

SERIE  
REFORMAS ECONÓMICAS

51

**EL DESARROLLO DE LA  
INFRAESTRUCTURA EN COLOMBIA EN LA  
DÉCADA DE LOS NOVENTA**

**Parte II**

**Israel Fainboim Yaker  
Carlos Jorge Rodríguez Restrepo**

LC/L.1348/Add.1  
Marzo de 2000

Este trabajo fue preparado por los señores Israel Fainboim Yaker y Carlos Jorge Rodríguez Restrepo, consultores, para el Proyecto “Crecimiento, empleo y equidad: América Latina en los años noventa” (HOL/97/6034), financiado por el gobierno de los países bajos. Las opiniones expresadas en este trabajo, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de la exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización.

## ÍNDICE

IV. LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE ACUEDUCTO Y ALCANTARILLADO EN COLOMBIA.....	5
1. Breve historia del desarrollo de los sistemas de acueducto y alcantarillado .....	5
1.1 Del modelo descentralizado a la intervención estatal (1936 - 1950).....	5
1.2 Provisión directa de los servicios a través del Insfopal.....	6
1.3 Descentralización y orientación comercial.....	8
2. Oferta: cobertura, eficiencia y resultados financieros de las empresas prestadoras del servicio.....	9
2.1 Cobertura.....	9
2.2 Suscriptores del servicio y composición de la demanda .....	10
2.3 Eficiencia en la gestión del servicio.....	10
2.4 Resultados financieros .....	11
3. Cambios en la estructura institucional del sector.....	12
3.1 Planeamiento.....	12
3.2 Regulación .....	12
3.3 Supervisión y control .....	13
4. La regulación del sector.....	13
4.1 Metodología tarifaria.....	13
4.2 Subsidios Cruzados y Fondo de Solidaridad.....	14
4.3 Confusión entre regulación e intervención.....	16
5. Nuevos esquemas de financiación del sector y sus problemas .....	16
6. La obligación de transformación de las empresas y la participación privada .....	17
6.1 Casos recientes de participación privada en la transformación del sector.....	17
6.2 Riesgos para el Inversionista Privado .....	19
V. CONSTRUCCIÓN DE CARRETERAS EN COLOMBIA: CONTRATOS DE OBRA PÚBLICA Y CONTRATOS DE CONCESIÓN .....	21
1. Introducción.....	21
2. Cambios en el marco institucional y legal para el desarrollo de la infraestructura vial .....	22
3. Infraestructura vial y desarrollo de las concesiones.....	24
4. Primera generación de concesiones viales: carretera Bogotá -Villavicencio .....	26
4.1 Evolución de la Concesión del Tramo I.....	27
4.2 Resultados del contrato de construcción del tramo II (KM. 55+300 AL KM.87+500) .....	28
4.3 Construcción del tramo III (KM. 87+512 a la Intersección Villvicencio - Acacías).....	28
5. Los ajustes al esquema: la segunda generación de concesiones .....	30
6. Concesión de la carretera El Vino-Tobía Grande-Puerto Salgar .....	33
7. Factores que afectan la viabilidad de las concesiones viales .....	34
8. Determinantes de la inversión en carreteras.....	35
9. Comentarios finales .....	38
VI. EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS EN COLOMBIA: PENETRACIÓN SUBSIDIADA Y MONOPOLIO EN EL TRANSPORTE .....	39
1. Políticas para el desarrollo de la industria del gas .....	39
2. Reservas , producción y demanda estructura industrial del sector gas.....	40

3. Estructura industrial del sector.....	43
3.1 Transporte .....	44
3.2 Distribución Domiciliaría de Gas Natural.....	48
4. Regulación de la industria del gas.....	52
4.1 Regulación de Precios al Productor .....	52
4.2 Regulación del Transporte .....	54
4.3 Regulación de la Distribución.....	56
4.4 Subsidios y Sobre - Tasas .....	59
4.5 Regulación de la Comercialización.....	59
4.6 Posición Dominante .....	60
5. Perspectivas y Recomendaciones.....	61
<b>VII. EL CONTRATO DE ASOCIACIÓN Y LA INVERSIÓN PETROLERA EN COLOMBIA .....</b>	<b>63</b>
1. La inversión petrolera en un encuentro no cambiante.....	63
2. El comportamiento de la inversión petrolera en las últimas dos décadas .....	65
3. Reservas petroleras, producción y demanda .....	68
4. Precios internacionales.....	71
5. Riesgos de la inversión petrolera en Colombia.....	72
5.1 Riesgos geológicos (prospectividad).....	72
5.2 Tributación.....	72
5.3 Riesgos de fuerza mayor (seguridad).....	74
5.4 Riesgo de que ecopetrol no cumpla sus obligaciones con los asociados.....	74
6. Los cambios en el contrato de asociación .....	75
6.1 Contrato 50/50 .....	76
6.2 Contrato Escalonado .....	76
6.3 El Factor R.....	77
6.4 Riesgo Compartido .....	77
7. Restricciones de Inversión de Ecopetrol y Mecanismos Utilizados para Obviarlas .....	79
8. Análisis econométrico de los determinantes de la inversión.....	80
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>83</b>
Notas.....	85

## IV. LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE ACUEDUCTO Y ALCANTARILLADO EN COLOMBIA

### 1. Breve historia del desarrollo de los sistemas de acueducto y alcantarillado

En Colombia, históricamente, una amplia gama de entidades de naturaleza diversa se han encargado de la construcción de proyectos de acueducto y alcantarillado y de la operación de los sistemas. En sus comienzos los municipios o los particulares (bajo concesión municipal) adelantaron este tipo de obras y se encargaron de su operación. Por ejemplo, en Bogotá, Barranquilla y Bucaramanga, las empresas de acueducto pertenecieron y fueron operadas por particulares durante el primer cuarto de siglo. En otras ciudades los municipios se encargaron de estas funciones, recibiendo el apoyo esporádico de la Nación y los Departamentos.

Bogotá inaugura su sistema de acueducto en 1886, al que le siguen Cartagena y Medellín (de iniciativa municipal (1905) y posteriormente Cali en 1919 (Jaramillo (1995)). Los alcantarillados aparecen con rezago, siendo el de Medellín uno de los primeros en 1913 (Jaramillo (1995)).

La incapacidad (o desinterés) de los concesionarios por mantener el ritmo de inversión necesario para responder a una demanda creciente<sup>1</sup>, lleva a la municipalización de las pocas empresas privadas. En Bogotá la empresa de acueducto para al control municipal en 1914. En Barranquilla rigió desde 1925 un contrato muy particular, que duró hasta 1960, en el que se había acordado que prestamistas norteamericanos administrarían, ellos mismos, la empresa de servicios públicos de la ciudad, mientras se redimiera el empréstito otorgado a esta.

Siguiendo a Cuervo (1997), en el desarrollo posterior de estos sistemas se pueden distinguir al menos tres períodos. El primero, que va de 1936 a 1950, está marcado por la creación y operación del Fondo de Fomento Municipal, evento que significó el cambio a un modelo sostenido de financiación con recursos de la nación. El segundo período, que va de 1950 a 1986, se caracteriza por el fortalecimiento de la participación nacional, que se extiende a la administración y operación de los sistemas a través del Infopal. El último período arranca con la quiebra y liquidación del Infopal y está marcado por los procesos de acentuación de la descentralización política y fiscal, por un mayor énfasis en la aplicación de principios comerciales en la operación de los sistemas y los primeros signos de participación privada.

#### 1.1 Del modelo descentralizado a la intervención estatal (1936 - 1950)

Hasta mediados de los años treinta los acueductos se financiaron con auxilios parlamentarios, precarios y arbitrariamente distribuidos. En 1940 (Decreto 503) nació el Fondo de Fomento Municipal (FFM), adscrito al Ministerio de Hacienda y financiado con impuestos de destinación específica y recursos de crédito interno. Bajo este nuevo modelo, la Nación era la principal responsable de recaudar los fondos para las inversiones. Los recursos de FFM se distribuían con base en la población departamental, destinándose el 15% de estos a Bogotá. El esquema dependía en consecuencia del Ministerio de Hacienda, con los otros ministerios ejerciendo funciones complementarias. La dirección de las obras era responsabilidad de la entidad que más aportaba, siendo por lo general la Nación. “Una vez terminadas las obras y autorizados los créditos, los sistemas debían pasar a manos de la administración municipal” (Cuervo, 1997).

La inversión pública en acueductos y alcantarillados representó en los años cuarenta el 1% de los ingresos del gobierno nacional (Cuadro 30). A pesar de que los recursos asignados al sector fueron modestos, su estabilidad permitió garantizar una tasa de expansión de las conexiones domiciliarias que no pudieron superarse en las décadas posteriores.

## 1.2 Provisión directa de los servicios a través del Insfopal

La incapacidad de los municipios para responsabilizarse del manejo de los sistemas de acueducto, dio lugar a la primera crisis y al cambio de modelo, orientándose hacia uno en el que se fortalecía la participación nacional, extendiéndose al campo de la administración de dichos sistemas. Con ese propósito se suprime en 1950 el FFM y se lo reemplaza por una entidad que no solo financia, sino que también ejecuta obras, el Instituto de Fomento Municipal (posteriormente Instituto Nacional de Fomento Municipal - Insfopal), creado como entidad dependiente del Ministerio de Fomento.

**Cuadro 30**  
**INVERSIÓN DEL GOBIERNO NACIONAL**  
**EN ACUEDUCTOS Y ALCANTARILLADOS**

Período	Inversión /1
1940-1949	1.0%
1950-1957	0.6%
1958-1962	5.5%
1963-1968	1.2%
1970-1988	0.5% /2
1989-1997	

/1 En porcentaje de los ingresos del Gobierno Nacional.

/2 En porcentaje del PIB

Fuente: Cuervo, 1997.

**Cuadro 32**  
**EVOLUCIÓN EN LA COBERTURA DE SERVICIOS PÚBLICOS EN COLOMBIA 1938-1993 (%)**

	1938	1951	1964	1973	1985	1993
<b>Acueducto</b>						
Total	11.2	29.3	38.7	57.6	70.4	76.4
Urbano	37.9	57.0	65.8	86.9	89.2	86.7
Rural	0.3	7.5	13.3	22.7	28.0	44.0
<b>Alcantarillado</b>						
Total	n.d.	n.d.	30.5	42.3	59.4	63.4
Urbano	n.d.	n.d.	58.0	72.2	80.7	77.2
Rural	n.d.	n.d.	4.9	6.7	11.3	19.0

Fuente: Luis Mauricio Cuervo (1992). De la vela al apagón. 100 años de servicio eléctrico en Colombia. CINEP, Plan de Agua 1995-1998, Documento Conpes 2767, marzo de 1995.

Paradójicamente, su base de recursos financieros se debilita, pues se suprimen las rentas de destinación específica. Además, después de 1957 se sustituye el esquema de distribución de recursos con base en la población por uno de distribución arbitraria y, en parte, clientelista. Este esquema, menos rígido y más redistributivo (desaparece la condición privilegiada de Bogotá) facilitó desde finales de los sesenta y en los setenta el acceso al endeudamiento externo de las ciudades pequeñas e intermedias. En este período el sistema se fragmenta.

Desde los años cincuenta, en las grandes ciudades se desarrolla el sistema de empresas públicas municipales, que se aíslan de esta forma de las dificultades financieras y administrativas del sistema manejado por el Insfopal. La fragmentación se amplía posteriormente, al suprimirse de las obligaciones del Insfopal el

sector rural, para lo cual se creó el Impes en el INS del Ministerio de Salud. Dentro del mismo esquema del Infopaf, se abre una brecha entre las empresas y ciudades con acceso a créditos externos y las que no lo tienen y quedan sometidas al capricho de los escasos recursos del presupuesto nacional (Cuervo (1997)).

Dentro del período es posible contar varios esfuerzos de la Nación por volver a transferir competencias y responsabilidades a los municipios. En 1957 se ofrecen estímulos financieros a los municipios que retomen la administración de sus servicios, medida que tuvo poco impacto. En 1975 se establece la obligación legal de crear organismos locales y regionales para la operación de los sistemas. “Se distinguen, sin embargo, los sistemas autónomos, los coadministrados y los que continuarán en manos estatales” (Cuervo (1997)).

La fijación de tarifas, que fue una de las funciones del Infopaf durante su existencia, se traslada en 1968 a la Junta Nacional de Tarifas. En 1975, sin embargo, se devuelve al Infopaf esta función.

A finales de los 60's las oficinas regionales del INSFOPAF se transformaron en Empresas de Obras Sanitarias Departamentales (EMPOS). Con esta reforma, el Instituto entregó la ejecución directa de las obras y en su lugar se dedicó a coordinar las EMPOS. Sin embargo, en la práctica continuó administrando, ejecutando, controlando y otorgando créditos a entidades débiles.

El período se caracteriza por una gran penuria financiera y una creciente dependencia respecto de los recursos de crédito de las entidades multilaterales (Banco Mundial y luego el BID). Como se observa en el siguiente cuadro, la creación del Infopaf no redundó en aumentos de la inversión canalizada al sector. Tan solo en el período 1958-1962 se movilizó un volumen importante de recursos, gracias a las políticas de pacificación y el apoyo internacional a través de la Alianza para el Progreso. En este período la inversión en el sector alcanzó una participación en los ingresos de la Nación (5.5%) jamás alcanzada en la historia del país (Cuadro 30).

El crecimiento en las conexiones domiciliarias de acueducto fueron de 4.7% en el período 1951-1964, 7.3% de 1964 a 1973 y 5.6% de 1973 a 1985. El período 1964-1973 muestra el mayor crecimiento de cobertura en acueducto y alcantarillado.

Al comenzar la década de los ochenta, el sistema nacional de acueductos y alcantarillados estaba conformado por unas pocas empresas municipales autónomas en las principales ciudades y un conjunto de 40 empresas de propiedad de la Nación, pero operadas en forma descentralizada.

En los años ochenta, el Plan de Ajuste Sectorial (PAS), cuya base es la autonomía financiera municipal, y su principal instrumento el manejo del crédito a través de un banco mixto (el Banco Central Hipotecario), que provee recursos subsidiados a través del Fondo Financiero de Desarrollo Urbano (FFDU). Este fondo reemplaza al Infopaf en sus funciones financieras. Al FFDU se le definen otros parámetros para financiar al sector, diferentes a los que operaban con el Infopaf. Los préstamos deberán ser reembolsables, se pedirán contrapartidas y se harán exigencias de planeación física y financiera.

En 1986 se liquida la participación del Infopaf en sus filiales departamentales y municipales (EMPOS y ACUAS), que se convierten en institutos descentralizados del orden departamental y municipal, encargándose así a las entidades territoriales de la ejecución y operación de los proyectos. En 1987 se liquida el Infopaf.

La desaparición del INSFOPAL creó un vacío en la financiación del sector, que afectó el ritmo de la inversión y los niveles de cobertura. Comenzando la década de los noventa, los índices de cobertura se encontraban cerca de 7 puntos porcentuales por debajo de los patrones internacionales para países con un grado de desarrollo similar al de Colombia<sup>2</sup>. Además, las entidades territoriales y el Gobierno nacional se encontraron sin un marco regulatorio claro y adecuado, que les permitiera asumir las nuevas responsabilidades asignadas por la descentralización.

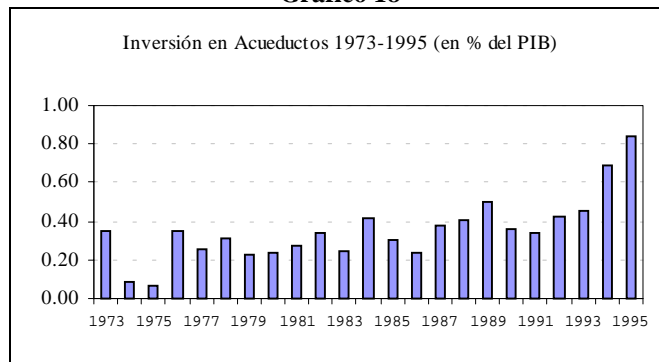
### 1.3 Descentralización y orientación comercial

La reforma política, que estableció la elección popular de gobernadores en 1986, la acentuación del proceso de descentralización fiscal a partir de ese año y la Constitución Política de 1991, que extiende la elección popular a los alcaldes y permite la participación privada y comunitaria en la prestación de los servicios públicos, abren las puertas a modelos más flexibles de gestión de las empresas de acueducto y alcantarillado, que reflejen mejor la heterogeneidad socioeconómica de las entidades territoriales y nacionales y que promuevan la autonomía local.

El desarrollo de estos procesos entra, hasta cierto punto, en conflicto con el modelo de gestión propuesto por la ley 142 de 1994, que, mas rígido y basado en una dicotomía simplista pública - privada, no es fácilmente operacionalizable en la mayoría de los sistemas de acueductos. La ley 142 asigna la responsabilidad de planeación, regulación y vigilancia y control de los sistemas de acueducto y alcantarillado a tres entidades del orden nacional, pertenecientes al Ministerio de Desarrollo (Comisión de Regulación de Agua Potable (CRA), Dirección de Agua Potable y Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios), que dependen de una misma cadena decisional, la del ejecutivo en persona del Presidente de la República. La ley 142 “define una forma jurídica única para las personas prestadoras de los servicios, la de las sociedades por acciones. Las demás quedan entendidas como excepciones o desviaciones de lo que se considera la norma. El artículo 6o se esfuerza por poner toda suerte de trabas a la prestación directa de estos servicios por parte de los municipios” (Cuervo (1997)).

El gráfico que sigue muestra la tasa de inversión en acueductos y alcantarillados para el período 1973-1995 (en porcentaje del PIB), con base en cifras del DANE. El gráfico confirma la escasa movilización de recursos para este sector durante todo el período y el ligero incremento de los últimos años. La inversión ha sido pública casi en su totalidad; como se verá mas adelante, la participación privada se ha limitado en el período reciente a invertir en mejoras de la administración, la operación y el mantenimiento de los sistemas, mas no en expansión.

**Gráfico 18**



Fuente: DANE.



En materia de financiación, aparecen nuevas entidades, pero los recursos siguen proviniendo de transferencias de la nación, créditos de entidades del orden nacional y créditos de entidades multilaterales. El FFDU es liquidado y reemplazado por una nueva entidad adscrita al Ministerio de Hacienda, la Financiera de Desarrollo Territorial, FINDETER, creada en 1989 y que inicia labores en 1990.

Surgen además los programas de cofinanciación (aportes no reembolsables), que se inician en 1992 con la creación del Fondo de Cofinanciación de la Infraestructura para el Desarrollo Rural Integrado (DRI). A todas estas fuentes de financiamiento se suman los recursos provenientes de las transferencias intergubernamentales (Ley 60 de 1993), los cuales deben destinarse en un porcentaje muy pequeño a inversión en acueductos y alcantarillados, así como los créditos multilaterales, canalizados a través de Findeter. La confluencia de todas estas fuentes de recursos produce un leve repunte de la inversión a partir de 1994.

