerio de Minas y Energía, es decir, en una sociedad anónima, decisión necesaria para vincular capital privado.

Con la Ley 1118 de 27 de diciembre de 2006, en que se autoriza a ECOPETROL a efectuar una emisión de acciones por el 20%, se determina por el Artículo 2 que, cuando se haga efectiva esta emisión, la empresa se convierte en Sociedad de Economía Mixta de carácter comercial, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Por el Artículo 6, todos los actos jurídicos, contratos y acciones necesarias se registrarán por el derecho privado.

Por el Artículo 6, el régimen laboral de la totalidad de sus servidores públicos tendrá el carácter de trabajadores particulares.

En esta forma, por la Ley 1760 ECOPETROL adquiere mayor flexibilidad en su régimen de contratación y laboral, pero al tener capital público mayoritario continúa bajo la vigilancia del gobierno nacional. Esta situación favorece bastante a ECOPETROL si se compara con lo que ocurría antes de la expedición de esta ley.

La Empresa Transportadora de Gas del Interior (TGI), al adquirir la Empresa de Energía de Bogotá en diciembre de 2006 a ECOGAS, se constituyó como sociedad anónima y empresa prestadora del servicio público el 19 de febrero de 2007. La empresa está sujeta a la regulación y control de la CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD). Es una empresa con capital público prácticamente en un 100%.

4. Impacto del marco regulatorio

El marco regulatorio pasado ha sido limitante para ECOPETROL, pero la mayor restricción ha provenido de las políticas de los gobiernos nacionales de los últimos veinte años que la han desmantelado, al quitársele el transporte y comercialización de gas natural, la distribución de combustibles, la construcción de nuevas refinerías y oleoductos y al ser sujeta a un control sobre sus utilidades para explorar.

Al contrario, el ambiente para las empresas privadas ha mejorado en dos aspectos, principalmente: Primero, se tiene una nueva distribución de regalías con la Ley aprobada en 2002, que eliminó la regalía constante de 20% por un sistema de regalías variables de 8% a 25%, tal como lo solicitaban las compañías multinacionales; y, segundo, el Nuevo Contrato Petrolero de 2004, que elimina la obligación de asociarse con ECOPETROL, para explorar y operar campos de petróleo y gas natural.

Con el comienzo de la privatización de ECOPETROL, proceso que concluyó en octubre de 2007, al venderse el 5% de las acciones, y convertirse la entidad en una empresa mixta, se hace efectiva la Ley 1760 y la empresa adquiere una estructura jurídica que la hace más flexible para operar y competir con el sector privado internacional.

Para TGI no ha existido ninguna limitación en el manejo del transporte de gas natural, salvo las limitaciones que se aplican a todas las empresas transportadoras para incursionar en otras áreas.

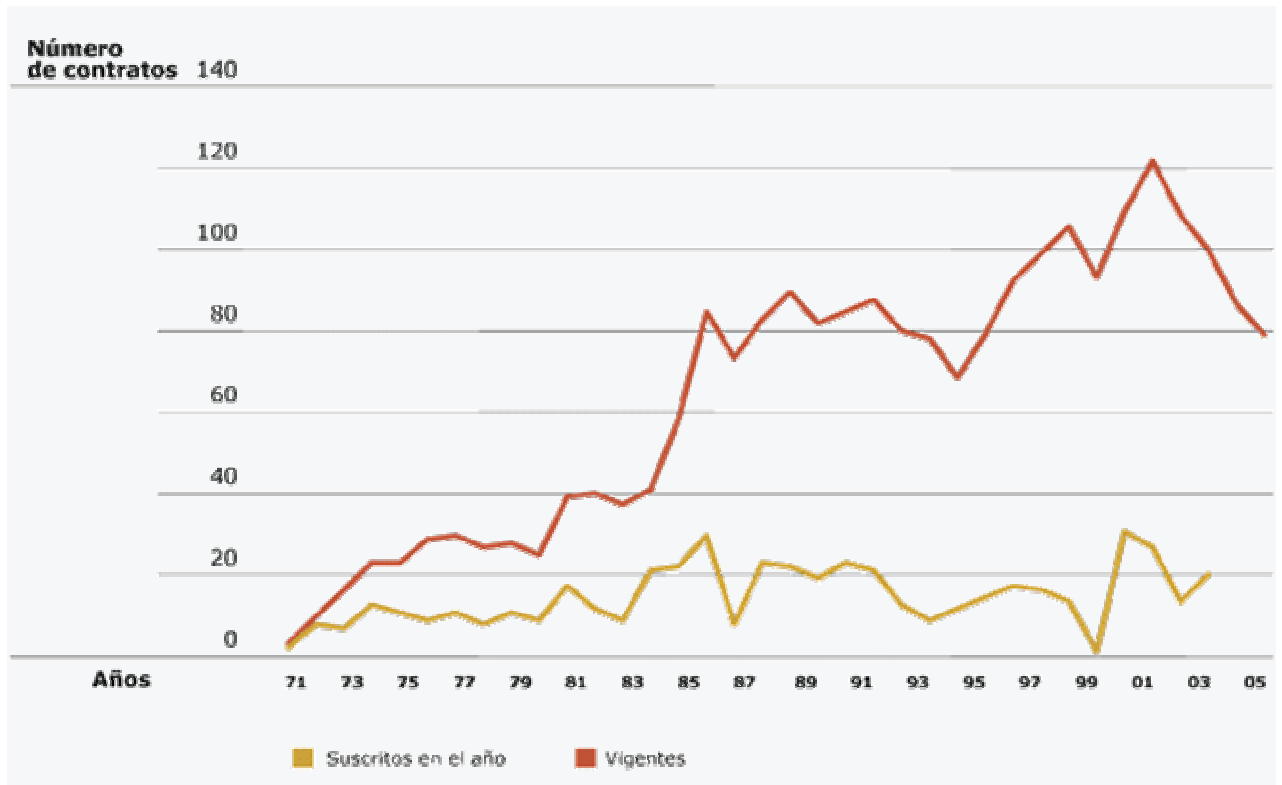
Dado que las reformas introducidas son muy recientes, no hay evidencia empírica suficiente que muestre que estas han tenido un efecto positivo en la atracción hacia la inversión e E&P por parte de las multinacionales y ECOPETROL.

En tres indicadores: inversiones en exploración, contratos firmados y pozos exploratorios hay un pequeño quiebre positivo del 2002 en adelante. Las inversiones de las empresas asociadas pasaron de US\$ 85,6 millones en 2001 a US\$ 167,1 millones en 2005 y las de ECOPETROL de US\$ 26 millones a US\$96,04 millones respectivamente (Cuadro 1).

Los nuevos contratos firmados bajaron de 28 en 2001 a 21 en 2004, aumentando en 2005 y 2006 a 31 y 58 respectivamente (Figura 1).

Los pozos exploratorios crecieron de 13 en 2001 a 28 en 2004, bajando a 23 en 2005. Sobresale el incremento en los de ECOPETROL de 1 a 3 entre 2001 y 2004 a 8 en 2005.

Figura 1
Historia Exploración de Contratos



Fuente: Informes estadísticos de ECOPELROL

Cuadro 1

	Inversiones en exploración		
	Millones de dólares		
Año	Asociadas	ECOPETROL	Total
2000	85,6	26	11,6
2001	262,4	19,9	282,3
2002	144,6	62,7	207,6
2003	136,7	52,9	189,5
2004	127	81,9	218,9
2005	167,1	96,4	263,1

Fuente: ECOPETROL

5. Lecciones aprendidas

Para que una empresa estatal petrolera pueda operar eficientemente deben suministrársele todos los mecanismos necesarios para operar, como si fuera una empresa privada, salvo las limitaciones naturales sobre la utilización de la renta petrolera, la cual puede ser objeto de un régimen de impuestos claro y de apropiaciones de recursos por parte del gobierno, dependiendo de los precios del petróleo.

La experiencia colombiana muestra que es una política equivocada asimilar el sector de hidrocarburos al eléctrico, dividiendo las empresas integradas en empresas diferentes para cada actividad.

En Colombia la política para el sector eléctrico, al aplicarse a ECOPETROL, significó desintegrarla, ya que la idea era la constituir empresas diferentes para producción, transporte, refinación y comercialización. Las acciones tomadas desde 1990: creación de ECOGAS con la red de transporte de gas natural de ECOPETROL, venta de las participaciones en la empresa distribuidora de combustibles TERPEL y enajenación de las acciones en la distribuidora Gas Natural, principalmente, han llevado a que en octubre de 2007 ECOPETROL es una empresa que se concentra en producción de petróleo y gas, transporte de petróleo y derivados y operación de refinerías con necesidades grandes de modernización. Es una empresa que prácticamente no explora, a lo máximo cinco pozos por año.

La exploración petrolera sufrió porque se limitaron los recursos de ECOPETROL para esta actividad, con el argumento que era una operación muy riesgosa que era mejor dejársela a las compañías privadas. La consecuencia fue la disminución en la exploración y la caída en las reservas, con el peligro de perderse la suficiencia

6. Recomendaciones

La principal recomendación es la de darle a ECOPETROL todas las herramientas y eliminarle las restricciones que impidan que se convierta en una verdadera empresa energética.

En este sentido, se recomienda que se levante cualquier restricción de invertir en transporte, refinación y distribución de combustibles y gas natural.

Igualmente, darle mayor autonomía para definir su presupuesto, lo que significa que el gobierno central no puede continuar viendo a ECOPETROL como su caja menor.

La imperiosa necesidad de recuperar las reservas de petróleo requiere que ECOPETROL emprenda un plan agresivo de exploración, independiente de lo que hagan las compañías privadas, para que no se repita lo que ha ocurrido desde el decenio de los noventa, que por esperar las inversiones en exploración de las multinacionales, que no llegaron, por falta de exploración de la empresa estatal, las reservas cayeron de más de dos mil millones de barriles a 15000 millones a finales de 2006.

MARCOS REGULATORIOS Y EL ROL DE LAS EMPRESAS ESTATALES DE HIDROCARBUROS

1. INTRODUCCIÓN

El marco regulatorio y el rol de las empresas estatales de hidrocarburos ha sufrido cambios importantes a partir de la aprobación de la nueva Constitución de 1991 y del gobierno del presidente liberal César Gaviria de 1990 a 1994, que inauguró la aplicación en Colombia del pensamiento del Consenso de Washington.

Los principales cambios en el marco regulatorio tienen que ver con la separación de actividades; la diferenciación entre la propiedad, la regulación y el control; la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en 2003 y la modificación en 2004 de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos de asociación por los de concesión tipo moderno; la aprobación en 1994 de la Ley 142 de Servicios Públicos Domiciliarios que creó la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SSPD; la privatización del subsector de gas natural y de la distribución minorista de derivados del petróleo.

A nivel del rol de las empresas estatales se produjeron cambios en ECOPETROL, disminuyendo su papel en gas natural, refinación y distribución minorista de productos y la creación de la Empresa Colombiana de Transporte-ECOGAS en 1997 de los activos de transporte de gas de ECOPETROL, convertida en Transportadora del Gas del Interior-TGI en 2006 al ser adquirida por la Empresa de energía de Bogotá, propiedad del municipio de Bogotá.

Los cambios introducidos en el año 2003 con la creación de la ANH y el nuevo contrato petrolero en 2004 eliminan los derechos que tenía ECOPETROL para explorar en Colombia sola o con compañías asociadas y desde ese año debe competir con las empresas privadas.

ECOPETROL ha tenido que trabajar dentro de un marco regulatorio que le ha impedido actuar efectivamente por varias razones: por el estatuto de contratación pública que no le da agilidad y por las restricciones del gobierno nacional al controlar su presupuesto de operación e inversión que no le ha dejado los recursos necesarios para buscar petróleo, operar eficientemente y buscar negocios fuera del país.

2. ANTECEDENTES SIGNIFICATIVOS

Cinco hechos significativos se han producido en los últimos quince años que están influyendo e influirán sobre el desarrollo del subsector de hidrocarburos, que se mencionan a continuación.

1) En 1994 se aprobaron las leyes 141 y 142 Eléctrica y de Servicios Públicos que respondieron a la filosofía de separar las funciones de regulación, control y explotación, que antes se confundían en un solo ente gubernamental, así como en establecer claramente los derechos de la participación privada en las actividades de servicios públicos domiciliarios. Esto se reflejó en el sector de hidrocarburos en la separación de la producción de gas de la de transporte y comercialización y en el desmantelamiento de ECOPETROL al quitarle la comercialización de derivados, el transporte y la distribución de gas natural, y la prohibición de invertir en refinerías.

En el mismo año de 1994 se aprobó la Ley 141 de Regalías que definió las normas sobre regalías de petróleo, gas y recursos mineros y los derechos en las mismas de la Nación, los departamentos y los municipios así como las formas de fiscalización.

2) Dentro de la filosofía de la separación de actividades para el subsector eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización) la misma política se comenzó a aplicar para el subsector de hidrocarburos tanto en gas natural como para petróleo y derivados, con efectos negativos para ECOPETROL.

En esta forma, en el subsector de gas natural, las actividades de transporte se le asignaron en 1997 a una nueva entidad llamada Empresa Colombiana de Gas-ECOGAS y la participación en la distribuidora Gas Natural de Bogotá se vendió a Gas Natural de España.

3) En petróleo, la distribución minorista de las empresas TERPEL formadas por ECOPETROL fue ofrecida en venta a inversionistas privados y se decidió que la entidad, como política de Estado, pero no porque se prohibiera por Ley, no debía intervenir más en la construcción y operación de nuevas refinerías. En el transporte por oleoductos se inició una política de construcción de los mismos por el sector privado. Igualmente, todo el negocio de transporte y de comercialización de gas natural se le quitó a ECOPETROL.

4) Un cambio muy importante fue la creación en 2003 de la ANH y el establecimiento en 2004 del nuevo modelo de contratación para E&P, volviéndose al contrato de concesión y eliminándose las prerrogativas de ECOPETROL, ya que desde ese año en adelante la empresa estatal tiene que competir libremente con inversionistas privados en la adquisición de zonas para la explotación y producción.

5) La decisión en 2006 del gobierno nacional de vender al público el 20% de las acciones de ECOPETROL marca el inicio de la privatización de esta entidad. En septiembre de 2007 se inició el proceso de venta de las acciones del 10% de las mismas.

La venta del 20% de las acciones de ECOPETROL la convierte en una empresa mixta y le va a permitir actuar como empresa privada, eliminando muchas de las restricciones actuales para operar interna y externamente.

3. POLITICA SECTORIAL GENERAL

El Ministerio de Minas y Energía es el rector del sector de energía y minas en cuanto a que fija las políticas generales, dirige y controla las empresas estatales adscritas; participa y dirige la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) y otras entidades DEL SECTOR, y es el encargado de establecer y llevar el control de las normas técnicas del sector de hidrocarburos tanto para el sector privado como público.

La política energética y minera la define y orienta el Ministerio de Minas y Energía creado en 1940 como Ministerio de Minas y Petróleos, eliminándose las funciones correspondientes que antes tenía el Ministerio de la Economía Nacional.

La reforma Administrativa de 1968 le fijó el manejo de las fuentes primarias de energía, pero los aspectos relativos a la generación, transmisión y comercialización de energía quedaron asignados al Ministerio de Obras Públicas.

Mediante el Decreto 636 del 10 de abril de 1974 pasó llamarse Ministerio de Minas y Energía, adscribiéndose las funciones relativas al sector eléctrico.

Para colocar al Ministerio en consonancia con la Constitución de 1991, a la luz de los nuevos mandatos y del papel que de acuerdo con el plan de desarrollo deben cumplir los ministerios, mediante el Decreto 2119 de diciembre 29 de 1992 se reorganizó y se cambiaron algunos aspectos del Ministerio de Minas y Energía.

En 1997 se creó el Vice-ministerio de Hidrocarburos y se dictaron otras disposiciones.

En 1999, 2001, 2003 y 2004 se introducen cambios que eliminan entidades adscritas, las reorganizan o se crean otras, y se establece un solo Viceministerio que se encarga de las actividades de energía y minas.

Las principales funciones del Ministerio relacionadas con el subsector de hidrocarburos, según el Artículo tercero del Decreto 70 de enero 17 de 2001 son las siguientes:

1. Adoptar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos.
2. Propender que las actividades que desarrollen las empresas del sector minero-energético garanticen el desarrollo sostenible de los recursos naturales.
3. Adoptar los planes de desarrollo del sector minero-energético del país en concordancia con los planes generales de desarrollo y con la política macroeconómica del Gobierno

Nacional. En ejercicio de esta función se deberán identificar las necesidades del sector minero-energético y los planes generales deberán estar orientados a satisfacer esta demanda. Para el efecto el Ministerio podrá adelantar, directamente o en coordinación con otros organismos públicos o privados, investigaciones que se relacionen con las actividades propias del sector.

4. Adelantar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales legales y reglamentarias relacionadas con la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables, y las normas técnicas relativas a los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible.

5. Asegurar que se realicen en el país por medio de empresas oficiales, privadas o mixtas las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos, según previo concepto del Consejo Nacional de política Económica y Social-CONPES.

6. Organizar las licitaciones directamente o a través de contratos con terceros, a las que se pueda presentar cualquier empresa pública o privada nacional o extranjera, cuando se trate de organizar el transporte, la distribución y el suministro de hidrocarburos de propiedad nacional que puedan resultar necesarios para la prestación de los servicios públicos regulados por la Ley 142 de 194 o las normas que la modifiquen o adiciones, siempre que la Nación lo considere necesario.

4. MARCO LEGAL DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

4.1. Constitución Política de Colombia.

La Constitución de 1991 es clara en cuanto a los derechos de la propiedad privada para competir en igualdad de condiciones con el sector público, acceder a la explotación de hidrocarburos, participar en las licitaciones públicas, ya sea por empresas privadas colombianas o internacionales, y ser sometida a las mismas normas sin ninguna discriminación con relación al sector público. La Constitución da igualdad de derechos al sector privado con respecto al sector público.

La Constitución de 1991, en el aspecto económico sigue unas líneas bastante ortodoxas en cuanto a los papeles del sector privado y público en la economía.

La Constitución Política de Colombia vigente recoge el texto original aprobado por la Asamblea Constituyente en 1991 más los Actos Legislativos que la han reformado desde entonces. Es el marco legal dentro de cual operan todos los sectores.

Los artículos que en alguna forma tienen que ver con los de hidrocarburos son los siguientes:

Artículo 8. Es obligación del Estado y de las personas proteger las riquezas culturales y naturales de la Nación.

Artículo 58. Se garantiza la propiedad privada y los demás derechos adquiridos con arreglo a las leyes civiles, los cuales no pueden ser desconocidos ni vulnerados por leyes posteriores.

La propiedad es una función social que implica obligaciones. Como tal, le es inherente una función ecológica.

El Estado protegerá y promoverá las formas asociativas y solidarias de propiedad.

Artículo 60. El Estado promoverá, de acuerdo con la ley, el acceso a la propiedad.

Artículo 79. Todas las personas tienen derecho a gozar de un ambiente sano. Es deber del Estado proteger la diversidad e integridad del ambiente, conservar las áreas de especial importancia ecológica y fomentar la educación para el logro de esos fines.

Artículo 80. El Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución.

Además, deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir reparación de los daños causados.

Asimismo, cooperará con otras naciones en la protección de los ecosistemas situados en zonas fronterizas.

Artículo 332. El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes

Artículo 333. La actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común. Para su ejercicio, nadie podrá exigir permisos previos ni requisitos, sin autorización de la ley

La libre competencia económica es un derecho de todos que supone responsabilidad. La empresa, como base de desarrollo, tiene una función social que implica obligaciones. El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitara o controlara cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional

La ley delimitará el alcance de la libertad económica cuando así lo exijan el interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la Nación.

Artículo 334. La dirección general de la economía estará a cargo del Estado. Este intervendrá, por mandato de la ley, en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo, en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.

Artículo 360. La ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables así como los derechos de las entidades territoriales sobre los mismos.

La explotación de un recurso natural no renovable causará a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte.

Los departamentos y municipios en cuyo territorio se adelanten explotaciones de recursos naturales no renovables, así como los puertos marítimos y fluviales por donde se transporten dichos recursos o productos derivados de los mismos, tendrán derecho a participar en regalías y compensaciones.

Artículo 361. Con los ingresos provenientes de las regalías que no sean asignados a los departamentos y municipios, se creara un Fondo Nacional de Regalías cuyos recursos se destinaran a las entidades territoriales en los términos que señale la ley. Estos fondos se aplicaran a la promoción de la minería, a la preservación del ambiente y a financiar proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de las respectivas entidades territoriales

Artículo 365. Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios.

Artículo 367. La ley fijara las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos.

4.2. Ley Orgánica de Hidrocarburos

Se considera que el primer estatuto completo sobre hidrocarburos fue la Ley 1230 de 1919, por la cual se reglamentaron los contratos de concesión. De 1922 a 1927 se aprobaron varias modificaciones a la Ley de 1919, siendo especialmente importante fue la de 1927 que eliminó el contrato de concesión. Las presiones americanas dieron como resultado la aprobación de la Ley 37 de 1931, que reestableció el sistema de concesiones y reglamentó toda la materia sobre el petróleo. En estos contratos de concesión se pagaba una regalía de 14.5 %.

En 1950 se expidió el Decreto Ley 3419 de noviembre de 1950 que compiló la legislación existente y aportó cambios adicionales.

La Ley de 1931 y sus decretos reglamentarios se recogieron en 1953 en lo que se conoce desde entonces como el Código de Petróleos; este código aún vigente en 2007 ha sufrido muchas modificaciones. El código se refiere a concesiones, regalías, propiedad privada en hidrocarburos, transporte, refinación, agotamiento de campos y diversidad de normas técnicas y de diferente tipo sobre el subsector.

Las principales modificaciones introducidas hasta 2007 son las siguientes:

La Ley 10 de 1961 modificó varios artículos del Código de Petróleos e introdujo nuevas reglamentaciones.

La Ley 20 de 1969 reiteró el derecho del estado sobre el subsuelo y se autorizó a ECOPETROL, por delegación de la Nación, para celebrar contratos de exploración y producción.

En 1974, el Decreto-Ley 2310, dentro del estado de emergencia económica instaurado en ese año, se expidió el Decreto-Ley 2310 que modificó los dos primeros dos artículos del código, reemplazando el sistema vigente hasta entonces de contratos de concesión por los de asociación, operación, de servicio o de cualquier otra naturaleza, distintos a los de concesión. Igualmente, se autorizó a ECOPETROL para adelantar las actividades de E&P directamente o a través de contratos con terceros.

Este contrato de Asociación denominado Standard permaneció vigente y sin modificaciones hasta 1989. Consistía básicamente en que el socio de ECOPETROL exploraba por su cuenta y riesgo y si encontraba petróleo en cantidades comerciales los costos de exploración y desarrollo se pagaban por partes iguales y se repartía la producción por partes iguales después de descontar una regalía del 20 %. El inversionista extranjero pagaba, igualmente, los diferentes impuestos nacionales (de renta y de remesa de utilidades) y locales, como el de renta, predial de industria y comercio.

En 1987, 1989, 1994 y 1997 se introdujeron cambios para hacer más atractivos los contratos para el inversionista privado, fundamentalmente participación de ECOPETROL en los costos iniciales de exploración y diferentes propuestas para distribuir la producción después de pagar la regalía del 20%.

En 2002, con la Ley 756, se modificó el régimen de regalías y se estableció un sistema de regalías variables entre 5% y 25%, dependiendo de los promedios diarios de producción, con el argumento que los campos pequeños no eran suficientemente atractivos, por lo cual era mejor tener regalías bajas.

Mediante la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) se le traspasó la responsabilidad de administrar los recursos de la Nación así como la de establecer un nuevo mecanismo contractual para la E&P.

Es así como en abril 2004 se presentó un nuevo modelo de contratación, caracterizado por un esquema de concesión moderna según el gobierno, donde el inversionista no tiene que asociarse con ECOPETROL y asume los riesgos a cambios de obtener la totalidad de la producción después de regalías según el sistema aprobado en 2002.

En esta forma, el Código de Petróleos de Colombia vigente es el aprobado en 1953 con las modificaciones introducidas desde ese año.

El Código de Petróleos comprende los siguientes capítulos:

- Disposiciones generales
- Exploración superficial
- Contratos de exploración y explotación
- Tramitación de propuestas y oposiciones
- Avisos de perforación y revisión de títulos
- Regalías
- Impuesto sobre el petróleo de propiedad privada
- Transportes
- Refinación y distribución
- Exenciones, agotamientos y amortización
- Sanciones y caducidad de los contratos
- Disposiciones reglamentarias

Desde la expedición del Código en 1953 son muchos los cambios que se han realizado que hacen difícil su lectura e interpretación, así como las circunstancias de la industria han cambiado, lo que ha llevado a muchos expertos a sugerir que se expida un nuevo código de petróleos.

Así, la Ley 681 de 2001 declaró de acceso abierto a terceros el sistema de transporte de poliductos propiedad de ECOPETROL y la Ley 812 de 2003 del Plan de Desarrollo 2003-2006 definió la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo como compuesta por el refinador, el importador, el almacenador, el distribuidor mayorista, el distribuidor minorista, el transportador y el gran consumidor, que sirvió de base posteriormente para abrir esta cadena a terceros, de tal manera que en 2007 cualquier agente puede intervenir en estas actividades.

De nuevo, no existe ninguna discriminación contra el sector privado ni ninguna favorabilidad para una empresa pública.

4.3. Ley 142 de Servicios Públicos

La ley 142 del 11 de julio de 1994 estableció el régimen de los servicios públicos domiciliarios, del cual surgió la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG y las normas que rigen al los subsectores del gas natural y del GLP en cuanto a los precios del gas natural y del GLP, del transporte y de la distribución del gas natural y del GLP así como de aspectos técnicos referentes a la calidad.

Los artículos que se refieren al subsector de hidrocarburos son los siguientes:

Artículo 1. **Ámbito de Aplicación de la Ley:** La ley se aplica a los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas

combustible, telefonía fija pública básica conmutada y telefonía local móvil en el sector rural.

Artículo 3. – Instrumentos de la Intervención Estatal: Todas las decisiones de las autoridades en materia de servicios públicos deben fundarse en los motivos que determina esta Ley, y los motivos que invoquen deben ser comprobables.

Todos los prestadores quedaran sujetos, en lo que no es incompatible con la Constitución o con la Ley, a todo lo que esta ley dispone para las empresas y sus administradores y, en especial, a las regulaciones de las comisiones, al control, inspección y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos, y a las contribuciones para aquéllas y ésta.

Artículo 4. Servicios Públicos Esenciales: Todos los servicios públicos de que trata la presente Ley, se consideraran servicios públicos esenciales.

Artículo 5.- Competencia de los Municipios en Cuanto a la Prestación de los Servicios Públicos: es competencia de los municipios en relación con los servicios públicos, que ejercerán en los términos de la Ley, y de los reglamentos que con sujeción a ella expidan los consejos.

- Asegurar que se presten a sus habitantes, de manera eficiente, los servicios domiciliarios por empresas de servicios públicos de carácter oficial, privado o mixto, o directamente por la administración central del respectivo municipio en los casos previstos.

Artículo 7.- Competencia de los Departamentos para la Prestación de los Servicios Públicos. Son competencia de los departamentos en relación con los servicios públicos, las funciones de apoyo y coordinación, que ejercerán en términos de la ley, y de los reglamentos que con sujeción a ella expidan las asambleas:

- Apoyar financiera, técnica y administrativamente a las Empresas de Servicios Públicos que operen en el departamento o a los municipios que hayan asumido la prestación directa, así como a las empresas organizadas con participación de la Nación o de los departamentos para desarrollar las funciones de su competencia en materia de servicios públicos.
- Organizar sistemas de coordinación de las entidades prestadoras de servicios públicos y promover, cuando razones técnicas y económicas lo aconsejen, la organización de asociaciones de municipios para la prestación de servicios públicos, o la celebración de convenios inter administrativos para el mismo efecto.

Artículo 8. – Competencia de la Nación para la Prestación de los Servicios Públicos. Es competencia de la nación:

- En forma privativa planificar, asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, mixtas o privadas.
- Asegurar que se realicen en el país, por medio de empresas oficiales, mixtas o privadas, las actividades de generación e interconexión a las redes nacionales de energía eléctrica, la interconexión a la red pública de telecomunicaciones, y las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos y de redes para otros servicios que surjan por el desarrollo tecnológico y que requieran redes de interconexión.
- Apoyar financiera, técnica y administrativamente a las empresas de servicios públicos o a los municipios que hayan asumidos la prestación directa.
- Velar porque quienes presten servicios públicos cumplan con las normas para la protección, la conservación o, cuando así se requiera, la recuperación de los recursos naturales o ambientales que sean utilizados en la generación, producción, transporte y disposición final de tales servicios.

Artículo 17. Las empresas de Servicios Públicos son sociedades por acciones cuyo objeto es la prestación de los servicios públicos se que trata esta Ley.

Artículo 24. – Todas las entidades prestadoras de servicios públicos están sujetas al régimen tributario nacional y de las entidades territoriales.

Artículo 32.- Régimen de Derecho Privado para los Actos de las Empresas. La constitución y los actos de todas las Empresas de Servicios Públicos, así como los requeridos para la administración y el ejercicio de los derechos de todas las personas que sean socias de ellas se regirán exclusivamente por las reglas del derecho privado.

La regla se aplicara, inclusive, a las sociedades en las que las entidades públicas sean parte, sin atender al porcentaje que sus aportes representen dentro del capital social, ni a la naturaleza del acto o del derecho que se ejerce.

Se entiende que la autorización para que una entidad pública haga parte de una Empresa de Servicios Públicos organizada como sociedad por acciones, faculta a su representante legal, de acuerdo con los estatutos de la entidad, para realizar respecto de la sociedad, las acciones y los derechos inherentes a ellas, todos los actos que la ley y los estatutos permitan a los socios particulares.

Artículo 39.- Contratos Especiales. Para los efectos de la gestión de los servicios públicos se autoriza la celebración, entre otros, de los siguientes contratos especiales, los cuales, salvo los contratos de concesión, se regirán por el derecho privado.

- Contratos de concesión para el uso de recursos naturales o del medio ambiente. Entre estos, esta el contrato de concesión de aguas que celebran las entidades

para facilitar su explotación o disfrute. Cuando las autoridades competentes consideren que es preciso realizar un proyecto de interés nacional para aprovechamiento de aguas, o para proyectos de saneamiento podrán tomar la iniciativa de invitar públicamente a las Empresas de Servicios Públicos para adjudicar la concesión respectiva. Las concesiones de agua caducarán a los tres años de otorgadas, si en ese lapso no se hubieren hecho inversiones capaces de permitir su aprovechamiento económico.

- Contratos de administración profesional de acciones. Son aquellos celebrados por las entidades públicas que participan en el capital de Empresas de Servicios Públicos, para la administración o disposición de sus acciones, aportes o inversiones en ellas, con sociedades fiduciarias, corporaciones financieras, organismos cooperativos de grado superior de carácter financiero, o sociedades creadas con el objeto de administrar Empresas de Servicios Públicos. Las tarifas serán las que se determinen en un proceso de competencia para obtener el contrato.

A los representantes legales y a los miembros de juntas directivas de las entidades que actúen como fiduciarios o mandatarios para administrar acciones de Empresas de Servicios Públicos se aplicará el régimen de incompatibilidades e inhabilidades de los funcionarios que hayan celebrado con ellos el contrato respectivo, en relación con tales empresas.

- Contratos de las entidades oficiales para transferir la propiedad o el uso y goce de los bienes que destina especialmente a prestar los servicios públicos, concesiones o similares.
- Contratos en virtud de los cuales dos o más entidades prestadoras de servicios públicos o estas con grandes proveedores o usuarios, regulan el acceso compartido o de interconexión de bienes indispensables para la prestación de servicios públicos, mediante el pago de remuneración o peaje razonable.
- Contratos para la extensión de la prestación de un servicio que, en principio, solo beneficia a una persona, en virtud de la cual ésta asume el costo de las obras respectivas y se obliga a pagar a la empresa el valor definido por ella, o se obliga a ejecutar independientemente las obras requeridas conforme al proyecto aprobado por la empresa.

Artículo 45. – Principios Rectores del Control. Corresponde a las Comisiones de Regulación, teniendo en cuenta el desarrollo de cada servicio público y los recursos disponibles en cada localidad, promover y regular el balance de los mecanismos de control, y a la Superintendencia supervisar el cumplimiento del balance buscado.

Artículo 67.- Funciones de los Ministerios en Relación con los Servicios Públicos. El Ministerio de Minas y Energía, el de Comunicaciones y el de Desarrollo, tendrán, en relación con los servicios públicos de energía y gas combustible, telecomunicaciones, y agua potable y saneamiento básico, respectivamente, las siguientes funciones:

- Señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilicen las Empresas de Servicios Públicos del sector.
- Elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público que debe tutelar el ministerio, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse, y las privadas que deben estimularse.
- Identificar fuentes de financiamiento para el servicio público.
- Identificar el monto de los subsidios que debería dar la Nación para el respectivo servicio publico, y los criterios con los cuales deberían asignarse.
- Recoger información sobre las nuevas tecnologías, y sistemas de administración en el sector, y divulgarla entre las Empresas de Servicios Públicos.
- Desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial.
- La Unidad Administrativa Especial de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía, tendrá el mismo régimen jurídico de las Comisiones de Regulación de que trata la ley y continuara ejerciendo las funciones que le han sido asignadas legalmente.

Artículo 68. – Delegación de Funciones Presidenciales a las Comisiones. El Presidente de la Republica señalara las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios por medio de las Comisiones de Regulación de los servicios públicos.

Artículo 69.- Organización y Naturaleza. Créanse como unidades administrativas especiales, con independencia administrativa, técnica y patrimonial, y adscritas al respectivo Ministerio, las comisiones de Regulación.

- Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible, adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 71.- Composición. Las Comisiones de Regulación estarán integradas por:

- El Ministro respectivo

- Tres expertos comisionados de dedicación exclusiva designados por el Presidente de la República
- El Director del Departamento Nacional de Planeación

Artículo 73. – Funciones y Facultades Generales. Las Comisiones de Regulación tienen la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante y produzcan servicios de calidad.

Artículo 74. – Funciones Especiales de la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible.

- Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible
- Expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad y uso eficiente de energía y gas combustible.
- Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible
- Fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible
- Definir las metodologías y regular las tarifas

Artículo 75. – Funciones Presidenciales de la Superintendencia de Servicios Públicos. El Presidente de la República ejercerá el control, la inspección y vigilancia de las entidades que presten los servicios públicos por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Artículo 90. Formulas Tarifarias. Podrán incluirse los siguientes cargos:

- Cargo por Unidad de Consumo
- Un Cargo Fijo, que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio, independientemente del nivel de uso.
- Cargo por Aportes de Conexión

4.4. Actividades reguladas

La regulación de las actividades propias del sector de hidrocarburos se lleva a cabo principalmente por el Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

El Ministerio de Minas y Energía regula los precios de los derivados del petróleo de acuerdo con Ley del Congreso que fija los parámetros para la fijación de los precios.

Los contratos de petróleo y gas desde 2004 están a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que fija las características de los mismos según disposiciones de la Ley de Regalías en lo referente a la liquidación de las regalías. Otros tipos de impuestos como los de renta, predial, industria y comercio y timbre están determinados por las leyes.

En la actualidad cualquier empresa puede licitar áreas petrolíferas sola o en asociación con ECOPETROL.

El precio en boca del gas natural ha estado regulado por la CREG pero a partir del año 2008 será libre.

Las tarifas para el transporte y la distribución al usuario final están reguladas por la CREG.

ECOPETROL, al ser empresa estatal, está sometida al control del Congreso de la República y a las normas que regulan las empresas públicas, en especial el estatuto de contratación, que la limita para actuar en condiciones de competitividad con el sector privado. Sin embargo, con la venta del 20 por ciento de sus acciones que tuvo lugar en septiembre de 2007 cambiará la naturaleza de la empresa al volverse mixta y tener un régimen de empresa privada.