## 2. Oferta: cobertura, eficiencia y resultados financieros de las empresas prestadoras del servicio

Se estima que existen en el país 1708 entidades prestadoras de servicios de agua potable, alcantarillado y aseo (Cuadro ) de los cuales menos de 40 se destacan por su tamaño (rango de suscriptores: entre 8,000 y 1.000.000), ya que la mayoría atienden poblaciones en zonas rurales. Los grandes sistemas de acueducto<sup>3</sup> se encuentran ubicados en las capitales de departamento.

**Cuadro 32**  
**ENTIDADES PRESTADORAS DE SERVICIOS DE**  
**AGUA POTABLE, ALCANTARILLADO Y ASEO, 1996**

Servicio	No. Entidades
Agua Potable, Alcantarillado y Aseo	713
Agua Potable y Alcantarillado	244
Agua Potable y Aseo	59
Alcantarillado y Aseo	42
Sólo Agua Potable	302
Sólo Alcantarillado	18
Sólo Aseo	330
<b>Total</b>	<b>1708</b>

Fuente: Ministerio de Desarrollo Económico (1998).

### 2.1 Cobertura

La cobertura de los servicios de acueducto de 1996 era de 87.6%, la de alcantarillado 75.3% y la de aseo también de 87.6% (Cuadro 33) Claramente las coberturas decrecen con el tamaño de la ciudad. Estas cifras indican que la cobertura ha aumentado en forma más rápida en los noventa. Sin embargo, cerca de 9 millones de habitantes no cuentan con servicio de acueducto y cerca de 14 millones (!) carecen de alcantarillado (Plan de Agua (1995)).

Al igual que en los demás servicios públicos, existe una gran dispersión en las coberturas regionales. Mientras que en la Zona Andina la cobertura es superior al promedio nacional, en la Costa Atlántica, en el sur y en el oriente del país las coberturas son más bajas. Además, los niveles de cobertura son muy diferentes en el sector urbano y en el rural y tienen una varianza alta dentro del sector urbano. En las tres ciudades principales (Bogotá, Medellín y Cali), con el 30% de la población del país, la cobertura es del 90%-95% en agua y alcantarillado, mientras en las capitales departamentales y ciudades intermedias es del 70%-80% para agua y 35%-75% para alcantarillado y en el sector rural los porcentajes son 44% y 19% respectivamente.

## 2.2 Suscriptores del servicio y composición de la demanda

Se calcula que en el país existen 6.0 millones de suscriptores residenciales al servicio de acueducto, de los cuales aproximadamente 2.3 millones (38%) están localizados en los siete sistemas más grandes (Ver Cuadro 34). Con respecto a los usuarios no residenciales (usuarios industriales, comerciales, oficiales y especiales), estos totalizan 210.000, de los cuales 82% pertenece a los siete principales sistemas. En términos de número de suscriptores, las cuatro empresas más grandes son: Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EAAB), Sociedad de Acueducto, Alcantarillado y Aseo de Barranquilla (TRIPLE A) y las subdivisiones de acueducto y alcantarillado de las Empresas Públicas de Medellín (EPM) y de las Empresas Municipales de Cali (EMCALI). En conjunto estas empresas prestan el servicio al 30% de la población residencial y al 73% de los suscriptores comerciales e industriales.

**Cuadro 33**  
**COBERTURA DE LOS SERVICIOS DE ACUEDUCTO**  
**ALCANTARILLADO Y ASEO (%) - 1996**

	Acueducto	Alcantarillado	Aseo
<b>Grandes Ciudades</b>	93.8	88.4	88.1
Bogotá	95.0	90.0	90.0
Cali	93.0	90.0	85.0
Medellín	99.0	94.0	97.0
Barranquilla	81.0	69.0	70.0
<b>Ciudades Intermedias</b>	88.8	83.7	84.2
Bucaramanga	100.0	100.0	95.0
Cartagena	72.0	60.0	87.0
Manizales	100.0	97.0	98.0
Montería	71.0	41.0	75.0
<b>Pequeñas Ciudades</b>	81.5	60.0	59.9
<b>Total Nacional</b>	87.6	75.3	87.6

Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (1997), Supercifras, revista No. 1

**Cuadro 34**  
**NÚMERO DE SUSCRIPTORES DEL ACUEDUCTO POR CIUDAD 1995**

Categoría del Usuario	Bogotá	Medellín	Cali	Barranquilla	Cartagena	Cúcuta	Bucaramanga
Total Suscriptores	1,032,814	581,693	383,855	249,937	102,750	135,965	146,187
Residencial estratos 1,2,3 (%)*	65.0	67.0	70.0	67.0	72.0	64.0	59.0
Residencial estratos 4,5,6 (%)*	24.0	25.0	22.0	22.0	22.0	27.0	32.0
Industrial, Comercial, Oficial, Otros (%)	11.0	7.0	8.0	11.0	6.0	9.0	9.0

Fuente: Rivera, Daniel y Gabriel Piraquive (1997); CRA, Oficina Técnica, 1997

En cuanto a la composición de la demanda de agua potable, esta es básicamente de uso doméstico, con una participación del 87.6% en el consumo contabilizado total; le sigue la industria y el comercio con el 9.1% y las conexiones especiales (provisionales) participan con el restante 3.3%. los estratos 1, 2 y 3 concentran el 76% de la demanda residencial total.

## 2.3 Eficiencia en la gestión del servicio

La mayoría de las empresas del sector se caracterizan por tener graves problemas administrativos y técnicos, especialmente en lo que se refiere al nivel de pérdidas, manejo contable y administración operativa y financiera.

La continuidad en la prestación del servicio es deficiente, con excepción de las grandes ciudades. Tan sólo la mitad de las empresas del país abastecen el servicio en forma contia. En los municipios menores se presta el servicio en promedio el 71% del día y en los municipios medianos el 72% (Cuadro 31). Existen casos extremos donde sólo se presta el servicio unas pocas horas al día. En cuanto a calidad del agua, el 50% de las empresas abastecen agua tratada en las zonas urbanas y 38% en las rurales. En lo referente a la medición del consumo, el promedio de usuarios con medición no supera el 40% en las empresas pequeñas e intermedias.

El número empleados promedio sobre 1000 suscriptores presenta índices altos, de hasta 12 empleados, comparados con el índice internacionalmente aceptado de 4-5 empleados por 1000 suscriptores.

## 2.4 Resultados financieros

En el cuadro 32 se presenta información sobre los estados financieros y los indicadores de gestión correspondientes a cinco de las mayores empresas prestadoras del servicio. Las cifras muestran alta varianza, tanto en los indicadores financieros como en los de gestión.

El problema de gestión más evidente, excluyendo a Medellín, se genera en el recaudo, puesto que en el país no existe una conciencia clara con respecto al pago del servicio de agua. EPM muestra parámetros de eficiencia y de gestión óptimos, mientras que EMCALI evidencia una planta de personal sobredimensionada.

**Cuadro 35**  
**RESULTADOS FINANCIEROS E INDICADORES DE COBERTURA Y DE EFICIENCIA**  
**EMPRESAS DE ACUEDUCTO Y ALCANTARILLADO**

Indicadores	Unidad	EAAB	EPM	Emcali	EP Pereira	CAM Bmanga
<b>Indicadores Básicos de Operación</b>						
Número de suscriptores	Número	1,007,710	581,693	373,760	76,806	141,000
Número de usuarios atendidos		5,958,195	2,433,457	1,948,040	350,972	141,000
Cobertura de acueducto	%	98.0	98.4	93.2	75.4	98.7
Cobertura de alcantarillado	%	85.0	93.5	89.6	83.2	93.5
Producción promedio	m3/año	567,230	290,140	227,000	54,313	83,000
Capacidad de tratamiento	m3/año	567,230	300,610	227,000	52,141	83,000
Medición	Medidor / suscriptores	98.0	90.8	93.2	92.4	100.0
Facturación	m3/año	360,230	189,286	150,728	30,947	58,900
Pérdidas	%	36.5	34.8	33.6	43.0	29.0
<b>Estructura Tarifaria</b>						
Tarifa media total	\$/m3	600	440	535	368	278
Tarifa media por usuario	\$/m3	445	340	300	189	169
Tarifa media estratos 1,2,3	\$/m3	216	190	237	84	114
Tarifa media estratos 4,5,6, ind, com, oficial	\$/m3	890	508	478	246	601
Facturación anual	\$/año	210,888	65,760	86,326	6,350	9,440
Porcentaje de recaudo	%	100.0	98.7	95.9	87.0	98.1
<b>Categoría de usuario</b>						
Residencial (estratos 1,2,3)	%	65.9	68.3	69.6	57.2	68.6
Residencial (estratos 4,5,6)	%	21.7	23.3	23	33.4	22.8
Industrial - comercial - oficial	%	12.4	8.5	7.4	9.4	8.6
Subsidio promedio por m3	%(*)	64.0	56.8	55.7	77.2	59.0
Sobrecosto promedio por m3	%(*)	48.2	15.4	-10.6	-33.3	116.2
<b>Indicadores financieros de operación</b>						
Gastos operacionales/ingresos operacionales	%	76.8	28.1	46.5	84.9	79.3
Costos personal/costos de operación	%	26.0	53.1	95.4	53.8	86.5
Costos personal/volumen facturado	\$/m3	104.0	64.2	245.0	121.6	110.7
Costos totales/ingresos totales	%	105.7	105.1	73.4	95.1	96.7
Servicio de la deuda/costos totales	%	32.2	36.2	0.7	23.9	11.7
Servicio de la deuda/ingresos operacionales	%	34.1	54.4	0.5	22.7	11.3
<b>Indicadores de solidez</b>						
Activo corriente/pasivo corriente	%	335.6	46.1	99.3	29.4	106.3
Deuda/activo total	%	7.0	34.7	25.0	11.5	8.0
Pasivo de largo plazo/activo total	%	35.1	39.0	26.6	29.3	29.2
Pasivo laboral/activo total	%	20.7	8.9	1.3	12.4	163.2
Utilidad (pérdida) acumulada/patrimonio	\$(**)	2.0	24.8	0.0	0.0	na
(*) Para Bogotá es Desviación/media						
(**) Para Bogotá es en \$ millones						

### 3. Cambios en la estructura institucional del sector

Antes de la expedición de la Ley 142 de 1994, los temas objeto de regulación, como las tarifas, las normas técnicas de diseño y construcción y los parámetros físicos y químicos que definen la calidad del servicio, se encontraban distribuidos entre diferentes entidades (Junta Nacional de Tarifas, Ministerio de Obras y Ministerio de Salud). Estas entidades no disponían de los recursos humanos para la formulación de los aspectos técnicos que se les habían encomendado, ni controlaban las variables del servicio, debido a la carencia de herramientas de intervención.

Frente a la situación de dispersión institucional, la Constitución de 1991 y de su desarrollo posterior en la Ley 142, introdujeron un nuevo marco institucional, legal y regulatorio dentro del cual pueden operar las entidades prestadoras del servicio. Las entidades a las que se les asignó las funciones de planeamiento, regulación y control hacen parte todas del Ministerio de Desarrollo.

#### 3.1 Planeamiento

La planeación del sector está a cargo de la Unidad Administrativa de Agua Potable y Saneamiento Básico del Viceministerio de Vivienda, Desarrollo Urbano y Agua Potable (Ministerio de Desarrollo Económico). Entre sus funciones se encuentran:

- Elaborar planes de expansión de la cobertura, que incluyan las inversiones públicas a realizar y las privadas que se deban estimular;
- Diseñar y promover programas especiales de agua potable y saneamiento básico para el sector rural;
- Identificar fuentes de financiamiento para el servicio y apoyar las negociaciones de estos recursos;
- Determinar el monto de los subsidios de la Nación y los criterios de asignación;
- Desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial; y,
- Aprobar los Planes de Gestión y Resultados (PGR) de corto, mediano y largo plazo y las actualizaciones anuales que presenten las empresas de servicios públicos del país.

#### 3.2 Regulación

El ente regulatorio del sector es la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico - CRA, entidad con independencia administrativa, técnica y patrimonial, adscrita al Ministerio de Desarrollo Económico. Entre sus funciones se encuentran:

- Promover la competencia entre quienes prestan el servicio, o regular los monopolios cuando por condiciones de mercado sólo haya lugar a un oferente;
- Señalar criterios generales sobre abuso de posición dominante y sobre la protección de los derechos de los usuarios en lo relativo a facturación, comercialización y demás asuntos de la relación de la empresa con el usuario;
- Definir los criterios de eficiencia, desarrollando indicadores y modelos para evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las Empresas de Servicios Públicos (ESP's) y buscar su aplicación;
- Fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las ESP's;
- Establecer las fórmulas tarifarias;

- Establecer factores para determinar subsidios a los usuarios de estratos de menores ingresos; y,
- Solicitar a la SSPD que adelante las investigaciones e imponga las sanciones de su competencia, cuando existan indicios de que se han violado las normas.

### 3.3 Supervisión y control

El organismo encargado de la supervisión y control del sector es la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Su principal objetivo es garantizar a los consumidores un servicio continuo y de buena calidad. A la SSP se le ha otorgado el poder de intervención directa (o por medio de una fiducia) en situaciones de insolvencia, quiebra o liquidación de una ESP, con el fin de garantizar el servicio en dichas situaciones. Adicionalmente, la ley otorga a la SSP facultades para la imposición de multas, sanciones y amonestaciones a las ESP's y determina que la SSP podrá vigilar el cumplimiento de las leyes aplicables a las empresas y de los contratos celebrados entre las ESP's y los usuarios, establecer sistemas de información, vigilar la aplicación de los subsidios y evaluar la gestión de las empresas con base al Plan de Gestión y Resultados (PGR) de las entidades.

Sobre esto último cabe anotar que las ESP's tienen obligación de presentar para aprobación del Ministerio de Desarrollo Económico un PGR de corto, mediano y largo plazo, siguiendo los lineamientos impuestos por la CRA (que incluyen indicadores de gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas). Este plan será el instrumento base para el desarrollo de las funciones de control tanto internas como externas, incluida la evaluación anual de la SSP.

## 4. La regulación del sector

La estructura tarifaria aplicada al sector había sido adoptada en 1987 y se basaba en la estructura adoptada para el sector eléctrico, con tres rangos de consumo para acueducto (básico, complementario y suntuario) y con una tarifa de alcantarillado igual al 50% del valor del servicio de acueducto. El esquema se había manejado con criterios políticos. Por decisión de la misma Junta Nacional de Tarifas, desde 1990 las tasas de actualización mensual se habían ido rezagando con respecto a las de energía: por ejemplo, para 1990, el incremento en energía alcanzó un 47%, mientras que en acueducto fue sólo del 24%.

La Ley y las resoluciones 08 (agua potable) y 09 (alcantarillado) de 1995 de la CRA establecieron una nueva política tarifaria basada en los siguientes objetivos: (i) recuperación de los costos eficientes de prestación del servicio; (ii) logro de estabilidad financiera de las empresas; (iii) redistribución del ingreso; y (iv) envío de una señal para el consumo eficiente del agua por parte de los usuarios.

### 4.1 Metodología tarifaria

En la nueva metodología las fórmulas tarifarias incluyen los costos asociados con la prestación del servicio, los cuales se componen de tres elementos:

- a) Costos de inversión; b) Costos operacionales del sistema; y, c) Costos de administración.

El costo medio de inversión de largo plazo debe ser igual al costo de reposición más el valor presente del plan de inversiones por metro cúbico producido, incluido un nivel "razonable" de pérdidas. El plan de inversiones a aprobar por la CRA debe incluir los proyectos requeridos para aumentar la capacidad de producción del sistema, así como para maximizar la utilización de la capacidad actual.

El costo medio de operación se obtiene a su vez de los costos operacionales por unidad producida del sistema (teniendo en cuenta las pérdidas), que incluyen, entre otros rubros, los costos totales de personal, la energía, los químicos, el mantenimiento de los equipos y el valor de compra del agua cruda. Como resultado de la suma del costo medio operacional y el costo medio de inversión, se obtiene el costo medio de largo plazo.

Los costos de administración comprenden por su parte los sueldos y salarios del personal administrativo, los seguros, las contribuciones y los gastos generales.

Las fórmulas tarifarias incluyen un cargo fijo y un cargo por consumo. Para determinar el cargo fijo se utilizará como referencia el costo administrativo por usuario, ajustado por un factor de subsidio o sobreprecio aplicado a cada estrato. El cargo por consumo incluye la tarifa para el consumo básico (hasta 20 M3), que es el resultado del costo medio de largo plazo más (o menos) el factor de sobreprecio (o subsidio) aplicable a cada estrato. Para determinar la tarifa aplicable a los consumos superiores a los 20 M3, se toma el costo medio de largo plazo y se le adiciona un factor de sobreprecio para cada rango de consumo en cada estrato. Esta misma metodología se utiliza para determinar las tarifas para cualquier nivel de consumo en los sectores no residenciales.

Finalmente, se reglamentó una tasa de descuento o tasa de remuneración del capital involucrado en la prestación del servicio (tasa de descuento en el cálculo de los costos económicos de los servicios) en un rango entre el 9% y el 14% real.

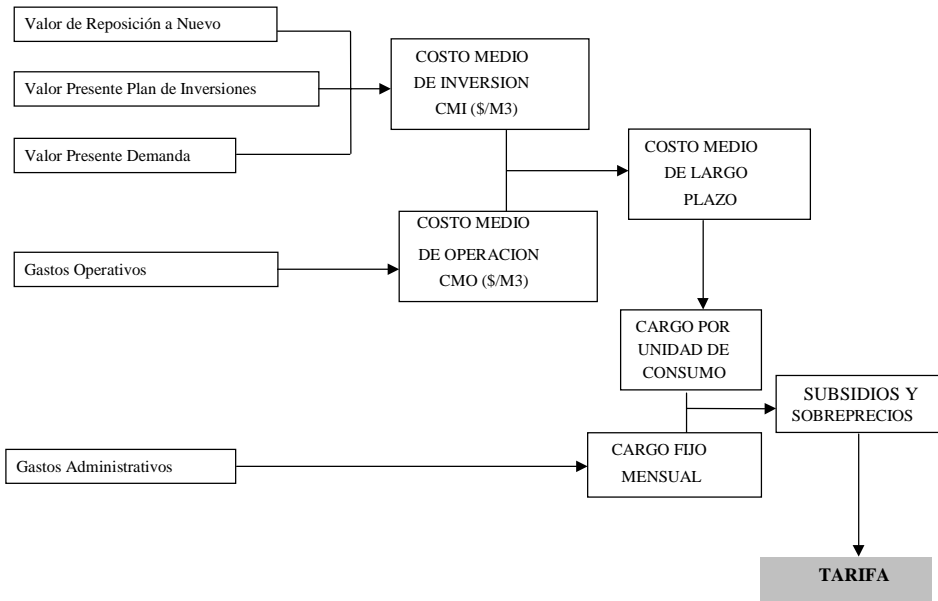
#### 4.2 Subsidios Cruzados y Fondo de Solidaridad

Con respecto a los subsidios, la Ley 142 estipula que en las facturas se debe distinguir entre el valor que corresponde al servicio y el factor que se aplica para proporcionar subsidios a los estratos 1, 2 y 3. Los subsidios se deben realizar sobre la porción de la tarifa que recupera el valor de las inversiones para prestar el servicio y no sobre la porción que refleja el costo de administración, operación y mantenimiento. De esta manera, todos los usuarios, incluyendo los estratos más bajos, deben pagar la totalidad de dicho costo.