La importación de petróleo solamente la puede efectuar ECOPETROL pero las de los derivados pueden ser realizadas por cualquier agente privado, público o mixto.

La construcción y operación de refinerías está libre, así que cualquier privado puede llevar a cabo esta operación. Mas bien la limitación existe para ECOPETROL, pero al volverse empresa mixta podrá comprometerse en construcción y operación de nuevas refinerías.

Prácticamente todas las actividades del sector de hidrocarburos están reguladas o vigiladas en una u otra forma, ya sea para otorgar permisos de operación, normatividad técnica, condiciones de explotación, pago de impuestos, control de la producción, limitaciones a la concentración, determinación de tarifas y precios, participación de personal colombianos, control a la remesa de utilidades y limitación para invertir en el caso de ECOPETROL.

Los contratos de exploración y explotación de petróleo y gas natural están sujetos a regulaciones por el Código de Petróleos según el nuevo modelo de contrato, como se explica más adelante.

El transporte por oleoductos y poliductos son controlados por el Ministerio de Minas y Energía e canto a permisos, especificaciones técnicas y determinación de las tarifas.

Los gasoductos son regulados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG. Igualmente la comercialización.

La refinación es sujeto de control por parte del Ministerio de Minas y Energía en cuanto a permisos para construcción y supervisión de lasa refinerías.

La comercialización de productos del petróleo es responsabilidad del Ministerio en cuanto a normas, calidades y precios. Excepto el diesel y las gasolinas, los precios de los demás derivados son libres.

EL GLP es regulado por la CREG, excepto en lo que tiene que ver con las normas técnicas de transporte, pero los precios del transporte, el almacenamiento y la comercialización son regulados.

5. INSTITUCIONES Y ORGANISMOS - ORGANIZACIÓN, FUNCIONES E INTERRELACIONES.

El sector de hidrocarburos comprende las actividades de exploración, producción, transporte, refinación y comercialización.

Producción

En las actividades del sector actúan las empresas multinacionales más importantes del mundo. Están presentes BP, SHELL, Total, EXXON, PETROBRAS y muchas menores de Estados Unidos y Europa. Últimamente están haciendo presencia empresas de Rusia, India y China.

En producción las empresas privadas tienen, a partir de la adopción de nuevo contrato petrolero en 2004, los mismos derechos que las entidades públicas ECOPETROL y TGI (Transportadora de Gas del Interior). Pero antes de este años tenían una participación de 50 % en los contratos de asociación.

Refinación

En refinación, las refinerías son actualmente estatales, pero con la nueva política de modernización de la refinería de Cartagena entra fuertemente el sector privado con 51% de participación en la propiedad y operación de la misma.

La capacidad total de refinación asciende a 333.300 BPD, distribuida en dos grandes refinerías: Barrancabermeja, con una capacidad de carga de 238 KBPD, y Cartagena, con capacidad de 76 KBPD, y tres menores: Apiay, ubicada cerca de Villavicencio, de 2,5 KBPD de capacidad nominal; Orito, en Putumayo, de 2,8 KBPD de capacidad y Nare, en el Municipio de Puerto Triunfo en Antioquia, que procesa 14 KBPD, que es la única refinería privada. En 2006 se encontraba en construcción un proyecto de refinación privada de 30 KBPD de capacidad, localizada en el departamento de Santander, para procesar crudo de Cusiana.

Dentro de la política energética de los últimos años se busca que las nuevas refinerías sean construidas y operadas por el sector privado.

Dentro de esta política se le entregó al sector privado internacional la ampliación de la refinería de Cartagena de 76 KBPD a 140 KBPD, de acuerdo a licitación internacional abierta en el 2006.

Transporte de petróleo y productos

En transporte, la mayor parte de los oleoductos, poliductos y gasoductos son públicos pero ya hay una presencia importante del sector privado.

A finales de 2006, la red de oleoductos comprendía 4876 kilómetros distribuidos en 41 ductos, de los cuales ECOPETROL es propietario de 1.400 kilómetros (28,71%), el sector privado de 785 kilómetros (16,1%) y los restantes 2691 kilómetros (55,2%) son oleoductos de propiedad de las asociaciones entre ECOPETROL y terceros.

Los oleoductos de mayor capacidad y longitud son: a) los que transportan el crudo del Piedemonte Llanero (Cusiana y Cupiaga) hasta el Terminal marítimo de Novenas, puerto de exportación situado sobre el mar Caribe, con una longitud total de 790 kilómetros y b) el Oleoducto Caños Limón –Río Zulia-Covenas que transporta los crudos producidos en Caños Limón (Arauca) de la Asociación ECOPETROL/OCCIDENTAL, de una longitud de 770 kilómetros.

Durante los últimos 15 años la política de desarrollo de la infraestructura de oleoductos ha estado encaminada a atraer inversión del sector privado o de promover asociaciones entre productores privados y ECOPETROL.

La red nacional de oleoductos esta diseñada, fundamentalmente, para llevar el crudo hacia los puertos de exportación de Covenas, en el mar Caribe y las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena; existe, también, el oleoducto Puerto Colón-Orito-Tumaco, de propiedad de ECOPETROL, para transportar el petróleo de Ecuador para su exportación por el puerto de Tumaco sobre el Pacífico, de acuerdo con el convenio existente entre Colombia y Ecuador.

Para el transporte de productos, el país cuenta con una red de poliductos de 3.500 kilómetros, de los cuales el 99 % son propiedad de ECOPETROL, salvo el poliducto Medellín-Ríonegro, cuyo propietario es la compañía Terpel Antioquia.

Distribución de combustibles

Los distribuidores mayoristas compran los productos a ECOPETROL o a refinadores privados, los almacenan en 45 plantas y los aditivan para posteriormente llevarlos a las estaciones de servicio.

El distribuidor minorista compra los combustibles a los distribuidores mayoristas en las plantas de abasto y los vende a los usuarios en las estaciones de servicio.

En comercialización mayorista como minorista la preponderancia es de cien por ciento del sector privado.

Es decir, el sector de hidrocarburos de Colombia es mixto en su composición accionaria ya que coexisten el sector privado y el público.

5.1. Organización del sector de hidrocarburos a nivel estatal

Para entender las instituciones y organismos del sector de hidrocarburos en Colombia hay que tener en cuenta que el país está dividido en departamentos, y estos en municipios, y que tradicionalmente al lado de entidades de orden nacional se encuentran empresas regionales y municipales, especialmente a este último nivel en ciudades como Bogotá, Medellín y Cali.

Primero se hará una descripción de las entidades que tienen que ver con el sector de hidrocarburos desde un punto de vista nacional y posteriormente una breve referencia al papel de los municipios.

En la Figura 1 se presenta la organización pública del sector de hidrocarburos a nivel nacional. A la cabeza se encuentra el Presidente de la República, el máximo ordenador de las políticas sobre el sector. Sigue el Consejo Nacional de Política Económica y Social-CONPES, organismo integrado por los ministros del área económica presidido por el Presidente de la República, que fija las políticas generales y específicas del país, en particular las del sector de hidrocarburos. La secretaría del CONPES está a cargo de Departamento Nacional de Planeación.

Cuatro ministerios tienen que ver con el sector. El Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Ministerio de Vivienda y Medio Ambiente, el Ministerio de Transporte y el Ministerio de Minas y Energía.

Bajo el Ministerio de Minas y Energía están la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, ECOPETROL, la Unidad de Planeamiento Minero-Energético-UPME y la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG.

Dependiendo de la Presidencia de la República se localiza el Departamento Nacional de Planeación-DNP, que hace de Secretaría del CONPES. Dentro de la organización estatal existe la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SSPD, dependiente del DNP, cuyo objeto es el control de las empresas de servicios públicos, como la distribución de gas natural y GLP.

Como se mencionó al inicio, hay que considerar el papel que tienen los municipios en el sector, ya que en Colombia tres empresas claves del subsector de gas natural están relacionadas con los gobiernos de Bogotá y Medellín como se muestra en la Figura 2.

En lo que tiene que ver con Bogotá, la Empresa de Energía de Bogotá-EEB, cuyo dueño mayoritario es el municipio, adquirió en un cien por ciento del gobierno nacional, a finales de 2006, la Empresa Colombiana de Gas- ECOGAS, convertida en Transportadora de Gas del Interior-TVI. Igualmente la EEB es socia con un 25% de la Empresa Gas Natural, cuyo accionista mayoritario es la empresa española GAS Natural de España.

En la ciudad de Medellín, las Empresas Municipales de Medellín-EPM, con capital totalmente del municipio, tiene a su cargo la distribución del gas natural a través de su negocio EPM-GAS

El municipio de Neiva en el Departamento del Huila tiene interés en dos empresas de gas natural: Alcanos de Colombia y PROGASUR S.A.

La legislación actual permite que los municipios y los departamentos creen o formen parte de empresas en el sector de hidrocarburos. Es así como existen pequeñas participaciones en diferentes empresas de distribución de gas natural.

Figura 5.1.
ORGANIZACIÓN DEL SECTOR HIDROCARBUROS
ESTATAL – NACIONAL

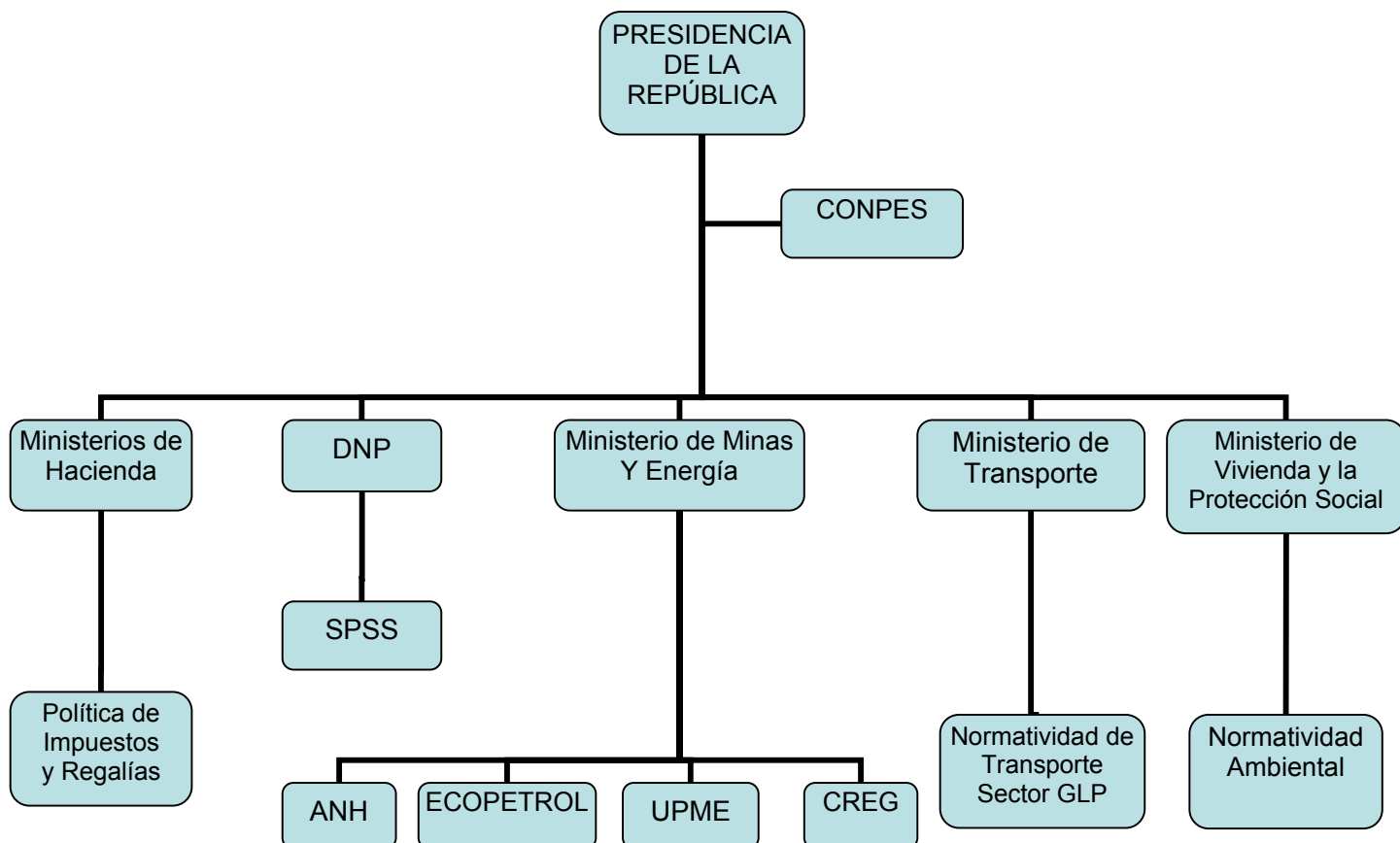
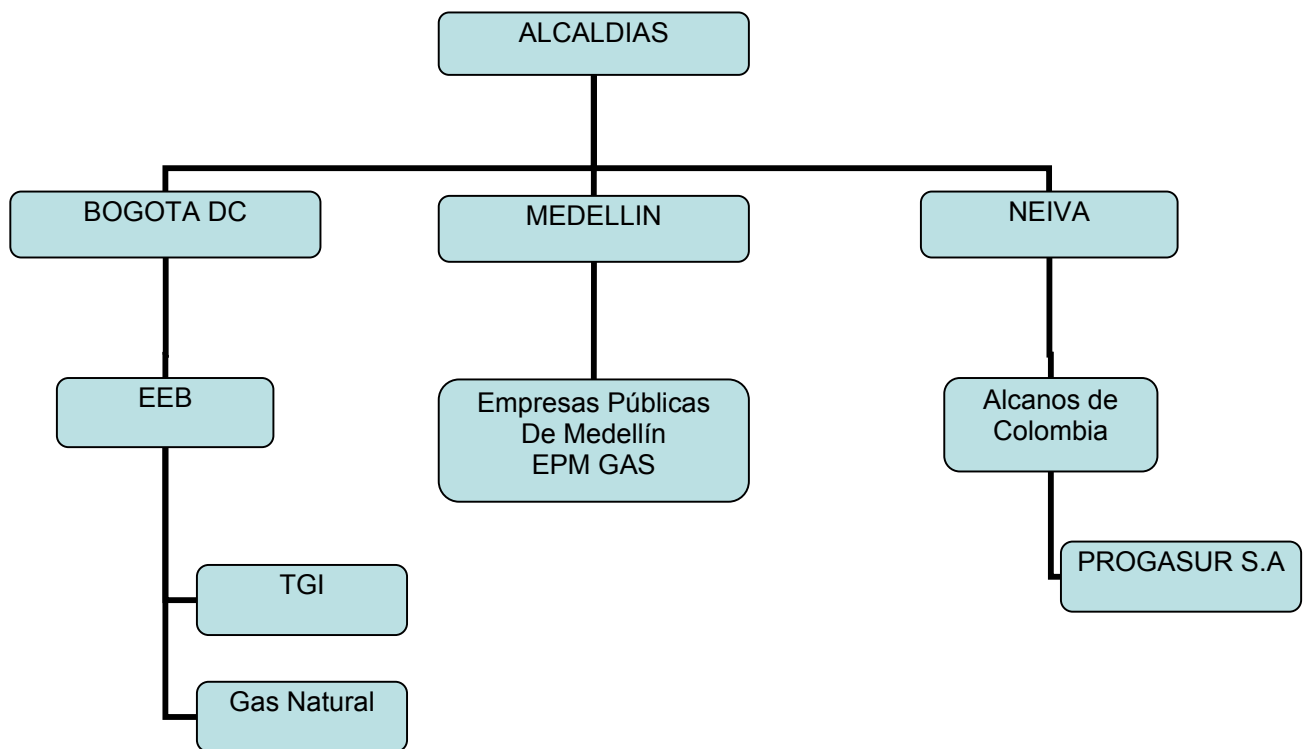


Figura 5.2.

PARTICIPACION DE ALCALDIAS EN TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE GAS



5.2. Organización, y funciones de las entidades.

5.2.1. Departamento Nacional de Planeación-DNP

Origen del DNP

La planeación en Colombia se inició como resultado de la reforma constitucional de 1936 que facultó al Estado para racionalizar la producción, distribución y consumo de riquezas, así como para ofrecer al trabajador colombiano la protección adecuada de acuerdo con sus derechos adquiridos.

En 1958 se creó el Consejo Nacional de Política Económica y Planeación, así como el Departamento Administrativo de Planeación y Servicios Técnicos, entidades que tuvieron funciones de estudio y recomendación de la política económica.

De acuerdo con este proceso, en 1968 se modificaron las estructuras del Consejo y las entidades anteriormente mencionadas se transformaron en el Consejo Nacional de Política Económica y Social –CONPES– y en el Departamento Nacional de Planeación –DNP–, respectivamente.

Desde esta época, el DNP comenzó a elaborar planes y programas generales para el país con la colaboración de misiones técnicas internacionales.

En la década del setenta se inició la elaboración de planes de desarrollo más estructurados, de tal forma que sus enfoques estaban dirigidos hacia el crecimiento económico del país, con énfasis en el proceso de planeación.

Funciones

Las funciones más importantes que pueden tener relación con el sector de hidrocarburos son las siguientes:

Diseñar el Plan Nacional de Desarrollo para su evaluación por parte del Consejo Nacional de Planeación, el Consejo Nacional de Política Económica y Social, CONPES, y para su posterior presentación al Congreso de la República, coordinar su ejecución, realizar el seguimiento y la evaluación de gestión y resultados del mismo

Desarrollar las orientaciones de planeación impartidas por el Presidente de la República y coordinar el trabajo de formulación del Plan Nacional de Desarrollo con los ministerios, departamentos administrativos y entidades territoriales.

Coordinar a todas las entidades y organismos públicos para garantizar el debido cumplimiento y ejecución de las políticas, los programas y los proyectos contenidos en el Plan Nacional de Desarrollo.

Dirigir y coordinar y procurar el cumplimiento de las políticas de inversión pública, garantizar su coherencia con el Plan de Inversiones Públicas.

Elaborar planes de largo plazo sobre políticas ambientales y de desarrollo sostenible

Diseñar y organizar las políticas de los sistemas de evaluación de gestión y resultados de la administración pública, tanto en lo relacionado con políticas como con proyectos de inversión. En todo caso el Departamento Nacional de Planeación, de manera selectiva, podrá ejercer dicha evaluación sobre cualquier entidad territorial.

Suministrar al Presidente de la República informes periódicos y los demás que este solicite acerca del cumplimiento de los planes de desarrollo y asesorarlo en la preparación del informe que sobre la misma materia debe presentar anualmente al Congreso de la República.

Participar en las gestiones de financiamiento externo o interno relacionadas con los planes, programas y proyectos de desarrollo económico y social, para el efecto, apoyará los organismos y entidades públicas en la preparación y presentación de proyectos que puedan ser financiados con crédito interno y externo y participará en las correspondientes negociaciones.

Estudiar y evaluar el estado y cuantía de la deuda externa pública y privada, y proponer al Consejo Nacional de Política Económica y Social, CONPES, las medidas necesarias para lograr el cumplimiento del Plan Nacional de Desarrollo sin exceder la capacidad de endeudamiento del país.

Llevar el registro de los proyectos que hayan sido declarados por los respectivos ministerios como viables, para ser financiados con recursos del Fondo Nacional de Regalías y recomendar la priorización de la asignación de recursos a estos proyectos.

Preparar, con la colaboración de los organismos y entidades pertinentes, políticas, planes, programas y proyectos relacionados con el estímulo a la actividad productiva y la inversión privada.

Participar en la evaluación de los proyectos de inversión privada nacional o extranjera que requieran intervención del Gobierno Nacional.

Participar en el diseño de la política para la prestación de servicios públicos domiciliarios, a través de las Comisiones de Regulación, y promover su adopción por parte de las empresas de servicios públicos.

Trazar las políticas generales y desarrollar la planeación de las estrategias de control y vigilancia, para la adecuada y eficiente prestación de los servicios públicos domiciliarios.

Controlar y vigilar directamente o mediante la contratación de interventores, la correcta utilización de los recursos provenientes de regalías y compensaciones causadas por la explotación de recursos naturales no renovables de propiedad del Estado y tomar los correctivos necesarios en los casos que se determine una mala utilización de dichos recursos.

Dirigir, coordinar y dar cumplimiento a las políticas de inversión pública referentes al Fondo Nacional de Regalías, de conformidad con lo previsto en la Constitución y la Ley.

Diseñar las metodologías para declarar viables proyectos a ser financiados con recursos de regalías o compensaciones.

Como Secretaría del Consejo Nacional de Política Económica-CONPES, integrado por los ministros de las áreas económicas, el DNP tiene una serie de funcionales, entre las cuales sobresalen las siguientes:

Someter a su consideración el Plan Nacional de Desarrollo, en los términos señalados en la Ley Orgánica del Plan.

Presentar, para su aprobación, las políticas, estrategias, planes, programas y proyectos del Gobierno Nacional.

Presentar, para su análisis, estudios sobre la ejecución del Plan Nacional de Desarrollo y de las políticas, estrategias, programas y proyectos del Gobierno Nacional.

Someter a su estudio y aprobación las bases y criterios de la inversión pública.

Presentar para su estudio y aprobación el programa de desembolsos de crédito externo del sector público.

Preparar y someter a su consideración los conceptos relacionados con la celebración de los contratos de empréstito de la Nación o de las entidades públicas, en los términos previstos por las disposiciones legales vigentes.

Preparar y someter a su consideración los conceptos relacionados con el otorgamiento de garantías por parte de la Nación a los contratos de crédito interno o externo de las entidades públicas, en los términos previstos por las disposiciones legales vigentes.

Presentar, para su estudio y aprobación, el monto y distribución de las utilidades y los superávits de las entidades descentralizadas.

Organización

En la estructura del DNP hay dos unidades que tienen que ver con el subsector de hidrocarburos que son la Dirección de Regalías, que administra las regalías de todo tipo, y la Dirección de Infraestructura y Energía Sostenible, que atiende lo atinente a la energía en general.

Entre las entidades adscritas se encuentra la SSPD, encargada de hacer el seguimiento y control a las empresas de servicios públicos domiciliarios.

Figura 5.3.



5.2.2. Ministerio de Minas y Energía

Historia

El Ministerio de Minas y Energía se remonta a 1940 como Ministerio de Petróleos, cambiándose a Ministerio de Minas y Energía en 1974.

Organización

La organización de MINMINAS actualizada a agosto 2007 se presenta en la Figura....

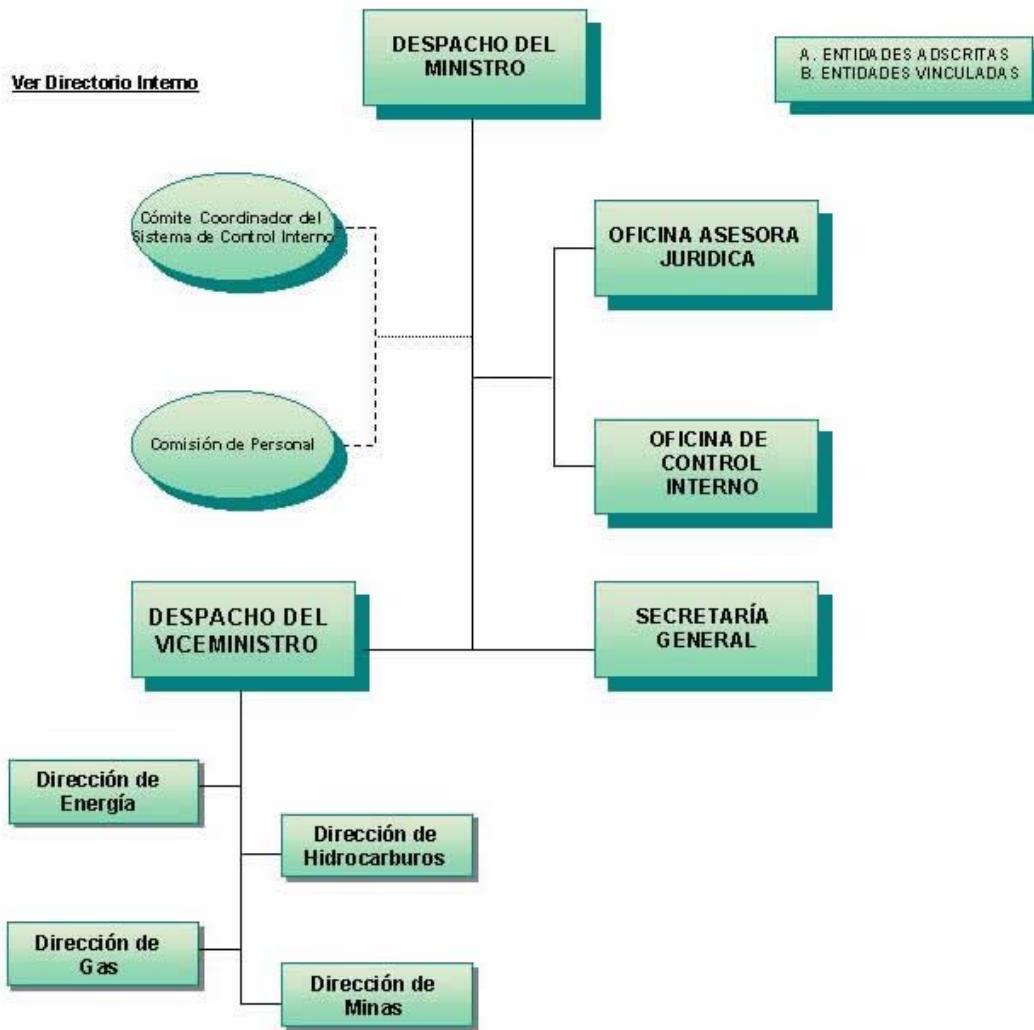
La cabeza del Ministerio está en el Ministro de Minas y Energía, seguido jerárquicamente por el Despacho del Viceministro, de quien depende la Dirección de Hidrocarburos y de Gas.

En esta dependencia se tratan todos los asuntos técnicos y de vigilancia de las empresas del subsector de hidrocarburos. Así, para determinar las regalías personal de esta Dirección inspecciona los campos para determinar la producción efectiva de petróleo y gas natural.

Cuatro entidades importantes están adscritas a MINMINAS; la ANH, ECOPETROL, CREG y UPME. Esta última, la Unidad de Planeamiento Minero-energético hace de oficina de Planeación del Ministerio y es la que se encarga de elaborar todo los estudios y elaborar los planes de energía del país.

Figura 5.4.

Organización del Ministerio de Minas y Energía



5.2.3 Ministerio de Transporte

Historia

La historia del Ministerio se remonta a 1905 cuando se creó el Ministerio de Obras Públicas Transporte. En 1993 se convirtió en el actual Ministerio de Transporte.

Organización

En el año 2000 se modificó la estructura del Ministerio y se decidió separar las diferentes funciones que se desarrollaban, así:

- Planeación. Le corresponde al Ministerio.
- Regulación. Le corresponde al Ministerio de Transporte a través de la Comisión de Regulación del Transporte, CRTR.
- Supervisión. Le corresponde a la Superintendencia de Puertos y Transporte (salvo en el modo aéreo). Ejecución. Le corresponde al Ministerio (en materia fluvial y marítima), al Invías, Aerocivil, FNCV, Ferrovías.

Funciones

Entre las funciones del Ministerio de Transporte se destacan las siguientes:

Formular las políticas del Gobierno Nacional en materia de tránsito, transporte y la infraestructura de los modos de su competencia.

Establecer la política del Gobierno Nacional para la directa, controlada y libre fijación de tarifas de transporte nacional e internacional en relación con los modos de su competencia, sin perjuicio de lo previsto en acuerdos y tratados de carácter internacional.

Formular la regulación técnica en materia de tránsito y transporte de los modos carretero, marítimo, fluvial y férreo.

Formular la regulación económica en materia de tránsito, transporte e infraestructura para todos los modos de transporte.

Elaborar el proyecto del plan sectorial de transporte e infraestructura, en coordinación con el Departamento Nacional de Planeación y las entidades del sector y evaluar sus resultados.

Elaborar los planes modales de transporte y su infraestructura con el apoyo de las entidades ejecutoras, las entidades territoriales y la Dirección General Marítima, Dimar.

5.2.4 Ministerio de Vivienda y del Medio Ambiente

Historia

En 1993 se creó el Ministerio del Medio Ambiente que en 2003 se convirtió en Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial al unir funciones de los Ministerios del Medio Ambiente y de Desarrollo.

Funciones

Formular políticas y regulaciones de conservación y restauración de ecosistemas para el uso sostenible, manejo y protección de la diversidad biológica y demás recursos naturales, garantizando la oferta de bienes y servicios ambientales con miras a lograr una distribución justa y equitativa de los beneficios derivados de su uso y aprovechamiento.

Orientar la adopción de criterios de sostenibilidad en la gestión de los sectores productivos e institucionales, procurando la incorporación de sistemas de gestión ambiental, reconversión tecnológica y el cambio en los patrones de consumo.

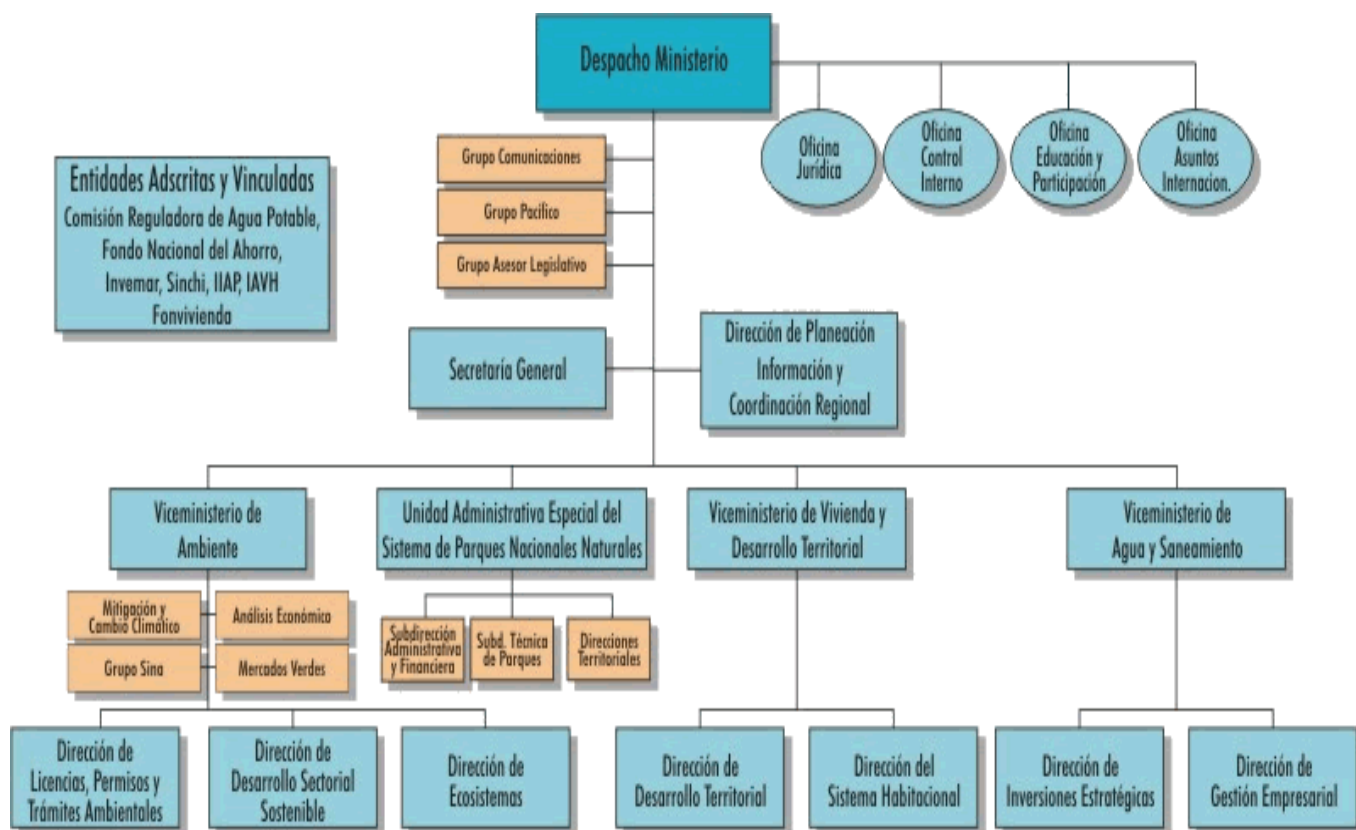
Orientar y articular procesos de formulación de política y de planeación del Sistema Nacional Ambiental mediante el desarrollo de instrumentos y mecanismos de coordinación, información y financieros, con el fin de fortalecer la gestión del sector.

Promover el desarrollo sostenible del territorio considerando las relaciones de la población con la base natural, el espacio construido y el entorno regional mediante la formulación de políticas y regulaciones, referentes a la planificación, el ordenamiento y la gestión territorial.

El Ministerio del Ambiente define los parámetros para la aprobación de las licencias ambientales de las diferentes etapas del subsector de hidrocarburos en exploración y producción, construcción y operación de oleoductos, poliductos, gasoductos, refinerías, centros de almacenamientos, estaciones de servicio y propañosductos

Figura 5.5.

Organigrama del Ministerio del Ambiente, la Vivienda y el Desarrollo Territorial



5.2.5. Ministerio de Hacienda y Crédito Público

Historia

El Ministerio Hacienda es uno de los más antiguos, que se remonta al siglo XIX. Juega un papel muy importante en el establecimiento de impuestos, la aprobación del endeudamiento externo y del interno para las entidades públicas, administra las acciones del gobierno en las empresas y participa en la elaboración del presupuesto nacional y en la elaboración del plan de desarrollo. El ministerio participa en las juntas directivas de ECOPETROL, la ANH, CREG y es miembro importante del CONPES.

Funciones.

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público tiene las siguientes funciones que afectan en una u otra forma al subsector de hidrocarburos.

Participar en la definición y dirigir la ejecución de la política económica y fiscal del Estado.

Coordinar con la Junta Directiva del Banco de la República las políticas gubernamentales en materia financiera, monetaria, crediticia, cambiaria y fiscal.

Preparar, para ser sometidos a consideración del Congreso de la República, los proyectos de acto legislativo y ley, los proyectos de ley del Plan Nacional de Desarrollo, del Presupuesto General de la Nación y en general los relacionados con las áreas de su competencia.

Cumplir las funciones y atender los servicios que le están asignados y dictar, en desarrollo de la ley y de los decretos respectivos, las normas necesarias para el efecto.

Coordinar, dirigir y regular la administración y recaudación de los impuestos que administra la Unidad Administrativa Especial, Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales; y regular de conformidad con la ley, la administración y recaudo de las rentas, tasas, contribuciones fiscales y parafiscales, multas nacionales y demás recursos fiscales, su contabilización y gasto.

Preparar los proyectos para reglamentar el proceso de aforo, tasación y recaudo de los gravámenes arancelarios y los demás temas relacionados para reglamentar la administración de los servicios aduaneros.

Dirigir la preparación, modificación y seguimiento del Presupuesto General de la Nación, del presupuesto de las Empresas Industriales y Comerciales del Estado, de las Sociedades de Economía Mixta asimiladas a éstas, en las condiciones establecidas en la ley.

Participar en la elaboración del Proyecto de Ley del Plan Nacional de Desarrollo y elaborar el proyecto de ley anual del presupuesto en coordinación con el Departamento Nacional de Planeación y los demás organismos a los cuales la ley les haya dado injerencia en la materia.

Administrar el Tesoro Nacional y atender el pago de las obligaciones a cargo de la Nación, a través de los órganos ejecutores o directamente, en la medida en que se desarrolle la Cuenta Unica Nacional.