Adicionalmente, la ley definió topes máximos respecto a los subsidios y los sobrecargos que se pueden cobrar por cargo fijo y consumo básico con respecto al costo medio del suministro. Los factores de solidaridad y redistribución estipulados por la Ley 142 de 1994 son los siguientes: el estrato 1 tendrá un subsidio máximo del 50%; el estrato 2 del 40% y el estrato 3 del 15%. Los estratos 5 y 6 pagarán la tarifa con un recargo del 20% y el estrato 4 pagará el valor estimado del costo medio de suministro. Los Concejos Municipales están en la obligación de crear los “Fondos de Solidaridad y Redistribución de Ingresos” con el fin de destinar los recursos excedentes captados de los estratos 5, 6 y usuarios no residenciales, así como recursos de los presupuestos para tal fin.

Estas normas presentan algunas dificultades en su implementación. Por un lado, los topes máximos a los subsidios probablemente van a entrar en conflicto con las realidades socioeconómicas y tarifarias de las diferentes regiones del país (composición de estratos en cada municipio) y las características intrínsecas de cada uno de los servicios, generando un riesgo potencial de crear déficits estructurales.

Para ajustarse a la ley, las tarifas actuales deberán incrementarse en forma significativa, puesto que en algunos municipios los estratos bajos están pagando sólo el 10% del costo de administración, operación y mantenimiento. Esto significa que habrá que aumentar en forma significativa las tarifas a los estratos más bajos y disminuirlas en los estratos más altos. En un ejercicio preliminar realizado por la CRA, se estimaron alzas en el rango de 130% a 725% en los estratos bajos, mientras que las tarifas de los estratos más altos y usuarios comerciales e industriales deben disminuir en la mayoría de los casos.

**Figura 1****ESTRUCTURA DE LOS COSTOS DE REFERENCIA PARA LA FIJACION DE TARIFAS EN ACUEDUCTO Y ALCANTARILLADO**

Fuente: Cuadro de esquemas tarifarias-oficina de regulación – CRA.

Finalmente, un aspecto que debe analizarse es la definición del rango de la tasa para remunerar el capital, reglamentado en 9% a 14%. Esta tasa se definió sobre la base del costo promedio ponderado de capital, bajo las siguientes premisas respecto al costo del capital propio y el de la deuda.

- **Costo Capital Propio:** se utilizó el modelo de “precio de los activos de capital” (CAPM), que es el resultado de una tasa libre de riesgo más una prima por el riesgo del sector. El coeficiente para la prima de riesgo se valoró en 1 (es decir un riesgo implícito igual al promedio del conjunto del mercado accionario del país) y los cálculos de la Bolsa de Bogotá para un período de 30 años arrojaron un valor para el costo del capital del 12%.
- **Costo de la Deuda:** se utilizó la premisa de que tradicionalmente las tasas de interés de los préstamos destinados al sector han sido menores a las de los préstamos con otro propósito. Esto se concluyó bajo el supuesto “que los préstamos dedicados al sector han sido en su gran mayoría realizados a través de fuentes no comerciales, como FINDETER y la banca multilateral y gubernamental”. De esta manera, se concluyó que el costo de los préstamos para el sector está entre el 8.7% y el 14.5% real (lo que equivale al DTF + 5 puntos, asumiendo un DTF real entre el 4% y el 10%).

Se obtiene entonces un costo promedio ponderado de capital (asumiendo una participación del capital del 30%) entre el 9% y el 14%. Este rango, si se analiza bajo una perspectiva menos optimista, está varios puntos subestimado. Esto resulta no sólo de una estimación conservadora del costo de capital (utilizando un coeficiente que equivale al riesgo del mercado, en un sector con riesgos regulatorios, políticos, pérdidas de agua sustanciales, problemas graves de recaudo de cartera, entre otros) sino también de una premisa equivocada respecto al costo de la deuda del sector. El apalancamiento de los municipios o de las ESP's recientes, se ha realizado en su mayoría por la banca comercial, con unas tasas que varían entre DTF + 6% u

8%, a diferencia de la tasa de Findeter del DTF + 5%, o la tasa de los organismos multilaterales estimada en 7.5% real. En un cálculo de costos medios, la tasa de descuento utilizada define la tarifa. Por consiguiente, esta tasa debe ser revisada cuidadosamente, pues puede impedir la vinculación del sector privado.

#### 4.3 Confusión entre regulación e intervención

En el sector de agua potable parece existir una gran confusión entre los conceptos de intervención y regulación. La CRA ha definido simultáneamente reglas inflexibles en cuanto a los mecanismos de tarifas (topes máximos de tasa de descuento, topes máximos de subsidios), y en relación con los índices de gestión en el corto y mediano plazo (técnicamente imposibles) de obligatorio cumplimiento. Definir índices de gestión sin tener en cuenta las necesidades del usuario o las implicaciones de inversión (y por ende de incremento tarifario) es un esquema que sencillamente se incumple. Por esto, dejar actuar a las fuerzas del mercado a través del manejo de la información puede ser un mecanismo más realista. Este aspecto, sumado a la desconfianza respecto a la capacidad de la Superintendencia de Servicios Públicos de forzar la aplicación de la regulación, resultan en un marco regulatorio débil.

### 5. Nuevos esquemas de financiación del sector y sus problemas

Como complemento de la reestructuración del sector, se diseñó un esquema financiero para aumentar los volúmenes de inversión y mejorar la calidad de los proyectos. Es así como en el Plan de Agua 1995-1998 se contempló la canalización de recursos para el sector por \$1.8 billones, provenientes de fuentes públicas, multilaterales y privadas. Los Municipios actualmente cuentan con alternativas de financiación como las transferencias de la Nación (Ley 60 de 1993) y los créditos de la Financiera de Desarrollo Territorial, FINDETER. Además la banca multilateral también provee recursos financieros, en forma directa y a través de entidades como FINDETER. El plan dependía en forma importante de la financiación pública (73.7% de los recursos).

En materia de crédito los Municipios están utilizando preferentemente los créditos de la banca comercial para complementar los recursos de transferencias, y no créditos de FINDETER o de la banca multilateral, que presentan condiciones de plazo y tasas más acordes con las inversiones del sector. La razón para esto es que los bancos comerciales requieren menos trámites que las otras alternativas de financiación, las cuales presentan procesos complejos y largos<sup>4</sup> (entre 6 meses y 2 años). El acceso al crédito de la banca comercial se obtiene fácilmente mediante la pignoración de rentas. Las exigencias que presentan los créditos de FINDETER o de la banca multilateral son más complejas que las de la banca comercial, ya que su aprobación requiere detallados análisis sobre la viabilidad tanto técnica como social de los proyectos. Normalmente estos organismos establecen condiciones previas para el desembolso, tales como cambios en la gestión operacional o comercial de las entidades, e inclusive solicitan replantear la estructura del proyecto. Esto último, sumado a las dificultades para encontrar un banco que redescuento los recursos de FINDETER (debido a los bajos márgenes establecidos para estas operaciones), retardan los desembolsos y dan lugar a muy bajos índices de ejecución.

Además, las empresas prestadoras del servicio tienen en su mayoría baja calidad crediticia, debido a su situación financiera, como resultado en gran medida de la gestión deficiente y las políticas tarifarias, lo que dificulta aún más la obtención de créditos en condiciones acordes a las características del servicio, cuyos activos tienen plazos de maduración entre 10 y 20 años. Por consiguiente, la estructura de apalancamiento actual, en donde los créditos comerciales cobran un mayor peso relativo en la financiación total, resultan en un mayor servicio de deuda, que influye directamente en la capacidad de las empresas para cubrir sus necesidades de inversión.



## 6. La obligación de transformación de las empresas y la participación privada

La Ley 142 estableció la obligatoriedad para todas las empresas de servicios públicos domiciliarios de organizarse, antes del 11 de julio de 1996, como sociedades por acciones, pudiendo ser públicas, privadas o mixtas<sup>5</sup>. Estableció también que las entidades descentralizadas de cualquier orden, cuyos propietarios no deseen que su capital esté representado en acciones, deberán adoptar la forma de Empresa Industrial y Comercial del Estado. En julio de 1996 se aprobó una ley que amplió en 18 meses el plazo para la transformación de las entidades, es decir, hasta diciembre de 1997.

Con esta obligación se ha abierto una oportunidad para la vinculación privada en el sector. A continuación se describirán casos específicos de entidades prestadoras del servicio que han involucrado capital privado en su transformación. Estos casos presentan diversas modalidades, desde la vinculación de inversionistas privados como socios minoritarios en una sociedad mixta (casos de Barranquilla y Montería), hasta la participación activa de éstos como socios mayoritarios y operadores (Cartagena).

El siguiente cuadro muestra el número de entidades que prestan el servicio de acueducto y alcantarillado en el país.

### 6.1 Casos recientes de participación privada en la transformación del sector.

Aguas de Barcelona ha tenido una presencia masiva en los procesos de privatización de empresas de acueducto y alcantarillado del país. Su participación se inició en Cartagena en 1994, donde le fue adjudicada la concesión para la operación del sistema por 25 años, siguiéndole posteriormente Barranquilla, Santa Marta, Puerto Colombia y Galapa.

La participación privada se ha limitado en gran medida a la gestión de los servicios. Muy pocos recursos se han destinado a la expansión de los sistemas.

**Barranquilla.** Los servicios públicos en Barranquilla se han prestado a través del tiempo bajo diversas modalidades, con resultados muy diferentes. Entre 1925 y 1945, la ciudad demostró tener la empresa de acueducto y alcantarillado más eficiente del país. Era ejemplo en América Latina y su cobertura alcanzaba el 87% de la población, la más alta registrada por Barranquilla en este siglo. Sin embargo, en 1945 sus socios principales-los banqueros del Trust Company of Chicago- se retiraron, iniciándose un proceso de rápido deterioro en la prestación del servicio.

En 1960 se fundaron las Empresas Públicas Municipales de Barranquilla (EPM), que se convirtieron en fortín político y modelo de ineficiencia, haciendo crisis finalmente a comienzos de 1991. Como resultado de ello y por iniciativa del Comité Intergremial del Atlántico, se constituyó la Sociedad de Acueducto, Alcantarillado y Aseo de Barranquilla S.A. (TRIPLE A), como una sociedad de economía mixta del orden municipal<sup>6</sup>, para prestar el servicio mediante el usufructo de los activos de acueducto, alcantarillado y aseo, que siguen siendo propiedad del Municipio. Es importante destacar que aún cuando la TRIPLE A cuenta con un aporte mayoritario del Municipio, por disposición estatutaria el sector privado participa en la junta directiva en igualdad de condiciones, al tener la facultad de nombrar el 50% de los miembros de la junta. Transcurridos más de cuatro años de operación de la nueva empresa, la experiencia es satisfactoria, tanto en la calidad del servicio como en los resultados financieros respecto a la situación que existía con las Empresas Públicas Municipales de Barranquilla (Cuadro 34).

**Triple A.** En octubre de 1996 le fue adjudicada a la sociedad Inassa (Interamericana de Aguas y Servicios S.A.), conformada por Aguas de Barcelona e inversionistas colombianos, la concesión de la gestión del agua,

del saneamiento y de la recogida de basuras y limpieza urbana en la ciudad de Barranquilla. Inassa es accionista de la Sociedad de Acueducto, Alcantarillado y Aseo de la ciudad de Barranquilla (Triple A) y Aguas de Barcelona es el socio operador.

Cuadro 36

	EMP*	Triple A (1996)
Cobertura de Acueducto:	60%	77%
Cobertura de Alcantarillado	55%	65%
Cobertura Aseo	N.D	69%
Eficiencia en el recaudo Acueducto/alcantarillado:	65%	75%
Empleados por cada 1000 conexiones	7.6%	3.3%
Índice de Agua No Facturada	70%	60%
Tiempo de respuesta	Indefinido	96 horas

La Triple A ha introducido nuevas tecnologías para atender rápidamente los problemas que pueda presentar el servicio y prestar mejores servicios, que incluyen el telemando, equipos para realizar cruces e instalación de tuberías sin romper el pavimento, equipos para detectar fugas de acueducto por correlación acústica y baterías colectivas de medidores. En 1997 invirtió \$15.000 millones en estos equipos, en gestión comercial, calidad del agua y sistematización, entre otros rubros.

Las inversiones y los cambios en la gestión de la empresa produjeron mejoras sustanciales en el índice de pérdidas de agua (que era del orden del 58% en 1996) y en los resultados financieros de la Triple A, que pasó de una situación de pérdidas por \$14.893 millones en 1996 a perder \$3.684 millones en 1997.

**Montería.** El sistema de acueducto tenía una cobertura potencial del 72%, pero como consecuencia de racionamientos de hasta 24 horas, tres veces por semana, la cobertura efectiva era del 35%, con una baja calidad del agua. Las pérdidas superaban el 87%, con una eficiencia del recaudo del 60%. Como resultado de lo anterior y de la delicada situación financiera, por iniciativa del Gobierno Nacional se liquidó la Empresa Municipal de Montería.

Se adelantó entonces un programa de retiro voluntario de trabajadores y la creación de tres cooperativas de servicios públicos y de una sociedad limitada que prestó el servicio durante el período de transición.

El 3 de febrero de 1994 se creó la Sociedad de Servicios Públicos de Acueducto y Alcantarillado de Montería (SAAM SA). Esta nueva compañía tiene una composición patrimonial 60% municipal y 40% privada. En el capital privado participan, entre otros, los antiguos empleados. En la actualidad, la sociedad presenta índices de eficiencia, que aunque todavía permiten un margen de mejora, son satisfactorios respecto a los observados al inicio del proceso. La relación de empleados por 1000 suscriptores descendió a 4.32 y la continuidad del servicio se encuentra en el 83%.

**Cartagena.** Resultado también de una prestación deficiente del servicio, el Distrito realizó un concurso público para seleccionar un socio operador para la recién creada sociedad de economía mixta - Sociedad Aguas de Cartagena S.A. E.S.P. Este socio debía suscribir acciones por un monto estimado de \$2 millones de dólares, que representaban el 51% del capital de la empresa, y debía asumir la prestación de los servicios públicos de acueducto, alcantarillado y aseo en la ciudad de Cartagena y sus corregimientos, a través de un contrato para gestión integral. Como resultado del concurso, le fué adjudicado al contrato a la Sociedad

General de Aguas de Barcelona S.A., que suscribió el acuerdo de accionistas y el contrato para la gestión integral de los servicios a finales de 1994 e inició operaciones en junio de 1995.

**Otras Formas de Participación Privada.** El sector privado también puede participar mediante estructuras tipo concesión o BOT. Este es el caso de la concesión para el tratamiento de aguas residuales del Río Bogotá, otorgada por la Alcaldía Mayor de Santafé de Bogotá en septiembre de 1994 al consorcio conformado por Lyonnaise des Eaux y Degremont S.A. El proyecto tiene un costo estimado de US\$ 100 millones.

Igualmente, la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EAAB) entregó en concesión la planta de tratamiento de agua de Tibitoc y la tubería matriz del acueducto línea “Tibitoc-Casablanca 78”, para su rehabilitación y posterior mantenimiento y explotación por un período de 20 años. Como contraprestación, el concesionario percibirá una tarifa por metro cúbico de agua captada, potabilizada y puesta a disposición de la empresa.

Como se desprende de estos ejemplos, en el país han existido intentos interesantes de proyectos que van más allá de un simple contrato entre accionistas que vincule capital privado. Sin embargo, estos procesos no han sido fáciles de implementar y en ocasiones, como la licitación pública internacional para la construcción del acueducto del Río Guachaca en el Distrito de Santa Marta, se declaró desierto por falta de interés de los posibles proponentes.

Tomando como punto de partida estos ejemplos, vale la pena analizar el sector a la luz del marco regulatorio e institucional actual, con el fin de identificar los retos y desafíos que enfrentan los inversionistas en el sector.

## 6.2 Riesgos para el Inversionista Privado

El proceso de vinculación privada en el sector no ha sido consecuencia de una estrategia planeada y estructurada, sino más bien el resultado del colapso de las empresas públicas. La participación privada sigue sin embargo siendo urgente. Las ineficiencias en la administración de los servicios y las pérdidas físicas y comerciales de agua, hacen que el valor agregado de un operador privado sea enorme. La ineficiencia en la operación de los sistemas es tan marcada, que un manejo razonablemente mejor de las empresas permite, sin incrementos tarifarios, remunerar al inversionista privado y crear excedentes al municipio para aumentar las coberturas. Las fugas de agua y las viviendas no conectadas o sin medidor representan pérdidas financieras que un operador privado no está dispuesto a permitir. El gran atractivo para el sector privado consiste en que con capacidad técnica y administrativa se pueden llegar a manejar los sistemas con niveles de eficiencia muy superiores a los actuales.

En la actualidad, los inversionistas privados deben enfrentar tres retos fundamentales: (i) resistencia laboral y política; (ii) desconocimiento del estado actual de la mayoría de los sistemas de acueducto y alcantarillado; y (iii) un marco regulatorio incompleto.

- **Resistencia Laboral**

Normalmente las empresas cuentan con plantas sobre - dimensionadas, resultantes de las presiones políticas para contratar copartidarios. La tendencia hacia la automatización y sistematización de los servicios, está reduciendo ;as necesidades de personal en actividades de control de figas y la facturación. Otras actividades como la reparación de daños a la tubería pueden sub - contratarse.

- **Resistencia Política**

La resistencia de los gobiernos locales (alcaldes y Concejos Municipales) a la transformación de las empresas va a depender de la forma como se implemente la vinculación del sector privado. Es importante que esta se perciba como una fuente adicional de ingresos al Municipio, que además no implica un deterioro en la prestación del servicio, ni impide la expansión de la cobertura a los estratos de bajos ingresos.

El primer aspecto se puede estructurar a través de la creación de un fondo que recoja los ingresos adicionales, ya sea por el incremento en utilidades (resultado de una gestión más eficiente), o por la contraprestación que paga el concesionario por el usufructo de la infraestructura. Respecto a la expansión de la cobertura a todos los estratos, éste aspecto es condición de obligatorio cumplimiento bajo la Ley 142 de 1994 y las resoluciones de la CRA y que la entidad contratante -ya sea una ESP o el mismo municipio- puede establecer dicha obligación en el respectivo contrato o participar en la planeación del servicio, en caso que continúe siendo socio de la respectiva ESP.

- **Desconocimiento del estado actual de la mayoría de los sistemas de acueducto y alcantarillado**

Debido al pobre manejo operativo y comercial de los sistemas, la información respecto al estado actual de la infraestructura y acerca de los usuarios es deficiente y en algunos casos inexistente. Este aspecto representa un riesgo para el inversionista privado, especialmente en aquellos casos en donde la estructura de vinculación busca responsabilizar al privado del mantenimiento y rehabilitación de las redes.

- **Marco Regulatorio Incompleto**

Como se ha indicado anteriormente, antes de cuatro (4) años no se logrará que la “Tarifa a Usuario Final” refleje los costos de inversión y de capital de trabajo asociados a la prestación del servicio público. Además, la situación en que se encuentran la mayoría de los sistemas y la escasa información sobre el estado de los mismos crea una situación compleja para los inversionistas, que en caso de involucrarse en el sector, deben “cubrirse” con altas tarifas y/o contraprestaciones para contrarrestar dichos riesgos. La pobre situación financiera de un gran porcentaje de las empresas hace además remota la posibilidad de que asuman compromisos financieros. Este aspecto dificulta la estructuración de proyectos para entregar en concesión total el sistema, en donde se trasladan total o parcialmente riesgos y responsabilidades al inversionista, incluidos el riesgo regulatorio (caso de la concesión), riesgo comercial y la organización y planeación del servicio público.

## V. CONSTRUCCIÓN DE CARRETERAS EN COLOMBIA: CONTRATOS DE OBRA PÚBLICA Y CONTRATOS DE CONCESIÓN

### 1. Introducción

Normalmente las carreteras en Colombia se han desarrollado vía "contratos de obra pública". Los estudios han mostrado que este esquema da lugar a considerables retrasos y sobrecostos y a corrupción. Un estudio reciente estimó los retrasos en 4 veces el tiempo programado de ejecución y los sobrecostos en dos veces la cifra presupuestada (Sarmiento et al. 1996). Una fuente permanente de reclamaciones de las empresas privadas y de conflictos con el gobierno, son las demoras del Ministerio de Hacienda en desembolsar los recursos apropiados en el Presupuesto Nacional. Esto origina constantes retrasos en el diseño, construcción, rehabilitación y mantenimiento de las vías y periódicas solicitudes de reajuste de los costos de la obra y de pagos de intereses de mora.

Como señala Palacios (1996) "estos retrasos son muy frecuentes en los contratos estatales en Colombia, ya que la Ley Orgánica del Presupuesto no sólo no contiene mecanismos para proteger de modo especial la puntualidad de los pagos en los contratos del Estado, sino que incluye múltiples normas que pueden justificar legalmente la demora". El Ministerio de Hacienda no sólo gira tardíamente los recursos; tiende también a recortar arbitrariamente los presupuestos de las entidades. Por ejemplo, de \$791.794 millones (US\$900 millones) solicitados en el programa anual de caja de INVIAS para 1997 se autorizaron \$451.763 millones, el 70% de lo solicitado, lo que significa que el INVIAS deberá reservar la diferencia para gastarla en 1998.

Además, los recursos destinados al sector están expuestos a variaciones originadas en cambios en las condiciones macroeconómicas. Cuando el Gobierno ha enfrentado restricciones fiscales, ha tendido siempre a recortar primero los presupuestos de inversión de las entidades públicas, afectando la ejecución de las obras y originando también solicitudes de reajuste, reclamos y disputas, lo que resulta finalmente en un mayor valor de las obras. Esta forma de realizar los ajustes fiscales afecta especialmente a entidades como el INVIAS, cuya función básica es invertir en construcción de carreteras. Del presupuesto total de INVIAS para 1997, el 80% estaba asignado a inversión. Los problemas de giro inoportuno de los recursos y de recortes arbitrarios del presupuesto podrían corregirse, asegurando una fuente estable de recursos para la entidad y estableciendo penalidades muy altas por su giro inoportuno<sup>7</sup>.

Estos problemas se originan en parte en deficiencias en la información técnica provista al constructor y malos diseños<sup>8</sup>, que dan lugar posteriormente a cambios sustanciales de estos y a la imposición periódica de obras adicionales; también se originan en el no pago oportuno de las obligaciones por parte del Gobierno y en los recortes que sufre el presupuesto a lo largo del año. Por el lado de los contratistas se ha observado por su parte una mala gerencia administrativa y financiera de los proyectos. Las empresas de construcción son en su mayoría pequeñas, con poco personal administrativo y financiero y con elevados activos fijos, y su objetivo central es depreciar estos activos, manteniéndolos en operación permanente, de manera que tienen incentivos a prolongar las obras. Acuden muy poco a los mercados financieros (las obras se financian inicialmente con los anticipos del Gobierno) y no utilizan mecanismos como el leasing, que les permitiría una utilización más eficiente del capital. (Sarmiento et al.1996).

Esta situación refleja en última instancia una mala distribución de riesgos de los proyectos entre el Gobierno y el contratista. En estos contratos los riesgos de sobre-costos y de retrasos son asumidos en su totalidad por el Gobierno. Ello genera unos incentivos entre los agentes que intervienen en la construcción (las entidades estatales, las empresas constructoras y los interventores) a cambiar permanentemente los diseños, introducir obras adicionales y en general a prolongar indefinidamente las obras, pues de esa situación se pueden beneficiar todos los involucrados. Se crea así un ambiente en donde todo puede estar sujeto a renegociación: los diseños, las especificaciones técnicas, los plazos, los costos y las obras adicionales. En ese ambiente la corrupción es bastante probable.

Las empresas se benefician también de su mayor poder de negociación durante la construcción, pues el costo político y económico para el Gobierno de terminar, a mitad de camino, los contratos de obra que muestran retrasos y sobrecostos, es mucho más alto que continuar las obras con el mismo contratista. Estas deficiencias de los contratos de obra podrían corregirse en parte introduciendo contratos de construcción llave en mano, con suficientes garantías, mecanismo que no ha sido sin embargo aceptado por los constructores, ni utilizado por el Gobierno en estos contratos.

La interventoría de las obras también es deficiente. A pesar de tener a disposición sistemas de multas y sanciones, no los emplean. Como sus honorarios dependen de la duración de las obras, no tienen incentivos para acelerar su ejecución (comisión del Gasto Público (1997)).

Estos problemas, sumados a las enormes deficiencias de la infraestructura vial nacional y a la escasez de recursos públicos para subsanarlas, hicieron de las concesiones viales una alternativa que merecía ser considerada. Las concesiones no sólo pueden atraer recursos adicionales al sector, sino también modificar la estructura de incentivos asociada con los contratos de obra pública, que induce retrasos y sobre-costos de construcción. También pueden garantizar una fuente estable de recursos para el mantenimiento de las carreteras.

Cabe mencionar sin embargo, la mayoría de las vías importantes del país tiene tráficos muy reducidos, lo que hace que el esquema de concesiones basadas en peajes tenga un alcance muy limitado. En algunas concesiones en donde los ingresos por peajes son muy inferiores a los necesarios para hacerlas rentables, el Gobierno ha complementado estos ingresos con aportes directos del presupuesto en la fase de construcción de las obras. Parte de estos recursos se recuperan posteriormente mediante el cobro del impuesto de valorización.

En la medida en que los aportes del Gobierno representen un alto porcentaje de los recursos necesarios para construir las obras, lo que distinguirá las concesiones de los contratos de obra pública es la distribución de los riesgos entre el Gobierno y el concesionario, en donde buena parte de los riesgos de retrasos y sobre-costos son asumidos por el concesionario. La capacidad del Gobierno para reforzar el contrato en este aspecto determinará en gran medida que el resultado final sea diferente del obtenido con los contratos de obra pública. Si los aportes del Gobierno no están acotados (el Gobierno los va aumentando a medida que se van desarrollando las obras), en poco se distinguirán los contratos de obra de los contratos de concesión.

## **2. Cambios en el marco institucional y legal para el desarrollo de la infraestructura vial**

Desde 1992 se inició un proceso de reformas de la estructura institucional y del marco legal para el desarrollo de las carreteras en Colombia. El decreto 2171 de 1992 convirtió al Ministerio de Obras Públicas en Ministerio de Transporte. También reestructuró al fondo vial Nacional, convirtiéndolo en el Instituto Nacional de Vías – INVIAS- y haciéndolo responsable de la red troncal y transversal, y ordenó la liquidación del Fondo Nacional de Caminos Vecinales (una entidad creada en 1960) en un plazo máximo de tres años. El decreto

mencionado también ordenó la liquidación de los distritos de obras públicas que existían en el Ministerio de Obras en un término máximo de tres años. Además, las normas facilitaron la inversión privada mediante el sistema de concesiones.

La Ley 60 de 1993 redefinió las competencias de los diversos niveles de gobierno en la construcción y mantenimiento de carreteras, quedando el INVIAS a cargo de la red troncal y los departamentos a cargo de las vías restantes. La Ley 105 de 1993 ordenó la transferencia a los departamentos de 13 mil Kms de la red secundaria originalmente a cargo del INVIAS. De la red terciaria (caminos vecinales), inicialmente de competencia de los municipios, se transfirieron 7025 Kms. a los departamentos, mientras que los 15.950 restantes quedaron a cargo del Fondo Nacional de Caminos Vecinales, entidad que fue revivida y reorganizada mediante el decreto 2128 de 1995. A esta entidad del orden nacional se le asignó la construcción de nuevas vías y la rehabilitación de los cerca e 16 mil Kms., que deben retornarse a los departamentos cuando estos tengan la capacidad de atenderlos, sin fijarse plazo para ello.

El INVIAS se organizó como un establecimiento público del orden nacional con autonomía administrativa y patrimonio propio y adscrito al Ministerio de Transporte (anteriormente Ministerio de Obras Públicas).

La Ley 188 de 1995, que consolidó la descentralización vial, obligó al INVIAS a entregar a los departamentos la red de vías secundarias, conformadas por 13.052 kms. de carreteras (Cuadro 37), de los cuales 9.596 kms. están sin pavimentar y el resto está pavimentado. De esta forma el INVIAS quedaría a cargo tan sólo de la red troncal y transversal nacional. En ese mismo año culminó el proceso de estas vías. Los departamentos no cuentan sin embargo con la capacidad técnica y financiera, ni con la estructura administrativa para atender estas vías. Mostraron interés inicial en estas solamente en razón de los recursos del Presupuesto Nacional que las acompañaban, de \$4 millones por km. (US\$500 mil/km.), según lo contemplado en la Ley, y de que podían obtener recursos complementarios del Fondo de Cofinanciación de Vías.

En la práctica, además, la descentralización no opera todavía en forma completa, pues en el presupuesto de INVIAS se ha tendido a incluir partidas presupuestales con destinación a las redes secundaria y terciaria que no habían sido solicitadas por INVIAS. Estos recursos son entregados a los entes territoriales mediante “convenios intreradministrativos” para la realización de obras específicas y su ejecución no tiene supervisión por el Instituto. Estos contratos han presentado graves problemas de cumplimiento.

El INVIAS tiene como objetivo ejecutar las políticas y proyectos relacionados con la infraestructura de la red vial nacional. El instituto contrata y supervisa la ejecución de las obras de su competencia y dirige y supervisa la elaboración de los proyectos para el análisis, liquidación y cobro de las contribución nacional de valorización, causada por la construcción y mejoramiento de la infraestructura de transporte a su cargo. El INVIAS se financia con recursos del presupuesto nacional y fuentes propias, provenientes del impuesto de valorización y del cobro de peajes.

Simultáneamente con la reestructuración institucional, se modificó el marco legal de los contratos públicos mediante tres leyes expedidas en 1993: la Ley 80 (Estatuto General de Contratación Administrativa), la Ley 105 (Ley del Transporte) y la Ley 99 (Ley del Medio Ambiente). La primera norma definió el contrato de concesión como un contrato tipo, y estableció la obligación de mantener el equilibrio económico y financiero de los contratos, un principio que había sido incorporado previamente en algunas normas legales, pero que tan sólo fue desarrollado en esta ley en forma sistemática. La segunda norma introdujo la facultad de otorgar garantías a los concesionarios con cargo al Presupuesto Nacional y la posibilidad de delegar en este o

en terceros el proceso de adquisición de predios. La tercera creó el Ministerio del Medio Ambiente, definió políticas generales de protección y conservación ambiental, y estableció la licencia ambiental.

### 3. Infraestructura vial y desarrollo de las concesiones

Colombia disponía en 1997 de una red vial de aproximadamente 102.8 mil Km. de longitud (Cuadro 37). Con anterioridad a la Ley 60 de 1993 cerca del 50% de la red era responsabilidad de la Nación y el otro 50% de los entes territoriales. En la actualidad 13.449 Km. (13.1%) corresponden a la red troncal a cargo de la Nación, 73.461 Km. (71.4%) a la red secundaria a cargo de los departamentos y 15.950 Km. (15.5%) a la red de vías rurales a cargo del FNCV. Del total de vías del país, tan solo el 14.9% está pavimentado. Esto lo convierte en uno de los países con peor infraestructura vial de América Latina. La cobertura de las carreteras en Colombia es de alrededor de 100 metros/km.<sup>2</sup>, ocupando el penúltimo lugar en América Latina (el promedio latinoamericano es de 118 mts./km<sup>2</sup>). Colombia dispone de 310 kms. de carreteras pavimentadas por millón de habitantes, frente a 1.059 kms. de Costa Rica, 858 de Argentina y 820 kms. de México.

A pesar de las deficiencias en cobertura y calidad de la infraestructura vial, en Colombia predomina el transporte por carretera. En 1997 el 95% del transporte de pasajeros y el 92% del transporte de carga fueron atendidos por el transporte por carretera y los porcentajes restantes fueron cubiertos por el transporte aéreo, con la excepción importante del transporte de carbón, en el que se concentra casi que exclusivamente el sistema ferroviario. El transporte fluvial por su parte es prácticamente inexistente. El transporte se concentra además en la red de troncales, transversales y accesos a las ciudades capitales, que moviliza el 50% de los vehículos - km. En los accesos a Bogotá el tráfico es de 40.000 vehículos/día.

El esquema de concesiones empezó su aplicación en Colombia en 1994. El gobierno estableció un Plan Vial 1995-1998 que contemplaba la construcción y pavimentación de 2.228 km. y la rehabilitación de 2.234 km. de las redes troncal y transversal por el esquema de concesiones. En su primera etapa (“primera generación de concesiones”) INVIAS adjudicó 13 proyectos con un costo de US\$830 millones, que comprendían la construcción de 306 km. y la rehabilitación de 1.220 km. (ver Cuadro 38).

**Cuadro 37**  
**RED VIAL COLOMBIANA<sup>9</sup>**

TIPO DE RED	LONGITUD (Kms)
TRONCAL Y TRANSVERSAL NACIONAL	13.449
• Pavimentada	9.532
• Sin Pavimento	3.917
SECUNDARIA	73.461
Transferida por Invías	13.052
• Pavimentada	3.456
• Sin Pavimento	9.596
Departamental	53.384
• Pavimentada	2.370
• Sin Pavimento	37.779
• En Tierra	13.235
Transferida por FNCV	7.025
TERCIARIA (RURAL)	15.950
TOTAL	102.860

Fuente: Roda (1997).



**Cuadro 38**  
**PRIMERA GENERACION DE CONCESIONES VIALES (JUNIO 1998)**

PROYECTO	R 1) (Km)	C 2) (Km)	O & M 3) (Km)	Retraso (meses)	Costo \$ MM 1998	Sobre-Costos (%)	
						Obra	Predios
Santa Marta - Riohacha - Paraguachón	170		250	4	\$72.369	47	
Barranquilla - ciénaga	62		62	N.D	\$41.551	N.D.	N.D.
Cartagena - Barranquilla	109		109	3	\$20.066	1	
El Cortijo - La Punta - ElVino	31	16	31 6)	4	\$47.154	23	2
Desarrollo Vial Norte de Bogotá	46	48	48 6)		\$129.097	(31)	58
Los Patios - Guasca/El Salitre - Briceño	53		53	1,5	\$13.646	44	
Bogotá - Cáqueza - K55	21	34	49		\$139.299		
Carreteras Nacionales del Meta	177		177	4	\$70.111	21	3
Buga - Tuluá- La Paila	60	60	60 6)	32	\$129.838	27	
Fontibón - Facatativá - Los Alpes	41	26	41 6)		\$110.287	(15)	16
Neiva - Espinal - Girardot	150	12	162		\$581.598	(22)	1
Desarrollo Vial Oriente de Medellín	195	52	349		\$146.897	N.D.	N.D.
Armenia - Pereira - Manizales	105	58	N.D.				
<b>TOTAL</b>	<b>1.220</b>	<b>306</b>	<b>1.211</b>		<b>\$1.501.913</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

1) R= Rehabilitación.

2) C= Construcción Nueva.

3) O & m = Operación y Mantenimiento

Fuente: INVIAS; Hidalgo (1997)

En la fase de operación, los concesionarios quedarán a cargo del mantenimiento de 1.375 km., aproximadamente el 10% de la red vial a cargo de la Nación. A junio de 1997 se habían rehabilitado 660 km. (56% del total) y terminado 44 km. de construcción nueva (16% del total), con inversiones por \$360 mil millones. Como se puede observar, el alcance del proceso ha sido bastante limitado.

Las concesiones han sido otorgadas a consorcios conformados por lo general por empresas colombianas de construcción y corporaciones financieras (que en Colombia son las entidades que en el pasado se habían especializado en el crédito de largo plazo); en algunos casos ha habido participación de empresas extranjeras (españolas y brasileñas primordialmente) en estos consorcios (Cuadro 39). La financiación de la construcción ha corrido por cuenta de entidades financieras colombianas, aunque en algunas obras las filiales de bancos extranjeros han provisto una parte pequeña de los recursos financieros.

La única evaluación económica (y social) de las concesiones viales realizada hasta la fecha (Hidalgo (1997)) muestra resultados relativos favorables en términos de reducción del tiempo de ejecución de las obras y disminución de sobrecostos de construcción. Las cifras muestran que el tiempo de ejecución y el costo final de los proyectos han sido mucho menores que bajo esquemas de contratación directa (Cuadro 38).