Administrar las acciones de la Nación en Sociedades de Economía Mixta, vinculadas al Ministerio y de otras sociedades de economía mixta, en virtud de convenios interadministrativos que celebre para el efecto y coordinar los procesos de enajenación de activos y propiedad accionaria de las mismas.

Efectuar el seguimiento a la gestión financiera y a las inversiones de las entidades descentralizadas del orden nacional.

Custodiar y conservar los títulos representativos de valores de propiedad de la Nación y los títulos constituidos a su favor de cualquier naturaleza.

Vender o comprar en el país o en el exterior títulos valores del Gobierno Nacional y otros activos de reserva.

Orientar la gestión de las empresas financieras y no financieras vinculadas.

Ejercer la orientación, coordinación y control de los organismos que le estén adscritos y vinculados.

Organización

Dentro de la organización del ministerio se encuentra la Dirección de Crédito Pública encargada del manejo de la deuda externa del país, al cual todas las entidades tienen que solicitar concepto para endeudarse.

5.2.6. Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG

Historia

La CREG fue creada por las Leyes 142 y 143 de 1994 dentro de las reformas instituidas como resultado de la Constitución de 1994 dentro de la política de separar del Estado las funciones de regulación.

Es así como la Ley 142 de 194 en su artículo 69 dice Crease como unidades administrativas especiales, con independencia administrativa, técnica y patrimonial la Comisión de Regulación de Energía Gas Combustible, adscrita al Ministerio de Minas y Energía

Funciones

De acuerdo con las leyes 142 y 143 de 1994 las siguientes funciones han sido asignadas a la Comisión de regulación de Energía y Gas:

Ley 142 de 1994, Art. 73. Funciones y facultades generales. Las comisiones de regulación tienen la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad. Para ello tendrán las siguientes funciones y facultades especiales:

Someter a su regulación, a la vigilancia del Superintendente, y a las normas que esta ley contiene en materia de tarifas, de información y de actos y contratos, a empresas determinadas que no sean de servicios públicos, pero respecto de las cuales existan pruebas de que han realizado o se preparan para realizar una de las siguientes conductas:

- Competir deslealmente con las de servicios públicos;
- Reducir la competencia entre empresas de servicios públicos;
- Abusar de una posición dominante en la provisión de bienes o servicios similares a los que éstas ofrecen.

Definir los criterios de eficiencia y desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de servicios públicos y solicitar las evaluaciones que considere necesarias para el ejercicio de sus funciones.

Fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio.

Definir en qué eventos es necesario que la realización de obras, instalación y operación de equipos de las empresas de servicios públicos se someta a normas técnicas oficiales, para promover la competencia o evitar perjuicios a terceros, y pedirle al ministerio respectivo que las elabore, cuando encuentre que son necesarias.

Resolver, a petición de cualquiera de las partes, los conflictos que surjan entre empresas, por razón de los contratos o servidumbres que existan entre ellas y que no corresponda decidir a otras autoridades administrativas. La resolución que se adopte estará sujeta al control jurisdiccional de legalidad.

Establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos, cuando ello corresponda según lo previsto en el artículo 88; y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

Ordenar que una empresa de servicios públicos se escinda en otras que tengan el mismo objeto de la que se escinde, o cuyo objeto se limite a una actividad complementaria, cuando se encuentre que la empresa que debe escindirse usa su posición dominante para impedir el desarrollo de la competencia en un mercado donde ella es posible; o que la empresa que debe escindirse otorga subsidios con el producto de uno de sus servicios que no tiene amplia competencia a otro servicio que sí la tiene; o, en general, que adopta prácticas restrictivas de la competencia.

Ordenar la fusión de empresas cuando haya estudios que demuestren que ello es indispensable para extender la cobertura y abaratar los costos para los usuarios.

Ordenar la liquidación de empresas monopolísticas oficiales en el campo de los servicios públicos y otorgar a terceros el desarrollo de su actividad, cuando no cumplan los requisitos de eficiencia a los que se refiere esta ley.

Impedir que quienes captan o producen un bien que se distribuye por medio de empresas de servicios públicos adopten pactos contrarios a la libre competencia en perjuicio de los distribuidores; y exigir que en los contratos se especifiquen los diversos componentes que definen los precios y tarifas.

Determinar, de acuerdo con la ley, cuándo se establece el régimen de libertad regulada o libertad vigilada o señalar cuándo hay lugar a la libre fijación de tarifas

Señalar, de acuerdo con la ley, criterios generales sobre abuso de posición dominante en los contratos de servicios públicos, y sobre la protección de los derechos de los usuarios en lo relativo a facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación de la empresa con el usuario.

Establecer los requisitos generales a los que deben someterse las empresas de servicios públicos para utilizar las redes existentes y acceder a las redes públicas de interconexión; así mismo, establecer las fórmulas tarifarias para cobrar por el transporte e interconexión a las redes, de acuerdo con las reglas de esta ley.

Establecer los mecanismos indispensables para evitar concentración de la propiedad accionaria en empresas con actividades complementarias en un mismo sector o sectores afines en la prestación de cada servicio público.

Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para

impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

Expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad y el uso eficiente de energía y gas combustible por parte de los consumidores y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios.

Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.

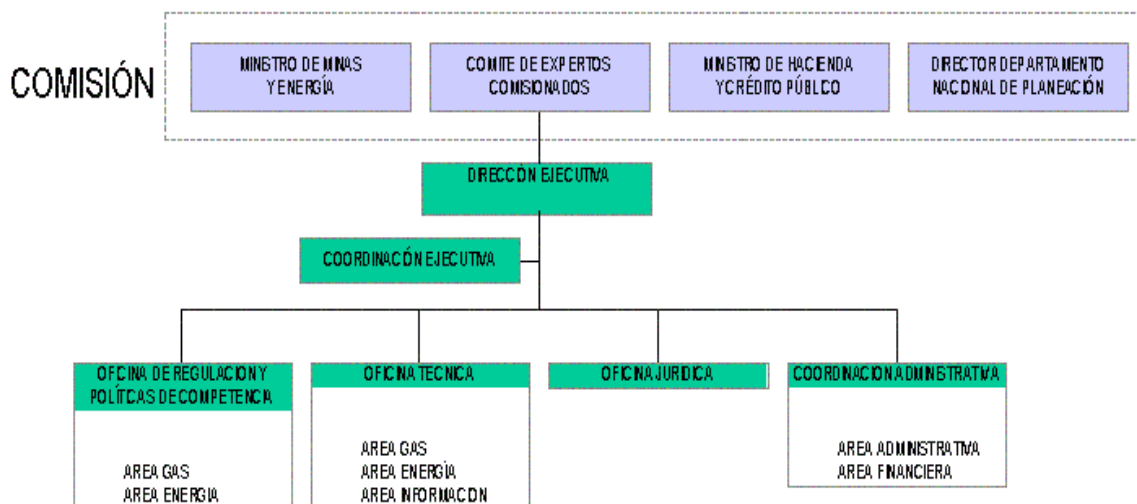
Fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible; o delegar en las empresas distribuidoras, cuando sea conveniente dentro de los propósitos de esta ley, bajo el régimen que ella disponga, la facultad de fijar estas tarifas.

Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia.

Determinar las condiciones para la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia.

Organización

Figura 5.6.
Organigrama de la CREG



5.2.7. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)

La SSPD fue creada por la Ley 142 de Servicios Públicos Domiciliarios. Depende en la actualidad del Departamento Nacional de Planeación.

Funciones

Publica las evaluaciones de gestión realizadas a los prestadores y proporciona la información pertinente a quien la solicite. Da conceptos a las Comisiones de Regulación y Ministerios que así lo requieran en relación con los servicios públicos domiciliarios.

Certifica que la estratificación ha sido correcta, cuando se trate de otorgar subsidios con los recursos nacionales y a exigencia de la nación, para ello se basa en los resultados de las estratificaciones enviadas por los municipios y distritos del país, en sus áreas urbana, centros poblados y rural.

Establece los sistemas de información y contabilidad que deben aplicar los prestadores de servicios públicos domiciliarios. Define la información que las empresas deben proporcionar sin costo al público y señala los valores que deben pagar las personas por la información especial que pidan a las empresas de servicios públicos, sino hay acuerdo entre el solicitante y la empresa.

Atiende los recursos de apelación que en subsidio interpongan suscriptores y usuarios, una vez se haya resuelto el recurso de reposición ante el prestador del servicio. Resuelve las apelaciones contra lo decidido por los Personeros Municipales, por impugnaciones contra la elección de vocales de control. Resuelve en segunda instancia los recursos de reposición que interpongan los usuarios, en materia de estratificación.

Proporciona la orientación y el apoyo técnico necesarios para la promoción de la participación de la comunidad en las tareas de vigilancia y control. Apoya las tareas de los Comités de Desarrollo y Control Social y proporciona los instrumentos básicos de información y capacitación para los vocales de control.

Vigila y controla que las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios cumplan con la Ley 142 de 1.994, con sus normas reglamentarias y las que expidan las Comisiones de Regulación. Que se cumplan los contratos de condiciones uniformes celebradas entre las empresas de servicios públicos y los usuarios. Que los subsidios se destinen a las personas de menores ingresos. Que las Empresas de Servicios Públicos cumplan con los indicadores de gestión señalados por las Comisiones de Regulación. Que las obras, equipos y procedimientos cumplan con los requisitos técnicos señalados por los Ministerios.

Investiga las irregularidades que se presenten en las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios, solicita documentos y practica las visitas, inspecciones y pruebas que sean necesarias para el cumplimiento de sus demás funciones.

Sanciona a las entidades encargadas de prestar servicios públicos domiciliarios cuando no cumplen las normas a que están obligadas. Las sanciones que la Superintendencia puede imponer son: Amonestación. Multas hasta por 2000 salarios mínimos mensuales. Suspender actividades y cierre de los inmuebles que se utilicen para desarrollar las actividades objeto de la sanción. Separar a los administradores o empleados y prohibirles trabajar en empresas similares hasta por 10 años. Solicitar a las autoridades decretar la caducidad de los contratos celebrados por la entidad o la cancelación de licencias. Prohibir la prestación de servicios públicos domiciliarios hasta por 10 años. Ordenar la separación de los gerentes y/o los miembros de las juntas directivas. Tomar Posesión de las empresas de servicios públicos para administrarlas o liquidarlas.

5.2.8. Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH

Historia

En 2003 por el Decreto 1760 se reestructuró el sector de hidrocarburos con la creación de la ANH como respuesta a la disminución de las reservas y a la decisión de hacer más competitivo a ECOPETROL al separar su doble rol de entidad reguladora y de empresa petrolera.

En esta forma la ANH adquirió de ECOPETROL la labor de administrar y regular el recurso hidrocarbunífero y a esta la dedicarse únicamente a explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos.

Funciones

Administrar las áreas de hidrocarburos de la Nación y asignarlas para su exploración y explotación.

Evaluar el potencial de hidrocarburos del país.

Administrar y celebrar los nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de las áreas hidrocarburos de la nación.

Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental del sector.

Administrar y preservar la información técnica existente y la que en el futuro se adquiera en el país.

Convenir en los contratos los términos de los programas en beneficio de las comunidades en las áreas de influencia de los correspondientes contratos, los cuales serán adelantados por los contratistas.

Administrar la participación del Estado en los contratos de exploración y explotación.

Administrar y disponer de los bienes pasen al Estado por finalización de contratos o reversión de concesiones.

Recaudar las regalías y compensaciones monetarias que correspondan al Estado por la explotación de hidrocarburos, y girar a las entidades con derecho a ellas tales recursos.

Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP, y hacer los giros y reintegros correspondientes.

Adelantar las acciones necesarias para buscar el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos, derivados y productos.

Fijar los volúmenes de producción de petróleo de concesión que los explotadores deben vender para la refinación interna.

Fijar el precio al cual se debe vender el petróleo crudo de concesión destinado a la refinación interna para el procesamiento o utilización en el país, y el gas natural que se utilice efectivamente como materia prima en procesos industriales petroquímicos cuando sea del caso.

Ejercer las demás actividades relacionadas con la administración de los hidrocarburos de propiedad de la Nación y las que le sean asignadas por la ley o el reglamento y sean acordes con la naturaleza de la Agencia.

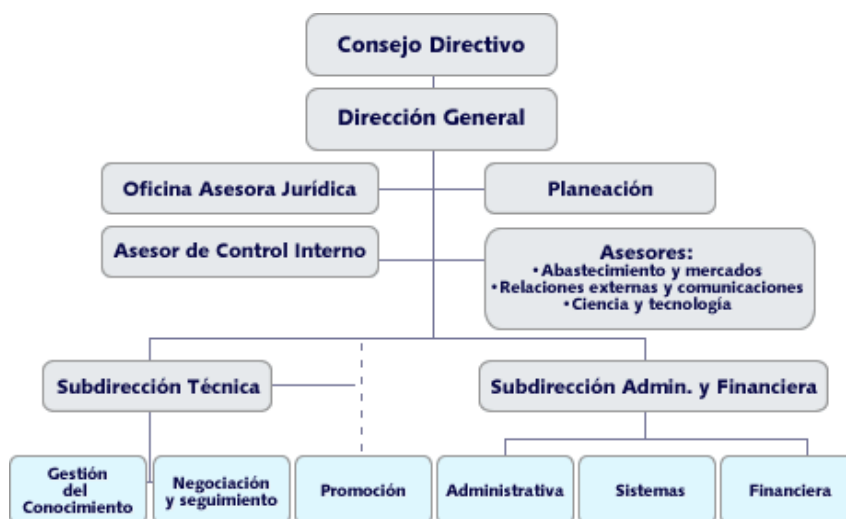
Organización

Comprende un Consejo Directivo presidido por el Ministro de Minas y Energía y compuesto por el Ministro de Hacienda, el Director del Departamento de Planeación Nacional y dos delegados del Presidente de la República.

El Director General es nombrado por el Presidente de la República.

Figura 5.7

Organización de la Agencia Nacional de Hidrocarburos



5.3 Interrelaciones

Desde el punto de vista del gobierno nacional los ministerios y entidades que tienen que ver con el subsector de hidrocarburos están entrelazados entre sí a través de diferentes mecanismos.

De acuerdo con la constitución de 1991 el gobierno tiene que presentar al comenzar su mandato un plan de desarrollo que es ley para todo el mundo, plan que es diseñado por el DNP en diálogo con todos los ministerios. En estos planes cuatrienales se presentan las políticas y los programas, los presupuestos de inversión y las fuentes de financiación.

Por otra parte, el DNP como coordinador de los planes de inversión y secretaria ejecutiva del CONPES, presenta regularmente a esta instancia que se reúne periódicamente proyectos, cambios en política y propuestas del subsector de hidrocarburos en consonancia con el Ministerio de Minas y Energía, que a su vez consulta a los organismos adscritos como la ANH, ECOPETROL y la CREG.

Tanto en la ANH, ECOPETROL como la CREG tienen asiento los ministros de Hacienda y Minas y Energía y el director del DNP, así que cualquier cambio en el subsector está discutido por todos los interesados a nivel nacional.

6. CONTRATOS, CONVENIOS Y CONCESIONES PETROLERAS: ORGANISMOS COMPETENTES, CARACTERÍSTICAS, MODELOS CONTRACTUALES, REGALÍAS Y RETRIBUCIÓN.

En este capítulo se presentará la normatividad y regulación de los contratos para exploración y producción de petróleo y gas natural; las regulaciones referentes para el subsector de gas natural en cuanto a precios del gas, del transporte y distribución y las normas para el GLP y los derivados del petróleo.

6.1. Contratos petroleros

6.1.1. La evolución del contrato petrolero

Los contratos petroleros han evolucionado en Colombia. Los primeros contratos fueron de Concesión, siendo el primero el que se otorgó en 1905 para explotar la Concesión de Mares en el Magdalena Medio, cuyo centro de operación fue el municipio de Barrancabermeja, que dio origen posteriormente con la devolución de las áreas e instalaciones a la compañía estatal ECOPETROL. Este sistema de contratación duró hasta 1969 en que se introdujo el de Asociación, que por la expedición del decreto 2310 de 1974 se establecieron las bases del mismo y se le otorgó a ECOPETROL la facultad exclusiva para explorar y explotar los hidrocarburos de propiedad nacional, en forma directa o indirecta bajo contratos distintos a los de concesión.

En este contrato original que funcionó hasta 1987, la distribución de la producción después de pagar el asociado una regalía de 20 % la distribución de la producción era de 50% para cada una de las partes.

De 1987 a 2002 se introdujeron varios cambios a los contratos de asociación en la forma de distribuir la producción entre las partes, pero fue por la Ley 756 de 2002 que se modificó en forma radical el régimen de regalías, al establecerse un sistema de regalías variables entre 5% y 25%, dependiendo de los promedios diarios de producción.

Con la creación de la ANH en 2003 se traslada la responsabilidad de administrar los recursos de hidrocarburos de la Nación a esta entidad dependiente del Ministerio de Minas y Energía, quitándole esa función a ECOPETROL.

Con el propósito de estimular la inversión, en 2004 se definieron los nuevos elementos a considerar para la Contratación de la Exploración y Producción de Hidrocarburos, que fue un salto con respecto a lo que venía operando, que eran contratos de asociación o de

riesgo compartido, ya que se reestableció el contrato tipo de concesión moderna donde el inversionista asume el riesgo a cambio de obtener la totalidad de los derechos de producción después de pagar las regalías.

El cambio del contrato de concesión al de asociación produjo resultados positivos ya que la exploración aumentó y se encontraron yacimientos muy importantes como los de Caño Limón en Arauca y los de Cusiana y Cupiaga en el departamento de Casanare que convirtieron a Colombia nuevamente en exportador de petróleo, condición que había perdido en 1973 por falta de exploración. A través de esos contratos y descubrimientos la situación financiera de ECOPETROL mejoró notablemente, pero ese éxito fue negativo ya que se le impidió a la empresa estatal dedicar recursos para exploración. Se argumentó que la exploración era un área muy riesgosa en que no debía entrar la empresa estatal y que, más bien, había que atraer inversión extranjera a través de los contratos de asociación para que la empresa privada corriera todos los riesgos exploratorios.

Dado que los precios internacionales comenzaron a bajar después de 1986 y que se regresó en el mundo a una situación de exceso de oferta de petróleo, los niveles de exploración cayeron en todas partes, y particularmente en Colombia. Como a la empresa estatal no se le permitía dedicar recursos suficientes para explorar porque todo el excedente económico iba para las arcas centrales no tenía dinero para invertir y dado que las empresas extranjeras bajaron la exploración, no se volvió a tener descubrimientos petroleros en Colombia desde 1993.

Vinieron las discusiones y bajo presión de las compañías petroleras extranjeras la culpa se le adscribió a las condiciones de los contratos de asociación, que eran, según ellas, poco competitivas, con lo cual vinieron las modificaciones a las reglas de distribución de los beneficios, pero tampoco los resultados se vieron inmediatamente.

Finalmente se argumentó que había que avanzar más y eliminar la restricción de que las compañías solo podían explorar y operar conjuntamente con ECOPETROL. Se llegó así al nuevo contrato petrolero del año 2004. Otro argumento fue el de la necesidad de hacer eficiente a ECOPETROL y que para ello era necesario que la empresa se sometiera a la competencia. Se creó a semejanza de lo que venía operando en Brasil la ANH, entidad que manejaría el recurso hidrocarbunífero, separando a ECOPETROL de esa función que venía sumiendo desde hacía varias décadas.

6.1.2. El nuevo contrato petrolero

El nuevo contrato contemplado en 2004 contempla tres etapas: de exploración, evaluación y de explotación. A este modelo se adiciona un contrato de Evaluación Técnica (TEA) mediante el cual se puede asignar un área de gran tamaño para realizar trabajos de superficie con el fin de obtener mejor información sobre la presencia de

hidrocarburos en una zona específica, y el cual puede tener una duración de hasta 18 meses.

A través de este contrato se otorga exclusivamente al contratista el derecho de explorar el área contratada y de explotar los hidrocarburos de propiedad del Estado que se descubran dentro de dicha área, adelantando las actividades y operaciones a su exclusivo costo y asumiendo el 100% del riesgo, proporcionando todos los recursos necesarios para proyectar, preparar y llevar a cabo las actividades y operaciones de exploración, evaluación, desarrollo y producción dentro del área contratada.

Las principales características del nuevo contrato son las siguientes.

- Un *Periodo de Exploración* de seis (6) años, durante los cuales el contratista deberá llevar a cabo el Programa Exploratorio Mínimo, entendiéndose este como el Programa de Exploración que el contratista se obliga a ejecutar, como mínimo durante cada fase del Periodo de Exploración. Así mismo se considera la posibilidad de un Programa Exploratorio Posterior de máximo cuatro años divididos en dos fases.
- Un *Periodo de Evaluación* donde se evalúa un descubrimiento y se determina si se trata de un campo comercial, el cual se extiende a dos años cuando incluya la perforación de pozos de exploración o de un (1) año en los demás casos a partir de los cuales se hace la Declaración de Comercialidad. Para gas y crudo pesado se tendrán dos años más de duración (hasta 4 o 5 años)
- Un *Periodo de Explotación* por cada área de hasta 24 años y sus extensiones, si las hay, contado desde la fecha de la Declaración de Comercialidad del Campo Comercial correspondiente, durante el cual el contratista deberá realizar las Operaciones de Desarrollo y de Producción.

Si se considera necesaria una extensión de este periodo, la solicitud se debe hacer en periodo no mayor a cuatro años ni menor a un año con respecto a la fecha de vencimiento.

Así mismo, al darse por terminado el periodo de explotación, el contratista dejará en buen estado los pozos que en tal época sean productivos y las construcciones y otras propiedades inmuebles, todo lo cual pasará gratuitamente a la **ANH** con las servidumbres y bienes adquiridos para beneficio de la explotación hasta el Punto de Entrega, aunque tales bienes se encuentren fuera del Área de Explotación.

- *Pago de Regalías*. Se determinan unas regalías escalonadas de 8% a 25% de acuerdo a los niveles de producción así:

- Para producción igual o menor a 5 KBPD 8%
- Para producción mayor a 5 KBPD e inferior a 125 KBPD X%

Donde:

$$X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * 0.10$$

- Para producción mayor a 125 KBPD e inferior a 400 KBPD corresponde el 20%
- Para producción mayor a 400 KBPD e inferior o igual 6000 KBPD Y%

Donde:

$$Y = 20 + (\text{producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * 0.20$$

- Para producción mayor 600 KBPD 25%

Para la determinación de las regalías de gas natural se adopta que un barril de petróleo es equivalente a 5700 pies cúbicos de gas.

Para los campos de gas ubicados en tierra firme y costa afuera hasta una profundidad inferior o igual a mil (1000) pies, se aplicará el 80% de las regalías equivalentes para la explotación de crudo; para la explotación de campos ubicados costa afuera a una profundidad superior a mil (100) pies se aplicará una regalía del 60% equivalente a la de la explotación de crudo.

Para crudos con una gravedad inferior a 15 grados API la regalía será del 5% de la aplicada para crudos livianos y semilivianos. Esta disposición solo se aplicará para nuevos descubrimientos, para campos con producción incremental o para campos descubiertos pero no desarrollados.

- A partir del Punto de Fiscalización, y sin perjuicio de las disposiciones legales que regulen la materia, el contratista tendrá libertad de vender en el país o de exportar los hidrocarburos que le correspondan, o de disponer de los mismos en cualquier forma. En otras palabras, el 100% de la producción es del inversionista después del pago de regalías.
- El contratista pagará por el uso del subsuelo a la ANH unos derechos relativos al área establecida. En *áreas de exploración* el monto será el resultado de multiplicar el número de hectáreas y fracción de hectárea del Área Contratada, excluidas las

áreas de explotación de acuerdo a la Tabla 6.1, y que deberán ser pagados dentro del mes siguiente al inicio de la respectiva fase.

Tabla 6.1.
Valor de los cánones superficarios por fase en US\$ / Hectárea

Tamaño de área	Por las primeras 100.000 Has.		Por cada hectárea adicional a 100.000 Has.	
	≤12 meses	> 12 meses	≤12 meses	> 12 meses
En polígonos A y B	0.75	1.0	1.0	1.5
Fuera de los Polígonos	0.5	0.75	0.75	1.0
Áreas costa afuera	0.25			

- *Pagos por ganancias extraordinarias:* Este tipo de contrato está sujeto a unos derechos por precios altos, es decir, que solo se pagarán a la ANH ante ganancias extraordinarias. Dichos derechos se deben pagar, en el caso de los Hidrocarburos Líquidos, cuando la producción acumulada de cada Área de Explotación incluyendo el volumen de regalías, supere los cinco (5) millones de Barriles de Hidrocarburos Líquidos, y en el evento de que el precio del crudo marcador "West Texas Intermediate" (WTI) supere el Precio Base Po. Para el Gas Natural estos derechos se pagarán cinco (5) años después del inicio de explotación del campo, que consta en la resolución de aprobación expedida por la autoridad competente, y en el evento de que el precio del Gas Natural marcador "U.S. Gulf Coast Henry Hub" supere el Precio Base Po.

El valor a pagar por este derecho por cada Área de Explotación será el que resulte de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Pago a la ANH} = (\text{Valor de los hidrocarburos en el punto de entrega}) * (\text{Vol. de Hidrocarburos del contratista}) * (P - P_0 / P) * 30\%$$

Donde:

Valor de los Hidrocarburos en el Punto de Entrega

Para hidrocarburos líquidos será el precio de referencia para el mes calendario correspondiente, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por barril (USD \$/bl), de una canasta de máximo tres (3) petróleos crudos de calidad similar a los provenientes de cada Área de Explotación, presentada por el contratista en el Plan de Explotación y acordada con la ANH y ajustado para el Punto de Entrega, por un margen preacordado.

Para el gas natural será el precio real de venta para la producción del mes calendario correspondiente, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por millón de unidad térmica Británica BTU (USD \$/MMBTU), acordados por el contratista con compradores, descontando los costos de transporte entre el Punto de Entrega y el punto de venta real.

Volumen de Hidrocarburos del contratista

Es el volumen de Hidrocarburos, expresado en barriles para Hidrocarburos Líquidos y en unidad térmica Británica BTU para gas natural, que corresponden al contratista en un mes calendario determinado.

P: Para Hidrocarburos Líquidos, es el precio promedio por barril del petróleo crudo marcador "West Texas Intermediate" (WTI) en dólares de los Estados Unidos de América por barril (USD \$/bl) y para Gas Natural es el precio promedio para el gas natural marcador "U.S. Gulf Coast Henry Hub" en dólares de los Estados Unidos de América por millón de unidad térmica Británica BTU (US \$/MMBTU). Estos promedios son para el mes calendario correspondiente.

Po: Para Hidrocarburos Líquidos es el precio base del petróleo crudo marcador, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por barril (USD \$/bl) y para el gas natural es el precio promedio en dólares de los Estados Unidos de América por millón de unidad térmica Británica (US \$/MMBTU), indicado en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2.

Precio Base Po

Gravedad API de los Hidrocarburos Líquidos producidos	Po (USD \$/BI) (Año 2007)
>15 y ≤22	\$30.43
>22 y ≤29	\$29.34
>29	\$28.25
Descubrimientos localizados a más de 300 metros de profundidad de agua	\$34.77
Gas Natural producido exportado-distancia en línea recta entre punto de entrega y punto de recibo en país de destino, en kilómetros	Por USD \$/MMBTU
>0 y ≤500	\$6.52
>500 y ≤1000	\$7.60
>1000 o planta de LNG	\$8.69

El precio base **Po** se ajustará anualmente a partir del primero (1°) de enero de cada año, según la siguiente fórmula.

$$Po = Po_{(n-1)} \times (1 + I_{(n-2)})$$

Donde:

n: Es el año calendario que comienza y para el cual se hace el cálculo

n-1: Es el año calendario inmediatamente anterior al año que comienza

n-2: Es el año calendario inmediatamente anterior al año n-1

Po: Es el Po que rige para el nuevo año como resultado de la fórmula, aproximando a dos decimales.

Po_(n-1): El es el valor de Po del año calendario inmediatamente anterior (n-1).

$I_{(n-2)}$: Es la variación anual, expresada en fracción, del índice de precios al productor de los Estados Unidos de América publicado por el Departamento del Trabajo de ese país – PPI Finished Goods WPUSOP 3000 - entre el final del año calendario n-2, y el índice correspondiente al final del año inmediatamente anterior al mismo año n-2 aproximado a cuatro (4) decimales.

- En todos los casos de *prórroga del Periodo de Explotación* de un Área de Explotación, el contratista reconocerá y pagará a la ANH, a título de derecho de participación en la producción, una suma equivalente al diez por ciento (10%) del valor de la producción de Hidrocarburos Líquidos livianos en el Punto de Entrega, o cinco por ciento (5%) en el caso de Gas Natural no asociado o Hidrocarburos Líquidos Pesados, obtenida por el contratista a partir de la fecha de vencimiento de la duración inicial del Periodo de Explotación y valorizada en el Punto de Fiscalización, después de descontar el porcentaje correspondiente a las regalías.
- El contratista transferirá gratuitamente a la **ANH**, a la devolución del área o a la terminación del contrato cuando una u otra tengan lugar transcurridos los primeros dieciocho (18) Años del Período de Explotación, todos los derechos derivados de contratos bajo la modalidad de financiamiento de proyectos tales como Leasing, de construcción, Explotación y reversión de bienes, BOT- ("Build, Operate and Transfer"), BOMT-("Build, Operate, Maintain and Transfer"), BOOT ("Build, Own, Operate and Transfer"), MOT ("Modernize, Operate and Transfer") y similares, que a la terminación de los mismos establezcan la obligación de transferir la propiedad de los bienes, equipos e instalaciones al contratista, cuando tales contratos hayan sido celebrados para el desarrollo del Período de Explotación de la respectiva área.
- El inversionista es libre de escoger el operador, aunque este deberá ser aprobado por la ANH. Así mismo, posee autonomía en el plan y ejecución de actividades, presupuestos y subcontrataciones bajo la normativa de la legislación colombiana
- Los porcentajes de transferencia de tecnología están sujetos al periodo de contratación. Durante la exploración se transferirá el 0.15% de la inversión por fase. Para el periodo de explotación la transferencia deberá ser de 0.015% del presupuesto ejecutado por año. El límite de estas transferencias es mínimo de US\$ 100.000 por fase o año
- El contratista tiene derecho a ceder o transferir total o parcialmente sus intereses, derechos y obligaciones, con la previa autorización escrita de la ANH, a otra compañía, consorcio o unión temporal, que tenga la capacidad financiera, la competencia técnica, las habilidades profesionales y la capacidad jurídica necesarias para actuar en Colombia.

- El contratista debe crear un Fondo de Abandono para garantizar la disponibilidad de los recursos financieros necesarios para adelantar el programa de Abandono y se inicia al producir un acumulado del 50% de las reservas.

Como se aprecia, este nuevo contrato petrolero define claramente que hay competencia en exploración, que cualquier agente privado o público es libre de disponer de sus recursos sin limitaciones de ninguna clase, y que ECOPETROL es otro agente más en el negocio petrolero, que debe competir para ganar zonas en busca de petróleo y gas natural.

El nuevo contrato recoge los cambios en la distribución de las regalías que fueron aprobados por el Congreso de la República en el año 2002.

El tiempo es muy temprano para apreciar las ventajas o desventajas del nuevo sistema para la atracción de inversión extranjera y para el funcionamiento de ECOPETROL.

6.2. Regulación de Gas Natural

El subsector de gas natural comprende la producción, el transporte, la distribución y la comercialización, actividades que la CREG separó e introdujo limitaciones, por ejemplo que ninguna compañía distribuidora puede tener más de 25 % de la participación del mercado nacional. El efecto más importante se produjo sobre ECOPETROL porque la obligaron a deshacerse de la red de gasoductos, según ley de 1997, y de la distribución y comercialización a los usuarios finales, decisiones que favorecieron al sector privado que entró a ocupar la actividad de la empresa estatal en transporte y distribución.

La producción de gas tomó fuerza en Colombia con los descubrimientos efectuados a comienzos del decenio de los setenta por la Asociación TEXACO/ECOPETROL en los campos de Ballenas y Chuchupa en la Guajira. Con los descubrimientos de petróleo en el Piedemonte llanero apareció una nueva fuente de gas natural asociado.

A 31 de diciembre de 2005 las reservas probadas y no probadas de gas natural eran de 7.311 GPC, concentradas un 85% en dos regiones: principalmente, en la Costa Norte, en los campos de Chuchupa y Ballenas, y en los Llanos Orientales y el Piedemonte Llanero, en los campos de Apiay, Cusiana y Cupiaga.

6.2.1. Regulaciones sobre la estructura del sector

En el año 1994 se expidió la Ley 142 que definió el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, ámbito en el cual se define el gas combustible (Gas Natural y GLP) como un servicio público y se crea la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, como la entidad encargada de desarrollar el marco regulatorio y normativo

para las *actividades asociadas al transporte, distribución y comercialización del gas natural*.

De acuerdo con la ley de Servicios Públicos 142, la CREG, mediante las resoluciones CREG – 057 de 1996 y CREG – 071 de 1998, estableció límites para la integración tanto vertical como horizontal de las distintas actividades vinculadas al sector respectivamente.

En esa medida, el transporte de gas natural es independiente de las actividades de producción, comercialización y distribución del gas natural, generando un acceso abierto al sistema nacional de transporte de gas natural. Esta independencia implica que el transportador de gas natural no podrá realizar de manera directa, actividades de producción, comercialización, o distribución, ni tener interés económico en empresas que tengan por objeto la realización de esas actividades o la generación de energía. Las empresas cuyo objeto sea el de vender, comercializar o distribuir gas natural, no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en una empresa de transporte del mismo producto. De igual manera, el transportador no podrá otorgar trato preferencial a ningún usuario de sus servicios y, en particular, a los comercializadores, distribuidores o grandes consumidores con quienes tenga una relación de las que configuran interés económico o que puedan influir de alguna manera en la determinación de los precios.

En el caso en que las empresas desarrollen actividades de producción, venta o distribución, estas pueden ser comercializadoras a su vez o participar en las otras ramas del sector, sin que excedan un porcentaje sobre el capital social. Por ejemplo, las empresas productoras de gas natural podrán poseer acciones de una misma empresa que tenga por objeto la distribución de ese bien, sin que la participación individual de una empresa productora pueda exceder del 20% del capital de la entidad receptora. En ningún caso el capital de una empresa distribuidora de gas natural podrá pertenecer en más del 30% a empresas productoras de gas natural. De manera similar, los productores y/o transportadores de gas natural no podrán desarrollar directamente la actividad de generación eléctrica a gas natural, pero podrán poseer hasta un veinticinco por ciento (25%) del capital social de una empresa que desarrolle tal actividad

En cuanto a las directrices para la limitación horizontal, se establece que para el primero de enero del año 2015, ninguna empresa de distribución podrá atender ni directa, ni indirectamente, más del 30% del número de usuarios del mercado de distribución.

Ninguna persona o empresa podrá tener más del 25% del volumen transado en el mercado de comercialización a usuarios finales, regulados y no regulados, excluyendo el gas comercializado para generación eléctrica, materia prima de industria petroquímica y consumo propio del productor, para los cuales no tendrán límites de participación en el mercado. Los productores de gas natural no podrán comercializar su producción de manera conjunta con otros socios del contrato de exploración y producción respectiva (contrato de asociación), ni podrán comercializar conjuntamente la producción de dos o más contratos de exploración y producción diferente.

En el caso de ECOPETROL, dejó de asumir la responsabilidad de ejecutar el Plan de Masificación de Gas de forma centralizada y así mismo de acometer la totalidad de las inversiones en infraestructura básica, particularmente, la concerniente a la construcción de gasoductos troncales, para dedicarse exclusivamente a la exploración y explotación de hidrocarburos, actividad objeto de su razón de negocio. Bajo este nuevo esquema institucional, se escindieron los activos de transporte del patrimonio de ECOPETROL y fueron capitalizados en la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS) creada mediante la Ley 401 de 1997 para el transporte de gas.