El retraso promedio de los proyectos en concesión ha sido de 17 meses, frente a 3.5 años para los proyectos contratados en forma directa por la Nación. Los mayores retrasos se han presentado en la vía Buga-Tuluá-La Paila (32 meses) y en Bogotá-Cáqueza-K55 (28 meses). En el primer caso el retraso se debió a demoras en la concertación comunitaria y dificultades en la consecución de financiación para la segunda fase del proyecto (Tuluá-La Paila). En el segundo caso, que se considerará en la sección siguiente, la demora ha sido causada por cambios sustanciales en los diseños, los cuales se encontraban a nivel preliminar (fase II), así como problemas con la adquisición de predios y obtención de licencias ambientales.

Los proyectos presentan sobrecostos de 40% en promedio, frente a 300% en proyectos por contratación directa. A pesar de que estos sobrecostos son mayores al promedio internacional en construcción de carreteras, la reducción es de todas formas impresionante. Los mayores costos de las concesiones provienen de obras civiles (58%), predios (40%) y otros conceptos, tales como la interventoría (2%). Los

incrementos a los costos de las obras civiles son el resultado de mayores cantidades de obra por cambios en los diseños de preliminares (fase II) a definitivos (fase III), y de obras adicionales incluidas después de ser otorgada la concesión. El ajuste por cambio de diseño comprende el 57% de los mayores costos de construcción mientras las obras adicionales comprenden el 43% restante.

**Cuadro 39**  
CARACTERISTICAS DE LOS CONCESIONARIOS Y ENTIDADES DE CREDITO QUE FINANCIAN LAS CONCESIONES

PROYECTO	CONCESIONARIO	ASOCIADOS	ENTIDADES DE CREDITO
Santa Marta - Riohacha - Paraguachón	Concesión Santa Marta - Paraguachón S.A.	Odinsa-J. Gerlein-Corfigan	Banco Ganadero- Caja Agraria-Bancafé-Banco del Estado-Banco Cooperativo-Latincorp-Corfiunión Corfinorte-Corfidesarrollo-ING Bank-Corfigan
Barranquilla - ciénaga	Consortio Ciénaga - Barranquilla	E. Universal- C. Tcherassi J. Gerlein	Bancoquia
Cartagena - Barranquilla	Consortio Vía al Mar	E. Navarro-Consultores del Desarrollo	Banco de Colombia
Bogotá- El Vino	Concesión Sabana de Occidente S.A.	M. Huertas-Concey-Icein-Aguilar-Pav. Colombia Corfigan-E. Técnicos	Banco Ganadero- Caja Agraria-Bancafé-Banco del Estado-Banco Cooperativo-Banco Uconal-Latincorp-Corfiunion-Corfinorte-Corfidesarrollo-Corficaldas- ING BANK
Desarrollo Vial Norte de Bogotá	Unión Temporal	Topco-E. Universal-C. Tcherassi-Civilia-Wackenhut-Colseguros Enfaseguros-IFI-Cano Jiménez-Corfitolima Fiduestado	Bancafé - Banco del Estado - Banco Cooperativo - IFI - Progreso - Corfes - Corfitolima - Colvalores - Finesarrollo - Multileasing - ING Bank.
Los Patios - Guasca/El Salitre - Briceño	Consortio La Calera	Cromas-Incoequipos Consultoría-Colombiana Corfidesarrollo	Latincorp-Corfiunion-Corfidesarrollo-Banco Tequendama- Banco de Colombia.
Bogotá - Cáqueza - K55	Concesión Vial de los Andes S. A.	Corfiandes Dragados y Construcciones (España)	Caja Agraria-Banco de Bogotá-Banco de Occidente Corporación Financiera Santander-Corporación Financiera del Norte - Bancafé.
Carreteras del Meta	Concesión Carreteras Nacionales del Meta S.A.	Odinsa Corfigan	
Buga - Tuluá- La Paila	Proyectos de Infraestructura	Conciviles-Corfivalle Peajes-Central/Seg.- Ferrovial (España)	N.D.
Bogotá- Los Alpes	CCFC S.A.	Ferrovial (España)- Conconcreto-Corfivalle-Colcorp-Alvaro Mantilla	Corfivalle - Banco de Colombia- Corporación Andina de Fomento - fundación FES - Bancafé - Bancafé Panama - BCH.
Neiva - Espinal - Girardot	Consortio Luis Solarte Carlos Solarte	Luis Solarte-Carlos Solarte	Banco Anglo Colombiano -Banco Extebandes - Lloyds Bank
Desarrollo Vial Oriente de Medellín			

Algunos de los aspectos de las concesiones de “primera generación” que originaron sobrecostos y retrasos se intentaron corregir en las concesiones de “segunda generación”, cuyo proyecto piloto fue el proyecto El Vino-Tobía Grande - Puerto Salgar, que se examinará en una sección posterior.

En las secciones que siguen se examinan dos casos de concesiones, uno correspondiente a la primera generación (Bogotá- Villavicencio) y el otro a la segunda generación (El vino- Puerto Salgar). Con ello se pretende ilustrar acerca de los problemas que han surgido en su desarrollo.

#### 4. Primera generación de concesiones viales: carretera Bogotá -Villavicencio

La vía original, que une la capital del país con zonas agrícolas y ganaderas de gran importancia que la abastecen, tiene un trazado sinuoso y de alta peligrosidad, presenta derrumbes permanentes y exige unos gastos de mantenimiento considerables (del orden de US\$30-US\$35 millones por año). Estos factores determinaron la decisión de hacer un nuevo trazado. La nueva vía se consideró como el proyecto piloto de la

primera generación de concesiones viales. En el año 1993 el gobierno nacional dio viabilidad al proyecto, por medio del Documento Conpes No. 2654. En ese documento la vía, con una longitud de 92 kms., estaría terminada en su totalidad en 1996, con un costo de construcción estimado de \$191.9 mil millones (pesos de junio de 1994).

El proyecto contemplaba dos fases, una de construcción y una segunda de operación y mantenimiento. Para la construcción se dividió la carretera en tres tramos. El tramo I, entre el Km. 8+000 al Km. 39+200, se desarrollaría por concesión. El concesionario seleccionado sería el mismo que se encargaría posteriormente de la operación y el mantenimiento de toda la vía. Su costo sería de \$75.8 mil millones, equivalente al 40% del valor total del proyecto. Del Km. 39+200 hasta Villavicencio (tramos II y III), la construcción se realizaría por el sistema de licitación con recursos del INVIAS, con un costo estimado de \$116.1 mil millones.

Dentro del contrato de concesión, el concedente otorgó garantías al concesionario, tales como tope máximos de sobrecostos de construcción, ajuste de tarifas de peajes y tráficos mínimos. El concesionario, mediante la constitución de un fideicomiso con un contrato de fiducia mercantil, debía constituir un patrimonio autónomo que sirviera de eje para la captación y administración de todos los recursos necesarios para la financiación, construcción y operación del proyecto.

En la fase de construcción se generaron innumerables inconvenientes, que se han traducido en mayores valores por modificaciones de las condiciones iniciales, sobrecostos y demoras en la entrega de la vía. Una de las razones de esto fue que el proyecto se inició con estudios y diseños fase II (prefactibilidad), deficientes términos de referencia y contratos amplios y generales, que dieron pie para todo tipo de modificaciones.

#### 4.1 Evolución de la Concesión del Tramo I

A la licitación de este tramo, que se declaró desierta, se presentaron dos firmas, el consorcio ICA (de México)-CORFIGAN-ODINSA y el consorcio DRAGADOS Y CONSTRUCCIONES (de España)-Corporación Financiera de los Andes. En la convocatoria a participar en la contratación directa participaron estas dos mismas firmas. Una vez presentadas las propuestas económicas, el tramo fue concesionado a la segunda firma, cuyo consorcio tiene el nombre de Concesionaria Vial de los Andes (Coviandes). Para ello se firmó el contrato de concesión No. 444 de agosto 2 de 1994, en el que se estableció un plazo de entrega de las obras de 22 meses.

Las obras son de construcción y rehabilitación, e incluyen la construcción de un túnel (El Boquerón) con una longitud de 2.325 kms. y la construcción de un tramo de carretera, la variante de Cáqueza, con una longitud de 9.6 kms., con recursos del INVIAS. La etapa de operación duraría 178 meses, desde la fecha de recibo de las obras del primer tramo hasta la fecha de reversión a la Nación. El tramo tenía un valor inicial de \$70.607 millones, para un tiempo de ejecución hasta septiembre de 1999.

Coviandes se comprometió a realizar los estudios y diseños definitivos de las obras de rehabilitación y construcción y la operación y mantenimiento del tramo Bogotá-Km. 55+00 y la operación y mantenimiento del tramo Km. 55+300 a Villavicencio. Debido a que el proyecto se inició con estudios de prefactibilidad, se generaron retrasos relacionados con el otorgamiento de la licencia ambiental, la adquisición de predios y los costos de las obras básicas, que demoraron 15 meses la iniciación de la obra. Ello obligó a firmar un acta modificatoria en mayo 28 de 1996, que extendió por 17 meses más el plazo de construcción.

En el transcurso de la concesión se redujo la longitud del tramo concesionado, que inicialmente comprendía del Km. 0+00 al Km. 55+00 y posteriormente se modificó para comprender del Km. 8+00 al Km.

39+200. A pesar de la reducción, las sumas pactadas para la operación y mantenimiento no se disminuyeron proporcionalmente. También se amplió el plazo de operación y mantenimiento de 178 meses a 196 meses, terminándose la concesión el 26 de septiembre del 2013, tres años después de la fecha estipulada en el contrato original.

#### 4.2 Resultados del contrato de construcción del tramo II (KM. 55+300 AL KM.87+500)

Este tramo, en el que las obras a realizar eran de rehabilitación de la vía, fue adjudicado inicialmente a la firma brasilera Andrade Gutiérrez Constructora S.A. mediante los contratos de obra pública No. 290 y 291 de 1994, por la modalidad de precios unitarios. Los plazos acordados para entrega de las obras fueron el 30 de abril de 1997 (contrato 290/94) y el 31 de diciembre de 1997 (contrato 291/94).

El contrato fue liquidado de común acuerdo antes de su terminación, el 18 de abril de 1997, tan sólo 12 días antes de la fecha límite para las obras pactadas de uno de los dos sectores. La firma contratada se retiró por razones de seguridad, pues algunos de sus ingenieros habían sido secuestrados por la guerrilla. En esa misma fecha el INVIAS solicitó a tres empresas constructoras cotizaciones para culminar las obras. En abril 22 de 1997 el INVIAS declaró la “urgencia manifiesta” y contrató con la firma Inconstruc Ltda., sin definir precios, la terminación de las obras en un plazo no mayor de 9 meses, que se vencían el 23 de enero de 1998. El INVIAS concedió una prórroga de 2 meses adicionales para su terminación.

Las obras finalmente se entregaron en abril, pero con defectos en la capa de rodamiento. Se iniciaron conversaciones con el contratista en septiembre, con el fin de que las entregara en mejor estado; en caso de renuencia, se aplicaría la cláusula de incumplimiento de calidad, prevista en el contrato.

#### 4.3 Construcción del tramo III (KM. 87+512 a la Intersección Villavicencio - Acacías)

Las obras son de construcción y rehabilitación e incluyen la construcción de dos túneles (Bijagual y Buenavista, de 185 mts. y 4.519 mts. respectivamente) a pocos kilómetros de Villavicencio. Fue adjudicado a la firma Recchi y Grandi Livori Fincosit, mediante el contrato 403 de agosto 5 de 1994, para ser terminado y entregado el 21 de octubre de 1997. El plazo se prorrogó un mes, y posteriormente (enero de 1998) se declaró la terminación del contrato. La obra se entregó con una ejecución acumulada en infraestructura del 54% de las metas y en superestructura del 46.7%. Sin embargo, en ningún momento se impusieron multas por retrasos en las obras e incumplimientos parciales, ni se declaró la caducidad del contrato.

El retraso de la obra se origina principalmente en el túnel de Buenavista, que se entregó con una ejecución del 47%. El túnel tiene 5 Kms. Y está ubicado a la llegada a Villavicencio. En febrero de 1998, el INVIAS declaró la urgencia manifiesta y contrató en forma directa a la firma Conconcreto en marzo de 1998 para la terminación de este túnel. Se ha previsto entregar la obra en el primer semestre del 2001. La variante de Pipiral, que debe tomar al menos dos años para ejecutarse, no se ha contratado todavía.

En síntesis, comparado con los contratos iniciales de la vía, incluyendo la concesión, que tenían un valor total de \$363.307 millones, se ha pasado a un valor de \$499.856 millones, lo que representa un incremento del 38%, por lo cual el Estado ha tenido que aumentar sus aportes en un 60%. La obra además ha sido ejecutada hasta la fecha en un 50%. Estimaciones de la Cámara de Comercio, que realiza la veeduría del proyecto, indican que los sobre-costos serán como mínimo equivalentes al 100% del monto estimado inicialmente.

El proyecto incluía el montaje de tres (3) estaciones de peaje, denominadas el Antojo, Cáqueza y Pipiral, definidas en el contrato de concesión No. 444 de 1994. Durante la construcción de la vía se aplicarían en estos peajes las tarifas definidas por el Ministerio de Transporte. Con la entrega de los tramos al

concesionario, las tarifas serían las establecidas en la Resolución 016193 de 1993. En el peaje del Pipiral las tarifas de concesión se aplicarían con la entrega del tramo III.

Los retrasos en la entrega del tercer tramo obligaron al Estado a hacer desembolsos al concesionario, con el fin de mantener el equilibrio financiero del contrato. El INVIAS trató de trasladar estos sobre-costos a los usuarios de la vía, mediante incrementos en las tarifas de peajes, sin haberse culminado las obras. Se ha intentado cobrar los peajes en la estación de Pipiral a tarifas de concesión, por una vía que los usuarios recibirán terminada probablemente tan sólo en el 2006. Este peaje corresponde al tramo Cáqueza-Villavicencio (Km. 55+300 hasta la intersección Villavicencio-Acacias). Se ha pretendido cobrar sobre el total del tramo, cuando tan sólo se ha entregado el 62% de este (Km. 55+300 al Km. 87+500).

Con las actas de mayo 28 de 1996 y de marzo 12 y junio 27 de 1997 se modificaron sucesivamente las fechas de cobro en las estaciones de peaje, sin considerar la terminación de las obras. Mientras que en el contrato 444 de 1994 los peajes se aplicarían a cobrar a tarifa de concesión en noviembre de 1995 en el Antojito y en noviembre de 1996 en Cáqueza y Pipiral, una vez culminadas las obras, en la última acta (junio 27 de 1997) las fechas se trasladan a octubre de 1999 en el Antojito, diciembre de 1998 en Cáqueza y marzo de 1997 en el Pipiral, a pesar de no haberse terminado las obras. Para el peaje de Pipiral se acordó cobrar la tarifa del Ministerio entre marzo 1 de 1997 y julio 31 de este mismo año, y la tarifa de concesión entre el 1o. de agosto de 1997 y el 1o. de agosto del 2013.

Debido a la oposición de los usuarios y las comunidades relacionadas con la obra, no ha sido posible cobrar tarifas de concesión en este último tramo, debiendo sin embargo el INVIAS cancelarle al concesionario la diferencia entre la tarifa del Ministerio y la de concesión (equivalente a \$17.9 millones diarios aproximadamente). Con la comunidad de los Llanos se llegó finalmente a un acuerdo en diciembre de 1997, que establece que en el momento en que las obras del segundo tramo estén terminadas se aplicará un reajuste en las tarifas del peaje del Pipiral, reajuste que en promedio sería del 62%. La demora en las negociaciones con el contratista del segundo tramo, para que este entregue en buen estado las obras, ha aplazado la entrada en vigencia de las nuevas tarifas.

Según los últimos cálculos realizados en noviembre de 1998, la vía terminará costando dos veces más del valor al que originalmente se contrató. En 1994 la vía se contrató en \$140 mil millones (US\$160 millions of 1994) y terminará costando \$500 mil millones (US\$320 millions of 1998). Se terminaron contratando siete nuevas firmas para que desarrollen los trabajos que en un principio se habían acordado con sólo tres empresas. Después de 4 años de iniciado el proyecto, está ejecutado en un 60%.

A la firma concesionaria original se le canceló el contrato debido a que estaban sufriendo retrasos excesivos e injustificados y estaban aumentando injustificadamente los costos, en especial del túnel de Buenavista, encomendándose a Concreto la terminación de la obra. En el tercer tramo se presenta en la actualidad un atraso del 30% en la construcción del túnel de acuerdo con el cronograma. Concreto, la firma contratada este año, ha mantenido sin embargo su compromiso de entregar la obra a mediados del 2001.

El primero de diciembre de 1998 el concesionario asumiría el manejo del segundo tramo, donde se encuentra ubicado el peaje del Pipiral, y empezaría a cobrar las nuevas tarifas en ese peaje, que tendrían un aumento promedio del 55% y cobijarían a todos los tipos de vehículos.

Los costos finales del túnel de Buenavista todavía son inciertos, debido a que se han ido encontrando durante su construcción graves problemas geológicos. El INVIAS debe asumir los costos de resolver

problemas geológicos no previstos en este túnel. Además, resolver los problemas de ventilación del túnel le puede costar al INVIAS alrededor de US\$25 millions.

Después de la salida de las empresas brasileña e italiana, estas reclamaron sumas importantes por indemnizaciones al INVIAS. La demanda de Rechi Grandi le puede costar al INVIAS alrededor de \$55 mil millones (US\$35 millions) si se pierde. Las reclamaciones de Andrade y Gutiérrez por cuentas pendientes son su parte de alrededor de \$10 mil millones (US\$6 millions).

## **5. Los ajustes al esquema: la segunda generación de concesiones**

El proyecto Bogotá-Villavicencio ilustra muy bien algunos de los problemas de diseño de la primera generación de concesiones. Entre estos se pueden mencionar:

- Deficiencias en la información técnica y en los estudios de ingeniería;
- Cambios sustanciales en los diseños e imposición periódica de obras adicionales;
- Estimación superficial de costos y gastos;
- Problemas en la consecución de predios;
- Problemas legales en la obtención de permisos gubernamentales, en especial de la licencia ambiental;
- Resistencias de las comunidades locales; y,
- Metodologías inadecuadas en los estudios de tráfico y tarifas.

Estas deficiencias llevaron al gobierno (con apoyo del Banco Mundial) a introducir algunos correctivos, que debían ser incorporados en la totalidad de los proyectos de “segunda generación”. En primer lugar, se acordó realizar estudios de fase III previos a la apertura de la licitación, con el propósito de disminuir la incertidumbre en los costos de construcción y en las afectaciones prediales y estimar en forma mas precisa los riesgos a que estaría expuesto. Realizar estudios de fase III significa que los estudios de ingeniería deben ir acompañados de estudios de tránsito e ingresos, afectación predial, impacto ambiental, valorización y estudio de factibilidad financiera.