En el mismo sentido las empresas distribuidoras de gas natural comenzaron a ejercer su actividad bajo el régimen jurídico de la Ley 142 de 1.994, sin necesidad de la mediación de un contrato de concesión con la nación, excepción aplicable solo a las áreas de servicio exclusivo para distribución de gas natural por red.

6.2.2. Producción de gas natural

La regulación de la actividad de producción se inició en 1995. La Resolución CREG-023 de 2000) estableció que los precios en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte se determinarán libremente sujetas a libertad vigilada por parte de los productores en todos los campos del país, con excepción de los ubicados en la Guajira (Ballenas), en Opón y en Cusiana. Según la resolución a partir del 10 de septiembre del año 2.005 el precio del gas no estaría sujeto a tope alguno, siempre y cuando se establezcan las condiciones de competencia fijadas en la Ley 142 de 1994.

El régimen de precios para el gas producido en la Guajira se rige por lo dispuesto en la Resolución CREG-039 de 1975 según el cual el precio se ajusta proporcionalmente a las variaciones que tenga el Fuel Oil de exportación FOB/Cartagena, durante el semestre anterior.

Para Cusiana, se aplicó un esquema que busca incentivar la explotación de gas con una rentabilidad garantizada para el productor, que se explica así: cuando la capacidad en las plantas de tratamiento para el gas natural, sean menores a los 110 millones de pies cúbicos diarios, el precio será el actual (U\$ 0.74 por millón de BTU). Cuando la capacidad instalada sea mayor a 110 millones pies cúbicos diarios, y menor de 180 millones pies cúbicos diarios, el precio será U\$ 1.10. Si la capacidad supera los 180 pies cúbicos diarios, el precio será libre para el productor.

La regulación vigente (Resolución CREG-023 de 2000) establece los precios en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, los cuales incluyen los costos de desarrollo y de producción del campo los sistemas de recolección de gas, las instalaciones de tratamiento, deshidratación y compresión; los equipos de medición de calidad del gas y el costo de la conexión entre los sistemas de recolección, es decir entre un campo productor y un Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte.

Dichos precios se determinarán libremente sujetas a libertad vigilada por parte de los productores en todos los campos del país, con excepción de los ubicados en la Guajira (Ballenas), en Opón y en Cusiana.

Para el Gas Natural Libre producido en los campos de la *Guajira* y *Opón*, el Precio Máximo Regulado, será el que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$PMR_t = PMR_{t-1} \times \frac{\overline{INDICE}_{t-1}}{\overline{INDICE}_{t-2}}$$

Donde:

PMR_t = Precio Máximo Regulado que regirá durante el semestre siguiente (t), expresado en dólares por millón de BTU (US\$/MBTU).

PMR_{t-1} = Precio Máximo Regulado del semestre anterior (t-1).

\overline{INDICE}_{t-1} = Promedio aritmético del índice en el semestre anterior (t-1).

\overline{INDICE}_{t-2} = Promedio aritmético del índice en el semestre precedente al anterior (t-2).

$INDICE$ = New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price, según la serie publicada por el Departamento de Energía de).

Por su parte, el precio del gas producido en Cusiana y Cupiagua, en condiciones de ser inyectado en los Puntos de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, está basado en un esquema bajo el cual se busca incentivar la explotación de gas con una rentabilidad garantizada para el productor. Este esquema establece un precio de US\$ 1.40/MBTU si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permita inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte es inferior o igual a 180 MPCD. Si la capacidad supera los 180 MPCD, el precio será libre para el productor sin sujeción a tope máximo.

La fijación de esta política de precios del gas natural estuvo sujeta a un fuerte debate en el que participaron ECOPETROL, los expertos de I CREG, el Ministerio de Minas y Energía, las empresas petroleras, e Congreso y gremios como la Asociación Colombiana de Ingenieros (ACIEM). El gobierno y los representantes de la industria defendían una política de precios libres con el argumento que esto incentivará la producción mientras la

CREG y ACIEM argumentaban que siendo la estructura del sector prácticamente monopólico era obligatorio tener precios regulados para evitar abusos de posición dominante. Al fin predominó la posición de la CREG de precios regulados para el gas de Cusiana si la producción es inferior a 180 MMPC y libres si es superior. Pero para los nuevos yacimientos que se descubran el precio es libre, medida que se decidió como una forma de incentivar nuevas exploraciones para mejorar las condiciones de competencia en el sector.

Hasta la fecha no se han encontrado nuevos descubrimientos de yacimientos de gas natural libre o asociado al petróleo. En agosto la compañía Drummond, que explota yacimientos de carbón en el departamento del Cesar informó de la existencia de reservas de gas natural de cerca de dos trillones de pies cúbicos asociados al carbón, que espera el gobierno les de el carácter de comercializados para comenzar su extracción. De ser así, las reservas de gas natural aumentarían en un tercio.

6.2.3 Transporte de Gas Natural

Se entiende como sistema de transporte el conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las Puertas de Ciudad, Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales o Sistemas de Almacenamiento. Se considerarán transportadores, aquellas personas que realicen la actividad desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción o de entrega y que tienen la capacidad de decisión sobre el libre acceso a la tubería de transporte o a un subsistema de transporte siempre y cuando sea técnicamente posible y realizan la venta del servicio de transporte a comercializadores o a grandes consumidores mediante contratos de transporte, tomando riesgo de volumen en la venta de su capacidad.

Los transportadores están sujetos a normas de libre competencia y deben ofrecer varias modalidades contractuales que satisfagan las necesidades particulares de los consumidores.

La red nacional de gasoductos troncales comprende dos grandes sistemas y seis empresas transportadoras menores para un total de 5.890 kilómetros. Los dos grandes sistemas son los de PROMIGAS (privado) en la Costa Norte, con 2039 kilómetros, y TGI (Público) en el interior del país, con 3233 kilómetros. Los seis gasoductos restantes son los de Transmetaños, Transoriente, Gasoducto del Tolima, Progasur, Transoccidente y Trancogas, todos privados, excepto Progasur con participación menor pública, con una extensión de 618 kilómetros.

Parte de la red de gas natural del interior provino de oleoductos de ECOPETROL que fueron habilitados para el transporte de gas; otros gasoductos fueron construidos directamente por ECOPETROL y tres gasoductos principales con sus ramales fueron

montados por la industria privada por el sistema de BOMT. Los dos primeros tipos de gasoductos fueron transferidos a ECOGAS en 1997 y los de tipo BMOT le fueron transferidos en 2007.

Marco Regulatorio

La CREG diseñó un nuevo régimen regulatorio, aprobado mediante Resolución CREG-001 de 2000.

La metodología de remuneración de costos de transporte y la estructura de cargos tiene como objetivo facilitar la competencia entre productores, comercializadores, grandes consumidores y distribuidores; facilitar el desarrollo y la penetración de gas en condiciones de eficiencia; asignar eficientemente los costos del sistema de transporte; garantizar un trato uniforme a todos los usuarios y mantener la estabilidad regulatoria.

El régimen regulatorio se basa en un esquema espacial de cargos por distancia, en el cual se reflejen plenamente los costos medios de cada componente del sistema y se preserven las señales de localización establecidas mediante la Resolución CREG-057 de 1996.

Para esto, la CREG adoptó una metodología de Costo Medio de Largo Plazo calculado a partir de los siguientes criterios:

- Vida Útil de 20 años para todos los activos
- Horizonte de Proyección de 20 años (demandas, AOM)
- Inversión Base
- Costo de Capital Invertido
- Factor de Utilización Normativo
- Demandas Esperadas de Volumen y capacidad
- Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento

La remuneración del servicio de transporte para el Sistema Nacional de Transporte se basa en un esquema de cargos de paso, determinados como la suma de los cargos correspondientes a cada tramo de gasoducto comprendido entre el Punto de Entrada de gas al Sistema Nacional de Transporte hasta el Punto de Salida de gas de cada Remitente, según la metodología ya establecida.

El Reglamento Único de Transporte establece un conjunto de normas operativas y comerciales con los siguientes propósitos con relación al sistema Nacional de Transporte-SNT:

- Asegurar acceso abierto y sin discriminación al SNT.
- Crear las condiciones e instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable del SNT.
- Facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte de gas.
- Estandarizar prácticas y terminología para la industria de gas.
- Fijar normas de calidad del gas transportado.

La elaboración del Reglamento Único de Transporte –RUT- se inició a mediados de 1995, y concluyó con la aprobación de la Resolución CREG-071 de 1999.

Desde el punto de vista de institucional, la novedad más importante del RUT tiene que ver con la definición de las funciones de Asesoría del Consejo Nacional de Operación de Gas-CON. Se contempla entonces que el Consejo Nacional de Operación tenga las siguientes funciones:

- Proponer a la CREG modificaciones al RUT.
- Recomendar a la CREG la adopción de protocolos unificados para la generación, envío, almacenamiento, captura y consulta de información.
- Recomendar a la CREG la parte que corresponde de la matriz de compensaciones por Variaciones.
- Proponer el Manual guía del Transportador. Dar concepto a la CREG sobre los conflictos derivados de la aplicación del RUT que se presenten entre los Agentes.
- Proponer Acuerdos de Balance marco para los Agentes.
- Proponer los horarios para las renominaciones sincronizadas de suministro y transporte.
- Establecer su propio reglamento.
- Las demás que le señale la CREG en el RUT.

De acuerdo con lo estipulado en la Ley 401 de 1997, el Ministerio de Minas y Energía presidirá el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural. Teniendo en cuenta las funciones de este organismo, sus aportes resultan de fundamental importancia para desarrollar aspectos fundamentales del RUT como la operación de los Boletines Electrónicos de Operación, la elaboración del Manual del Transportador, el diseño de la matriz de compensaciones y la revisión misma del RUT.

La regulación del transporte de gas natural se basa en el concepto de cargos por distancia, lo cual es criticado por algunos porque desfavorece a las zonas alejadas de los yacimientos de gas natural. Se comenta que sería más conveniente adoptar el cargo por estampilla, como ocurre en el sector eléctrico, es decir, un cargo por el transporte que no depende de la distancia, que es único independiente de la zona o región del país donde se consume el combustible, que es equitativo porque todas las regiones quedan con las mismas posibilidades.

6.2.4 Exportación de gas natural

La regulación exige ciertas condiciones económicas al suministro y transporte de gas de exportación:

- El precio de gas para exportación es libre, pero debe respetarse el principio de neutralidad establecido en la Ley.
- Existe el libre acceso e interconexión en todo el recorrido del gasoducto o grupo de gasoductos utilizados para la exportación, tanto los localizados en territorio nacional como fuera de él.
- Los gasoductos que se construyan para exportar gas, se remunerarán, en el tramo ubicado en el territorio nacional, mediante cargos que son establecidos por el Transportador bajo el régimen de libertad regulada, con sujeción a la metodología general aplicable al Sistema Nacional de Transporte.
- La CREG prohibirá la exportación si en el país importador no se garantiza el principio de libre acceso, aplicable al Sistema Nacional de Transporte, a todo el recorrido del gasoducto o grupo de gasoductos utilizados para la exportación, tanto los localizados en territorio nacional como fuera de él.

En los casos en que la demanda internacional incida en una restricción de suministro que origine un racionamiento de suministro de gas, dicha demanda recibirá el siguiente tratamiento:

- Cuando una demanda internacional está siendo cubierta por un Contrato de Suministro, tipo “Pague lo Contratado” o “Pague lo Demandado”, suscrito con un Productor-Comercializador o un Comercializador por lo menos con seis (6) meses de antelación a la ocurrencia de la restricción de suministro, dicha demanda recibirá el mismo tratamiento aplicable a la demanda doméstica, según lo establezca la CREG, para los casos de Racionamiento Programado de Gas o Racionamiento de Emergencia de Gas en Colombia.
- Cuando una demanda internacional está siendo cubierta en desarrollo de un contrato de suministro que no reúna las condiciones señaladas en el Literal anterior, o está siendo cubierta a través del mercado secundario, y el respectivo gas se requiera para cubrir las restricciones transitorias de suministro en el país, no se abastecerá la demanda internacional durante la restricción transitoria.

A fin de asegurar, en lo posible, el abastecimiento interno para aquellos usuarios en Colombia para quienes existe la posibilidad física o financiera de ser atendidos y cuya demanda no haya sido o pueda no ser satisfecha, la Comisión podrá prohibir las exportaciones de gas en los siguientes eventos:

- Por existir reservas insuficientes de gas natural
- Por existir restricciones transitorias de suministro y/o transporte
- Por existir solicitudes factibles de suministro de gas no atendidas

Se entenderá que existen reservas insuficientes de gas natural producido en Colombia para exportar, cuando el Factor R/P sea inferior a seis (6) años.

Factor R/P= Reservas Probadas Remanentes/Producción Total Nacional

De conformidad con lo establecido en el Art. 67.7 de la Ley 142 de 1994 y demás funciones atribuidas por la Ley, el Factor R/P será calculado anualmente por el Ministerio de Minas y Energía, el 31 de Enero de cada año. Para realizar dicho cálculo se utilizará la Producción Total Nacional de gas del año calendario inmediatamente anterior y las Reservas Probadas Remanentes a 31 de Diciembre de dicho año.

Si el resultado del Factor R/P es menor a seis (6) años, queda prohibida la exportación de gas natural. Dicha prohibición cubrirá la cantidad de gas total exportada por todos los agentes exportadores. Adicionalmente, si existen manifestaciones de solicitudes de suministro de gas natural no atendidas y siempre que el factor R/P sea superior a seis (6) años, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impondrá las sanciones correspondientes a los Productores-Comercializadores que se nieguen a atender el servicio.

La prohibición de exportaciones de gas se revocará cuando se supere la condición que originó la prohibición y en todo caso cuando no se presente alguna de las condiciones establecidas en los literales anteriores.

6.2.5. Regulación de la distribución/comercialización de gas natural

Existen dos aproximaciones regulatorias para la actividad de distribución: la primera se basa en las *fórmulas tarifarias, precios máximos y metodologías* establecidas por la CREG; la segunda se basa en precios máximos obtenidos en procesos licitatorios, con derechos de exclusividad en áreas geográficas específicas.

En la actualidad existen cerca de 27 empresas distribuidoras de gas natural por redes en el país, de las cuales seis prestan el servicio bajo contratos de concesión exclusiva, enmarcados dentro de lo establecido en la Ley 142 de 1994, y buena parte de las empresas restantes prestan el servicio bajo contratos de concesión, no exclusiva, otorgados por el Ministerio de Minas y Energía con anterioridad a la expedición de la Ley 142 de 1994.

Las 27 empresas distribuidoras atendían en el 2005 a más de 400 poblaciones, de un total de cerca de 1000, para una cobertura de 3.330.000 usuarios, un 33 % del total de hogares del país.

El Cargo Promedio Máximo Unitario por uso de la red de distribución (Dt) se calcula con base en la metodología del costo medio de largo plazo. Los Cargos máximos aprobados tienen una vigencia de cinco (5) años, a menos que antes del vencimiento de los cinco (5) años haya acuerdo entre la empresa y la CREG para modificarla o prorrogarla, o que ocurra cualquiera otro de los eventos previstos en la Ley 142 de 1994 para modificar o revocar la fórmula tarifaria.

Áreas de servicio exclusivo:

La Comisión fijó los criterios generales para la contratación de zonas de servicio exclusivo en distribución de gas, mediante la Resolución CREG-014 de 1995. Estas áreas de servicio exclusivo, corresponden a una modalidad de concesión que estableció la Ley de Servicios Públicos, que se otorga por vía licitatoria. Actualmente existen seis Áreas de Servicio Exclusivo, que se muestran en la Tabla 6.3.

Tabla 6.3
Áreas de Servicio Exclusivo

AREA	EMPRESA
Valle	Gases del Norte del Valle E.S.P.
Quindío	Gases del Quindío S.A. E.S.P
Caldas	Gas Natural del Centro S.A. E.S.P.
Risaralda	Gases del Risaralda S.A. E.S.P.
Centro y Tolima	Grancolombiana de Gas S.A. E.S.P.
Cundinamarca y Boyacá	Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P

Precio del gas natural al usuario final

Por la resolución de la CREG-057 de 1996 se estableció la Fórmula Tarifaria General, que determina el Cargo Promedio Máximo Unitario aplicable a usuarios finales. El Distribuidor-Comercializador debe garantizar que en cualquier año, la tarifa promedio por

unidad de gas natural suministrada a usuarios conectados, sea igual al promedio máximo por unidad (Mst), calculado de acuerdo con la siguiente fórmula general:

$$Mst = Gt + Tt + Dt + St + Kst$$

Donde:

Gt = costo promedio máximo unitario en \$/m³ para compras de gas natural en troncal en el año t.

Tt = costo promedio máximo unitario en \$/m³ de transporte en troncal en el año t.

Dt = cargo promedio máximo unitario en \$/m³ permitido al distribuidor por uso de la red en el año t. (Este cargo no incluye la conexión)

St = cargo o margen máximo unitario en \$/m³ de comercialización en el año t.

Kst = factor de corrección en \$/m³ en el año t (que puede ser positivo o negativo) igual a cero en el año inicial.

El comercializador debe estructurar las tarifas a consumidores residenciales con los siguientes cargos mensuales:

a) *Un cargo fijo (\$/mes)*, que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso.

b) *Un cargo por unidad de consumo (\$/m³)*, que refleje siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos que varíen con el nivel de consumo, como la demanda por el servicio.

Los cargos por unidad de consumo son estructurados de tal forma que señalan claramente que el consumo básico o de subsistencia es de 20m³.

6.3 Gas Licuado del Petróleo GLP

6.3.1 Estructura de la industria

El GLP solo lo produce ECOPETROL en sus refinerías o de las plantas de tratamiento del gas asociado y lo vende a las empresas mayoristas estas a las distribuidoras.

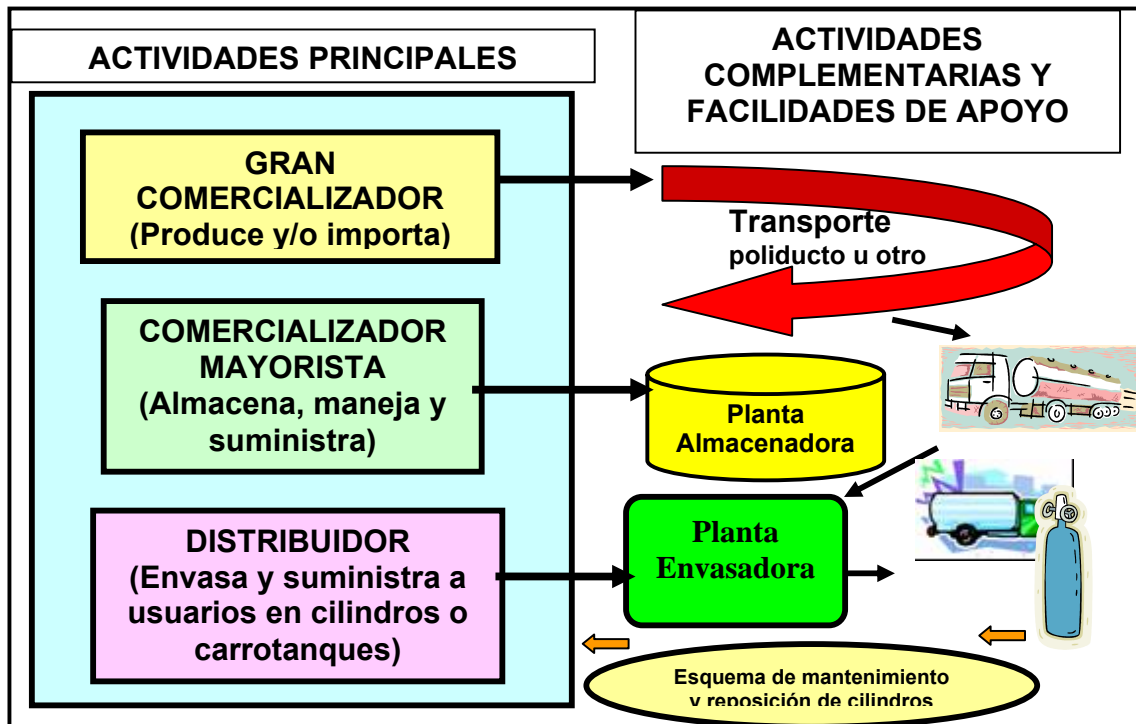
Excepto por la producción del GLP el resto de la cadena del GLP esta totalmente en manos privadas.

La Resolución 074 de la CREG recogió la estructura de la industria como se presentaba en 1996 y sigue existiendo actualmente, con modificaciones importantes en el esquema de mantenimiento y reposición de cilindros. Se definieron tres segmentos de actividades con sus respectivas empresas así: *Gran Comercializador*, el que produce o importa GLP para el suministro al por mayor a comercializadores mayoristas; *comercializador mayorista*, la empresa que almacena, maneja y suministra GLP a granel a distribuidores; y el *distribuidor*: la empresa que maneja, envasa y suministra GLP en fase líquida a usuarios, a través de cilindros y tanques estacionarios, o a través de una red local en fase gaseosa. La Figura 6.1 ilustra la estructura industrial actualmente regulada.

La estructura del sector es del tipo un único productor (ECOPETROL) y varios comercializadores y distribuidores los cuales pueden competir entre sí. El GLP es suministrado a los comercializadores mayoristas por ECOPETROL, constituyéndose en un segmento monopólico de hecho, y regulado como tal.

Figura 6.2

Estructura Industrial Regulada



La comercialización mayorista cuenta con 12 comercializadoras y 16 comercializadoras-distribuidoras (para un total de 28 comercializadoras mayoristas), localizadas en su mayoría en las terminales de transporte de ECOPETROL lo cual implica que, aunque en principio se trata de una actividad competitiva, existan barreras físicas a la entrada que la convierten en un oligopolio. Ahora bien, si es cierto, como lo señala la CREG y la SSPD, que dichas comercializadoras mayoristas se encuentran integradas a empresas distribuidoras de un mismo grupo empresarial, en la práctica se configuraría una cierta repartición de mercados.

En cuanto al comportamiento de las relaciones entre los agentes se refiere, una falla de la regulación actual es su debilidad en exigencias contractuales para la formalización de las relaciones entre los diferentes agentes de la cadena (tanto entre los agentes de los diferentes segmentos como dentro del segmento mismo como ocurre en la actividad de

distribución respecto al transporte de cilindros), lo cual ha contribuido a que se diluyan las responsabilidades en materia de calidad y seguridad en la prestación del servicio.

Al dejar por fuera del ámbito regulatorio a ECOPETROL como productor también resulta contradictorio con el análisis efectuado por la CREG en el documento 046 de 2005¹, en el cual se señala la posición dominante que tiene ECOPETROL en la producción y transporte de GLP para el abastecimiento de la demanda nacional, situación que hace necesaria una regulación apropiada que prevenga abusos de posición dominante.

De otro lado, el excluir del ámbito regulatorio la actividad de producción deja de lado la posibilidad de aplicar el artículo 23 de la Ley 142 de 1994 mediante el cual la CREG puede prohibir que se suministre al exterior gas combustible GLP *“cuando haya usuarios en Colombia a quienes exista la posibilidad física y financiera de atender, pero cuya demanda no hubiese sido satisfecha a las tarifas que resulten de las fórmulas aprobadas por las comisiones”*. Este punto resulta aún más relevante al tomar en cuenta que ECOPETROL no tiene la obligación de asegurar el abastecimiento de los combustibles líquidos desde la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Actualmente no existen límites a la integración horizontal ni vertical de las actividades. Sin perjuicio de la observación anterior, los límites a la integración vertical no son convenientes dada la situación del mercado de GLP, caracterizado por un desplazamiento de mercados densos hacia mercados geográficos periféricos de mayor costo y mayores riesgos, aspecto que se analiza en el numeral 2.3.4.

6.3.2 Distribución

Esta actividad comprende el almacenamiento, envasado, y la distribución de cilindros al usuario final a través de vehículos y expendios. También incluye la distribución en carroタンque para los usuarios con tanques estacionarios y la distribución por redes.

Se permite que el envasado sea realizado por comercializadores mayoristas y que el transporte se pueda contratar con terceros, siendo responsable el distribuidor por los perjuicios que se causen.

En este contexto, los activos principales relacionados con la distribución son las plantas envasadoras, la flota de vehículos y el parque de cilindros de respaldo que se requiere según la rotación de cilindros del mercado atendido y de las labores de mantenimiento y reposición que se deban aplicar a los cilindros recibidos de los usuarios.

La actividad de distribución de GLP es potencialmente competitiva y de hecho lo es. En qué medida se da dicha competencia es algo que no es suficientemente claro, especialmente cuando se miran mercados locales. Sin embargo, las características

¹ Documento soporte de la resolución CREG – 072 – 2005.

relacionadas con el tamaño moderado de las economías de escala en los procesos de distribución (envasado, transporte de cilindros y granel, expendios, y capital de trabajo bajo el actual esquema de parque universal) y el tipo de distribución flexible, esto es, no atada a redes con infraestructuras fijas (excepto en el caso de la distribución del GLP por redes), claramente indican que se trata de una actividad con un importante potencial de competencia, desde luego, limitado por las características de los mercados atendidos como densidad, dispersión, y nivel de los consumos de los usuarios.

6.3.3 La regulación tarifaria del GLP

Las fórmulas tarifarias de la nueva regulación entraron a regir en 1998. A continuación se presenta el análisis de la fórmula general y de cada segmento, mostrando la evolución y cambios regulatorios a través del tiempo.

La fórmula general para fijar el precio del GLP al público corresponde a la adición de costos y márgenes máximos regulados de los segmentos de la cadena (Gran Comercializador, Comercializador y Distribuidor), diferenciando también, los componentes de transporte del Gran Comercializador y el margen de seguridad destinado al mantenimiento y reposición de cilindros:

$$M = G + E + Z + N + D$$

M	<i>Tarifas al público de los gases licuados del petróleo GLP (\$ por galón).</i>
G	<i>Ingreso máximo por producto del gran comercializador (\$/galón).</i>
E	<i>Ingreso máximo del gran comercializador por transporte (\$/galón).</i>
Z	<i>Margen para seguridad (\$/galón).</i>
N	<i>Margen del comercializador mayorista (\$/galón).</i>
D	<i>Margen del distribuidor (\$ por galón).</i>

A continuación se examina cada uno de los componentes anteriores.

- *Fórmula tarifaria para el Gran Comercializador*

La fórmula consiste en un promedio de 36 meses del precio internacional de los gases principales que componen la mezcla de GLP (propano y butano) en la Costa del Golfo de Estados Unidos, afectado por los costos del transporte del GLP que se importe hasta Cartagena y que se exporte según sitio de destino, promediado estos costos por toda la cantidad de GLP producido a nivel nacional más el importado:²

² De acuerdo con la resolución CREG – 144 de 1997 y CREG – 035 de 1998.

$$G = \frac{TRM}{42 * 36} * \sum_{i=1}^{36} \left[(1 - \alpha) * PP_i + \alpha * PB_i + \frac{QI_i * TI_i - QE_i * TE_i}{(QN_i + QI_i)} \right]$$

- G** = Ingreso máximo por producto del gran comercializador aplicable después del cálculo de la fórmula (\$/galón).
- TRM** = Tasa de cambio representativa del mercado del dólar americanos frente al peso colombianos del 15 de febrero del año en el cual se aplicará la fórmula, reportada por el Banco de la República.
- 42** = Número de galones por barril.
- 36** = Número de meses.
- α** = Contenido promedio de butanos y gases más pesados (C4+) en el GLP nacional, según definición de la CREG
- $\sum_{i=1}^{36}$** = Sumatoria de los 36 meses inmediatamente anteriores al mes que antecede al mes de aplicación de la fórmula.
- PP_i** = Promedio mensual del precio internacional del propano por barril, según Indicador Precio Costa del Golfo, fuente Platt's US Marketscan (US\$/BI), en el mes **i**.
- PB_i** = Promedio mensual del precio internacional del butano por barril, según Indicador Precio Costa del Golfo, fuente Platt's US Marketscan (US\$/BI), en el mes **i**.
- QI_i** = Número de barriles importados por los grandes comercializadores de GLP en el mes **i** (barriles).
- TI_i** = Promedio mensual del valor del transporte por barril del GLP importado, entre el lugar de compra del GLP y Cartagena en el mes **i** (US\$/BI), según facturas de transporte de los grandes comercializadores de GLP.
- QN_i** = Número de barriles de GLP producidos en el país por los grandes comercializadores en el mes **i** (barriles).
- QE_i** = Número de barriles exportados por los grandes comercializadores de GLP en el mes **i** (barriles).
- TE_i** = Promedio mensual del valor del transporte por barril del GLP exportado, entre Cartagena y el lugar de venta del GLP en el mes **i** (US\$/BI), según facturas de transporte de los grandes comercializadores de GLP.

Considerando la condición del GLP como bien transable en mercados internacionales, la CREG adoptó como precio de referencia un indicador internacional de precio referenciado a la Costa del Golfo (Mont Belvieu, fuente Platt's US Marketscan (US\$/BI).

Propuesta actual de la CREG

La propuesta de la CREG contenida en el documento 046 de 2005 y en la resolución de consulta 072 del mismo año presenta una fórmula estructurada únicamente bajo el principio de paridad exportación, ligada a los contratos de futuros de propano en NYMEX para un horizonte de seis meses, revisable cada semestre en enero y en julio.

Dicha fórmula toma el precio de referencia NYMEX, ponderado a seis meses, y le resta el costo de transporte entre el sitio de producción y Cartagena y los costos de embarque en puerto colombiano.

En este esquema, la figura del Gran Comercializador desaparece y los comercializadores quedan habilitados en el futuro para importar o exportar el producto si lo desean. Desde luego, se requeriría un ajuste en la fórmula para vincularla al criterio de paridad importación si se presentan las circunstancias de déficit tal como lo deja advertido la Comisión. Igualmente, anuncia la Comisión que la regulación del precio se revisaría también en el caso en el cual las condiciones de entrada de otros agentes en el mercado para la importación estén dadas, siendo una de ellas el aseguramiento del libre acceso al sistema de transporte y de facilidades portuarias.

En síntesis, la propuesta de la CREG luce apropiada para las circunstancias que enfrenta el país en materia de balance de oferta – demanda de GLP, y de control del sistema de transporte por parte de ECOPETROL.

- *Fórmula tarifaria para el transporte por ductos*

El costo del transporte del GLP por ductos en que incurre el gran comercializador se remunera actualmente mediante un cargo estampilla que se paga a ECOPETROL.

Esta estampilla implica un importante subsidio cruzado entre mercados cercanos a los centros de producción y los mercados alejados.

La propuesta de la CREG para la remuneración del transporte de GLP por ductos, expuesta en la Resolución 012 de 2007, incorpora en la determinación de los cargos máximos una señal de distancia, la cual, dependiendo que qué tan fuerte o débil se defina, tendrá igualmente impactos mayores o menores sobre la competitividad del GLP en los mercados alejados de las fuentes de producción.

Para la definición de los cargos se utilizará un factor de utilización de 0.75 para los ductos existentes y de 0.5 para los nuevos, en caso de que la utilización real se encuentre por debajo de estos valores.

El modelo de transportador propuesto es por contrato (“contract carriage”), mediante el cual el servicio se garantiza a quienes tengan contrato con el transportador con períodos

de entrega predefinidos. Este tipo de modelo implica igualmente que la expansión de la infraestructura solamente se da en la medida que el transportador cuente con cierta garantía de recuperación de la inversión en que incurra.

- *Margen para Seguridad*

La fórmula de margen de seguridad consiste en la determinación del valor por galón vendido que permite reunir en un año los recursos necesarios para el programa de mantenimiento y reposición de cilindros y tanques estacionarios de acuerdo con las necesidades y metas establecidas por la CREG, mediante la siguiente fórmula:

$$Z = \frac{(1 + IVA) * F_i}{V_{t-1}}$$

Z = Margen para seguridad (\$/galón).

IVA = Impuesto al valor agregado.

F_i = Según lo determine la CREG para cubrir las necesidades reportadas por la fiducia a que se refiere el artículo 29 de la Resolución 74 de 1996 expedida por la CREG, para las actividades de mantenimiento, reparación y reposición de cilindros y tanques, póliza global y válvula de seguridad (\$).

V_{t-1} = Volumen total del GLP suministrado por los grandes comercializadores desde el 1° de febrero del año inmediatamente anterior a la aplicación de la fórmula, hasta el 31 de enero del año en el cual se aplicará la fórmula (galones).

El margen de seguridad pasó de \$31.35 por galón en 1998 a \$210 en diciembre de 2005 (pesos corrientes).

- *Margen para el Comercializador*

El margen del comercializador mayorista se remunera mediante un cargo máximo que es afectado por la capacidad de almacenamiento y un índice de actualización:

$$N_t = N_0 * C_a * A$$

N_t = Según se define en el artículo 5, pero únicamente para efectos de este artículo, **C_a** será igual a uno. (CREG – 035 – 98)

N₀ = Margen base del comercializador mayorista en pesos por galón.

C_a = Factor de almacenamiento

A = Factor de actualización

La capacidad de almacenamiento mínima establecida por la Resolución CREG -074 de 1996 es del 25% de volumen mensual manejado, y se requiere mantener, como mínimo, un inventario promedio del 25% del volumen promedio mensual manejado en los últimos doce meses, adicional al promedio mensual suministrado a los distribuidores en el mismo período.

- *Margen para el Distribuidor y régimen tarifario para la fijación de los precios al usuario final*

Actualmente existen fórmulas tarifarias para determinar el margen de los distribuidores dependiendo del tipo de recipiente en el cual se suministra el servicio (carrotanque o cilindro según tamaño). Las fórmulas consisten en un margen dado en pesos por galón, el cual se ajusta con un índice de precios establecido en la misma regulación. La expresión de la fórmula es la siguiente para el caso de carrotanques:

$$DC_t = A * DC_0$$

Donde DC_t es el margen de distribución resultante de actualizar con el factor de precios A el cargo base DC_0 .

En forma similar, mediante resolución CREG – 044 de 2001 se fijaron fórmulas para el margen de distribución en cilindros de 30 y 80 libras que buscaban sustituir los cilindros de 40 y 100 libras mediante el plan de reposición.

Dichos márgenes máximos fueron calculados con base en los estudios realizados por la CREG en los cuales se estimaban costos eficientes de las actividades de la cadena de servicio.

Para fijar los precios al usuario final se establecieron fórmulas que consisten en tomar el precio del GLP en planta del comercializador mayorista y multiplicarlo por el factor de capacidad del cilindro, sumándole el margen de distribución respectivo para el recipiente utilizado. El factor de capacidad fue modificado mediante resolución CREG – 010 de 2001, con el fin de reflejar la composición de la mezcla de gases y constituye una variable que puede ser modificada en función de cambios de dicha composición reportada por los grandes comercializadores antes del 31 de enero de cada año. Estos factores de capacidad han sido actualizados en resoluciones posteriores.

Cada uno de los precios que resulten de aplicar las fórmulas para cilindros, es la suma máxima que debe pagar el usuario por una cantidad neta de GLP de 45 kg. (100 libras), 18 kg. (40 libras), o 9 kg. (20 libras), respectivamente. El peso total será igual a la cantidad de GLP indicada, más el peso o tara del cilindro.

Para la fijación de los precios al usuario final se observan las siguientes reglas:

- a) Los precios al usuario que resultan de aplicar las fórmulas establecidas rigen para las localidades donde los grandes comercializadores entreguen el producto.
- b) Para localidades diferentes a las antes indicadas, los precios del GLP son fijados por los distribuidores, adicionando el costo del transporte a los precios que resulten de la aplicación de las fórmulas establecidas para la localidad más cercana en la cual los grandes comercializadores entreguen el producto.
- c) Los precios de distribución de GLP en el perímetro urbano de las localidades de Cartagena, Barranquilla, Santa Marta, Riohacha, Sincelejo, Montería, Neiva, Bucaramanga, Villavicencio, Barrancabermeja y Floridablanca, son fijados libremente por el distribuidor bajo el régimen de libertad vigilada. Conforme a este régimen, la CREG tiene la facultad de revisar periódicamente la lista de localidades donde opera este régimen de tarifas, para incluir o excluir localidades.

Para la entrega a domicilio por medio de tanque estacionario y medidor individual, se estableció por concepto de costos fijos de clientela, un cargo fijo mensual por usuario.

Como se puede apreciar, la regulación vigente introdujo el régimen de libertad vigilada en aquellas ciudades donde la penetración del gas se encontraba consolidada. Transcurridos casi diez años de la resolución 083 de 1997, el avance de la masificación del consumo del gas natural ha sido considerable y las condiciones para pasar a un régimen total de libertad vigilada generalizada están dadas.

6.4 Regulación de los precios de los derivados del petróleo

Todos los productos derivados del petróleo, con excepción de los precios de la gasolina, el diesel oil y el GLP, no están sujetos a regulación sino al libre juego de los precios del mercado.

La política de determinación de los precios de la gasolina y el diesel oil es responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía, que de acuerdo con la ley establece la metodología de precios con base en la paridad de precios de importación y los costos de oportunidad, con el fin de desarrollar un sistema general de precios que reconozca la realidad de los mercados internacionales. En esa medida, toma como base para fijación del precio interno de los combustibles en el país el precio internacional de un galón del mismo (Precio FOB Costa del Golfo de los Estados Unidos) adicionado con el costo de los fletes y seguros de transporte y los demás costos de importación (aranceles).

Se busca bajo esta metodología dar señales apropiadas a los usuarios y a los agentes de la cadena de distribución, respecto al costo real y de oportunidad de producción y comercialización de dichos combustibles, en búsqueda de promoción de la expansión de

infraestructura de la producción, venta y comercialización de dichos bienes, a la vez que brindar una señal de estabilidad a los inversionistas para incentivar la atención de la demanda interna con energéticos locales o importados.

En este sentido, a partir del 1 de enero de 1999, comenzaron a regir las resoluciones 82438 y 82439 de diciembre 23 de 1998, donde se fijaron las bases de cálculo de la estructura de precios para la gasolina Motor Corriente y el ACPM a nivel nacional.

Según las mencionadas Resoluciones, la estructura de precios de los mencionados combustibles consta de los siguientes componentes:

6.4.1. Estructura de precios de Gasolina Corriente Motor

Ingreso al Productor para Gasolina Corriente Motor,

Será calculado por la Unidad de Planeación Minero Energética UPME el segundo día inmediatamente anterior al primer día calendario de cada período t. Se define de acuerdo a la fórmula

$$IP (t) = \{[PrFOB + FL + SE + IM] * TRM\} + A + TPC + TI$$

Donde:

IP (t): Ingreso al productor vigente para el período t.

PrFOB: Es el promedio aritmético de las cotizaciones del Índice UNL 87 U.S. Gulf Coast Waterborne de la publicación PLATT's de Standard & Poor's, publicadas durante los últimos treinta (30) días calendario inmediatamente anteriores a la fecha de cálculo, expresado en dólares por galón (US\$/Gal).

FL: Es el costo de los fletes marítimos o terrestres y demás costos incurridos para transportar un galón de gasolina desde la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América hasta el puerto de importación local, expresado en dólares por galón (US\$/Galón). Dicho valor será el que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$FL = [Ws/(b* 42)] * (STR/100)$$

Donde:

Ws: Valor del flete de referencia de la ruta Houston-Pozos Colorados publicado

anualmente por el Worlwide Tanker Nominal Freight Scale "Worldscale" vigente para el mes inmediatamente anterior al período t, expresado en dólares por tonelada métrica.

STR: Promedio aritmético de las cotizaciones publicadas durante los últimos treinta (30) días calendario inmediatamente anteriores a la Fecha de Cálculo (tal como dicha fecha se define en el párrafo primero del presente artículo), del factor de corrección de mercado para el flete de los tanqueros limpios de 30.000 Toneladas Métricas para la ruta CARIB/USG, de la publicación PLATT's de Standard & Poor's, expresado en unidades de Worldscale (WS Assess).

b: Factor de conversión de Toneladas métricas a Barriles. Para el caso de la Gasolina Corriente Motor colombiana este factor de conversión es de 8.535 a 60° API.

42: Factor de conversión de barril a galón.

SE: El costo de los seguros marítimos o terrestres y demás costos incurridos para transportar un galón de gasolina desde la Costa del Golfo de los Estados Unidos hasta el puerto de importación local, expresado en dólares por galón (US\$/Galón), el cual será calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$SE = S * PrFOB$$

Donde:

S: El factor multiplicador utilizado para el cálculo de los seguros (SE). El factor vigente a partir de la entrada en vigencia de la resolución será 0.000387.

Este factor multiplicador será revisado anualmente, a partir del 1o de enero del 2000. Para cada año el Ministerio de Minas y Energía fijará el valor de S, con base en el promedio de cotizaciones de mínimo tres (3) compañías de seguros internacionales, cuya calificación de deuda en dólares de largo plazo sea igual o superior a BBB- de Standard & Poor's, o tenga un grado de calificación equivalente otorgado por otra agencia internacional de calificación de riesgo.

IM: El valor de las inspecciones de calidad en puerto de cargue y descargue, expresado en dólares por galón (US\$/galón). Este costo será de US\$0.000286 por galón a partir de la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución.

Este valor será ajustado anualmente, a partir del 1o de enero del año 2000, con base en los costos de inspección de calidad y manejo en el puerto que se encuentren vigentes para cada fecha de ajuste.

TRM: La "Tasa Representativa del Mercado" vigente el día inmediatamente anterior a la "Fecha de Cálculo" tal y como sea certificada por la Superintendencia Bancaria.

A: El valor correspondiente al treinta y dos (32%) por ciento del pago de la tarifa arancelaria de las importaciones de gasolina expresada en pesos por galón, calculado de acuerdo con la tarifa general establecida en el artículo 1º del Decreto-ley 2317 de 1995 o en aquellas normas que la modifican, adicionan o complementan, aplicada sobre la base gravable establecida en las disposiciones que rijan la valoración aduanera según lo previsto en el Decreto 1909 de 1992 y demás normas que lo complementen o modifiquen.

TPC El valor correspondiente al pago de la tarifa del Poliducto Pozos Colorados Barranca que conecta el puerto Pozos Colorados con Galán, expresado en pesos por galón.

El valor de TPC será de treinta y un pesos con cuarenta centavos por galón (\$31.4/galón). Dicho valor será ajustado anualmente por el Ministerio de Minas y Energía conforme a lo previsto en el Código de Petróleos y demás normas aplicables.

TI: El valor correspondiente al pago del impuesto de timbre aplicable, expresado en pesos por galón y calculado de acuerdo con la tarifa general establecida en las normas que regulan la materia, o en aquellas normas que la modifiquen, adicionen o complementen, aplicada sobre la base gravable establecida en las disposiciones que rigen la materia.

t: El período transcurrido entre el primer día calendario de cada mes calendario y el último día calendario del mismo mes calendario.

Precio máximo de venta al distribuidor mayorista.

El precio máximo de venta, expresado en pesos por galón, que cobrará el refinador local o el importador al Distribuidor Mayorista, para el período t, por las ventas de Gasolina Corriente Motor en puerta de refinería local o en puerto de importación local, será el que resulte de aplicar la siguiente fórmula

$$PMI(t) = IP(t) + PI + PG + Tt$$

PMI (t):

Será el Precio Máximo de Venta al Distribuidor Mayorista para el período t.

IP (t): Ingreso al Productor

PI: El valor correspondiente al pago del Impuesto sobre las Ventas, expresado en pesos por galón, establecido de acuerdo con la tarifa prevista aplicada sobre la base gravable establecida en el Estatuto Tributario vigente y las normas que lo complementen o modifiquen.

PG: El valor correspondiente al pago del Impuesto Global a la Gasolina Regular de acuerdo con los valores establecidos para dicho impuesto en la Ley 383 de 1997.

Tt: El valor correspondiente al pago de la Tarifa Estampilla de transporte de combustibles, expresado en pesos por galón.

Precio Máximo de Venta en planta de abasto mayorista.

El precio máximo de venta para un período t, expresado en pesos por galón, que cobrará el Distribuidor Mayorista al Distribuidor Minorista por las ventas de Gasolina Corriente Motor en Planta de Abasto Mayorista, será el que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$PMA (t) = PMI (t) + MD$$

PMA (t): El Precio Máximo de Venta en Planta de Abasto Mayorista.

PMI: El Precio Máximo de Venta al Distribuidor Mayorista

MD: El Margen del Distribuidor Mayorista, expresado en pesos por galón, que se fija en la suma de setenta y cinco pesos por galón (\$75.00/galón). Este monto incluye los gastos de operación relacionados con el negocio de distribución de Gasolina Corriente Motor, incluidas las pérdidas por evaporación y los costos de aditivación.

Este valor será ajustado anualmente, a partir del 1o de enero del año 2000, con base en la variación porcentual del Índice de Precios al Consumidor del año inmediatamente anterior a la fecha del ajuste.

Se estableció también un régimen de libertad vigilada que permite que los precios de venta al público por galón serán fijados libremente por cada Distribuidor Minorista, para las ciudades capitales de los siguientes departamentos: Antioquia, Atlántico, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cauca, Cesar, Córdoba, Huila, Magdalena, Meta, Nariño, Norte de Santander, Putumayo, Quindío, Risaralda, Santander, Sucre, Tolima y Valle y para Santa Fe de Bogotá, D. C. En estos casos, los aportes al Fondo de Protección Solidaria, Soldicom, se estiman aplicando el porcentaje

6.4.2. Estructura de precios del diesel oil (ACPM)

Ingreso al productor para ACPM.

El ingreso al productor por las ventas de ACPM, expresado en pesos por galón, será el que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$IP(t) = \{[PrFOB + FL + SE + IM] * TRM\} + A + TI$$

El Ingreso al Productor vigente para cada período t, será calculado por la Unidad de Planeación Minero Energética UPME el segundo día inmediatamente anterior al primer día calendario de cada período t (la "Fecha de Cálculo").

Donde:

IP (t): El ingreso al productor vigente para el período t.

PrFOB: El promedio de las cotizaciones del índice número 2 U.S. Gulf Coast Waterborne de la publicación PLATT's de Standard & Poor's, publicadas durante los últimos treinta (30) días calendario inmediatamente anteriores a la fecha de expresadas en dólares por galón (US\$/Gal).

FL: El costo de los fletes marítimos o terrestres y demás costos incurridos para transportar un galón de ACPM desde la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América hasta el puerto de importación local, expresado en dólares por galón (US\$/Galón). Dicho valor será el que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$FL = [Ws / (\beta * 42)] * (STR / 100)$$

Donde:

Ws: Valor del flete de referencia de la ruta Houston Pozos Colorados publicado anualmente por el Worldwide Tanker Nominal Freight Scale "Worldscale" vigente para el mes inmediatamente anterior al período t, expresado en dólares por tonelada métrica.

STR: Promedio aritmético de las cotizaciones publicadas durante los últimos treinta (30) días calendario inmediatamente anteriores a la fecha de cálculo del factor de corrección de mercado para el flete de los tanqueros limpios de 30.000 Toneladas Métricas para la ruta CARIB/USG, de la publicación PLATT's de Standard & Poor's, expresado en unidades de Worldscale (WS Assess).

β : Factor de conversión de Toneladas métricas a Barriles. Para el caso del ACPM este es factor de 7.491 a 34o API.

42: Factor de conversión de barril a galón.

SE: El costo de los seguros marítimos o terrestres y demás costos incurridos para

transportar un galón de ACPM desde la Costa del Golfo de los Estados Unidos hasta el puerto de importación local, expresado en dólares por galón (US\$/Galón), el cual será calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$SE=S*PrFOB$$

Donde:

S: El factor multiplicador utilizado para el cálculo de los seguros (SE). El factor vigente a partir de la entrada en vigencia de la Resolución será 0.000387.

Este factor multiplicador será revisado anualmente, a partir del 1o de enero del año 2000. Para cada año el Ministerio de Minas y Energía fijará el valor de S, con base en el promedio de cotizaciones de mínimo tres (3) compañías de seguros internacionales, cuya calificación de deuda en dólares de largo plazo será igual o superior a BBB- de Standard & Poor's, o tenga un grado de calificación equivalente otorgado por otra agencia internacional de calificación de riesgo.

IM: El valor de las inspecciones de calidad en puerto de cargue y descargue, expresado en dólares por galón (US\$/galón). Este costo será de US\$ 0.000286 por galón a partir de la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución.

Este valor será ajustado anualmente, a partir del 1o de enero del año 2000, con base en los costos de inspección de calidad y manejo en el puerto que se encuentren vigentes para cada fecha de ajuste.

TRM: La "Tasa representativa del Mercado" tal como se define en el artículo 96 del Estatuto Orgánico del Sistema Financiero, vigente el día inmediatamente anterior a la fecha de cálculo, tal y como sea certificada por la Superintendencia Bancaria.

A: El valor correspondiente al treinta por ciento (30%) del pago de la tarifa arancelaria de las importaciones de ACPM expresada en pesos por galón, para el mes de diciembre de 1999, calculado de acuerdo con la tarifa general establecida en el artículo 1º del Decreto-ley 2317 de 1995 o en aquellas normas que la modifican, adicionan o complementan, aplicada sobre la base gravable establecida en las disposiciones que rijan la valoración aduanera según lo previsto en el Decreto 1909 de 1992 y demás normas que lo complementen o modifiquen

TI: El valor correspondiente al pago del impuesto de timbre aplicable, expresado en pesos por galón, y calculado de acuerdo con la tarifa general establecida en las normas que regulen la materia, o en aquellas normas que las modifiquen, adicionen o complementen, aplicada sobre la base gravable establecida en las disposiciones que rigen la materia.

t: El período transcurrido entre el primer día calendario de cada mes calendario y el último día calendario del mismo mes calendario.

Precio máximo de venta del distribuidor mayorista.

El precio máximo de venta, expresado en pesos por galón, que cobrará el refinador local o el importador al Distribuidor Mayorista, para el período t, por las ventas de ACPM en puerta de refinería local o en puerto de importación local, será el que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$PMI(t)=IP(t)+PI + PG +Tt$$

PMI (t): El precio máximo de venta al distribuidor mayorista para el período t.

IP (t): El Ingreso al Productor, tal y como dicho ingreso se establece en el artículo segundo de la presente resolución.

PI: El valor correspondiente al pago del impuesto sobre las ventas, expresado en pesos por galón, establecido de acuerdo con la tarifa prevista en el artículo 18 de la Ley 223 de 1995 y las normas que lo complementen o modifiquen, aplicada sobre la base gravable establecida en el Estatuto Tributario vigente y las normas que lo complementen o modifiquen.

PG: El valor correspondiente al pago del Impuesto Global al ACPM establecido en la Ley 223 de 1995 o en las normas que la complementen, sustituyan o deroguen, de acuerdo con los valores establecidos para dicho impuesto en el Decreto 1774 de 1996.

Tt: El valor correspondiente al pago de la Tarifa Estampilla de transporte de combustibles expresado en pesos por galón.

Precio máximo de venta en planta de abasto mayorista.

Es el precio máximo de venta para un período t, expresado en pesos por galón, que cobrará el Distribuidor Mayorista al Distribuidor Minorista por las ventas de ACPM en Planta de Abasto Mayorista y será el que resulte de aplicar la siguiente fórmula.

$$PMA(t)=PMI(t)+MD$$

Donde:

PMA (t): El precio máximo de venta en planta de Abasto Mayorista.

PMI: El precio máximo de venta al distribuidor mayorista.

MD: El margen del distribuidor mayorista, expresado en pesos por galón que se fija en la suma de setenta pesos con treinta centavos por galón (\$70.30/galón). Este monto incluye los gastos de operación relacionados con el negocio de distribución de ACPM.

Este valor será ajustado anualmente, a partir del 1o de enero del año 2000, con base en la variación porcentual del Índice de Precios al Consumidor del año inmediatamente anterior a la fecha del ajuste, tal como dicha variación sea certificada por la autoridad competente.

Se declara un régimen de libertad vigilada, donde los precios de venta al público por galón serán fijados libremente por cada distribuidor Minorista, para las ciudades capitales de Antioquia, Atlántico, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cauca, Cesar, Córdoba, Huila, Magdalena, Meta, Nariño, Norte de Santander, Putumayo, Quindío, Risaralda, Santander, Sucre, Tolima y Valle y para Santa Fe de Bogotá, D. C., sujeto a las disposiciones del mercado según lo considere el Ministerio de Minas y Energía.

En estas ciudades los aportes al Fondo de Protección Solidaria "Soldicom" de que trata la Ley 26 de 1989 y demás normas que reglamentan la materia, serán estimados aplicando el porcentaje de que trata la ley al margen del minorista (MDM).

Análisis

La política de precios definida por el Ministerio de Minas y Energía para la gasolina y el diesel ha evitado saltos en los cambios de los combustibles. No obstante, hay discusiones sobre las fórmulas aplicadas que parten de precios de referencia externos según el concepto de costo de oportunidad. Otros proponen desvincular los precios de los derivados del exterior y fijarlos según costos promedios de producción en Colombia. La actual política ha favorecido a ECOPETROL y al gobierno porque sus ingresos han aumentado continuamente a medida que los precios internacionales aumentan. Para ECOPETROL porque recibe más dinero por barril de derivados para el gobierno porque los impuestos crecen a medida que aumenta el ingreso al productor. Prácticamente, en los últimos seis años, los recursos obtenidos por el gobierno equivalen a varias reformas tributarias. En esta forma, desde el punto de vista de ECOPETROL y el gobierno, la política de precios de los derivados les es favorable e igualmente para potenciales inversionistas en la construcción de refinerías. Por supuesto, para los usuarios esta política de precios crecientes les afecta tanto porque presiona los costos de producción como porque afecta el ingreso de las personas. Pero, por otra parte, tiene efectos favorables sobre el uso eficiente de un recurso energético escaso.

6.5. Transporte por oleoductos, poliductos y gasoductos, refinación y comercialización.

Las regulaciones son claras en 2007 de la libertad para terceros de la utilización de la infraestructura de transporte.

En gas natural las regulaciones de la CREG son precisas: hay libertad de entrada, cualquiera puede utilizar los gasoductos con la única condición de hacer los pagos correspondientes de transporte según las tarifas máximas fijadas por la CREG.

En el Artículo 13 de la Ley 681 de 2001 se declaró de acceso abierto a terceros el sistema de transporte de poliductos propiedad de ECOPETROL

El decreto 4299 de 2005, reglamentario del artículo 61 de la Ley 812 de 2003 estableció los requisitos, obligaciones y el régimen sancionatorio aplicables a los diferentes agentes de la cadena de la cadena de distribución de derivados líquidos, excepto el GLP, ya que la actividad de distribución de petróleo y su distribución constituyen un servicio público.

El propósito del Decreto era garantizar que quienes entren en el mercado de distribución y almacenamiento de petróleo y combustibles, al permitirse la desregulación y la entrada de agentes diferentes a ECOPETROL, lo hagan e condiciones que permitan una sana competencia y contar con agentes fuertes y consolidados.

En el Decreto se establece que para ejercer la actividad de refinación, importación, almacenamiento, distribuidor mayorista, distribuidor minorista de estaciones de servicio de aviación y marítima (la distribución minorista en estaciones de servicio terrestre siempre se ha permitido para el sector privado) y gran consumidor de combustibles líquidos se requiere una autorización del Ministerio de Minas y Energía.

En conclusión, en 2007 el subsector de petróleo y gas natural está abierto a cualquier agente privado, público y mixto.

7. EMPRESAS ESTATALES – ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES, ANALISIS Y EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

Dos son las empresas estatales: ECOPETROL en el sector petrolero y TGI en el transporte de gas natural.

7.1. ECOPETROL

Historia

La Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) se creó en 1951 como organismo autónomo con personería jurídica, empresa totalmente estatal, de los activos de la antigua Tropical Oil Company que manejaba la Concesión de Mares, explotación que se inició en 1921 en el área alrededor de la ciudad de Barrancabermeja., concesión que terminó en 1951, de la cual nació ECOPETROL que recibió los campos petroleros, el sistema de transporte, las plantas de gas y la refinería de Barrancabermeja.

De conformidad con el [Decreto Ley 1760 de 2003](#), ECOPETROL se convirtió en una sociedad pública por acciones vinculada al Ministerio de Minas y Energía, regida por sus [estatutos protocolizados](#) mediante Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005, modificada por las Escrituras Públicas No. 4302 del 26 de Septiembre de 2006 y No. 5139 del 16 de noviembre de 2006. El objetivo de esta modificación era el de ofrecer en el futuro las acciones de la empresa a inversionistas naturales o jurídicos privados.

Organización

Desde el 10 de febrero de 2006, el Gobierno Nacional modificó la actual Estructura de ECOPETROL S.A. mediante el [Decreto 409 de 2006](#), con el fin de mejorar la eficiencia y racionalidad de la empresa.

La estructura de ECOPETROL según el Decreto 409 comprende una Asamblea General de Accionistas conformada por representantes de los accionistas que nombra una Junta Directiva compuesta de siete miembros principales y sus suplentes, que nombra al Presidente de la Compañía.

Adyacente a la Presidencia se encuentran las Oficinas de Control Interno, de Control Interno Disciplinario, la Dirección de Soporte a la Presidencia y la Junta Directiva.

En el siguiente nivel jerárquico siguen las Vicepresidencias Financiera, de Exploración, de Producción, de Refinación y Petroquímica, de Transporte, de Comercialización y Mercadeo.

Los actuales socios de ECOPETROL S.A. son:

- ✓ La Nación -Ministerio de Hacienda Y Crédito Público
- ✓ Fiduciaria La Previsora S.A.
- ✓ Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo- FONADE
- ✓ Financiera de Desarrollo Territorial- FINDETER.
- ✓ La Previsora Compañía de Seguros S.A.
- ✓ Fondo Nacional de Garantías S.A.

La Asamblea de accionistas es el órgano máximo de dirección de ECOPETROL S.A, constituida por los accionistas reunidos con la periodicidad, el quórum y en las condiciones que prevean sus estatutos.

Las funciones de la Asamblea General de Accionistas son, además de las señaladas en el Código de Comercio, las que fijen sus estatutos. Entre ellas esta el nombrar y remover a los siete miembros de la Junta Directiva designados por ella, y a sus respectivos suplentes personales

La Junta Directiva de ECOPETROL S.A. estará integrada por siete (7) miembros, así:

Tres (3) miembros con sus respectivos suplentes, que serán nombrados por el Presidente de la República.

Cuatro (4) miembros que serán elegidos por la Asamblea General de Accionistas con sus respectivos suplentes.

Los Miembros Principales y Suplentes de la Junta Directiva serán elegidos para períodos de dos (2) años. Si no se hiciera nueva elección de Miembros Principales y Suplentes de la Junta Directiva, se entenderá prorrogado su mandato hasta tanto se efectúe nueva designación. Los miembros de la Junta Directiva estarán sujetos al régimen de inhabilidades e incompatibilidades que establezca la ley para este efecto.

La Junta Directiva actual está compuesta por dos ministros como miembros principales: los de Minas y Energía y el de Hacienda y el Ministro de Agricultura como suplente del Ministro de Minas y Energía. También tiene asiento en la Junta Directiva el Director del Departamento Nacional de Planeación-DNP. Los demás miembros son personas que representan diferentes intereses políticos y gremiales. En la Tabla se presentan los nombres de la Junta Directiva para agosto de 2007 (Tabla 7.1).

Tabla 7.1

Composición de la Junta Directiva de ECOPETROL

Principales	Suplentes
Fabio Echeverri Correa	Roberto Silva Salamanca
Oscar Iván Zuluaga, Ministro de Hacienda	Gloria Inés Cortés Arango, Viceministro de Hacienda
Hernán Martínez Torres, Ministro de Minas y Energía.	Andrés Felipe Arias Leyva, Ministro de Agricultura
Ignacio Sanín Bernal	Julio Andrés Torres García
Gustavo Gaviria Ángel	Andrés Escobar Arango
Carolina Rentería Rodríguez, Director DNP	María Elena Velásquez Restrepo
Omar A. Baquero Soler	William Escaf Escaf

Los miembros de la Junta Directiva deben estar comprometidos con la visión corporativa de la Sociedad y deben como mínimo cumplir con los siguientes requisitos: (i) tener conocimiento y experiencia en las actividades propias del objeto social de la sociedad y/o tener conocimiento y experiencia en el campo de la actividad industrial y/o comercial, financiera, bursátil, administrativa, jurídica o ciencias afines, (ii) gozar de buen nombre y reconocimiento por su idoneidad profesional e integridad, y (iii) no pertenecer simultáneamente a más de cinco (5) juntas directivas incluida la de ECOPETROL S.A.

La Junta Directiva elegirá entre sus miembros, a su Presidente y Vicepresidente, quienes tendrán la función de presidir y dirigir las reuniones ordinarias y extraordinarias de la Junta Directiva y serán elegidos para períodos de un (1) año.

El Presidente de ECOPETROL S.A. asistirá a las reuniones de la Junta Directiva, en las cuales tendrá voz pero no voto. En ningún caso el Presidente de ECOPETROL S.A. podrá ser designado como Presidente de la Junta Directiva.

QUÓRUM.- La Junta Directiva deliberará con un número igual o superior a cinco de sus miembros. Las decisiones se tomarán por mayoría de los votos de los miembros presentes.

Las funciones de la Junta Directiva serán las que señalen los estatutos en los cuales se establecerá la periodicidad de sus reuniones, el quórum y demás condiciones.

La Junta Directiva propondrá al Gobierno Nacional las modificaciones a la estructura que considere pertinentes para el cabal desarrollo de sus funciones

La representación legal de ECOPETROL S.A. estará a cargo de un Presidente, que será designado por la Junta Directiva y tendrá dos (2) suplentes personales. La Junta Directiva nombrará a las personas que actuarán como Primer y Segundo suplente del Presidente.

El período del Presidente será de dos (2) años contados a partir de su elección, pero podrá ser reelegido indefinidamente o removido libremente del cargo antes del vencimiento del período.

El presidente deberá presentar a consideración de la Junta Directiva todo lo relacionado a la gestión y estructura de la entidad.

La Sociedad tendrá un Secretario o una persona que tenga a cargo las funciones del mismo, quien será Secretario de la Asamblea General y de la Junta Directiva.

Privatización de ECOPETROL

Según el gobierno, debido a las dificultades para financiar sus planes de inversión y lograr autonomía administrativa, presupuestal y financiera, actualmente ECOPETROL se encuentra en un proceso de modificación de su estructura jurídica, consistente en la capitalización del 20% de la empresa, dejando en manos del Estado una participación mayorista del 80%. Su condición actual de empresa estatal lo condiciona a que su presupuesto de inversión sea aprobado por el Ministerio de Hacienda, debido a que sus inversiones adicionales reducen la capacidad de inversión en otros sectores del Estado colombiano.

Este proceso va de la mano del establecimiento de ECOPETROL como una sociedad por acciones y la eliminación de prerrogativas de la empresa en la asignación de áreas de exploración, pasando a ser un competidor más con igualdad de condiciones para acceder a nuevos bloques exploratorios, lo que implica que la empresa debe buscar sus propias reservas y asumir el riesgo exploratorio individualmente.

Otro cambio sustantivo para ECOPETROL es la ampliación de los objetivos de la empresa, junto con la nueva estructura de órganos de dirección y administración. ECOPETROL S.A., una vez constituida como sociedad de economía mixta, será dirigida y administrada por la Asamblea General de Accionistas, la Junta Directiva y el Presidente de la sociedad, de acuerdo con lo que señalen sus estatutos. La Asamblea General designará los miembros de la Junta Directiva y ésta designará al Presidente.

De forma similar, la nueva estructura organizacional le permitirá a ECOPETROL obtener independencia gerencial (autonomía laboral y fijación de precios), hacer más transparentes sus relaciones con el gobierno (pactada por medio de reglas estables en materia de transferencias, incluyendo dividendos), y tener una estructura adecuada de propietarios. Se espera que esto redunde en una mayor competitividad empresarial y en el uso eficiente de recursos en proyectos que tengan una mezcla favorable de rentabilidad y riesgo.

Ambiente de trabajo para ECOPETROL

ECOPETROL ha venido trabajando en un ambiente muy difícil en los últimos treinta años por las limitaciones y restricciones a su accionar por parte de los diferentes gobiernos. Desde su creación en 1949 hasta el decenio los ochenta se desarrolló ampliamente: construyó y amplió refinerías, creó la industria petroquímica colombiana con sus planes quinquenales, exploró y descubrió petróleo, amplió la red de transporte, inició la masificación del gas natural, instaló estaciones de servicio en todo el país, especialmente en las zonas alejadas, invirtió en carbón, en empresas eléctricas, conformó empresas de distribución de gas natural y participó en multitud de obras sociales. Pero a partir de finales del decenio de los ochenta y con fuerza a partir de 1990 comenzó una política de desmantelamiento de la empresa y de fuertes restricciones en la política de inversiones. En esta forma, se le prohibió invertir en refinerías, en gasoductos, en distribución minorista, en comercialización del gas natural y en construcción de oleoductos. Es decir, se le limitó como una empresa petrolera, dejándola solamente en la exploración y explotación de petróleo y gas natural y operando refinerías viejas, con la contradicción que del excedente petrolero solo se le permitía utilizar una ínfima proporción del mismo, sin posibilidades de llevar a cabo un plan importante de exploración para encontrar nuevas reservas de petróleo y gas natural.

En el sector eléctrico, mientras tanto, las reformas de 1994 dieron más libertad de acción a las empresas al volverlas empresas de servicio público sociedades anónimas, con un régimen de contratación privado. Es así que empresas como ISA y EPM, que de por sí eran entidades eficientes antes de las leyes de 1994, tuvieron un nuevo aire al quitarles sus limitaciones para contratar y tanta interferencia gubernamental. Adicionalmente, con el nuevo ambiente de apertura internacional, ISA y EPM comenzaron a incursionar fuera de las fronteras de Colombia, con resultados muy positivos y asombrosos para ISA. Es así como ISA es la mayor transportadora de energía eléctrica de Latinoamérica y la tercera del continente americano, con inversiones en Ecuador, Bolivia, Perú, Brasil y Centroamérica.

Ante este ambiente tan distinto, es lógico que ECOPETROL no pudiera tener el mismo protagonismo de ISA.

Otra restricción importante es la composición de la Junta Directiva, integrada por funcionarios del gobierno nacional, como el Ministro de Hacienda y Crédito Público y el Director del Departamento Nacional De Planeación, más interesados en encontrar recursos para financiar el presupuesto de la nación y reducir el déficit fiscal.

Dado que ECOPETROL es una empresa estatal que entra en las cuenta fiscales de la Nación, una manera de reducir el déficit fiscal es restringir las inversiones de la empresa para mostrar un superávit más alto. De ahí la presencia del Ministro de Hacienda y del director del DNP para tener un control directo de la entidad.

ECOPETROL ha trabajado dentro del marco regulatorio del Código de Petróleos, de la Ley 142 de 1994, de las normas de la CREG para gas natural y de acuerdo con sus estatutos. Como empresa estatal ha estado sometida a las regulaciones para empresas industriales y comerciales del estado en cuanto a contratación. Sin embargo, con la venta del 20% de las acciones y los nuevos estatutos, ECOPETROL tiene mayor flexibilidad para operar en el futuro. Visto desde el pasado, la empresa le tocó jugar en un ambiente restrictivo y en desigualdad de condiciones con el sector privado. Tuvo la ventaja de que cualquier exploración tenía que hacerse con ella por medio de los Contratos de Asociación, ventaja que se eliminó con la expedición del nuevo contrato petrolero de 2004.

A su vez, los cambios de los años 2004 a 2006 le dan más autonomía a ECOPETROL en cuanto a contratación de bienes, servicios y personal, pero la obligan a competir para obtener áreas de exploración. En este sentido la igualan en cuanto a condiciones de operación con las empresas privadas.

Las nuevas normas implican para ECOPETROL una limitación a su papel monopólico en la prospección, producción y operación de campos petroleros y de gas, ya que a partir de la creación de la ANH no es necesario para el sector privado asociarse con la empresa estatal para E&P. Con esto se busca hacer más eficiente a ECOPETROL a introducirsele competencia porque debe concursar para adquirir zonas de exploración junto a sector privado.

Para gas natural, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) creada en 1994 ha aprobado una serie de medidas para el transporte y la comercialización del gas natural con respecto al diseño tarifario, la calidad, la competencia y la limitación a prácticas monopolísticas que se aplican por igual para empresas privadas, mixtas y públicas.

En conclusión, el anterior marco regulatorio tuvo beneficios para EXCOPETROL porque le dio el monopolio de la exploración, pero las normas sobre contratación y las regulaciones del gobierno la limitaron para hacer un uso eficiente de los recursos y le quitaron autonomía en el manejo de los recursos.

Con las nuevas normas del contrato petrolero pierde el monopolio de la exploración ya que tiene que competir con el sector privado. Por otra parte, los cambios en los estatutos de la empresa le dan más autonomía operativa. Sin embargo, el uso de la renta petrolera sigue sujeta a las decisiones del gobierno nacional.

Indicadores financieros

La evolución financiera de ECOPETROL ha sido satisfactoria durante los años 2004-2006 ya que el activo ha crecido en valores reales así como el patrimonio. Igualmente los ingresos, la utilidad operacional y las utilidades netas (Tabla 7.2). Los resultados financieros de estos últimos años se han visto favorecidos por la coyuntura internacional de precios altos del petróleo que han contrarrestado la disminución en las exportaciones de crudo de ECOPETROL. Así, las utilidades netas crecieron 26,7 % en los años 2005 y 2006, por encima de inflaciones de 5% anuales.