Como se dispondría de diseños definitivos antes de la apertura de la licitación, se podrían adelantar los procesos de avalúo y adquisición de predios, con el fin de que el concesionario cuente con los terrenos necesarios al momento de iniciar los trabajos. Para ello se creó en INVIAS la Subdirección del Medio Ambiente, a la cual se encargó el adelantar los procesos de negociación con los propietarios. El INVIAS también se haría responsable de la obtención de las licencias ambientales. Con respecto a los estudios tránsito, se acordó contratar firmas internacionales para su ejecución, con el fin de incorporar metodologías modernas y confiables y reducir la incertidumbre en relación con esta variable.

**Cuadro 40**  
**COSTOS BÁSICOS DE CONSTRUCCIÓN VÍA BOGOTÁ-VILLAVICENCIO**  
 Precios en millones de pesos de junio de 1994

T R A M O	CONTRATO No	TIPO DE CONTRATO	CONTRATISTA	CONDICIONES				MODIFICACIONES				CONDICIONES	
				FECHA DE INICIACIÓN	FECHA DE TERMINACIÓN	PLAZO MESES	VALOR BÁSICO	PRÓRROGA		VALOR	% DE MODIFICACIÓN DEL VALOR INICIAL		PLAZO ACTUALIZADO MESES
								FECHA FIRMA	PLAZO				
1	444-94	CONCESIÓN	COVIANDES S.A.	(1) 26-Jul-98		207 (2) 39	(3) 70.825,5	26-May-96	6-Sep-2013	5.085,80	(4) 25,5	39	
	423-96	INTERVENTORIA PROVISIONAL	CONSULTORIA COLOMBIANA	26-Jul-96	26-Nov-96	4	47,61 2.203,35		23-Feb-97	20,84 67,38	43,8	7	
	074-97	INTERVENTORIA DEFINITIVA	RESTREPO Y URIBE LTDA.	19-Mar-97	Dic 18/99	33	2.251,16					33	
	V A R I A N T E (5)	135-7	CONSTRUCCIÓN	MURILLO LOBO GUERRERO	12-Jun-97	11-Ago-98	14	11.901,6					14
		178-97	INTERVENTORIA	CONCERCAR	12-Jun-97	11-Oct-98	17	715,90					16
2	290-94	CONSTRUCCIÓN PRIMER SECTOR	ANDRADE GUTIÉRREZ S.A.	18-Jul-94	30-Jun-96	23,6	12.921,3	20-Jun-96 30-Oct-96 29-Nov-96	30-Oct-96 30-Nov-96 30-Abr-97	1.513,29 5.123,78 6.637,07	51,4	33	
	291-94	CONSTRUCCIÓN SEGUNDO SECTOR	ANDRADE GUTIÉRREZ S.A.	5-Ago-94	30-Jun-96	23,2	17.536,3	20-Jun-96 31-Dic-96 15-Feb-97	31-Dic-96 15-Feb-97 31-Dic-97	1.226,42 992,23 3.840,57 6.059,22	34,6	32	
	151-97	CONTINUACIÓN CONSTRUCCIÓN	INCONSTRUC. LTDA.	23-Abr-97	23-Ene-98	9	9.356,78					9	
	51-94	INTERVENTORÍA	INGETECS.A.	2-Sep-94	2-Mar-96	18	2.803,09	29-Feb-96 7-May-96 6-Ago-96	9-May-96 9-Ago-96 9-Oct-96	308,64 658,48 320,82	138,3	41	
3								8-Oct-96 30-Ene-97 29-Jul-97	30-Ene-97 31-Jul-97 28-Feb-98	622,39 962,13 1.005,17 3.877,63			
	403-94	CONSTRUCCIÓN	RECCHI S.P.A.	21-Abr-95	21-Oct-97	30	40.029,7			3.663,74	9,2	30	
	535-94	INTERVENTORÍA	COYNE & BELIJER	15-Oct-94	15-Apr-97	30	4.821,36	15-Abr-97	15-Nov-97	696,17 1703,74 2399,91	50	37	

Se estableció además un nuevo esquema de garantías, que refleje la complejidad de las obras. En la primera generación de concesiones viales se otorgaron garantías de coberturas de riesgos de construcción, comerciales y regulatorias y se dejó en manos de los concesionarios la adquisición de predios y la consecución de las diferentes licencias, incluida la licencia ambiental. En la segunda generación de las garantías se limitaron al 20% para proyectos de construcción nueva y a 10% para construcción de segunda calzada, eliminándose para los proyectos de rehabilitación. De esta forma se redujeron también los riesgos asumidos por el Gobierno y en consecuencia las implicaciones fiscales de las garantías

Adicionalmente, se limitaron en el tiempo las garantías de ingreso mínimo. Se introdujo además el concepto de ingreso esperado por el concesionario como método para seleccionar el concesionario, un método que parece generar incentivos mas apropiados (ver recuadro). Una vez que el concesionario obtiene este ingreso, la concesión revierte al estado. El plazo máximo para obtener este ingreso se fijó en 25 años.

**Ventajas y Desventajas del Criterio de Least Present Value of Revenues (LPVR) para la Selección del Concesionario en comparación con las Concesiones a Término Definido**

En Colombia las concesiones de la primera generación eran a término definido, mientras que en la segunda generación se permite extender el plazo en forma limitada, si los peajes no generan ingresos que le garanticen una rentabilidad mínima al concesionario. Las concesiones a término definido exponen a los inversionistas a riesgos comerciales excesivos, que estos no querrán asumir sin que se les ofrezcan garantías gubernamentales. Además, hacen difícil determinar un nivel justo de compensación al concesionario en caso de terminación anticipada del contrato o de modificación de este. El otorgamiento de garantías tienen entre otros los siguientes efectos negativos: 1. Reducen los incentivos a desempeñarse eficientemente y a descartar proyectos con valor presente neto negativo (“elefantes blancos”); 2. Estimulan el lowballing; 3. Aumentan los incentivos a renegociar el contrato.

El método de LPVR, que se ha propuesto como alternativa a las concesiones a plazo fijo (Engel y Fischer (1997)), resuelve en parte estos problemas. De acuerdo con este método, las concesiones se otorgan a quien proponga el menor ingreso en valor presente. El método aumenta los incentivos a descartar elefantes blancos y desestimula el lowballing y las renegociaciones.

Entre las desventajas del método de LPVR se ha señalado que constituye otra forma de garantía gubernamental, con los mismos problemas que las garantías de ingreso en las concesiones a plazo fijo. El método mantiene los incentivos a renegociar, si la tasa de descuento para determinar el Valor Presente difiere del costo real del capital. Tampoco resuelve el problema de la existencia de incentivos reducidos a invertir en los últimos años de la concesión. El método además tampoco resuelve los problemas de liquidez que se podrían producir cada vez que los ingresos por peaje no alcanzaran para servir la deuda del proyecto. Para obviar estos problemas, el concesionario debería contratar deuda con largos períodos de gracia y servicio concentrado en los últimos años, términos que son casi imposibles de obtener.

Con el fin de resolver los problemas de liquidez que se pueden presentar al recurrir a las garantías gubernamentales durante el desarrollo de un proyecto de concesión, el INVIAS ha tramitado “vigencias futuras” con el Ministerio de Hacienda, mecanismo por medio del cual el Gobierno se compromete a apropiar en el presupuesto nacional durante los años que dura la concesión las partidas necesarias para cubrir las posibles necesidades de garantías. Este mecanismo sin embargo no proporciona liquidez inmediata a las garantías de la Nación.

El Banco Mundial facilitó una cobertura de liquidez, representada en un crédito contingente de esta entidad al INVIAS, que actúa como crédito puente desde el momento en que se hace efectiva la garantía hasta el momento en que el INVIAS puede desembolsar los recursos. También se limitaron las garantías de sobre - costos. El Banco Mundial ofreció también una garantía de riesgo parcial que cubre a los prestamistas del proyecto ante eventuales incumplimientos de las obligaciones por parte del INVIAS



A raíz de los conflictos con las comunidades por el cobro de valorización y por las alzas de peajes, el INVIAS decidió adoptar una estrategia de concertación con las comunidades, con el objeto de evitar en el futuro la paralización de las obras.

Finalmente, para lograr una adecuada promoción de los proyectos de concesión, se contrató una banca de inversión (Inverlink S.A. – Credit Suisse - First Boston) para la estructuración y mercadeo de la licitación pública del proyecto piloto El Vino-Puerto Salgar y se tiene previsto hacia el futuro contratar bancos de inversión para todos aquellos proyectos que por su monto de inversión así lo requieran.

Para la segunda generación de concesiones el INVIAS se fijó metas mucho más ambiciosas que para la primera generación, pues se incluyeron 27 proyectos con un costo de US\$4.230 millones, que implican la construcción de 1.819 kms. y la rehabilitación de 4.035 kms.

## **6. Concesión de la carretera El Vino-Tobía Grande-Puerto Salgar**

Las obligaciones básicas del concesionario en las concesiones de segunda generación son las de realizar el diseño definitivo del proyecto, financiarlo, construir la obra, recaudar los peajes y constituir un fideicomiso para la captación de los recursos necesarios para la ejecución del proyecto.

Entre las carreteras de la segunda generación de concesiones, la vía El Vino-Tobiagrande-Puerto Salgar-San Alberto es quizá la más importante para el país, pues conecta a Bogotá (y al centro del país) con la Troncal del Magdalena Medio y con la carretera Bogotá-Medellín, agilizando la conexión entre el centro y el norte del país y entre el centro y el occidente.

Para esta carretera se estableció un esquema de concesión mixta. El alcance del proyecto contempla: a) operación y mantenimiento del tramo El Vino-Intersección Tobía Grande-Villeta (51 Kms.); b) la rehabilitación, operación y mantenimiento del tramo Villeta-Honda (72 Kms.); c) la construcción, operación y mantenimiento del tramo Intersección Tobía Grande-Intersección Puerto Salgar (68.5 Kms.); y, d) la operación y mantenimiento del tramo Honda-La Dorada-San Alberto (380 Kms.). La extensión total es de 571.5 Kms., de los cuales 68 Kms. corresponden a obra nueva, 442 Kms. a mantenimiento y 60 Kms. a rehabilitación. El costo estimado de las obras es de US\$411 millones. Es una obra compleja, que incluye 20 Kms. de túneles, con un costo estimado de US\$244 millones y 3 Kms. de puentes.

A diferencia de los contratos de concesión de la “primera generación”, en donde el concesionario debía conseguir la licencia ambiental, en este contrato el INVIAS obtuvo la licencia antes de la iniciación de la etapa de ejecución del contrato. Igualmente el INVIAS se comprometió en el contrato a adquirir con anticipación el 95% de los predios necesarios para desarrollar las obras de construcción durante el primer año, so pena de enfrentar fuertes multas y la posibilidad de terminar el contrato.

El riesgo de inflación se ha cubierto con la indexación de tarifas al IPC. El riesgo financiero y comercial se cubrió por su parte otorgando la posibilidad de alargar la concesión más allá de los 20 años originalmente establecidos ( sin superar los 25 años), hasta que el concesionario obtenga el “ingreso” esperado”. Si transcurridos los cinco años no obtiene este ingreso, el Invias no le reconocerá ninguna suma adicional.

Los retrasos en el pago de los aportes del INVIAS al proyecto están sujetos al pago de intereses de mora. Los costos derivados de conflictos por propiedad de la tierra serán asumidos por el INVIAS. El riesgo de fuerza mayor es asumido por el concesionario e incluye huelgas, terremotos, incendios, inundaciones, etc. Los

riesgos de ataques terroristas, golpes de estado, etc., son asumidos por el INVIAS. Los riesgos de cambios de leyes relacionados con asuntos ambientales y con el cobro de peajes son asumidos por el INVIAS. Cambios de leyes distintas a las mencionadas son asumidas por el concesionario. Finalmente, se establecieron multas por incumplimiento de las obligaciones del concesionario muy elevadas.

La licitación constó de dos etapas, una precalificación efectuada en mayo de 1997 y el cierre de la licitación y la audiencia pública realizada el 14 de octubre de 1997. Las variables clave para la calificación de los oferentes eran la suma que se solicitaba como aporte público al proyecto, el ingreso “esperado” por el concesionario, y el monto de garantías requeridas. Para este proyecto la Nación estaba dispuesta a aportar hasta US\$285 millones.

Tan sólo se ofrecieron garantías de ingreso mínimo para el período 1998-2006 y se limitaron las garantías de sobrecostos a la construcción de los túneles. Adicionalmente se ofreció una garantía de liquidez del Banco Mundial

Se presentaron cuatro propuestas de consorcios internacionales, lo que puede considerarse como un logro importante. El consorcio ganador fue la Concesionaria del Magdalena Medio, conformada por empresas colombianas y españolas (encabezado por Sacyr – OCP Construcciones – IFI). Este consorcio hizo una oferta en la que solicitaba aportes de la Nación por US\$137.1 millones<sup>10</sup> y declinaba el uso de las garantías ofrecidas por esta. A cambio, exigieron el mayor valor esperado de los ingresos. La obra se financiaría en consecuencia con aportes de la Nación equivalentes a 1/3 de su costo y los 2/3 restantes por el concesionario. Se preveía la iniciación de las obras en julio de 1998.

Las firmas nacionales de ingeniería civil consideraron imposible la realización de esta obra bajo las condiciones ofrecidas por el ganador (Poder y Dinero (1997)). Estas firmas creen que para que la inversión sea rentable se requieren aportes de la Nación entre US\$240 y US\$260 millones.

Si el concesionario hizo “lowballing” para ganarse la concesión, con la expectativa de que después va a poder renegociar con el Gobierno las condiciones del contrato, es un resultado que está por verse, pero que es altamente probable.

Desde hace unos meses se vienen rumorando en los medios de comunicación que el concesionario tiene intenciones de solicitar modificaciones al trazado del proyecto. Algunas de estas modificaciones tendrían que ver con el cambio de algunos de los 15 túneles por dobles calzadas y la construcción del puente Colocolo, para atravesar el cerro de La Paz. INVIAS sostiene que estas alternativas, que no han sido propuestas, son viables, pero no dentro del contrato. La vía tendrá 6 peajes, cuatro de estos existentes y dos nuevos. Las obras se iniciaron en noviembre de 1998.

## **7. Factores que afectan la viabilidad de las concesiones viales**

Tres factores claves pueden afectar la viabilidad de las concesiones viales en Colombia:

- la escasez de recursos públicos para cubrir las garantías de ingresos
- los conflictos con las comunidades por el cobro del impuesto de valorización y los pronunciamientos del Consejo de Estado en contra del impuesto
- la oposición de las comunidades y los transportadores a las alzas de las tarifas de peaje

Debido a la reducción en el ritmo de crecimiento económico del país en los últimos dos años, el tráfico en las carreteras por concesión ha sido inferior al proyectado por el INVIAS. En estas condiciones el gobierno debe entrar a cubrir estas diferencias. Para el año 1999 se estimaron en \$70.000 millones (US\$40 millones de 1999) los recursos necesarios para cumplir estas obligaciones.

El director de Inviás anunció en septiembre de 1998 que era muy probable que INVIAS no contara en 1999 con recursos suficientes del presupuesto nacional para grantizar estos pagos. Reconoció también que las deudas del INVIAS con los contratistas ascendían en ese momento a \$100.000 millones (US\$70 millones) y que para 1999 no iba a disponer de recursos para nuevas inversiones, pues gran parte de los recursos ya estaban comprometidos mediante el mecanismo de vigencias futuras.

En la actual coyuntura de escasez de recursos públicos, es urgente valorar los pasivos contingentes asociados con garantías de ingreso mínimo y otras garantías de los proyectos de concesión vial, con el fin de tener una idea completa de los posibles costos futuros para el presupuesto nacional. La estimación por parte del Banco Mundial de estos pasivos para la Carretera El Cortijo-El Vino arrojó un valor de US\$4.5 millones.

Algunos propietarios de terrenos que iban a verse afectados con el cobro del impuesto de valorización por las obras de desarrollo vial del norte de Bogotá<sup>11</sup>, demandaron el impuesto ante el Consejo de Estado. En agosto de 1998 el Consejo se pronunció en primera instancia, impidiendo su cobro. El pronunciamiento se basó en dos argumentos: que a los beneficiados por la obra no se les notificó desde un comienzo que se les cobraría este impuesto; y que el impuesto no se incluyó dentro del contrato de concesión, como fuente de financiación. El pronunciamiento no sólo evidenció una vez más el completo desconocimiento por las cortes colombianas de los principios económicos básicos; arrojó también sospechas sobre la conducta colusiva de los órganos de poder público, pues algunos congresistas se benefician con la decisión del Consejo.

El Ministro de Transporte y el director del INVIAS interpusieron recurso de súplica ante el Consejo de Estado, buscando que el fallo fuera reconsiderado, pues consideran que hubo una interpretación equivocada. Según el periódico El Tiempo (septiembre 7 de 1998), el recurso de súplica argumentaba así: “Una cosa es la forma de pago del contrato de concesión, a través del cual las entidades públicas pueden pactar concesiones de peaje, valorización, tasas, etc... y otra cosa muy distinta es la causa jurídica que origina la contribución de valorización, que no es otra cosa si no el beneficio o mayor valor que adquieren los inmuebles por la ejecución de obras de interés público cuya obligación de pago queda a cargo de los dueños de los predios beneficiados”.

Si el Consejo de Estado confirma el fallo, se retrasaría considerablemente el desarrollo de la infraestructura vial en Colombia, pues la Nación dejaría de percibir ingresos por este concepto tanto de los proyectos en concesión, como de los proyectos que adelanta con recursos públicos. La valorización es una fuente importante de recursos para financiar las nuevas obras. De hecho, por valorización el gobierno pretende recaudar \$73.889 millones por la construcción de la carretera Bogotá-Villavicencio.

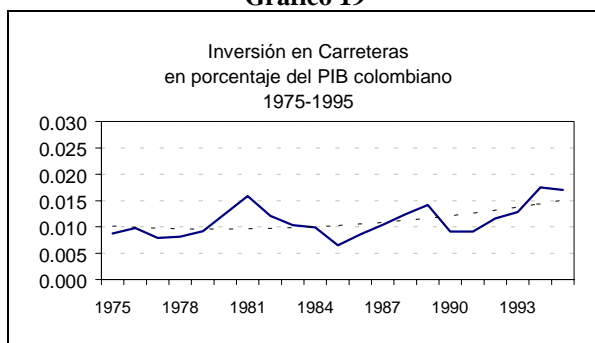
El proyecto Bogotá-Villavicencio es un ejemplo entre muchos en Colombia de la oposición que generalmente surge en Colombia por parte de las comunidades y los transportadores, cuando se intenta aumentar las tarifas de peaje para financiar las concesiones viales. Esa oposición refleja el prejuicio predominante en el país de que las obras públicas deben proveerse en forma gratuita a los ciudadanos.