Tabla 7.2

ECOPETROL S.A.							
BALANCE GENERAL							
(Millones de Pesos)							
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ACTIVO CORRIENTE					3.814.231	5.344.863	7.286.229
TOTAL ACTIVO					27.964.390	32.664.817	42.137.722
PASIVO CORRIENTE					3.486.575	3.499.948	3.982.428
TOTAL PASIVO					6.514.296	9.785.303	16.853.318
PATRIMONIO					10.000.871	13.285.251	20.835.746
INGRESOS					13.050.607	15.512.903	18.389.965
TOTAL COSTO DE VENTAS					8.096.690	9.740.885	11.948.974
UTILIDAD OPERACIONAL					4.531.171	4.498.385	4.755.832
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS					3.180.812	4.288.330	4.891.142
UTILIDAD NETA					2.110.506	3.253.756	3.391.373
RAZON DE LIQUIDEZ					0,59	0,55	0,43
ENDEUDAMIENTO TOTAL					65,1%	73,7%	80,9%
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO					21,1%	24,5%	16,3%

Fuente: ECOPETROL, Indicadores Financieros

Figura 7.1. (a)
Evolución de la utilidad antes de impuestos y de la utilidad neta

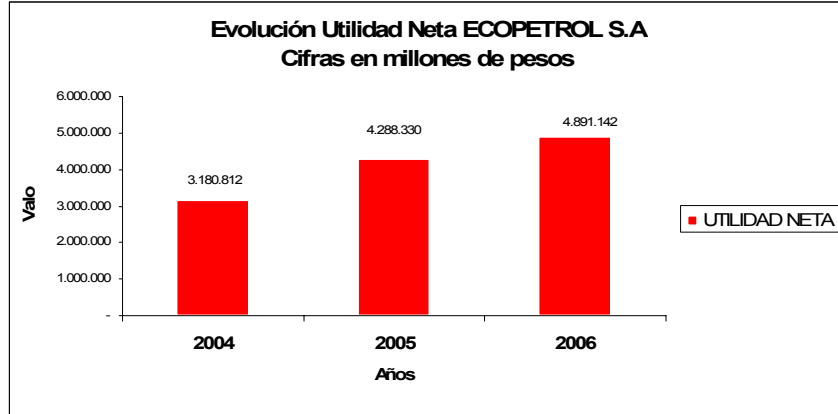


Figura 7.1 (b)
Evolución de la razón de liquidez

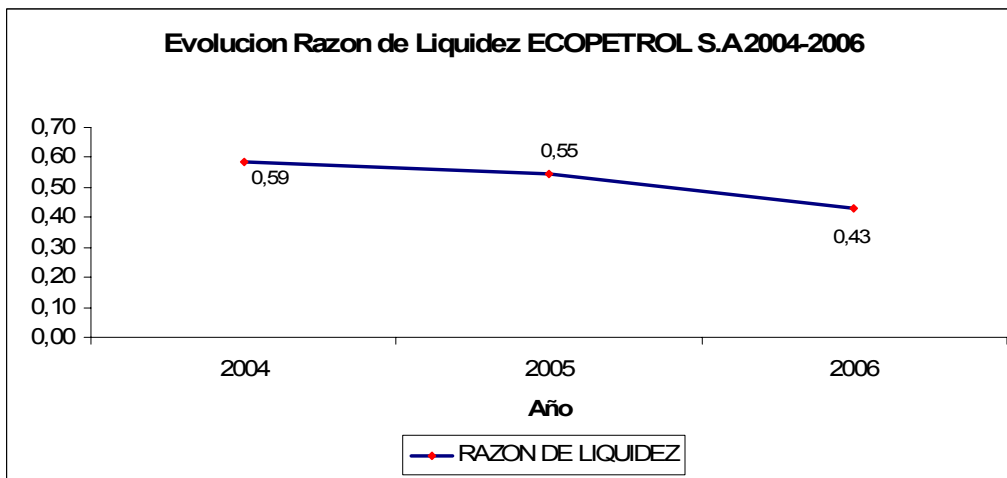
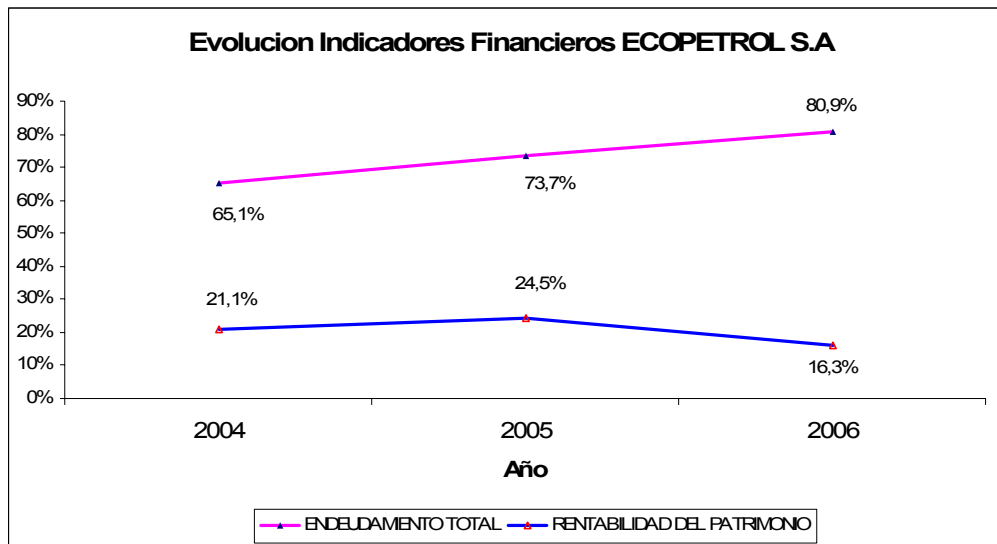


Figura 7.1 (c)
Evolución de los indicadores financieros



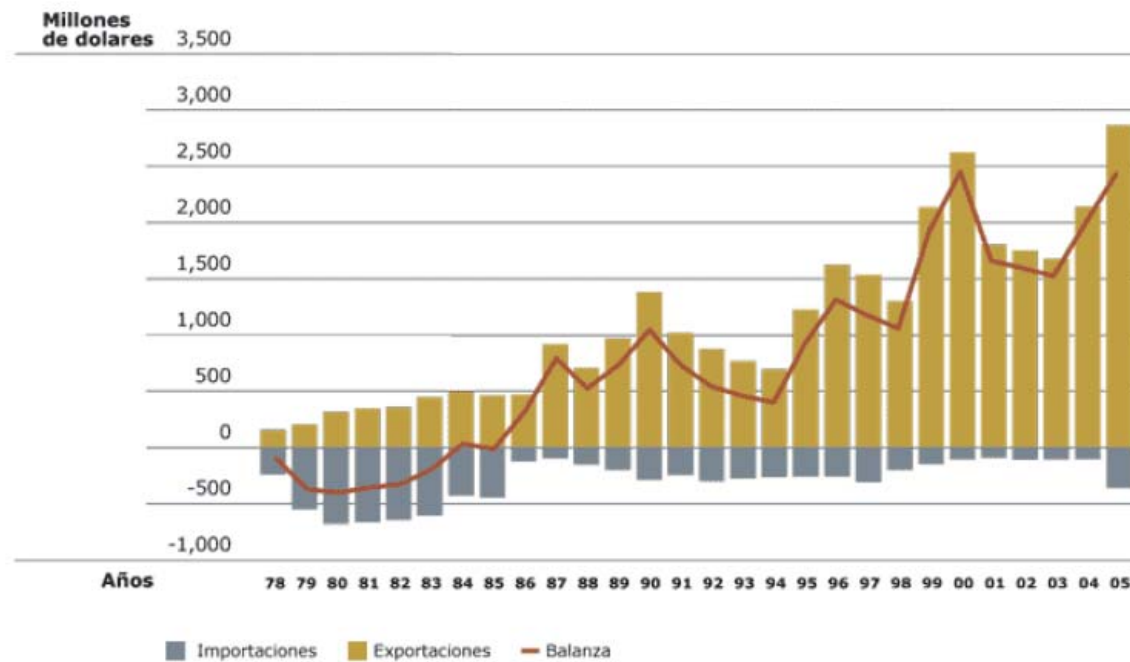
La balanza comercial de ECOPETROL mejoró sustancialmente de 1999 a 2006 como resultado del incremento en los precios internacionales puesto que ECOPETROL exporta derivados del petróleo, productos petroquímicos y petróleo e importa diesel, fundamentalmente, y cantidades menores de gasolina. En esta forma la balanza comercial aumentó de 1949,90 millones de dólares a 2454,39 millones de dólares (Tabla 7.3).

Tabla 7.3.
Balanza Comercial

BALANZA COMERCIAL DE ECOPETROL MUS\$			
AÑO	EXPORTACIONES	IMPORTACIONES	BALANZA
1999	2.103,67	153,77	1.949,90
2000	2.585,62	111,01	2.474,61
2001	1.776,02	95,47	1.680,55
2002	1.722,74	107,61	1.615,13
2003	1.653,92	110,13	1.543,79
2004	2.111,54	106,19	2.005,36
2005	2.822,62	368,22	2.454,39

Fuente: ECOPETROL, Gerencia de Comercio Internacional

**Figura 7.2.
Evolución Balanza Comercial**



7.2. Transportadora de Gas del Interior – TGI.

Historia

Mediante la Ley 401, el 20 de agosto de 1997 se constituyó se Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS), como una entidad descentralizada de orden nacional, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con carácter de empresa industrial y comercial de Estado, de los activos en transporte de gas natural que poseía ECOPETROL, los cuales fueron transferidos a la nueva empresa pública son ninguna compensación.

ECOGAS inició operaciones con su estructura propia el 15 de enero de 1998, inicialmente con 1100 kilómetros de gasoductos propios y 900 por el sistema de construcción, operación, mantenimiento y transferencia (BOMT).

Dentro de la política del gobierno del Presidente Álvaro Uribe de privatización de empresas estatales, desde 2005 se inició el proceso para vender las acciones de la Nación en ECOGAS.

Este proceso de enajenación de activos, derechos y contratos se realizó en diciembre del año 2006, con la sorpresa que la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), con capital mayoritario en un 81% del Distrito Capital de Bogotá, adquirió la mayoría accionaria de la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS) y constituyó la naciente Transportadora de Gas del Interior (TGI S.A. E.S.P), dentro del propósito de la EEB de consolidar su estrategia de expansión energética a partir del gas como combustible económico, ecológico y con proyección de futuro.

La Empresa Transportadora de Gas del Interior TGI S.A. E.S.P, se constituyó como sociedad anónima y empresa prestadora de servicio público el 19 de febrero de 2007. La empresa está sujeta a la regulación, vigilancia y control de las autoridades competentes como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

A mediados del 2007 TGI contaba con una red de transporte de 3237 kilómetros de longitud, el 54.9 % del total nacional, integrada por los siguientes ocho sistemas de transporte:

- a) Gasoducto Ballena-Barrancabermeja
- b) Gasoductos Costa Atlántica de TGI
- c) Gasoductos Centro Oriente
- d) Gasoductos del Sur de Bolívar y de Santander
- e) Gasoducto Mariquita-Cali
- f) Gasoducto Cusiana-Apiay-Bogotá
-) Gasoducto Cusiana-El Provenir-La Belleza
- h) Gasoducto Morichal-Apiay

Organización y funciones

TGI S.A. E.S.P. tiene por objeto la planeación, organización, ampliación, construcción, operación, mantenimiento, y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios.

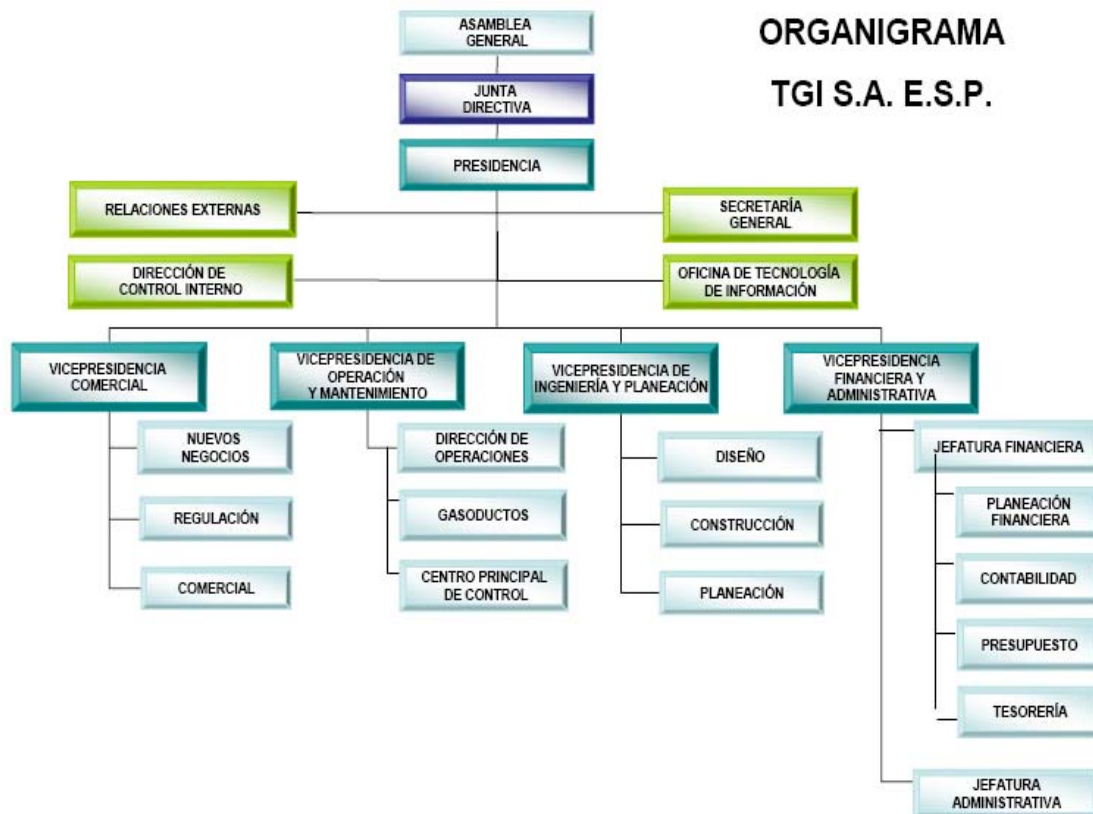
TGI S.A. E.S.P. tiene una Junta Directiva conformada por siete (7) miembros principales y siete (7) suplentes nombrados por la Empresa de Energía de Bogotá.

La estructura orgánica de TGI S.A. E.S.P., está conformada por setenta (70) trabajadores de planta distribuidos en cuatro vicepresidencias (Figura 7.3).

TGI es la única empresa transportadora del interior, empresa pública, mientras en la Costa Norte funciona PROMIGAS, empresa privada, pero ambas se someten a las mismas reglas en cuanto a cobro de los cargos del transporte, derecho a terceros, calidad y todo tipo de normas técnicas. La única diferencia es que tienen jurisdicciones diferentes y que son monopolios naturales. Pero es necesario comentar que, teóricamente, cualquier empresa podría construir un nuevo gasoducto. En esta forma se tienen el gasoducto troncal que lleva el gas natural a Medellín y otro que va a Cali, construidos y operados por diferentes compañías. Es decir, hay libertad total de entrada. ECOGAS se constituyó para operar los gasoductos que tenía ECOPETROL bajo el criterio que esta empresa debía deshacerse de su sistema de transporte, con el fin de aplicar al sector de hidrocarburos las teorías sobre el sector eléctrico de separación de actividades y su administración por diferentes empresas.

Figura 7.3

Organigrama de TGI



Información Financiera

La situación financiera de TGI (antes ECOGAS) se presenta en la Tabla 3. Las variables del balance son positivas ya que muestran un incremento real continuo en el período 2000 a 2005 el activo y el patrimonio (Tabla 7.4).

En cuanto a las variables del estado de resultados, la utilidad operaciones ha venido aumentando en términos reales mientras las utilidades netas después de crecer en 2001 y 2002, se redujeron levemente en los siguientes años.

Las razones de liquidez y de endeudamiento total son bastante positivas y la rentabilidad sobre el patrimonio ha estado desde el año 2001 por encima de la tasa de inflación, aunque declinó de un máximo de 21,0 % en 2002 a 11,3% en 2005.

Tabla 7.4

ECOGAS							
BALANCE GENERAL							
(Millones de Pesos)							
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ACTIVO CORRIENTE	98.865.212	99.086.916	143.786.428	213.122.037	222.675.713	415.111.332	604.471.931
TOTAL ACTIVO	789.507.067	707.250.047	795.516.931	919.151.636	999.419.066	1.182.356.412	1.588.102.548
PASIVO CORRIENTE	23.203.700	24.750.971	37.642.713	9.846.915	10.431.289	12.072.591	49.769.802
TOTAL PASIVO	148.127.148	26.427.092	37.642.713	9.846.915	10.431.289	12.072.591	49.769.802
PATRIMONIO	641.379.919	680.822.955	757.516.931	909.304.721	988.987.777	1.170.283.821	1.538.332.746
INGRESOS OPERACIONALES	193.482.203	214.794.993	274.691.498	329.531.449	344.507.972	354.810.523	406.496.183
TOTAL COSTO DE VENTAS	136.269.946	162.420.604	167.683.007	159.401.239	155.269.236	151.482.529	144.991.701
UTILIDAD OPERACIONAL	38.456.373	35.779.132	88.994.469	149.960.583	164.446.703	157.131.761	206.967.407
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	42.114.916	50.396.518	112.989.494	195.203.686	182.875.432	178.630.136	205.384.248
UTILIDAD NETA	37.087.700	45.348.212	106.610.292	191.832.706	180.326.582	177.630.608	173.956.845
RAZON DE LIQUIDEZ	4,26	4,00	3,82	21,64	21,35	34,38	12,15
ENDEUDAMIENTO TOTAL	23,1%	3,88%	4,97%	1,08%	1,05%	1,03%	3,24%
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO	5,78%	6,66%	14,07%	21,10%	18,23%	15,18%	11,31%

Figura 7.4. (a)

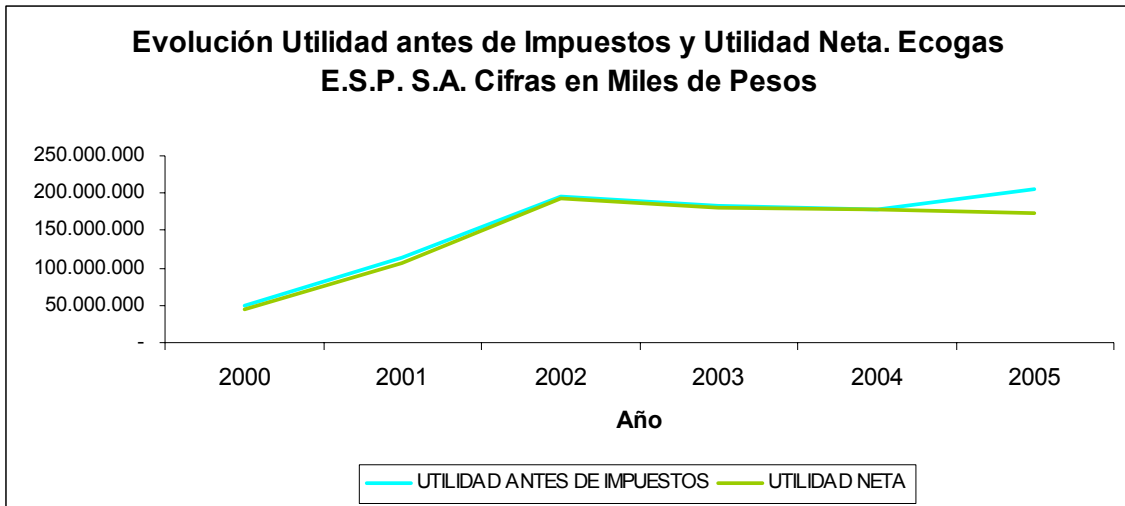


Figura 7.4. (b)

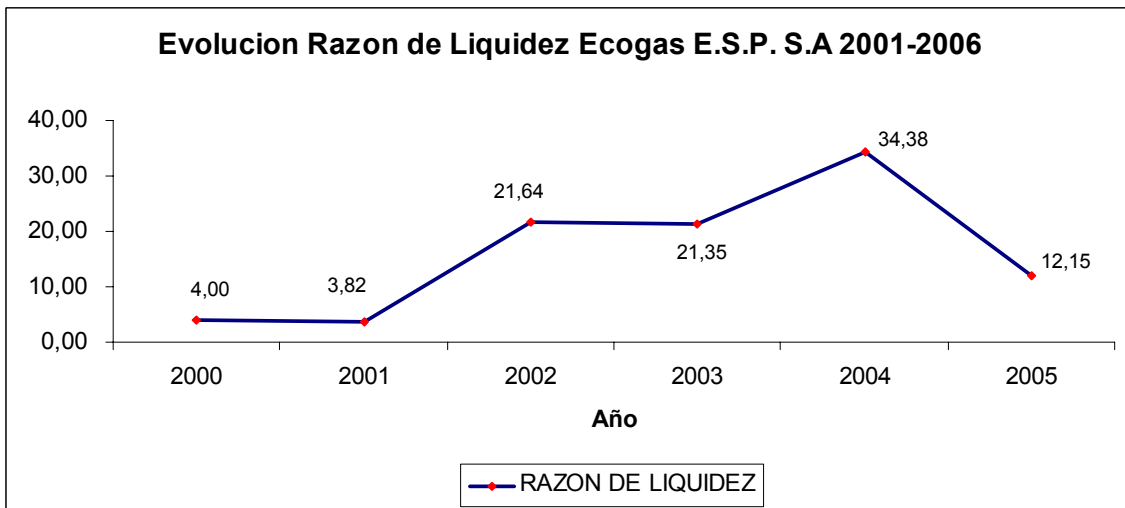
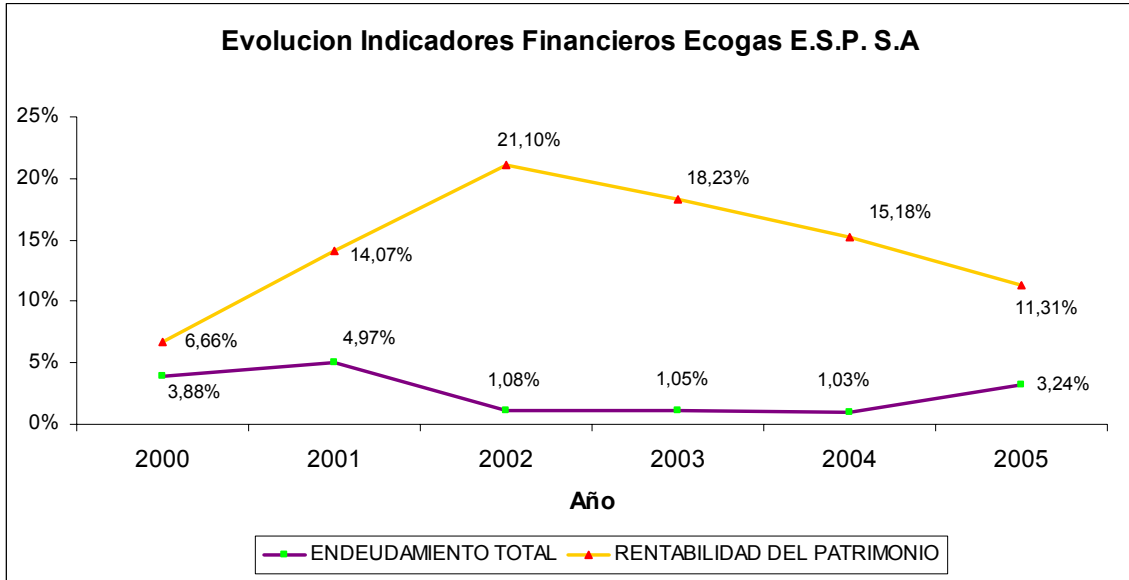


Figura 7.4. (c)



8. EMPRESAS DEL SECTOR PRIVADO – FUNCIONES Y ANALISIS DE DESEMPEÑO. ORGANISMO QUE LAS AGRUPA

El sector privado ha venido adquiriendo cada vez mayor preponderancia en el sector de hidrocarburos.

En el subsector de petróleo, las nuevas reformas a la contratación abrieron el sector a la exploración y explotación, sin necesidad de asociarse con ECOPETROL, como ocurría antes de 2002 a través de los Contratos de Asociación. En transporte la construcción de oleoductos puede ser realizada por empresas privadas. La distribución minorista de productos está a cargo en un cien por cien de empresas privadas.

En gas natural, en la exploración y explotación se da lo mismo que con el petróleo. En transporte de gas natural se tiene dos empresas: TVI para el interior del país y PROMIGAS, privada, para la región de la Costa Atlántica. En la distribución de gas natural la mayoría de las empresas son privadas, con la excepción de EPM-GAS.

En el subsector de GLP, la producción es responsabilidad de ECOPETROL, pero el resto de la cadena está totalmente en manos privadas.

ECOPETROL sigue jugando un papel importante ya que posee una producción notable de petróleo, gas y GLP, opera las dos refinerías más importantes como son la de Cartagena y Barrancabermeja y es dueña de la mayor parte de oleoductos y propanoductos. Sin embargo ha perdido mucha fuerza ya que no participa en la construcción de gasoductos ni en la distribución de gas natural y derivados del petróleo. No define los precios de los combustibles ni la política exploratoria y está sujeta a controles por parte del gobierno.

En los últimos diez años las empresas privadas le han venido quitando terreno a ECOPETROL en todas las esferas. Las funciones de normatividad técnica, de regulación y control son ejercidas por entidades diferentes, de tal manera que las empresas, sean estatales, privadas o mixtas, solo tienen la función de operar dentro de sus campos de acción y de entrar en la discusión sobre las regulaciones que las puedan afectar.

8.1. Gas Natural E.S.P

Gas Natural S.A. E.S.P. fue constituida como sociedad comercial el 13 de abril de 1987, con una participación inicial mayoritaria por parte de ECOPETROL del 80.71% del total de la composición de la compañía. En el año de 1991 ECOPETROL le cedió a la Empresa de Energía de Bogotá -EEB- el 50% de las acciones que poseía al término de una capitalización que se adelantó para el mes de marzo de ese año, quedando la Empresa Colombiana de Petróleos con el 42.26% y la EEB con el 40.35% de la totalidad de la composición accionaria de la compañía.

En el mes de junio de 1997 se consolidó y culminó el proceso de venta de la participación que ECOPETROL tenía en ese momento en la compañía, ingresando como nuevo accionista mayoritario el "Grupo Inversor Español" quien a través de la compañía Gas Natural Latinoamericana adquirió el 53.74% de las acciones de la compañía. En este proceso ingresaron a la empresa también como accionistas de la empresa, los Fondos de Pensiones y Cesantías Porvenir con el 6.44%, DAVIVIR con el 2.76% y COLFONDOS con el 0.80% de participación. En este año se mantuvo la participación de la Empresa de Energía de Bogotá, con el 26.25%, posicionándose así como el segundo accionista mayoritario en la empresa.

En 1999 quedó definida la participación accionaria del Grupo Inversor Español, a través de Gas Natural Internacional SDG con el 39.23%, LAUROSTE 98 S.L. con el 9.33% y SABINELY 2000, S.L. con el 3.40%. Para este año se mantuvo la participación del 26.25% por parte de La Empresa de Energía de Bogotá y las participaciones de los Fondos de Pensiones y Cesantías.

Luego de una capitalización de la compañía efectuada en diciembre de 1999, la Empresa de Energía de Bogotá aumentó su participación al 28.6%, porcentaje que representa el papel del sector público, de tal manera que el 71.45 está en poder del sector privado (Tabla 8.1).

Gas Natural es la mayor empresa comercializadora de gas natural, con 1.200.000 usuarios a finales de 2006, equivalente a 36.36% del total del país.

Tabla 8.1
Accionistas de Gas Natural 2006

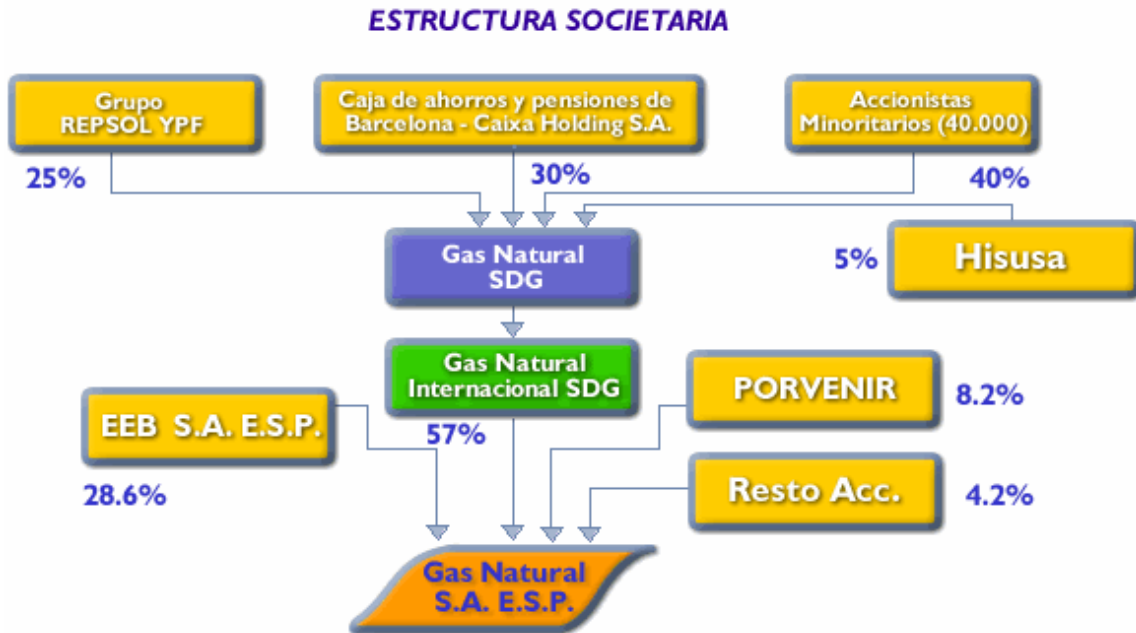
ACCIONISTA	No de ACCIONES	%
Gas Natural Internacional SDG S.A.	20.956.539	56.77
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	10,569,121	28.63
Fondo de Pensiones Obligatorias Porvenir	3,023,637	8.19
Sabinely 2000 S.L.	847,502	2.30
Resto de Accionistas	1,520,789	4.12
TOTAL	36,917,588	100.00

Fuente: Informe Anual de Gas Natural

En la Figura 8.1 se presenta la Estructura Societaria de la Matriz Gas Natural en España, de la cual se desprende Gas Natural Internacional que maneja Gas Natural de Colombia.

Gas Natural sufrió el mismo proceso que con los gasoductos en poder de ECOPETROL. El gobierno ordenó a la empresa estatal que tenía que deshacerse de sus activos en comercialización del gas natural, con el mismo concepto de convertir a ECOPETROL en una empresa que manejara solamente la energía primaria. No existían razones de ineficiencia puesto que la empresa venía creciendo muy bien, satisfaciendo una demanda reprimida. Gas Natural, era tal vez, la empresa más dinámica del mundo, con un mercado enorme, para una ciudad de siete millones de habitantes, rentable, por lo cual no existía una justificación para su privatización, excepto por razones ideológicas y un criterio de corto plazo de obtener unos recursos para ECOPETROL, que no fueron sino de US\$ 70 millones, cuando a finales de 2006 los activos fijos de Gas Natural E.SP. S.A valían US\$350 millones.

Figura 8.1.



Información Financiera

La empresa ECOGAS presenta una situación financiera muy positiva a partir del año 2003 en que todos los indicadores mejoran sustancialmente (Tabla 8.2).

El total del activo pasa de 431.527 millones de pesos a 213.657 millones de pesos y el patrimonio de 351.902 millones de pesos a 504.093 millones de pesos. Las utilidades netas crecen de 4.8000 millones de pesos a 161.827 millones de pesos, con tasas de rentabilidad sobre el patrimonio superiores a 30% en 2005 y 2006, muy por encima de las tasas de inflación de 5%.

Tabla 8.2.
Balance General de Gas Natural

GAS NATURAL							
BALANCE GENERAL							
(Millones de Pesos)							
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ACTIVO CORRIENTE	395.618.001,07	474.949.359,64	509.480.998,86	85.401.905,44	260.195.757,45	252.362.113,78	19.171.508,41
TOTAL ACTIVO	431.526.928,10	544.838.112,75	596.962.871,96	506.498.925,89	747.163.074,32	678.648.870,46	717.749.867,46
PASIVO CORRIENTE	34.002.727,58	96.926.625,36	79.568.993,66	25.772.071,65	116.298.137,08	177.423.813,57	140.248.972,26
TOTAL PASIVO	79.624.484,17	179.349.907,51	76.537.157,53	56.364.319,65	223.524.079,98	282.695.314,52	213.656.861,92
PATRIMONIO	351.902.443,93	365.488.205,24	440.856.720,77	450.134.606,24	523.638.994,34	395.953.555,94	504.093.005,54
INGRESOS OPERACIONALES	241.818.378,99	271.879.904,10	390.819.095,12	348.057.830,91	430.232.664,68	533.703.369,18	657.379.640,20
TOTAL COSTO DE VENTAS	180.588.872,93	222.131.402,38	296.553.852,22	210.256.598,23	253.994.826,35	274.560.229,85	374.635.189,78
UTILIDAD OPERACIONAL	27.348.383,07	769.141,75	29.433.984,74	56.357.238,28	68.742.087,71	123.166.147,06	133.089.163,48
UTILIDAD NETA	4.808.513,20	-24.957.836,73	10.511.974,20	82.830.384,73	68.511.122,54	120.853.666,90	161.827.606,59
RAZON DE LIQUIDEZ	11,63	4,90	6,40	3,31	2,24	1,42	0,14
ENDEUDAMIENTO TOTAL	22,63%	49,07%	17,36%	12,52%	42,69%	71,40%	42,38%
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO	1,37%	-6,83%	2,38%	18,40%	13,08%	30,52%	32,10%

Figura 8.2 (a)

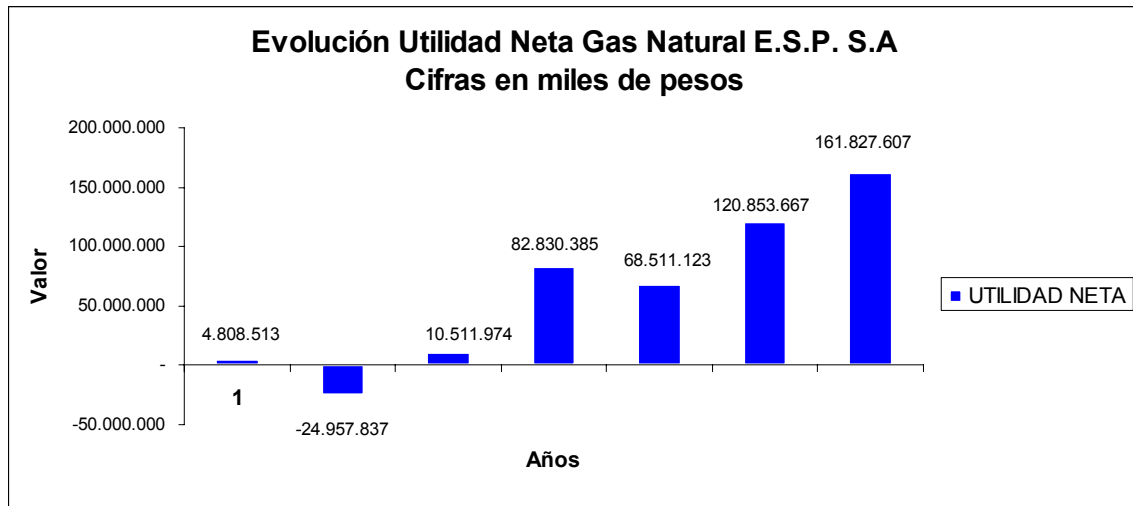


Figura 8.2 (b)

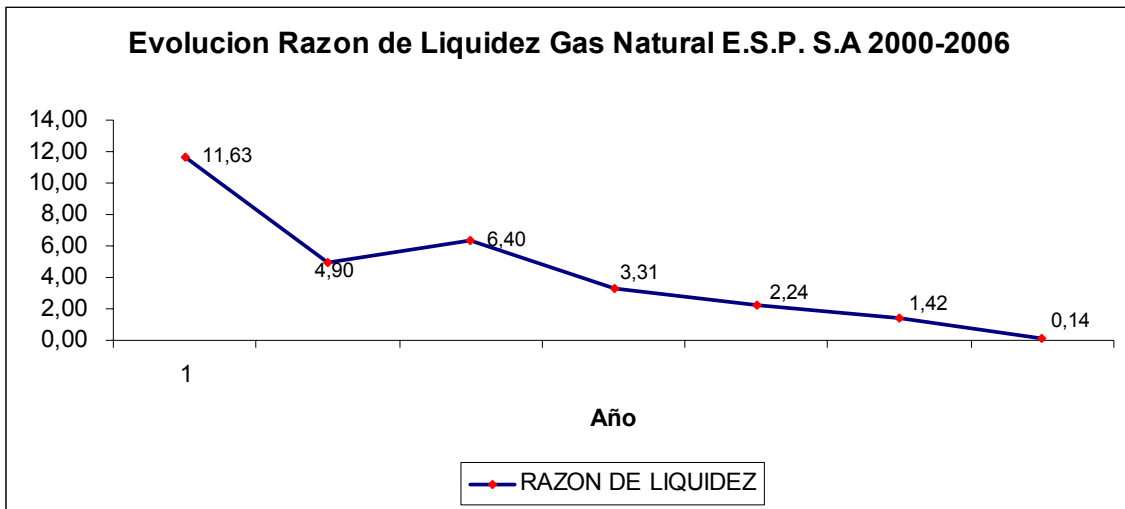
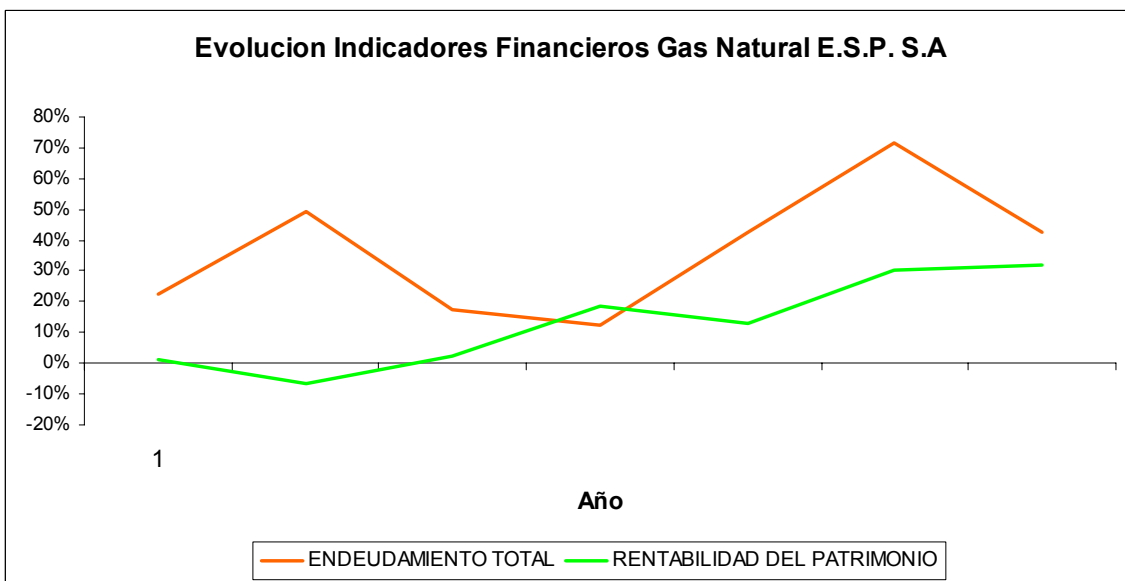


Figura 8.2 (c)



8.2 PROMIGAS S.A.

PROMIGAS es una empresa privada que actúa en cuatro actividades: transporte de gas, distribución de gas, distribución de gas natural vehicular y derivados de petróleo por su participación en la organización TERPEL, empresa creada por ECOPETROL, pero privatizada a finales del siglo XX.

PROMIGAS es dueña de una red de 2039 kilómetros, el 34.6% del total nacional, y tiene inversiones en los sistemas de transporte de gas natural de las empresas CENTRAGAS, TRANSORIENTE, TRANSMETANO, CBS y TRANSOCCIDENTE.

En distribución de gas natural, PROMIGAS cuenta con cuatro empresas: Gases del Caribe, Surtigas, Gases de la Guajira y Gases de Occidente, con 1.521.028 usuarios, una cobertura en 2005 de 45.7 % del total nacional.

Organización

PROMIGAS S.A. E.S.P., es una sociedad comercial anónima, de nacionalidad colombiana que tiene su domicilio en Barranquilla.

La dirección y administración de la Sociedad están a cargo de la Asamblea General de Accionistas, la Junta Directiva y el Presidente, quien es su Representante Legal. La Sociedad tendrá los empleados que determinen la Junta Directiva y un Revisor Fiscal con su respectivo suplente.

La Junta Directiva de PROMIGAS es elegida por la Asamblea General de Accionistas mediante el sistema de cuociente electoral, el cual se aplica a toda elección en la que haya de votarse por dos o más personas, para un período de dos años. La Junta Directiva de PROMIGAS se compone de cinco (5) miembros principales, cada uno con dos suplentes personales. La Junta Directiva estructurará en su interior comités especiales conformados por funcionarios de PROMIGAS y miembros de la Junta Directiva y nombrará el presidente.

Como mínimo, se designarán los siguientes comités:

- ✓ Comité de Auditoría y de Buen Gobierno Corporativo
- ✓ Comité de Compensación y Desarrollo

Para ejercer el control de las actividades y procesos se tienen varios niveles de decisión encabezados por la Asamblea General seguidos por:

- ✓ Gestión de Calidad: conformado por un Comité Ejecutivo, Comité de Desarrollo Organizacional, Comité de Ingeniería y Comité de Riesgos
- ✓ Servicio al Cliente

- ✓ Gerencia de Auditoria
- ✓ Revisoría Fiscal

Los principales accionistas a 31 de marzo de 2007 se muestran en la Tabla 8.3. El principal accionista es el grupo AEI Colombia LTD con el 42,98 % seguido por la Corporación Financiera Colombiana con el 14,39%, que representan el 57.37%.

Tabla 8.3
Accionistas de PROMIGAS

 Primeros 20 accionistas al 31 de marzo de 2007				
Tipo de Identificación	No. de Identificación	Nombre	No. de Acciones	Participación %
Nit	9,001,184,464	AEI Colombia Ltd	57,131,770	42.98
Nit	8,903,006,536	Corporación Financiera Colombiana S.A.	19,123,532	14.39
Nit	8,300,129,229	Prisma Energy Colombia Holdings Ltd	13,159,943	9.90
Nit	8,903,014,430	Amalfi S.A.	10,618,417	7.99
Nit	8,002,297,390	Fondo de Pensiones Oblogatorias Protección	7,222,656	5.43
Nit	8,903,171,966	Consultoría e Inversiones S.A.	6,697,440	5.04
c.c.	16,622,150	Scarpetta Gnecco Mario	3,315,377	2.49
c.c.	29,562,200	Scarpetta de Piedrahita Gloria	2,990,710	2.25
c.c.	31,239,052	Scarpetta Gnecco Lilly	2,738,918	2.06
Nit	8,002,319,671	Fondo de Pensiones Horizonte	1,783,789	1.34
c.c.	22,393,561	Scarpetta Gnecco Consuelo	1,314,218	0.99
Nit	8,002,279,406	Fondo de Pensiones Obligatorias Colfondos	454,423	0.34
Nit	8,600,067,732	Cavipetrol	321,329	0.24
c.c.	22,280,194	Carbonell de Pochet Ilva	314,587	0.24
Nit	8,600,417,920	Fondo Seguridad Bolívar	208,235	0.16
Nit	8,002,241,342	Fondo Dafuturo Fimpro	182,470	0.14
c.c.	21,372,638	Monsalve Macías Consuelo	165,766	0.12
Nit	8,600,452,333	Agrinsa Ltda.	147,834	0.11
c.c.	804,195	Carbonell Mac Causland Antonio Luis	138,163	0.10
c.c.	17,107,626	Ayerbe Muñoz Julio Manuel	127,734	0.10
Sub-total acciones ordinarias			128,157,311	96.42
Otros accionistas con menor participación			4,757,486	3.58
Total acciones en circulación			132,914,797	100.00

PROMIGAS es la empresa paralela a TGI pero para la Costa Norte, que maneja las troncales, pero a diferencia de TGI comercializa el gas natural. Tiene un mayor control que TGI puesto que es la única empresa transportadora de la región Norte. Es un monopolio controlado como TGI por la CREG.

Información Financiera

El activo total y el patrimonio muestran para PROMIGAS valores crecientes, multiplicándose por más de cinco veces de 2000 a 2006 (Tabla 8.4).

Tabla 8.4.
Balance General de PROMIGAS

PROMIGAS BALANCE GENERAL (Miles de Pesos)							
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ACTIVO CORRIENTE	102.539.976,65	151.575.188,67	145.042.810,14	150.065.448,74	140.873.458,08	161.371.799,57	185.792.344,52
TOTAL ACTIVO	771.885.898,39	917.779.113,72	1.045.651.129,52	1.185.374.419,74	2.543.749.926,52	2.878.602.240,77	3.164.758.392,80
PASIVO CORRIENTE	88.239.920,02	120.823.438,73	127.409.334,14	130.038.239,73	125.421.942,28	262.011.088,67	144.311.616,43
TOTAL PASIVO	276.314.505,72	355.875.248,21	416.297.805,31	447.834.565,83	874.877.013,13	980.443.062,25	1.022.083.921,89
PATRIMONIO	495.571.392,67	561.903.865,51	629.353.324,21	737.539.853,91	1.668.872.913,39	1.898.159.178,52	2.142.674.470,91
INGRESOS OPERACIONALES	128.280.261,44	138.994.555,78	150.308.753,24	177.913.443,96	177.461.818,52	152.103.215,78	168.478.088,66
TOTAL COSTO DE VENTAS	49.416.202,13	55.688.888,83	61.200.679,84	77.247.422,30	84.035.863,71	83.504.048,10	83.571.130,11
UTILIDAD OPERACIONAL	52.819.561,71	45.612.909,10	46.374.851,04	44.726.227,50	42.062.331,12	24.884.339,33	38.285.672,98
UTILIDAD NETA	59.163.113,45	67.471.412,45	73.766.838,52	85.599.888,25	112.825.563,64	169.941.504,59	130.638.339,66
RAZON DE LIQUIDEZ	1,16	1,25	1,14	1,15	1,12	0,62	1,29
ENDEUDAMIENTO TOTAL	55,8%	63,3%	66,1%	60,7%	52,4%	51,7%	47,7%
RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO	11,9%	12,0%	11,7%	11,6%	6,8%	9,0%	6,1%

Figura 8.3 (a)

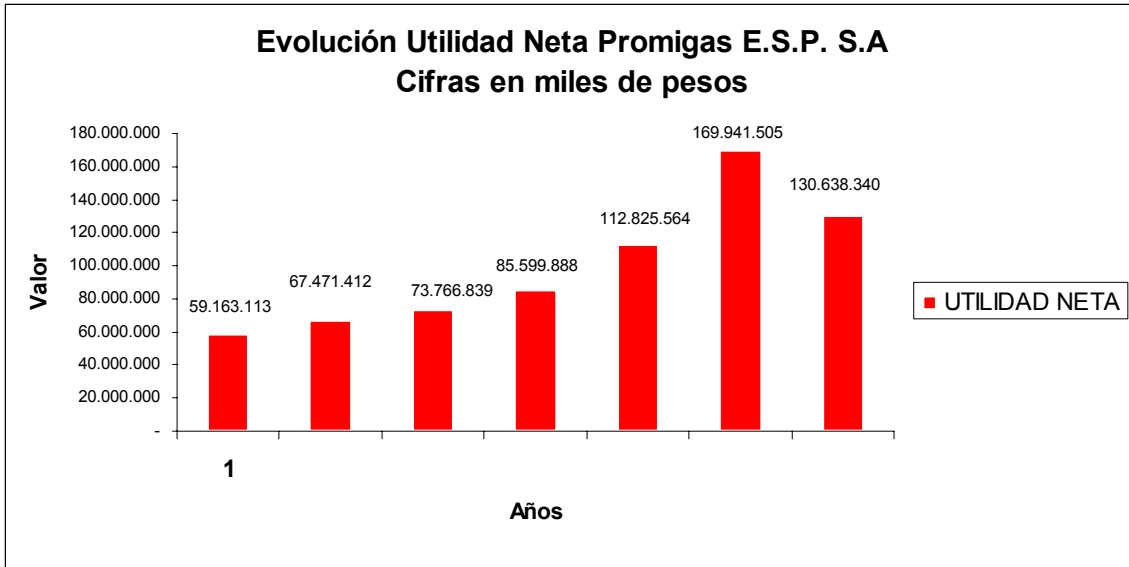


Figura 8.3. (b)

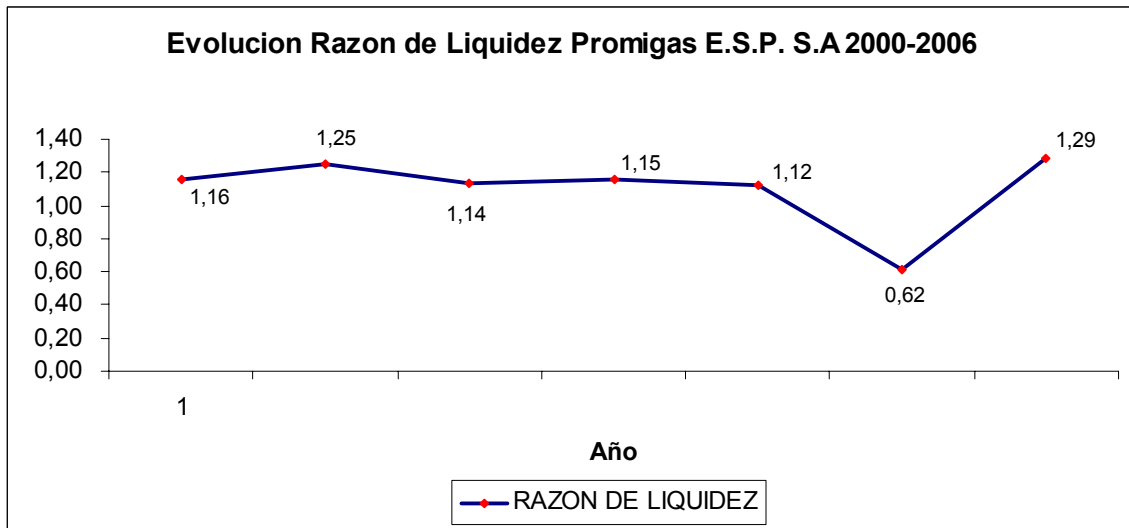
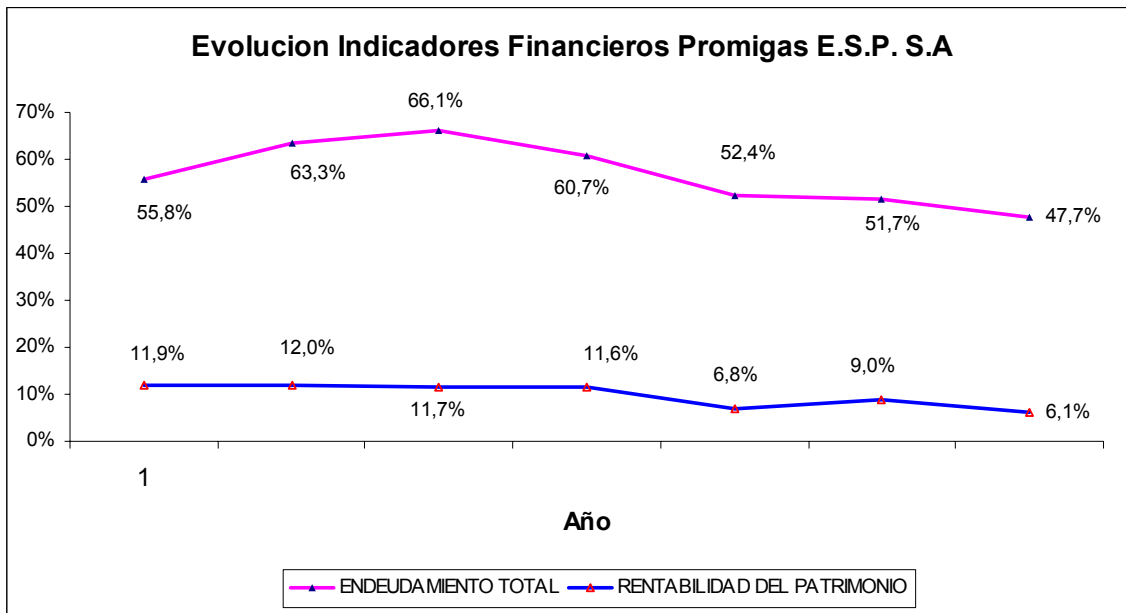


Figura 8.3 (c)



8.2. Papel de las Empresas

ECOPETROL sigue jugando un papel importante ya que posee una producción notable de petróleo, gas y GLP, opera las dos refinerías más importantes como son la de Cartagena y Barrancabermeja, y es dueña de la mayor parte de los oleoductos y propanoductos. Sin embargo ha perdido mucha fuerza ya que no participa en la construcción de gasoductos ni en la distribución de gas natural y derivados del petróleo. No define los precios de los combustibles ni la política exploratoria y está sujeta a controles por parte del gobierno en todos los niveles, controlada por el Congreso de la República, la Contraloría General de la República y la Procuraduría, por lo que en este sentido ha estado en condiciones de inferioridad que cualquier empresa privada que no está sometida a los controles públicos.

En los últimos diez años las empresas privadas le han venido quitando terreno a ECOPETROL en todas las esferas por la política privatizadora de los gobiernos y las restricciones que le han impuesto al disminuirle las esferas de acción por el excesivo control de los gastos de operación e inversión.

Las funciones de normatividad técnica, de regulación y control son ejercidas por entidades diferentes (Ministerio de Minas y Energía, CREG y SSPD), de tal manera que las empresas, sean estatales, privadas o mixtas, deben someterse a ellas, salvo que para las empresas estatales existen los controles propios de entidades públicas, que se concentran en la contratación y la vigilancia.

En Colombia se puede afirmar que las empresas privadas no operan en un ambiente de inferioridad con respecto a las empresas estatales. Mas bien la situación es al contrario: las empresas estatales actúan dentro de un ambiente de control y vigilancia que no tiene las empresas privadas. Afortunadamente, con la aprobación de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios en 1994, los servicios de comercialización de gas natural y de transporte de gas natural se definieron como empresas de servicios públicos con el carácter de empresas privadas, de tal manera que las condiciones de la empresa estatal se igualaron con las de las empresas privadas en aspectos importantes como la contratación y el manejo de los empleados.

ECOPETROL como empresa estatal mantuvo su carácter de empresa pública regida por las normas públicas, y en consecuencia con limitaciones para contratar. Pero, con la creación de la ANH y la venta del 20 % de las acciones, al convertirse en empresa mixta adquiere agilidad y puede competir en igualdad de condiciones con las empresas privadas. Esta, es precisamente, la diferencia con ISA, EPM y EEB, que por la Ley de Servicios Públicos comenzaron a actuar como empresas privadas desde 1995 que les ha permitido competir internamente e internacionalmente.

Colombia, a diferencia de muchos países de Latinoamérica y el Caribe, no llevó cabo una política generalizada de privatizaciones. Existen empresas privadas, estatales y mixtas en el sector hidrocarburos, con la misma importancia hoy, sujetas a las mismas normas y

regulaciones, que cumplen papeles importantes en exploración y operación, transporte y comercialización. Las restricciones para las empresas privadas han desaparecido totalmente, con la excepción de importar petróleo puesto que esta situación no se ha dado desde 1986 ya no ha habido necesidad de importarlo y porque las refinerías son estatales.

El papel de las empresas en cada actividad se muestra en la Tabla 8.5. Hasta finales de 2005 o 2006, en producción de petróleo, gas natural, GLP, refinación y transporte por oleoductos, poliductos y gasoductos el sector público es el predominante. En distribución de derivados y GLP el sector público participa con el 10% y en gas natural con el 95%.

Cuando se terminen las obras de ampliación de la refinería de Cartagena, la participación del sector privado aumentará de 4,2 % a 21,2 %.

Tabla 8.5

Papel de los sectores privado y público en las actividades de hidrocarburos 2005

ACTIVIDAD	%
Producción de petróleo	
Privado	64,8
Público	35,2
Producción de gas natural	
Privado	37,0
Público	63,0
Producción de GLP	
Privado	0,0
Público	100,0
Transporte por gasoducto	
Privado	45,1
Público	54,9
Transporte por oleoductos	
Privado	43,9
Público	56,1
Transporte por poliductos	
Privado	0,9
Público	99,1
Refinación	
Privado	4,2
Público	95,8
Comercialización de gas natural	
Privado	95,0
Público	5,0
Comercialización minorista de derivados	
Privado	100,0
Público	0,0
Comercialización de GLP	
Privado	100,0
Público	0,0

Fuente: Cálculos con información de CREG, ECOPETROL, TGI, PROMIGAS y MINMINAS.

9. INDICADORES DE DESEMPEÑO

9.1. Indicadores operativos

9.1.1. Exploración

En el período 2000-2005 las inversiones en exploración pasaron de 111,6 millones a 263,1 millones, de las cuales la mayoría por parte de las empresas asociadas a ECOPETROL (Tabla 9.1).

Tabla 9.1

Histórico inversiones exploratorias 1978 - 2005								
INVERSIONES EXPLORATORIAS ASOCIADOS (MUS\$)				INVERSIONES EXPLORATORIAS ECOPETROL (MUS\$)				INVERSIONES EXPLORACIÓN ECP + SOCIOS (MUS\$)
AÑOS	PERFORACIÓN EXPLORATORIA	EXPLORACIÓN SUPERFICIE (Sísmica y Estudios)	SUBTOTAL ASOCIADOS	GEOFÍSICA (Sísmica y Reproceso)	PROYECTOS Y ESTUDIOS GEOLÓGICOS	PERFORACIÓN EXPLORATORIA	SUBTOTAL ECOPETROL	TOTAL
2000	62,1	23,46	85,6	6,6	2,3	17,1	26,0	111,6
2001	170,7	91,7	262,4	8,5	3,9	7,5	19,9	282,3
2002	85,7	58,9	144,6	31,4	9,4	21,9	62,7	207,3
2003	105,4	31,3	136,7	20,0	1,4	31,5	52,9	189,5
2004	103,5	23,5	127,0	30,0	28,6	33,3	91,9	218,9
2005	148,2	18,9	167,1	31,5	5,8	58,8	96,04	263,1

Fuente: ECOPETROL, Estadísticas de la Industria Petrolera

Un indicador de la actividad en exploración lo dan los contratos de exploración suscritos que aumentaron de 2000 a 2006, especialmente en 2005 y 2006, cambiándose la tendencia de años anteriores, lo cual augura actividad intensa en los próximos años (Tabla 9.2). Hay dos posibles interpretaciones a este incremento en los contratos: atracción por el nuevo contrato petrolero y/o el efecto de los altos precios del petróleo que incentiva la exploración.

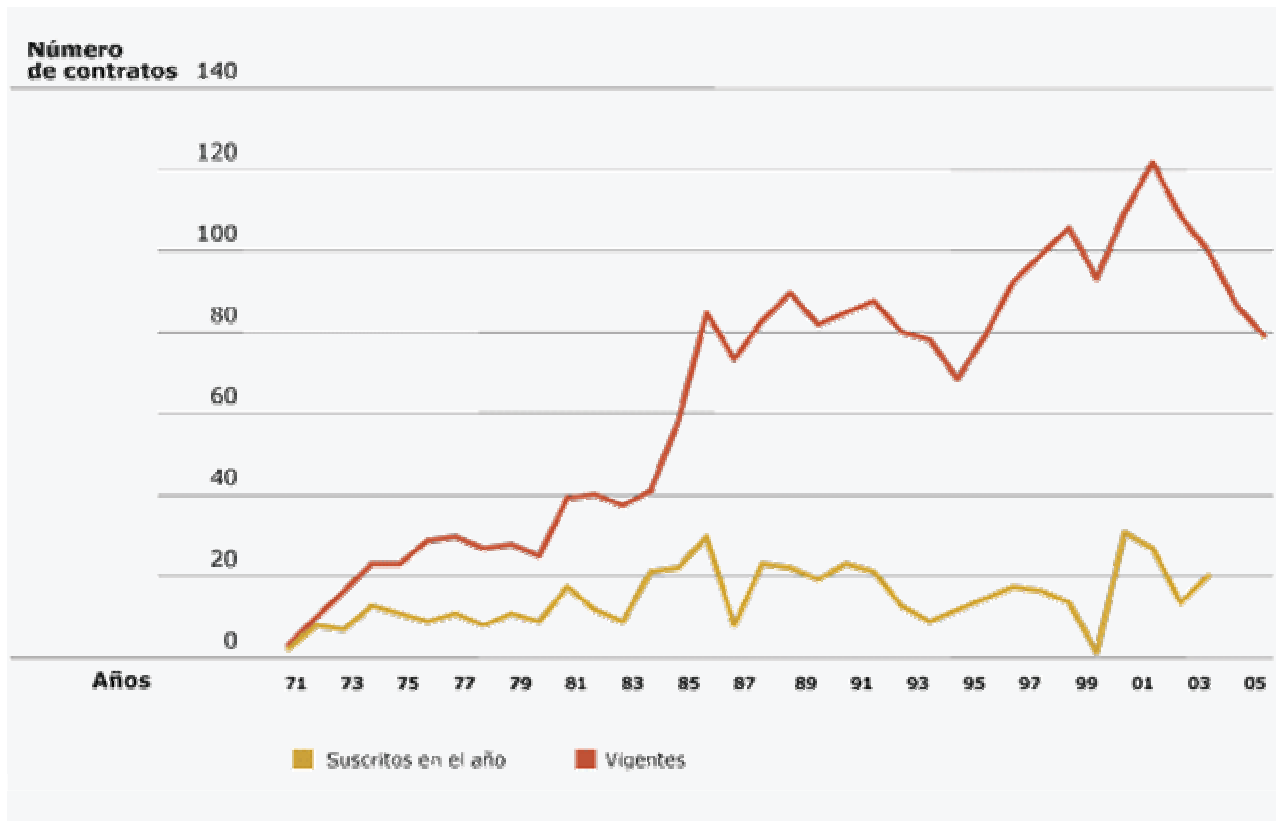
Tabla 9.2

Histórico de contratos de asociación		
AÑO	SUSCRITOS EN EL AÑO	VIGENTES
55	1	1
70	2	3
71	8	10
72	7	17
73	13	24
74	11	24
75	9	30
76	11	31
77	8	28
78	11	29
79	9	26
80	18	41
81	12	42
82	9	39
83	22	43
84	23	61
85	31	89
86	8	77
87	24	87
88	23	94
89	20	86
90	24	89
91	22	92
92	13	84
93	9	82
94	12	72
95	15	83
96	18	97

97	17	104
98	14	111
99	1	98
00	32	115
01	28	128
02	14	114
03	21	105
04	21	91
05	31	83
06	58	
TOTAL	609	

Fuente: ECOPETROL, Estadísticas de la Industria Petrolera

Figura 9.1
Historia Exploración de Contratos



Fuente: ECOPETROL, Estadísticas de la Industria Petrolera

Más que los contratos firmados, un indicador que refleja la actividad petrolera es la de los pozos exploratorios A3 (Wild cats) que se muestran en la Tabla 9.3, cuyo número ha sido bastante bajo. Del total de pozos exploratorios, los de ECOPETROL son verdaderamente ridículos que son una consecuencia de la política gubernamental de hacer por lo menos treinta años de limitar los recursos de la empresa para exploración. Pero el total no sobrepasó en el período 2000-2005 28 pozos, insuficientes según las mismas declaraciones de ECOPETROL y el gobierno para lograr encontrar yacimientos importantes de hidrocarburos. La política del gobierno más que las regulaciones son las culpables de los pésimos indicadores de ECOPETROL en exploración.

Tabla 9.3
Pozos exploratorios A3 en el período 2000-2006

Años	Pozos exploratorios en ASOCIACIÓN	Pozos ECOPETROL	Total
2000	16	0	16
2001	12	1	13
2002	9	1	10
2003	25	3	28
2004	20	1	21
2005	25	8	23

Fuente: Ibidem

9.1.2. Desarrollo

Asociado a los contratos firmados con las empresas asociadas está la historia de perforación de los pozos de desarrollo que se muestran en la Tabla 9.4. Estos aumentaron en el decenio de los ochenta por el descubrimiento de Caños Limón en Arauca, con un máximo en 1985 de 292 pozos, cayeron en los siguientes años hasta el 2002 y se han reactivado de 2003 en adelante. Después de Caños Limón en los ochenta y Cusiana y Cupiaga en los noventa, no ha habido descubrimientos importantes de petróleo en Colombia, excepto campos menores, recuperación secundaria y producción incremental de campos existentes.

Tabla 9.4

HISTORIA DE PERFORACION DE DESARROLLO 1983 – 2005										
AÑO	ECOPETROL		ASOCIACION		CONCESION		TOTAL		VARIACION %	
	No. POZOS	KPIES	No. POZOS	KPIES	No. POZOS	KPIES	No. POZOS	KPIES	POZOS	PIES
1983	115	604,30	58	211,30	40	248,60	213	1.064,20	41,10	32,50
1984	150	702,10	38	145,50	42	292,60	230	1.140,20	7,98	7,14
1985	169	840,60	70	303,40	53	356,30	292	1.500,30	26,96	31,58
1986	216	1.090,20	22	100,40	30	252,40	268	1.443,00	-8,22	-3,82
1987	46	217,60	24	116,00	22	205,60	92	539,20	-65,67	-62,63
1988	104	358,00	62	303,86	33	276,84	199	938,70	116,30	74,09
1989	13	89,22	103	361,27	24	158,24	140	608,73	-29,65	-35,15
1990	8	67,90	78	288,70	22	154,80	108	511,40	-22,86	-15,99
1991	5	44,00	76	269,56	3	0,00	84	313,56	-22,22	-38,69
1992	4	25,70	35	185,60	0	0,00	39	211,30	-53,57	-32,61
1993	0	0,00	31	200,00	0	0,00	31	200,00	-20,51	-5,35
1994	1	0,00	39	297,30	0	0,00	40	297,30	29,03	48,65
1995	2	26,22	42	424,38	0	0,00	44	450,60	10,00	51,56
1996	2	12,10	65	747,10	0	0,00	67	759,20	52,27	68,49
1997	1	13,68	91	683,40	0	0,00	92	697,08	37,31	-8,18
1998	0	0,00	65	512,70	0	0,00	65	512,70	-29,35	-26,45
1999	4	38,20	59	524,90	0	0,00	63	563,11	-3,08	9,83
2000	4	39,83	88	616,23	0	0,00	92	656,06	46,03	16,51
2001	11	117,91	130	228,05	0	0,00	141	345,96	53,26	-47,27
2002	15	128,04	67	270,50	0	0,00	82	398,54	-10,87	-39,25
2003	16	121,15	152	0,00	0	0,00	168	121,15	19,15	-64,98
2004	22	174,02	126	0,00	0	0,00	148	174,02	80,49	-56,34
2005	53	401,66	152	693,93	0	0,00	205	1.095,58	22,02	804,32

Fuente: ECOPETROL S.A. - Vicepresidencia de Producción

Las inversiones en desarrollo aumentaron de 2000 a 2001, cayeron en 2002 y 2003, y se recuperaron de 2004 a 2006. (Tabla 9.5).

Tabla 9.5

Histórico inversiones de desarrollo socios en el país 1977 – 2005	
INVERSION DE DESARROLLO SOCIOS EN EL PAIS - MUS\$ 1977 - 2005	
AÑO	INVERSION
2000	334,29
2001	520,77
2002	424,19
2003	313,02
2004	571,05
2005	N.D.

Fuente: Banco de la República

9.1.3. Producción Nacional de Crudo

La producción nacional de crudo viene disminuyendo desde el año 2000 como consecuencia del agotamiento de los campos existentes y el no descubrimiento de nuevas reservas importantes de petróleo, de 687.303 BP a 529.374 BPD en 2005 (Tabla 9.6).

Por tipo de contrato ha amentado la producción directa realizada por ECOPETROL, disminuido la de asociación y concesión. Estas cifras señalan que la empresa estatal ha realizado un trabajo muy bueno en los últimos años ya que modificó la tendencia de declinación que tenía su producción.

Tabla 9.6**PRODUCCION ANUAL DE CRUDO
B.P.D.C.**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Directa	122.815	127.590	115.004	113.045	126.687	138.308	157.450
Asociación	546.370	503.285	443.116	409.076	384.602	337.996	325.970
Concesión	18.119	23.775	20.348	19.203	15.995	15.858	5.573
CDND	0	0	0	0	975	2.527	3.638
ANH	0	0	0	0	0	31.112	35.540
OTROS	0	0	0	0	0	310	1.203
Total Producción	687.303	654.651	578.468	541.324	528.260	526.111	529.374

Fuente: ECOPETROL, Estadísticas Volumétricas de la Industria Petrolera

Las reservas de petróleo de 1990 a 2006 muestra un aumento de las mismas de 1990,7 millones de barriles en 1990 a 3.156,4 millones de barriles en 1993, para caer continuamente de 1994 en adelante hasta llegar a 1453,3 millones de barriles en 2005 (Tabla 9.8).

Tabla 9.8

HISTORIA DE RESERVAS Y PRODUCCION DE PETROLEO 1990 - 2005 (Mbbbl)							
AÑO	RESERVA S ORIGINA LES	PRODUCCION		RESERVAS			VIDA UTIL AÑOS
		ANUAL	ACUMUL ADA	DESCUBIERT AS	REEVALUAD AS	REMANENTES	
1990	5.073,6	160,4	3.156,5	46,5	120,4	1.990,7	12,4
1991	5.122,8	155,3	3.311,8	57,0	-7,8	1.884,6	12,1
1992	6.630,0	159,9	3.471,7	1.484,7	22,5	3.231,9	20,2
1993	6.719,7	165,2	3.636,9	13,8	75,9	3.156,4	19,1
1994	6.867,4	165,7	3.802,6	5,0	142,7	3.138,4	18,9
1995	6.894,0	213,0	4.015,6	14,7	11,9	2.951,9	13,9
1996	6.969,1	229,0	4.244,7	0,0	75,1	2.798,0	12,2
1997	6.982,9	238,1	4.482,7	0,0	13,8	2.577,2	(1) 10,8
1998	7.231,9	275,8	4.758,5	92,9	0,0	2.477,7	9,0
1999	7.339,1	296,7	5.055,2	4,1	106,4	2.289,2	7,7
2000	7.272,4	250,7	5.305,9	13,2	-79,9	1.971,9	7,9
2001	7.357,4	219,6	5.525,6	27,0	63,9	1.842,3	8,4
2002	7.358,2	209,3	5.734,9	33,6	-3.207,0	1.631,7	7,8
2003	7.465,9	196,7	5.931,5	6,6	98,0	1.542,5	7,8
2004	7.595,0	192,4	6.123,9	23,7	104,7	1.477,7	7,7
2005	7.761,1	189,6	6.313,5	22,6	-50,0	1.453,3	7,7

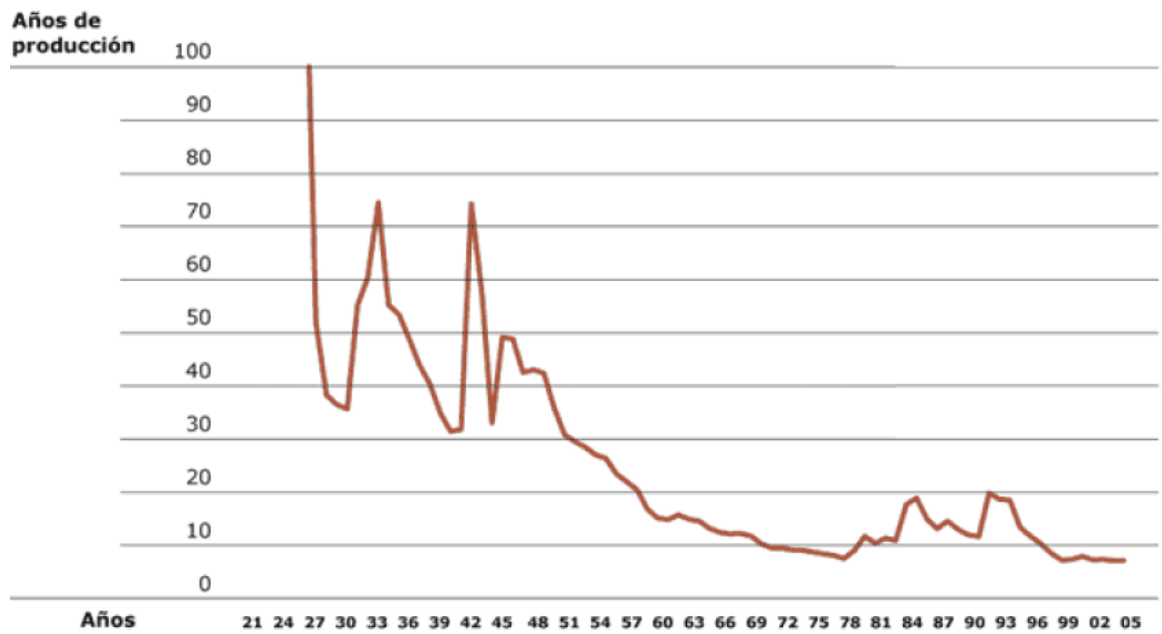
Notas:

(1) En proceso estandarización de reservas. El dato de 1997 es de reservas probadas, desarrolladas y por desarrollar.