## **8. Determinantes de la inversión en carreteras**

La inversión en carreteras como proporción del PIB (Gráfico 19) mostró un comportamiento bastante inestable a lo largo del período de estudio, aunque con tendencia creciente a partir de 1991. Ha sido, además, algo mas

baja en promedio que en los otros sectores hasta ahora examinados: mientras la inversión en carreteras fue en promedio del 1.18% del PIB entre 1975 y 1995, la de energía fue de 2.39% y la de minería fue de 1.58%. La inversión en carreteras tan sólo fue superior a la de comunicaciones, que fue en promedio 0.48% del PIB total colombiano en el período mencionado.

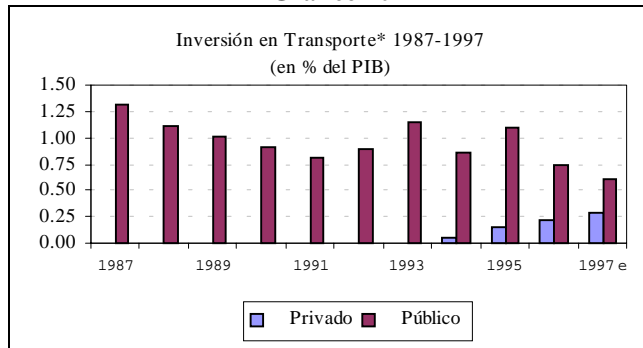
**Gráfico 19**



Fuente: Dane.

Colombia es de los países que invierte menos en carreteras, pues los países desarrollados invierten entre 1.1% y 2.1% del PIB y países con el atraso colombiano deberían invertir anualmente entre 1% y 2% del PIB ( Comisión del Gasto Público (1997)). La participación privada en la inversión empezó a ganar importancia a partir de 1995 (ver Gráfico 20).

**Gráfico 20**

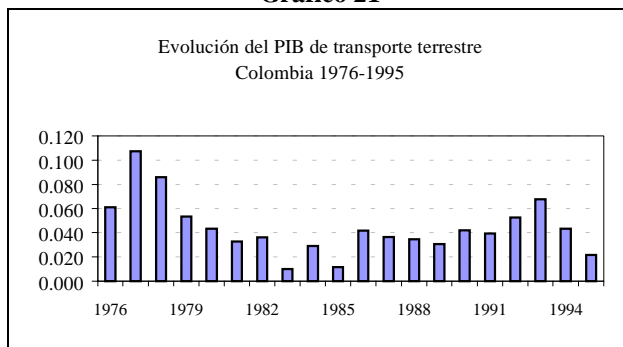


\* Incluye vías, ferrocarriles, puertos y aeropuertos

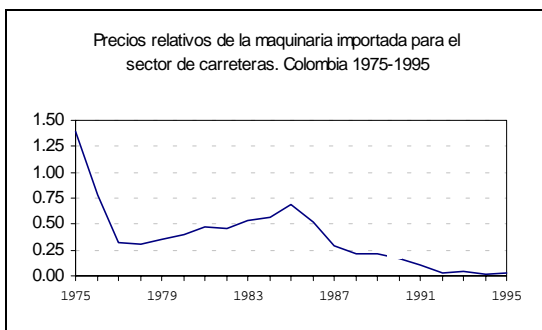
Fuente: Indicadores de Coyuntura Económica, DNP, varios números.

Como proxy del valor de la producción efectivamente generada por las carreteras se empleó la serie suministrada por el DANE para la producción bruta del transporte automotor (sector 29.3 de las Cuentas Nacionales) que incluye tanto transporte de carga como de pasajeros, y excluye el transporte por ferrocarril<sup>12</sup>. El Gráfico 21 muestra una tendencia declinante en el crecimiento de esta variable entre 1977 y 1985 y una tendencia ascendente, aunque no muy fuerte, entre 1985 y 1993.

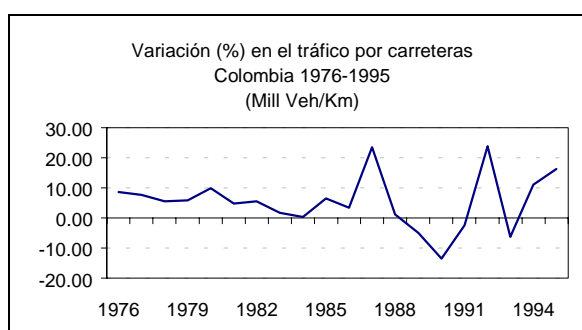
Los precios relativos de la maquinaria muestran un comportamiento similar al reportado para los sectores anteriores. El comportamiento del tráfico vehicular por las carreteras del país es también bastante inestable. Los gráficos de estas variables se presentan a continuación.

**Gráfico 21**

Fuente: DANE, Cuentas Nacionales.

**Gráfico 22**

Fuente: IFS, DANE.

**Gráfico 23**

Fuente: DNP, Series de Infraestructura.

Los resultados de las regresiones (Tabla 3) no son buenos. La inversión en carreteras es sensible al tráfico promedio anual, así como a los cambios en el costo de uso del capital. De otro lado, tanto para el cambio en el producto, como para el precio relativo de la maquinaria, se obtuvo el signo esperado; sin embargo, los coeficientes no fueron significativos.

**Tabla 3**  
**RESULTADOS DE LAS REGRESIONES PARA EL SECTOR DE CARRETERAS**

Variable Dependiente Ln(Inversión/PIB)	Regresión 1		Regresión 2	
	C	D(PIB)	C	D(PIB)
C	-11.7638 (-2.615)	(**)	-14.0660 (-3.818)	*
D(PIB)			0.9689 (0.911)	
D(Prelat)	0.0219 (0.187)		0.1431 (0.123)	
CUK	0.4482 (1.763)	(***)	0.4960 (2.008)	(**)
Tráfico	1.0881 2.246	(**)	1.3391 (3.389)	*
Dummy	-0.1567 (-0.903)			
R <sup>2</sup> adj	0.3294		0.3376	
DW stat	1.35		1.24	

Estadístico t en paréntesis

\*, (\*\*), (\*\*\*) el estadístico t es significativo al 99%, (95%) y (90%)

No. Observaciones: 20

En general es posible concluir que las decisiones de inversión, se han basado históricamente en aspectos que se salen de lo económicamente racional, relacionados probablemente con decisiones políticas y cambios en las prioridades de los diversos gobiernos.

## 9. Comentarios finales

En el caso de la carretera Bogotá-Villavicencio, el débil poder de negociación del INVIAS con los contratistas y el concesionario, la ausencia de diseños adecuados y de estudios adecuados de costos, dieron lugar a cambios sustanciales en el trazado de la vía, prórrogas y renegociaciones en tiempo y valor de las obras y lucro cesante de inversiones en terrenos que por la modificación del trazado se volvieron innecesarios. Adicionalmente, la Nación ha mostrado una clara disposición a incrementar sus aportes al proyecto. Ha prevalecido el equilibrio financiero del concesionario en detrimento del usuario y del Estado, al aceptar disminución de obras de construcción e incrementos en los aportes públicos y al otorgar mayor tiempo de explotación de la vía.

Esto ha hecho que los resultados del proyecto se diferencien muy poco de los obtenidos con los contratos de obra pública (de hecho, la concesión se diseñó como una “concesión mixta”, en donde dos de los tramos se desarrollaron mediante contratos de obra pública) y han convertido la carretera Bogotá-Villavicencio en el lunar de los proyectos de la primera generación de concesiones.

Algunos de los problemas de diseño de las concesiones de “primera generación” se corrigieron en el diseño de la “segunda generación” de concesiones. La mejor estructuración de las concesiones atrajo en el caso de la carretera El Vino - Tobía Grande- Puerto Salgar más consorcios internacionales a la licitación que en casos anteriores. Sin embargo, otros obstáculos, entre los que se incluyen la ausencia de recursos públicos para cubrir las obligaciones de garantías y los aportes del gobierno a las obras y la oposición de las comunidades a los pagos de valorización y de las transportadoras a pagar peajes, amenazan la viabilidad de las concesiones viales en el país. Por lo demás la cuestión de las reservas presupuestales (vigencias futuras) para respaldar las garantías de tráfico y algunas contingencias, puede volverse crítica para las finanzas públicas conforme se adicionan nuevas licitaciones.

Las concesiones además no resuelven el problema de asegurar una fuente estable de recursos para financiar la rehabilitación y el mantenimiento del grueso de las carreteras del país y la construcción de carreteras nuevas que no son concesionables. En total se ha pensado concesionar alrededor de 5 mil Kms., equivalentes al 5% de la red vial colombiana

Las concesiones de carreteras son del tipo BOT, una forma más conveniente que el BOO para este tipo de obras, debido a que las inversiones que involucran son casi en su totalidad “sunk costs”, lo que aumenta el riesgo de “creeping expropriation” .

## VI. EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS EN COLOMBIA: PENETRACIÓN SUBSIDIADA Y MONOPOLIO EN EL TRANSPORTE

### 1. Políticas para el desarrollo de la industria del gas

La explotación comercial del gas natural se inició en el país tan sólo a mediados de la década de los setenta, con la aparición de grandes reservas de gas en la Guajira. Con excepción de los campos de gas “libre”, el gas “asociado”<sup>13</sup> fue considerado por muchos años como un subproducto sin uso de la explotación de crudo, por lo que los pozos exploratorios se cerraban, o en algunos casos se quemaba el gas hasta extinguir las reservas del yacimiento. Desde 1961 (Ley 10/61) se prohíbe explícitamente su quema, decisión que se ratifica en 1973 (Decreto 1873/73).

La expansión geográfica de los mercados estuvo ligada inicialmente al patrón de descubrimiento de reservas. Ello explica que el gas se introdujera primero en la Costa Atlántica y luego en otras zonas en donde aparecían reservas, como Santander y Huila. Posteriormente empezó a penetrar en el sur de Bogotá, gracias a las nuevas reservas de los campos de Apiay (Meta). El mercado del interior ganó finalmente impulso con el descubrimiento de reservas en Opón y Cusiana.

En 1986 se elabora el primer plan nacional de uso del gas natural. (“Programa de Gas para el Cambio”), con énfasis en el sector residencial. El programa enfatiza la sustitución de energéticos de alto costo, para lo cual propone ampliar la cobertura del gas natural en aquellas zonas donde existe producción. Propone también ampliar el uso del GLP en las grandes ciudades, como etapa intermedia hacia el uso del gas natural. El bajo volumen de reservas de gas, la falta de estímulos para su comercialización y la existencia de tarifas de energéticos subsidiadas, constituían sin embargo importantes limitaciones a su penetración masiva. En 1990 se produce otro documento oficial, “Lineamientos del Cambio”, en donde se señala la necesidad de estimular la exploración, pues las reservas conocidas no permitían alcanzar una cobertura nacional, y se presenta como alternativa la integración gasífera con Venezuela. A finales de 1991 se aprueba el Programa para la Masificación del Consumo del Gas **CONPES DNP - 2571 UINF –DIREN**). Este programa planteó la necesidad de incentivar el consumo de gas natural en Colombia, dado que “los problemas de precios, las exageradas inversiones en generación eléctrica y la activa participación estatal en la producción de los servicios energéticos, han afectado la economía en general” y se estaba “comprometiendo el manejo de las finanzas públicas, la estabilidad macroeconómica y limitando la inversión en áreas como la educación, salud y justicia.” El documento recomendó reducir los subsidios que en el momento se otorgaban a los energéticos, de tal forma que se promoviera la participación privada en las diferentes actividades de la cadena energética. Se dieron facilidades a los particulares para la construcción de gasoductos troncales mediante concesiones. La distribución también podría estar a cargo de empresas privadas o mixtas.

En 1992 se desarrolla el programa de cooperación energética Eurcoleg, bajo el auspicio de la Comunidad Económica Europea, con la participación de Gaz de France, Gas Natural de España, Beicip (filial del Instituto Francés del Petróleo), Franlab, MinMinas, Icontec, DNP y Ecopetrol. Se realiza el estudio base para el diseño de la estrategia general del transporte y distribución del Gas Natural. El estudio consideró todas

las fases del negocio del gas en Colombia; actualizó información sobre reservas y pronósticos de producción; efectuó estudio de mercado; seleccionó rutas de transporte; cuantificó costos de distribución; realizó una evaluación económica del programa; e hizo recomendaciones sobre política tarifaria y sobre aspectos institucionales.

En 1993 se definen las estrategias para el desarrollo del Plan de Gas (Documentos Conpes 2646 y Decreto 408 de marzo 3). Dado que el programa de masificación presentaba atrasos, en marzo de 1993 el Gobierno produjo un nuevo documento CONPES (“Plan de Gas”), en el cual se esbozó la estrategia y acciones que debían adelantarse en forma inmediata para agilizar el Programa para la masificación del consumo de gas. En ese documento se hizo un replanteamiento de la estrategia de penetración inicial, ya que los nuevos descubrimientos gasíferos habían duplicado el nivel de reservas del país. En el documento se sugirieron las siguientes acciones para el cumplimiento de los objetivos:

- La creación de una empresa dedicada exclusivamente al transporte y comercialización, para lo cual se buscaría la participación de capitales privados. La construcción de gasoductos debía adelantarse por Ecopetrol directamente o mediante el sistema BOMT o similares, donde Ecopetrol garantizaría el pago de la disponibilidad permanente de la capacidad de transporte.
- La creación de empresas de distribución urbana con capital privado, mixto u oficial, y el desarrollo de un sistema de suministro de gas propano para aquellas poblaciones en las cuales no fuera factible económicamente implantar el suministro de gas natural.
- Asignar a la Comisión de Regulación Energética la responsabilidad de crear una regulación específica para el subsector del gas.

Finalmente, mediante la Ley 401 de agosto 20 de 1997 se crea la empresa industrial y comercial del Estado Ecogas, a la cual se le transfieren los activos y los contratos de concesión de Ecopetrol.

Estas últimas decisiones permitieron la construcción en un período muy corto de una gigantesca red troncal de gasoductos y el desarrollo de redes de distribución domiciliaria en lagunas de las principales ciudades del centro y sur del país. De ser una fuente marginal de energía, el gas se convertirá en la segunda mitad de los noventa.

## **2. Reservas , producción y demanda estructura industrial del sector gas**

En la década de los 90’s se produjo un incremento sustancial de las reservas probadas y probables. Las reservas probadas de gas del país han aumentado de 4.100 GPC en 1989 a 6,928 GPC en 1997, principalmente con el descubrimiento de los campos de Opón y Volcanera (ver Mapa 1). De este total, el 88.8% está concentrado en Cusiana y la Guajira (ver cuadro). Las reservas probables por su parte se estiman en un rango entre 3091 y 3391 GPC, concentrados en Opón y Cusiana. Al nivel de consumo actual (581 millones de pies cúbicos por día MPCD), las reservas probadas de gas tienen una vida estimada de aproximadamente 32.5 años.

El nivel de reservas del país es muy bajo comparado incluso con otros países de América Latina (Cuadro 42). Colombia tienen sin embargo la ventaja de tener un vecino (Venezuela) con considerables reservas, al que podría acudir en circunstancias de desabastecimiento doméstico



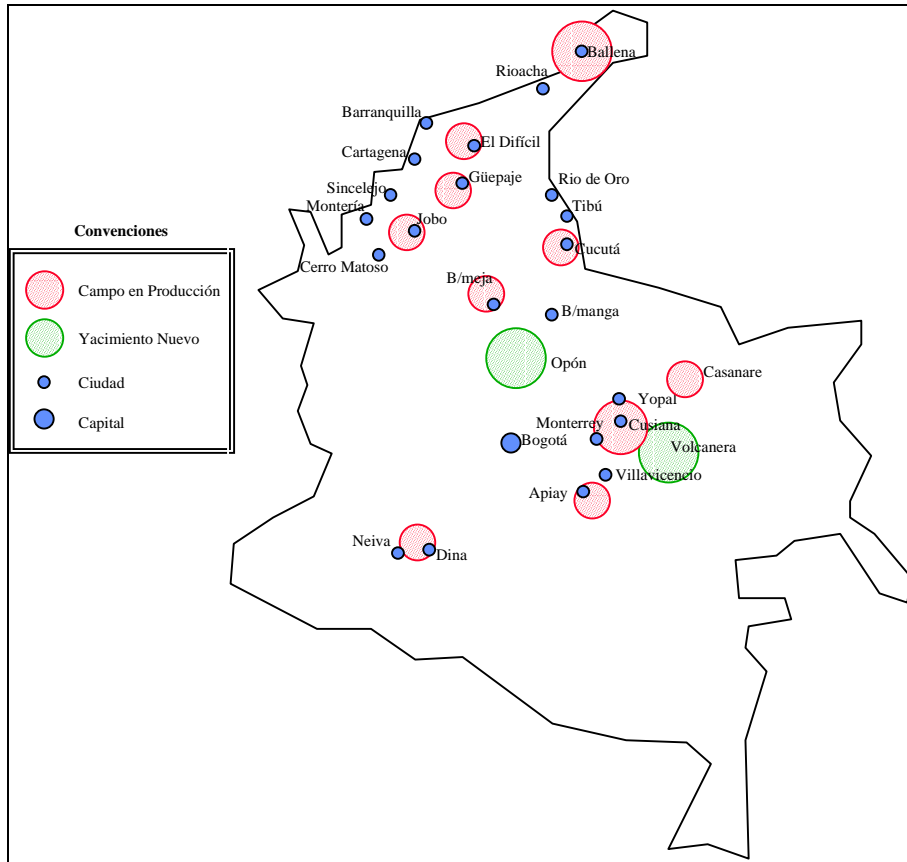
**Cuadro 21**

**RESERVAS Y PRODUCCION DE GAS NATURAL INTERNACIONAL 1997**

Región	Reservas (TPC)	Producción (GPCD)	Relación Reservas/Producción (años)
Medio Oriente	1.726,0	13,3	356,8
Europa Oriental y C.E.I.	2.003,1	68,5	80,2
Norte América	231,4	72,2	8,8
América Latina	286,3	11,9	65,7
Venezuela	143,1	2,7	143,2
México	63,9	4,5	39,2
Argentina	24,3	2,7	25,1
Perú	7,0	0,1	206,0
Africa	348,5	8,4	113,9
Europa Occidental	170,3	26,5	33,1
Lejano Oriente	320,5	21,8	21,4
<b>Total</b>	<b>5.324,4</b>	<b>232,6</b>	<b>1.093,4</b>
Colombia	6,9	0,6	32,5

Fuente: Estadísticas de la Industria Petrolera (1997), Ecopetrol.