Fuente: ECOPETROL S.A. - Vicepresidencia de Producción

Figura 9.2

Relación reservas / producción 1921 2005



Fuente: ECOPETROL S.A. - Vicepresidencia de Producción

9.1.4. Producción de Derivados

La producción de derivados disminuyó de 275.320 BPD en el año 2000 a barriles a 256.033 BPD en 2005 por la penetración del etanol y del gas natural vehicular, que se refleja en la caída de la producción de gasolinas. Paralelamente la producción de diesel oil creció porque su consumo se ha incentivado por la diferencia de precios con respecto a los de las gasolinas (Tabla 9.9)

Tabla 9.9

PRODUCCION DE DERIVADOS B.P.D.C.							
Producto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Gasolina Regular	113.170	115.021	102.712	98.026	103.432	88.427	77.369
Gasolina Extra	909	3.497	6.261	12.083	11.233	8.983	4.766
SUBTOTAL GASOLINA MOTOR	114.079	118.518	108.973	110.109	114.665	97.410	82.135
Bencina y Cocinol	119	100	107	165	122	172	126
SUBTOTAL GASOLINAS	114.199	118.619	109.080	110.274	114.787	97.582	82.260
Diesel (ACPM)	61.937	66.357	64.870	65.513	72.870	72.469	83.222
Queroseno	583	444	414	2.994	702	311	307
JP-A	22.635	24.745	24.746	26.767	20.590	20.000	17.592
SUBTOTAL DESTILADOS MEDIOS	85.156	91.546	90.030	95.274	94.162	92.779	101.121
Avigas	402	388	189	863	875	1.394	1.064
Propanos	22.404	23.296	22.163	24.100	19.890	20.000	20.957
SUBTOTAL BLANCOS	222.160	233.848	221.462	230.510	229.714	211.756	205.403
Combustóleo (Fuel Oil)	53.160	56.542	56.897	53.185	60.247	55.452	50.630
TOTAL	275.320	290.390	278.360	283.696	289.961	267.208	256.033

Fuente: ECOPETROL, Estadísticas Volumétricas de la Industria Petrolera

9.1.5. Refinación

La capacidad refinadora en el país no ha variado significativamente desde 1990 por política del gobierno de prohibirle a ECOPETROL construir nuevas refinerías, esperando que el sector privado asumiera esta tarea. El resultado va a ser negativo para el largo plazo porque las necesidades de diesel y gasolina no se pueden satisfacer con las actuales refinerías. Se prevé para el año 2005 importaciones de estos dos combustibles del orden de 85,000 BPD por falta de capacidad refinadora (Tabla 9.10)

Tabla 9.10

CARGAS A REFINERIAS (BPDC)									
AÑOS	BARRANCABERMEJA (1)	CARTAGENA (2)	Subtotal Refinación	TIBU	APIAY	ORITO	PLATO	Subtotal Exp & Pro	TOTAL ECOPETROL
2000	217.177	69.705	286.882	0	2.394	1.600	0	3.994	290.876
2001	224.124	75.159	299.283	0	2.279	1.300	0	3.579	302.862
2002	211.886	73.919	285.805	0	2.328	1.100	0	3.428	289.232
2003	222.899	76.736	299.635	0	2.144	855	0	2.999	302.634
2004	227.192	78.367	305.559	0	1.807	704	0	2.510	308.069
2005	223.906	72.391	296.297	0	2.063	853	0	2.916	299.213

Fuente: ECOPETROL S.A. - Vicepresidencia de Refinación

9.1.6. Transporte

El transporte de crudo por oleoductos ha aumentado por los de propiedad de ECOPETROL y ha disminuido por los de asociación. Estos últimos tienen que ver con la producción de Caños Limón, Cusiana y Cupiaga, campos cuya producción ha disminuido que se refleja en el transporte por este tipo de oleoductos construidos conjuntamente por ECOPETROL y la compañía extranjera (Tabla 9.11).

Tabla 9.11
Transporte de Crudo por Oleoductos (KBPD)

SECTORES	2000	2001	2002	2003	2004	2005
OLEODUCTOS DE ECOPETROL						
Vasconia - Velásquez	18,0	21,3	21,9	25,0	26,1	26,7
Vasconia - Galán (GCB)	157,1	164,9	150,4	137,0	125,9	125,1
Galán - Ayacucho - Coveñas	15,2	16,2	29,8	35,7	36,6	39,2
Coveñas - Cartagena	71,2	63,4	82,8	92,5	101,6	95,4
Ayacucho - Galán (GCB)	7,2	0,0	7,4	23,9	33,5	30,8
Araguaney - El Porvenir	32,0	38,3	40,9	44,6	45,3	45,1
Apiay - El Porvenir	55,4	55,7	55,1	52,3	56,4	67,6
Porvenir - Vasconia (1)						
TOTAL	356,1	359,8	388,3	411,0	425,4	429,9
OLEODUCTOS EN ASOCIACION						
Caño Limón - Coveñas	96,3	52,7	58,7	72,3	96,6	90,3
Vasconia - Coveñas - ODC	122,3	103,6	89,5	57,9	44,4	58,6
Tenay - Vasconia	79,7	78,9	81,2	53,6	88,0	93,1
Vasconia - Coveñas - OCENSA	219,1	192,4	152,8	163,2	157,0	145,4
Porvenir - Vasconia - OCENSA	441,3	398,5	327,7	269,7	255,7	248,1
TOTAL	958,7	826,1	709,9	616,7	641,7	635,5

Fuente: Vicepresidente de Transporte – ECOPETROL

El transporte de hidrocarburos por cabotaje se concentra en el que va del puerto de Tumaco en el PACÍFICO a la refinería de Cartagena proveniente de la región del Putumayo (Tabla 9.12).

Tabla 9.12
Transporte marítimo de hidrocarburos por cabotaje de ECOPETROL
Kb/año

PUERTOS EMBARQUE - DESTINO	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Tumaco - Cartagena (1)		1.868,4	2.317,0	2.316,4	1.139,4	387,5
Cartagena - Buenaventura (2)		480,2	702,3	160,2	187,8	
Cartagena - Pozos Colorados (3)	1.203,7		450,3			
Coveñas - Cartagena (4)						
Pozos Colorados - Buenaventura (5)				78,2		
Pozos Colorados - Cartagena (6)				110,0		
TOTAL	1.203,7	2.348,7	3.469,6	2.664,8	1.327,1	387,5

Fuente: Vicepresidente de Suministro y Mercadeo - ECOPETROL.

- (1) Crudo Orito para la Refinería de Cartagena
- (2) Para consumo de la Zona Occidental del país.
- (3) Excedentes de Nafta Virgen y Gasolina Motor hacia Barrancabermeja.
- (4) Crudo Cusiana para la Refinería de Cartagena.
- (5) Faltantes en la Refinería de Cartagena en Gasolina Motor.
- (6) Gasolina Extra.

Las pérdidas de refinados son fundamentalmente debidas a hurto. Aparecieron en el decenio de los noventa, llegando a un máximo de 7270 BPD en 2002. A partir de 203 la acción de la policía y las fuerzas armadas han logrado reducir este delito, con valores de menos de 1000 BPD en 2006 (tabla 9.13).

Tabla 9.11
Perdidas de crudo
KBPD

PERDIDAS DE COMBUSTIBLES EN ECOPETROL			
Año	Pérdidas Totales de Refinados	Pérdidas por Hurto de Refinados	Volumen de Pérdidas de Crudo
1992	2.135		
1993	1.918		
1994	1.727		
1995	1.030		
1996	848	239	16,2
1997	966	271	
1998	1.428	443	
1999	2.468	1.540	41,5
2000	5.478	4.514	
2001	6.244	5.846	
2002	7.408	7.270	5,6
2003	5.953	5.777	357,1
2004	2.985	2.942	65,5
2005	1.674	1.601	27,8

Fuente: Vicepresidente de Transporte - ECOPETROL

9.1.7. Suministro de Gas Natural

La oferta de gas natural depende la demanda, específicamente de las necesidades del sector eléctrico.

La oferta ha provenido en una proporción alta del contrato de asociación del gas de la Guajira firmado con TEXACO en el decenio de los setenta de 870,6 % en 2000 a 62,4 % en 2006, disminución explicable por la reducción de la oferta en Guajira (interior) y el incremento en la producción de gas natural de Cusiana, aumento esperado a medida que no es necesario inyectar gas para mantener la presión en los yacimientos de Casanare (Tabla 9.12).

Tabla 9.12.

SUMINISTRO DE GAS NATURAL							
MBTU/Día							
Campo	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Apiay	7.717	5.262	6.653	7.698	8.555	8.381	8.377
Cantagallo	1.756	2.042	1.726	1.797	1.894	2.741	3.609
Centro Oriente (El Centro)	7.485	6.983	6.024	6.016	5.909	6.198	9.062
Cerrito 1	866	693	517	80			
Cicuco	0	0	0	0	0	0	0
DAM (Distrito Alto Magdalena)	544	0	0	0	160	320	360
Llanito	1.336	830	928	974	1.111	1.073	1.355
Provincia/Bonanza	16.800	15.770	9.471	10.958	10.817	10.865	10.057
Rancho Hermoso						726	2.427
SUBTOTAL DIRECTA	36.505	31.579	25.320	27.523	28.445	30.304	35.247
Cerrito 1*				997	1.618	1.055	
Cusiana	15.113	17.947	20.490	18.989	22.242	21.613	14.767
Cusiana ** (Fase II)				30.119	57.269	100.880	100.981
Gas Casanare	1.106	275	393	464	445	420	17
Guajira (Interior)	466.103	491.632	506.231	282.695	165.552	145.583	82.062
Guajira Texas				188.464	301.602	319.325	212.322
Guepaje	11.238	10.169	8.604	6.669	5.052	4.364	2.070
Montanuelo	3.312	6.029	6.573	4.355	4.281	4.218	4.182
Montanuelo Petrotesting				2.903	2.854	2.805	
Opon	11.523	10.930	7.940	7.541	5.324	5.637	2.703
Payoa/Salina	23.874	21.238	17.881	14.402	15.278	16.359	7.197
Pinal					114	198	
Rio Ceibas	10.111	10.269	9.509	8.677	6.674	1.797	227
Toqui-Toqui	192	268	250	173	0	0	608
Toqui-Toqui Mercantile				118	0	0	
Pauto - Florena					2.894	8.509	8.912
SUBTOTAL ASOCIACION	541.557	568.757	577.871	566.567	591.199	632.763	436.049
TOTAL SUMINISTRO	578.062	600.335	603.191	594.090	619.645	663.067	471.296

Fuente: ECOPETROL, Estadísticas Volumétricas de la Industria Petrolera

9.1.8. Exportaciones

La exportación de crudo ha venido cayendo desde el años 2000 por la declinación en la producción de los campos de Arauca y Casanare y las necesidades de ECOPETROL de abastecer sus refinerías ya que a medida que cae la producción con las asociadas tiene menos petróleo propio y como la prioridad es el abastecimiento interno se reducen los excedentes para exportar (Tabla 9.13).

Tabla 9.13.

VOLUMEN EXPORTACION DE CRUDO POR COMPAÑIA							
B.P.D.C.							
Compañía	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ECOPETROL	175.084	124.045	115.088	73.055	70.305	78.064	79.608
BP EXPLORATION	16.231	5.019	2.704	5.026	6.801	9.773	7.364
BRASPETRO	18.250	4.966	3.968	3.843	3.962	3.956	3.151
CUSIANA BP	5.077	41.758	45.830	46.105	46.769	38.317	35.902
CUSIANA TOTAL (TEPMA)	1.435	39.840	30.647	24.816	20.157	11.994	11.292
CUSIANA TRITON	1.246	26.017	21.666	6.236	0	0	0
HOMCOL INC.	1.853	1.630	1.332	1.564	1.322	1.058	1.011
HOUSTON OIL COLOMBIA S.A.	109	18.883	17.193	15.020	14.680	19.949	24.781
LASMO OIL COLOMBIA LIMITED	0	5.566					
PETROBRAS (ESPINAL - LLAÑOSS)			4.855	7.604	9.102	12.780	13.688
LOUISIANA LAND & EXPLORATION	199	1.563	779	0	0	0	0
OCCIDENTAL ANDINA INCORPORADA	6.732	5.758	19.729	18.579	18.554	19.454	17.397
OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC.	51.392	5.514	22.831	19.206	17.201	15.814	19.080
PERENCO (KELT)	50.995	2.769	4.498	5.154	4.809	4.312	4.137
TEPMA	34.256	334	379	279	0	3.314	0
SIPETROL				3.085	4.028	2.337	1.735
TRITON	18.160	371	279	254	0	0	0
TOTAL	383.874	284.033	291.778	229.828	217.689	221.122	219.147

Fuente: ECOPETROL, Estadísticas Volumétricas de la Industria Petrolera

9.1.9. Importaciones

Las importaciones de crudo son muy pequeñas como se aprecia en la Tabla 9.14.

Tabla 9.14.

VOLUMEN IMPORTACIONES DE CRUDO - ECOPETROL B.P.D.C.							
Importaciones	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
TOTAL IMPORTACIONES	9.237	9.773	10.465	8.712	7.056	16.219	14.163

Fuente: ECOPETROL, Estadísticas Volumétricas de la Industria Petrolera

9.2. Estadísticas Monetarias

9.2.1 Transferencias al Estado

Las transferencias al Estado provenientes del sector de hidrocarburos, y de ECOPETROL en particular, han sido crecientes al analizar el período 1984-2005. El Estado se ha visto favorecido para financiar el presupuesto del gobierno central y de las regiones pero el resultado para ECOPETROL ha sido perjudicial porque no se le han dejado los recursos necesarios para invertir en exploración que se reflejan en el número pequeño de pozos exploratorios por año, la no modernización de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena y la limitación para que la empresa invirtiera en las diferentes áreas del negocio petrolero. A un nivel por el cual se mide una empresa petrolera, las reservas han venido cayendo desde 1995, con el peligro de que las exportaciones cesen en el mediano plazo y el país deje de ser autosuficiente en petróleo.

El total de transferencias por impuestos y dividendos entregados a ECOPETROL pasó de \$5.234.746 millones en 2000 a \$7.331.207 millones en 2005, equivalente a una tasa anual de crecimiento de 7,0 %, muy similar a la de la tasa de inflación anual (Tabla 9.15).

En lo que se refiere directamente a ECOPETROL las transferencias al gobierno vienen dadas por el impuesto a la renta y los dividendos, que aumentaron de \$1059.231 millones en 2000 a \$2.156.671 millones en 2005, un incremento anual de 15%, por encima de una tasa de inflación promedio de 7%. Para 2005 estas transferencias representan el 48 % de las utilidades antes de impuestos, lo que es una indicación clara del papel de ECOPETROL para ayudar a financiar al gobierno nacional pero, así mismo, del efecto negativo para la empresa porque la impidió implementar un plan agresivo de exploración.

Tabla 9.15
Transferencias al Estado (Valores en millones de pesos)

TRANSFERENCIAS																						
Impuesto a las ventas	6.889	7.936	8.841	10.593	14.760	17.107	25.122	46.245	59.954	91.317	116.210	132.879	154.892	184.212	192.500	269.800	525.715	630.165	606.764	592.475	719.500	847.784
Impuesto vial (Global)	31.060	38.081	46.745	49.988	79.141	104.303	141.271	191.027	268.565	322.020	411.065	472.069	806.262	824.846	778.800	880.500	1.031.215	1.107.242	977.900	1.023.482	1.055.800	1.143.305
Contribución descentralización										37.147	77.123	107.571	31.289	27								
Impuesto consumo de gasolina	153	336	521	361	446	613	923	1.248	1.506	1.963	2.414	2.746										
Retenciones en la fuente													54.756	73.580	90.500	97.400						
TOTAL TRANSFERENCIAS	38.102	46.353	56.107	60.942	94.347	122.023	167.316	238.520	330.025	452.447	606.812	715.265	1.047.199	1.082.665	1.061.800	1.247.700	1.556.930	1.737.407	1.584.664	1.615.957	1.775.300	1.991.089
TOTAL IMPUESTOS Y TRANSFERENCIAS	60.229	100.820	104.330	171.087	247.965	367.841	631.578	804.885	860.242	1.060.832	1.250.985	1.631.919	2.237.432	2.518.471	2.163.400	2.736.078	5.234.748	5.397.719	5.474.978	5.683.869	6.391.118	7.331.297

NOTA:

El valor de Regalías, Impuesto de Renta e Impuesto de Producción que se presenta, corresponde al valor pagado.

El valor de Electrificadoras, corresponde a Compensaciones Económicas que incluye subsidios y aportes de Electrificadoras. Cocinol, Importación de Gasolina, etc.

Subsidio de combustibles: Desde el año 1999 existe un subsidio económico a los combustibles por diferencia entre el precio al productor y el precio de paridad de importación: 1999 \$529 Millardos; 2000 \$2.432 Millardos; 2001 \$1.984 Millardos y para el 2002 \$1.520 Millardos reales al mes de septiembre con proyección a diciembre.

Fuente: ECOPETROL, Estadísticas de la Industria Petrolera

9.2.2 Inversiones de ECOPETROL por Áreas

Las inversiones de ECOPETROL dieron un salto en 2003 después de una inversión constante en valores nominales decreciente en términos reales de 1995 a 2002 (Tabla 9.16).

La discriminación de las inversiones muestra que en los años 2004 y 2005 el mayor porcentaje se encuentra en otras inversiones diferentes a exploración, operación, transporte y refinación. Las relacionadas con exploración y producción directa han amentado de 2001 en adelante por la mayor actividad en aumentar la producción de campos existentes porque los niveles de exploración se han mantenido bajos.

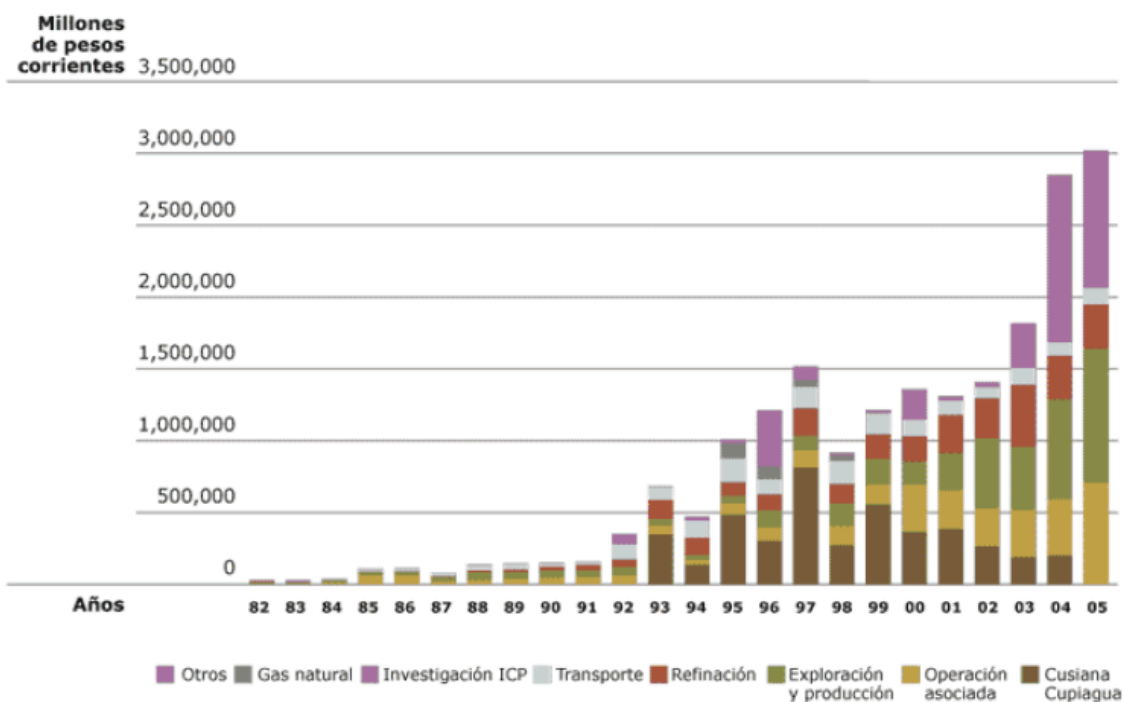
Tabla 9.16.

INVERSIONES DE ECOPELROL POR AREAS 1982 - 2005									
Millones de Pesos Corrientes									
AÑOS	CUSIANA CUPIAGUA	OPERACION ASOCIADA	EXPLORACION Y PRODUCCION	REFINACION	TRANSPORTE	INVESTIGACION ICP	GAS NATURAL	OTROS	TOTAL
1982	0	2.041	8.656	3.918	6.815	0	0	92	21.522
1983	0	3.805	8.131	3.311	6.813	0	0	224	22.284
1984	0	4.842	13.327	3.064	7.248	0	0	142	28.623
1985	0	65.611	22.484	3.366	13.495	0	0	1.217	106.173
1986	0	53.634	29.112	6.261	16.391	115	0	1.011	106.524
1987	0	18.154	24.176	9.861	17.688	167	0	1.327	71.373
1988	0	16.707	57.033	13.998	45.409	1.065	0	3.608	137.820
1989	0	24.759	57.874	22.165	33.518	2.632	0	2.606	143.554
1990	0	39.371	46.661	30.986	20.624	2.819	0	1.930	142.391
1991	0	47.334	41.813	40.483	15.363	2.310	0	3.155	150.458
1992	0	44.867	58.136	54.550	100.924	5.110	0	71.304	334.891
1993	331.823	59.195	43.247	139.177	80.204	5.876	0	10.646	670.167
1994	127.224	37.665	24.273	121.365	127.224	4.264	0	14.987	457.002
1995	499.033	63.296	47.702	88.065	163.287	2.131	110.462	19.885	993.860
1996	290.600	93.700	124.300	111.300	95.900	3.500	103.400	377.100	1.199.800
1997	801.160	115.231	94.578	199.037	140.904	6.979	60.480	84.322	1.502.691
1998	272.350	118.241	151.603	153.021	158.504	7.134	24.410	27.446	912.709
1999	556.395	120.044	192.236	164.401	147.631	3.200	0	19.051	1.202.959
2000	342.607	339.199	156.823	183.140	95.256	5.090	0	227.018	1.349.132
2001	383.000	249.100	261.500	273.400	100.500	8.900	0	22.600	1.299.000
2002	250.145	271.217	478.416	292.253	72.190	6.227	0	27.365	1.397.813
2003	182.471	327.124	441.259	427.939	102.735	7.231	0	318.227	1.806.986
2004	206.966	364.722	700.820	308.850	74.745	8.915	33	1.170.424	2.835.476
2005	0	682.850	939.483	320.161	83.906	11.575	0	969.144	3.007.119

Fuente: ECOPELROL, Estadísticas de la Industria Petrolera

Figura 9.3

INVERSIONES DE ECOPETROL POR AREAS 1982 - 2005
Millones de Pesos Corrientes



Fuente: ECOPETROL, Estadísticas de la Industria Petrolera

10. ANÁLISIS Y CONCLUSIONES DEL MARCO REGULATORIO

En los capítulos anteriores se ha hecho una descripción y análisis de diferentes aspectos de la industria de hidrocarburos en Colombia que se concretan a continuación.

El marco regulatorio para el sector de hidrocarburos se modificó por la Ley 142 de Servicios Públicos Domiciliarios en lo que tiene que ver con el gas natural, que afectó a ECOPETROL, y en petróleo por las modificaciones introducidas al régimen de regalías en 2002, la creación de la ANH, la expedición del nuevo contrato petrolero en 2004 y por las políticas de privatización impulsadas desde 1991.

Desde el punto de vista de una empresa estatal como ECOPETROL, los diferentes cambios producidos han estado orientados a desmantelarla, al quitarle actividades como transporte y comercialización de gas natural, construcción de refinerías y distribución de derivados, todo en contravía de lo que debe ser una empresa

petrolera multinacional que maneje toda la cadena de hidrocarburos y que incursiona en otros subsectores de energía. Adicionalmente, las políticas de los gobiernos de los últimos veinte años le han limitado en la disponibilidad de la renta petrolera para implementar planes ambiciosos de exploración, lo cual se ha reflejado en una mínima actividad exploratoria y muy pocos descubrimientos de hidrocarburos desde el decenio de los noventa.

Para el sector privado, las normas regulatorias actuales lo favorecen con respecto a las anteriores porque le han ampliado su campo de acción, al permitirle entrar en cualquier fase del negocio de petróleo y gas natural, con regulaciones que no lo discriminan. Anteriormente, para explorar y explotar un campo era obligatorio entrar en asociación con ECOPETROL, lo que ya no ocurre con la creación de la ANH y el nuevo contrato petrolero del 2004.

Adicionalmente, la modificación introducida al cómputo de las regalías en 2002 fue una respuesta a las presiones del sector privado petrolero que consideraba que una regalía constante de 20%, independiente del tamaño de los descubrimientos, no incentivaba la búsqueda de petróleo para yacimientos pequeños y medianos. Es así como se aprobó una regalía variable, creciente a medida que el tamaño del campo descubierto es más grande, regalías que van de 8% a 25%.

La respuesta a estas modificaciones es difícil de evaluar para el subsector petrolero puesto que han pasado solamente cuatro años desde la modificación de las regalías, y dos desde la modificación al contrato petrolero. Se aprecia una mayor actividad en la firma de contratos de exploración, pero su número no es suficientemente alto para afirmar que se ha producido un cambio en la tendencia. Además, es muy difícil separar el factor de precios altos del petróleo, la variable que más atrae inversión en exploración, del efecto de cambios regulatorios.

Para el subsector de gas natural, las normas regulatorias han dado estabilidad y ordenamiento, ya que las políticas de precios se definen para cada cinco años y la libertad de entrada ha atraído inversión privada que se ha reflejado en un incremento de la cobertura y buen servicio.

Los cambios regulatorios y de política han tenido el apoyo del sector privado porque ha flexibilizado las normas, abierto las puertas y eliminado restricciones que favorecerían anteriormente al sector público.

En realidad, a pesar de que ECOPETROL tenía antes de 2004 el monopolio de la exploración, la empresa perjudicada ha sido ECOPETROL porque durante los últimos decenios su papel se ha visto disminuida a favor del sector privado por las medidas de privatización tomadas en el subsector de gas natural, comercialización de combustibles, transporte y refinación. Igualmente, porque el gobierno le restringió el uso del excedente petrolero y le dejó muy pocos recursos para invertir en exploración. Se espera que al convertirse en una empresa mixta tenga mayor libertad de acción y pueda convertirse en una verdadera empresa petrolera con inversiones en toda la cadena de hidrocarburos.

El nuevo marco regulatorio del sector de hidrocarburos de Colombia tiene su origen en la Constitución Política de 1991, que en varios de sus artículos asegura la igualdad de los sectores privado y público en la provisión de bienes y servicios.

Como resultado de la Constitución y el ambiente en el decenio de los noventa del Consenso de Washington, en Colombia se aprobó la Ley 143 de Servicios Públicos, en 2003 se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos y en 2004 se institucionalizó el Nuevo Contrato petrolero que dieron vida a nuevas normas para los subsectores de gas natural y petróleo.

Estas normas reafirmaron la igualdad de competencia del sector privado con el estatal e introdujeron como aspectos claves la competencia y la eficiencia.

De acuerdo con el Decreto Ley 1760 del 26 de junio de 2003, ECOPETROL se convirtió en una sociedad pública por acciones vinculada al Ministerio de Minas y Energía, es decir, en una sociedad anónima, decisión necesaria para vincular capital privado.

Con la Ley 1118 de 27 de diciembre de 2006 en que se autoriza a ECOPETROL a efectuar una emisión de acciones por el 20%, se determina por el Artículo 2 que, cuando se haga efectiva esta emisión, la empresa se convierte en Sociedad de Economía Mixta de carácter comercial, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Por el Artículo 6, todos los actos jurídicos, contratos y acciones necesarias se regirán por el derecho privado.

Por el Artículo 6, el régimen laboral de la totalidad de sus servidores públicos tendrá el carácter de trabajadores particulares.

En esta forma, por la Ley 1760 ECOPETROL adquiere mayor flexibilidad en su régimen de contratación de bienes y servicios y manejo laboral, pero al tener capital público mayoritario continúa bajo la vigilancia del gobierno nacional. De todas formas, esta situación favorece bastante a ECOPETROL si se compara con lo que ocurría antes de la expedición de esta ley.

En el marco regulatorio anterior el sector privado estaba en desigualdad de condiciones con ECOPETROL ya que tenía que asociarse obligatoriamente con la empresa estatal para explotar y explotar. Con el nuevo marco regulatorio de 2004 desaparece esta limitación, lo cual es un incentivo para la empresa privada para realizar negocios en Colombia.

En tres indicadores: inversiones en exploración, contratos firmados y pozos exploratorios hay un pequeño quiebre positivo de 2002 en adelante. Las inversiones de las empresas asociadas pasaron de US\$ 85,6 millones en 2001 a US\$ 167,1 millones en 2005 y las de ECOPETROL de US\$ 26 millones a

US\$96,04 millones respectivamente (Ver tablas capítulo 9 de Indicadores de desempeño).

Los nuevos contratos firmados bajaron de 28 en 2001 a 21 en 2004, aumentando en 2005 y 2006 a 31 y 58 respectivamente.

Los pozos exploratorios crecieron de 13 en 2001 a 28 en 2004, bajando a 23 en 2005 pero para 2006 y 2007 se tiene informaciones de cantidades superiores a 30. Sobresale el incremento en los de ECOPETROL de 1 a 3 entre 2001 y 2004 a 8 en 2005.

Estos indicadores muestran una reactivación del sector petrolero, que podría adjudicarse a las nuevas normas de los contratos, un clima de inversiones más seguro pero igualmente a precios más altos de precio del petróleo que es mayor incentivo para explorar.

11. LECCIONES APRENDIDAS, COMENTARIOS Y SUGERENCIAS

1. En el caso de los colombianos, las empresas petroleras eran libres de entrar en el negocio de exploración y operación de hidrocarburos siempre que lo hicieran con ECOPETROL, hasta que entró el nuevo contrato petrolero en 2004. En este sentido, las empresas privadas tenían su libertad restringida puesto que no podían actuar solas.

2. El desarrollo del subsector de hidrocarburos de Colombia a partir de 1991, año en que se aprobó la nueva Constitución de Colombia, es un ejemplo de la aplicación de políticas de privatización, desregulación y apertura al mercado.

El enfoque se basó en la separación de actividades, tal como se hizo en el sector eléctrico con la generación, transmisión, distribución y comercialización. En este sentido, se aplicó para ECOPETROL la idea crear una empresa diferente para el transporte de gas natural, prohibirle los negocios de distribución de gas natural y de derivados, prohibirle construcción de nuevas refinerías y la ampliación de las existentes así como construir nuevos oleoductos.

3. Varias de las decisiones no tenían su racionalidad en separación de actividades como en el sector eléctrico sino que obedecían a concepciones políticas de debilitar a la empresa por la existencia de un sindicato muy combativo y radical.

Estos propósitos se cumplieron con la venta de la participación de ECOPETROL en la distribución de gas natural en empresas como Gas Natural de Bogotá, en la venta de sus acciones en las estaciones de servicio TERPEL y en el traspaso de la red de gasoductos troncales a la empresa constituida para tal efecto en 1997, ECOGAS. En oleoductos se limitó la inversión de ECOPETROL y en refinación se congeló cualquier propuesta de construir una nueva refinería o de entrar a mejorar las existentes, como con la refinería de Cartagena en que se decidió que la ampliación tendría que hacerlo una empresa privada extranjera.

4. La exploración petrolera también sufrió ya que se limitaron los recursos de la empresa para esta actividad, con el argumento que era una actividad muy riesgosa que era mejor dejársela a las compañías privadas. La consecuencia fue la disminución en la exploración y en la caída de las reservas.

5. Todas estas decisiones debilitaron a ECOPETROL, al impedirle ser una empresa petrolera integrada, con participación en el upstream y el downstream. Lo lógico habría sido fortalecer a la empresa, darle un régimen de contratación ágil y facilitarle recursos de inversión.

6. Detrás de estas decisiones, además de las consideraciones ideológicas hay que tener en cuenta que el Estado ha tratado de extraerle a la entidad el máximo de recursos para financiar el presupuesto de la Nación y mejorar las cuentas fiscales ante los organismos internacionales.

7. Se ha tenido una visión de corto plazo, ya que al tener una empresa fuerte, con inversiones en todos los frentes, invirtiendo fuertemente en exploración, el aumento de reservas y negocios se reflejarían en altas ganancias en el futuro, con mayores posibilidades de utilidades y de renta petrolera para beneficio del Estado.

8. Otro problema que ha enfrentado la empresa estatal son los mecanismos de contratación y sus limitaciones para actuar con más libertad de acción, que la han colocado en condiciones de inferioridad para competir y ser más eficiente.

9. La creación de la ANH y el nuevo contrato petrolero le quitaron a ECOPETROL el monopolio de la exploración, obligándola a competir con las multinacionales petroleras. Todavía es muy reciente el experimento para sacar conclusiones. En este nuevo ambiente es imprescindible que ECOPETROL tenga más libertad de acción para enfrentar rivales tan fuertes que operan a nivel internacional. La propuesta de vender al público una emisión de acciones equivalente al 20% del capital la convertirá en una empresa mixta con más libertad de acción, pero al mantener el gobierno el 80% conserva el poder para influir sobre sus acciones, especialmente sobre los planes de inversión y el uso de la renta petrolera. Lo importante está en que las autoridades entiendan que hay que facilitarle los recursos para que pueda crecer e incursionar en las áreas que antes les fueron negadas para que sea una verdadera empresa petrolera. En principio, los recursos por 5000 millones de dólares del valor del 20% del capital de ECOPETROL serán utilizados por la empresa para ampliar un programa de inversiones, lo cual, de llevarse, es bastante positivo

10. A partir del año 2004 toda la cadena de hidrocarburos está abierta a agentes privados. No hay razón, por lo tanto, para que las entidades estatales se vean limitadas a entrar en cualquiera de las actividades del sector. La igualdad debe darse para todos los actores, ya que el principio de la competencia no debe

restringirse, porque al hacerlo, aunque sea un agente estatal, al final salen perjudicados los ciudadanos.

11. La experiencia colombiana indica que no debe limitarse la acción de las empresas estatales en los aspectos administrativos, de contratación y de uso de los recursos, después de haber entregado al Gobierno Nacional y las regiones las contribuciones a que deben estar obligadas por la ley si se quiere que se tengan verdaderas empresas petroleras competitivas.

12. Igualmente, la separación de actividades no es conveniente para empresas petroleras porque las debilitan en su competencia con las empresas privadas multinacionales. No puede aplicarse al sector de hidrocarburos lo que fue la norma para el sector eléctrico, impulsado por el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo cuando en los países desarrollados esta filosofía no se aplica.

12. BIBLIOGRAFIA

Constitución Política de Colombia 1991

Ley 141 de 1994

Ley 142 de 1994

Ley 143 de 1994

Memorias del Ministro de Minas y Energía de los años 2000 a 2006.

Informes anuales de ECOPETROL de 2000 2006

- ✓ Resolución 82438 de 1998
- ✓ Resolución 82439 de 1998
- ✓ Resolución 180769 de 2007
- ✓ Resolución 81305 de 1999
- ✓ Resolución 81306 de 1999

Estadísticas de la industria petrolera años 2000 a 2005.

Código de Petróleos

Indicadores operativos de ECOPETROL

Resoluciones de la CREG

Modelo nuevo de contratación, ANH