**MAPA 1  
YACIMIENTOS GASÍFEROS EN EL PAÍS**



Fuente: Ecopetrol.

La producción ha pasado de 381 MPCD en 1985 a 581 MPCD en 1997. La dinámica de la producción ha estado asociada básicamente con el comportamiento de la oferta de los campos de la Costa Norte, con contribuciones marginales recientes del campo de Cusiana (Cuadro 42)

Cuadro 42

**SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR ZONA Y CAMPO**  
Mbtu/día

ZONA/CAMPO	1985	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
COSTA NORTE	255.700	280.130	290.620	288.250	310.680	309.350	331.645	353.880	471.731
Guajira	218.100	261.700	280.690	282.510	282.640	282.760	308.428	323.052	430.067
Guepaje	-	-	-	-	23.260	23.960	23.217	30.810	41.572
Otros									
SANTANDER	122.300	108.600	105.140	97.770	85.070	82.055	78.592	82.332	78.790
Payoa	46.600	29.340	27.150	24.050	22.840	22.069	25.028	33.197	34.278
Provincia	70.200	62.760	65.320	61.680	50.500	46.946	39.760	36.193	30.151
El Centro	5.500	12.600	8.760	9.050	8.060	9.090	9.317	8.658	10.653
Otros									
OTRAS	3.700	3.440	5.670	8.230	17.780	15.965	20.824	22.343	30.950
Apiay	-	740	2.690	5.330	7.800	9.546	9.146	9.202	10.102
Cusiana	-	-	-	-	-	-	5.197	7.756	13.943
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>381.700</b>	<b>392.170</b>	<b>401.430</b>	<b>394.250</b>	<b>413.530</b>	<b>347.384</b>	<b>431.061</b>	<b>458.555</b>	<b>581.471</b>

Fuente: Estadísticas de la Industria Petrolera (1997), Ecopetrol

En Colombia existen dos mercados de gas natural: el mercado maduro de la Costa Atlántica y un mercado en desarrollo en el interior del país, con una infraestructura de transporte construida recientemente. La aparición de reservas de grandes volúmenes permitió desarrollar programas nacionales orientados a la diversificación de energéticos, vía la masificación del uso del gas y el mejoramiento del balance entre la generación hídrica y la térmica. El consumo total en la Costa Atlántica representa un 69% del consumo total del país. El consumo residencial en esta zona es un 53.5% del consumo residencial total del país; el industrial un 90% del consumo industrial total; el consumo en transporte un 96% del consumo total en transporte (Gas Natural Comprimido- GNC) y el de las termoeléctricas un 96% del consumo total respectivo.

Cuadro 43

**Consumo Nacional de Gas Natural por Areas 1985-1997**

Area	1985	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Bólvivar	91.307	100.049	95.458	86.744	105.905	109.871	112.393	101.999	98.939
Sucre-Córdoba	16.434	16.726	16.804	25.717	33.840	20.952	26.821	22.340	25.509
Atlántico-Magdalena	120.792	129.364	127.253	121.096	127.068	138.339	142.459	147.721	201.067
Guajira	27.282	311.000	439.000	516.000	42.744	40.136	50.658	49.438	61.195
Santander	122.267	108.813	105.161	99.721	85.079	82.273	78.654	115.111	160.874
Otras Areas*	3.690	3.462	5.682	8.217	17.675	13.589	20.074	21.950	31.054
<b>CONSUMO TOTAL</b>	<b>381.772</b>	<b>669.414</b>	<b>789.358</b>	<b>857.495</b>	<b>412.311</b>	<b>405.160</b>	<b>431.059</b>	<b>458.559</b>	<b>578.638</b>

Fuente: Estadísticas de la Industria Petrolera (1997), Ecopetrol

\* Incluye zonas de Huila, Tolima, Cúcuta, Bogotá, Casanare y Meta

**Consumo Nacional de Gas Natural por Sector 1985-1997**

Sector	1985	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Termoeléctrico	176.599	164.785	175.287	180.464	199.430	181.199	203.369	180.316	286.540
Ecopetrol	108.552	102.506	95.458	79.331	76.969	72.936	68.141	109.303	117.301
Petroquímico	10.712	14.402	14.335	13.552	10.718	12.188	11.514	16.384	15.624
Industrial	82.230	94.581	94.997	93.257	95.360	103.636	109.156	108.087	104.890
Residencial	3.679	14.196	19.030	24.056	26.803	30.761	33.969	38.866	48.371
Gas Natural Comprimid	-	1.704	2.619	3.609	4.235	4.439	4.906	5.603	5.912

Fuente: Estadísticas de la Industria Petrolera (1997), Ecopetrol

Las mayores tasas de crecimiento de la demanda se presentarán en los sectores termoeléctrico y residencial. En el primer caso, como consecuencia del énfasis que ha puesto el Gobierno en el plan de expansión, especialmente en lo referente a la generación a base de gas. Respecto a la demanda residencial, en

la actualidad no existe una amplia cobertura a nivel nacional y es este un sector en el cual el Estado tendrá un mayor ahorro económico, si se tiene en cuenta el costo real de los energéticos utilizados (energía eléctrica primordialmente). El consumo residencial no representa todavía un alto porcentaje del consumo total (17%). Las poblaciones que no han sido incluidas en las zonas de distribución exclusiva son pequeñas, con consumidores que en su gran mayoría son usuarios residenciales de estratos bajos. La penetración del servicio ha sido muy rápida en los últimos años. Por ejemplo, Gas Natural S.A. E.S.P. pasó de tener 234,272 clientes en 1995 a 432,517 en 1997.

En las condiciones actuales de infraestructura y demanda en el sector del gas, no parece haber un interés importante por parte de las compañías petroleras de explorar en busca de gas adicional. Sin embargo, las compañías continúan sus exploraciones en busca de crudo, lo que aumenta las posibilidades de encontrar gas natural.

Los productores, con excepción de Ecopetrol, estiman que el sistema de gasoductos existente o contratado tiene déficit de capacidad, considerando sus proyecciones de demanda. Esto necesariamente implicará un plan de ampliaciones de la capacidad, que deberá ser implementado por Ecopetrol, ya que las inversiones marginales son más económicas que desarrollar un sistema paralelo.

Con el objetivo de atraer mayor inversión privada, Ecopetrol realiza permanentemente estudios geológicos para determinar zonas con una buena prospección, con base en los cuales las compañías privadas pueden proponer contratos de asociación para desarrollar un bloque. De esta forma, los inversionistas no inician la exploración desde cero, lo que implicaría mayores riesgos y costos.

### 3. Estructura industrial del sector

La participación privada en el sector existe en todas sus actividades (exploración, explotación, transporte, distribución y comercialización). Ecopetrol juega un papel dominante en la exploración-explotación y en el transporte, y fue un actor importante en la distribución hasta mediados de la década de los noventa. Entre 1994 y 1997 vendió todos los activos y participaciones en esta actividad, retirándose completamente del negocio.

#### **Exploración y explotación:**

La exploración y explotación de gas se ha regido por los mismos contratos usados para el petróleo, principalmente el contrato de concesión antes de 1974, y el contrato de asociación a partir de ese año. Los contratos de asociación representan el 83% del total, los de producción directa de Ecopetrol el 16.6% y los de concesión todavía vigentes (se dejaron de contratar en 1974) el 0.3%. Por su participación en los contratos de asociación y por su producción directa, Ecopetrol es el mayor productor individual del país, seguido de la Texas Petroleum Co. (ver Cuadro 44). La segunda plataforma de Chuchupa en la Guajira ya fue terminada por la Texas. Se espera que en pocos años British Petroleum Exploration y Amoco se conviertan en productores igualmente importantes. La exploración por parte de Ecopetrol de algunos bloques sin participación privada, es una decisión que depende básicamente de su situación presupuestal.

**Cuadro 44**

**Explotación de Gas Natural**

Campos	Productor
Cusiana - Cupiagua	B.P. Exploration
Guajira	Texas Petroleum
Gúepaje - Ayombe	Ecopetrol - Lasmo
Opon	Amoco
Otros	Ecopetrol

Fuente: Acogas, Ecopetrol

### 3.1 Transporte

En 1993 la red nacional de gasoductos contaba con 2.11 Kms. , de los cuales 584 Kms, eran de propiedad de Ecopetrol y estaban ubicados en su gran mayoría en el interior del país, y 1.727 Kms, eran gasoductos privados, ubicados principalmente en la Costa Atlántica y los Santanderes (Ecopetrol (1998)).

**Cuadro 45**

**Estado de la Nueva Red de Gasoductos - 1997**

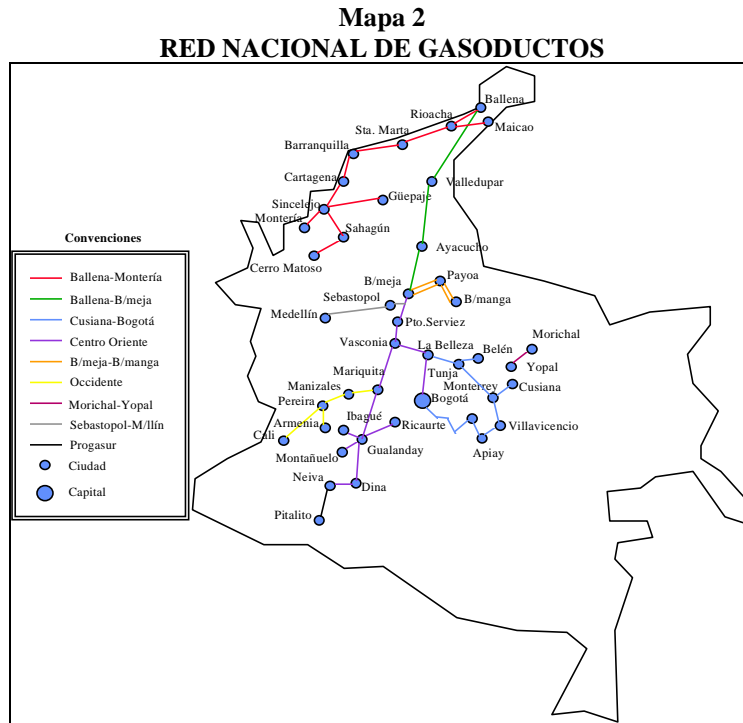
Gasoducto	Longitud Km	Operador	Estado	Inversión (millones US\$ de 1997)	
				Ecopetrol	Total
Ballena - Barranca	579	Centragas	En Operación	10,0	220,0
Centro Oriente	866	Centro-Oriente S.A	En Operación	269,0	269,0
Barranca-Pto. Serviez	150	Centro-Oriente S.A	En Operación	-	-
Pto. Serviez - Vasconia	200	Centro-Oriente S.A	En Operación	-	-
Vasconia-Mariquita	123	Centro-Oriente S.A	En Operación	-	-
Mariquita-Dina	280	Centro-Oriente S.A	En Operación	-	-
Vasconia-La Belleza	93	Centro-Oriente S.A	En Operación	-	-
La Belleza-Bogotá	113	Centro-Oriente S.A	En Operación	-	-
Mariquita-Cali	340	Transgas	En Operación	6,0	281,0
Sebastopol-Medellín	149	Transmetano	En Operación	-	150,0
Barranca-Bucaramanga	59-53/46	Transoriente	En Operación	-	23,0
Norte Huila-Tolima	48-8	Gastol S.A.	En Construcción	-	10,0
Sur Huila-Huila	192	Progasur	En Construcción	-	24,0
Cusiana-Apiayi	66-83	Centrollanos	En Operación	14,0	14,0
Morichal-Yopal	13	Perenco	En Operación	1,8	1,8
Montañuelo-Gualanday	28-4-4	Hocol	En Operación	2,1	2,1
Ramales-Cundinamarca	15	Cetrollanos	En Operación	1,2	1,2
Ramales de Boyacá	83-32-54	-	Contratación	12,0	58,0
Ramales de Casanare	34	-	dic-98	2,7	2,7
Ramales del Meta	14-17	-	En Operación	2,5	2,5
Ramales de Piedemonte	35	-	Contratación	2,8	2,8
Ramales Santander	44-117	-	jun-99	-	-
Compresora B/bermeja	-	Cosacol	En Operación	4,0	4,0
Cusiana-El Porvenir*	33	Ocensa	jun-98	-	-
El Porvenir-La Belleza*	189	Ocensa	jun-98	10,0	10,0
<b>TOTAL</b>	<b>2.788</b>			<b>338,1</b>	<b>1076,1</b>

Fuente: Ecopetrol

\*Oleoductos

Con el fin de garantizar el suministro de gas al interior del país, el Gobierno Nacional encomendó a Ecopetrol en 1993 la ampliación de la infraestructura de transporte a través de la construcción de la red de gasoductos que conectarán los grandes centros de producción con los centros de consumo (ver Mapa 2) mediante inversión directa o por contrato (BOMT o similares). Ello ha permitido construir gran parte de esta red (2.788 Kms.) corto (4 años), mediante inversiones que hasta el año 1997 habían sido del orden de US\$1076 millones, de los cuales Ecopetrol había aportado en forma directa US\$338 millones. En el cuadro que sigue se presenta información desagregada sobre las inversiones, las dimensiones de los gasoductos y las empresas operadoras (ver cuadro siguiente).

## Red nacional de gasoductos:



El sistema de transporte de gas natural se subdivide en tres grandes sub-sistemas: (i) **Costa Atlántica**, que une los campos de la Guajira, Córdoba, Sucre y otros, con las puertas de ciudad de Riohacha, Santa Marta, Barranquilla, Cartagena, Sincelejo y Montería, y otras poblaciones de menor tamaño de la región; (ii) **Centro**, que une los campos de la Guajira con la puerta de ciudad de Barrancabermeja y con el Sistema de Transporte del Interior; y, (iii) **Interior**, que une los campos de Casanare, Meta, Huila, Santander, y otros en el interior del país, con los departamentos de Santander, Cundinamarca, Valle del Cauca, Antioquia, Boyacá, Tolima, Caldas, Quindío, Huila, Casanare, Risaralda y Meta.

En el **sistema de la Costa Atlántica** el transporte se ha desarrollado a través de contratos de concesión donde el inversionista privado asume los riesgos de mercado y de regulación, ya que su ingreso depende del volumen transportado a la tarifa fijada por el ente regulador. El principal inversionista privado es Promigas S.A. (100% privada) con aproximadamente 1.989 kilómetros de gasoductos en operación (Gasoducto Central de la Costa).

En el **sistema del Centro** la participación se presentó a través de un contrato BOMT del transportador -ECOPETROL-, con Centragas (Ballena-Barrancabermeja). En este contrato Ecopetrol asumió el riesgo comercial y el riesgo regulatorio, pagándole al concesionario una tarifa por financiar y realizar las actividades de construcción, operación y mantenimiento del gasoducto. Ecopetrol, mediante pagos periódicos, adquirió la capacidad de transporte de los gasoductos durante la duración de los respectivos contratos. Al vencimiento del contrato, el gasoducto puede pasar a ser propiedad de Ecopetrol.

En el **sistema de transporte del Interior** la participación privada se presentó bajo tres modalidades: contratos de concesión firmados con Transmetano y Transoriente, contratos BOMT firmados con Centragas y Transgas de Occidente (Mariquita-Cali) y contratación directa de Ecopetrol.

En estos casos es Ecopetrol quien ante la CREG es transportador, mientras que el firmante del BOMT es un subcontratista (de transporte) de Ecopetrol. Por lo tanto Ecopetrol recibe las tarifas determinadas por la CREG, mientras los pagos que hace a los constructores de los gasoductos bajo el esquema BOMT son determinados por medio de procesos licitatorios.

Los riesgos en cada uno de los tres sistemas son distintos. En el sistema de la Costa Atlántica el riesgo de mercado es mínimo, dado que existe un mercado desarrollado de gas natural y un solo transportador. En cuanto al riesgo regulatorio, el sistema cuenta con una tarifa por períodos de cuatro años, que recupera la inversión con una rentabilidad satisfactoria.

Los sistemas de transporte del interior y del centro presentan un escenario diferente. El riesgo de mercado es mayor, ya que desde hace muy poco tiempo se empezó a introducir el servicio; esto tiene implicaciones en el dimensionamiento del sistema y en los períodos de recuperación de la inversión. En cuanto al riesgo regulatorio, si la actual regulación tarifaria expedida por la CREG aplicara para todos los proyectos nuevos en el interior, no sólo a Ecopetrol, sino también a los inversionistas que tuvieran un contrato BOMT con éste, no existiría inversión privada en transporte de gas natural, ya que la tarifa no recupera los pagos de los BOMT's. La CREG estableció tarifas muy bajas para los usuarios finales, para que el precio del gas sea competitivo con respecto a los combustibles sustitutos y se produzca una rápida penetración del servicio.

Por ello, Ecopetrol debió diseñar esquemas de participación privada en que asumiera los riesgos. El esquema resultante fue el BOMT, estructurado de tal forma que la tarifa a los contratistas del BOMT sea suficiente para recuperar la inversión, pagar la operación y el mantenimiento, y obtener una rentabilidad aceptable. El resultado es un esquema tarifario que no permite recuperar los costos de construcción del sistema de transporte, obligando a Ecopetrol a subsidiar la diferencia entre las tarifas expedidas por la CREG y las tarifas que se le deben pagar al contratista del BOMT.

#### **CONTRATOS BOMT FIRMADOS POR ECOPETROL Y SU FINANCIACION**

##### **Gasoducto Ballena-Barrancabermeja**

Fue construido mediante contrato BOMT suscrito con la firma centregas para prestar el servicio de transporte de gas natural desde Ballena en la Guajira hasta Barrancabermeja en Santander. Centregas de Promigas S.A. de Colombia (accionista y subcontratista de operación) y Techint de Argentina (Subcontratista de construcción). En el contrato se estableció que la transferencia de propiedad debía realizarse al culminar los 15 años de la fase operativa, que se inició en 1996. En diciembre de 1994 la compañía colocó US\$172 millones (cerca del 80% del valor del proyecto) en bonos en el mercado internacional a 16 años con un rendimiento de 300 bp sobre los bonos del Tesoro. Los títulos fueron calificados con grado de inversión (BBB), la misma calificación de la deuda del gobierno colombiano. La emisión se respaldó con los activos del gasoducto, una estructura tarifaria denominada en dólares y el contrato de transporte entre Centregas y Ecopetrol.

##### **Gasoducto de Occidente (Mariquita-Cali)**

Fue adjudicada a Transgas de Occidente S.A. por el sistema BOMT. Esta compañía proyecto está liderada por TransCanada y British Petroleum. La fase operativa es de 20 años, la cual se inició en septiembre de 1997. La compañía colocó bonos bajo la regla 144A en noviembre de 1995 por US\$240 millones (la inversión estimada fue de US\$295 millones), con plazo de 15 años y rendimiento de los Bonos del Tesoro mas 375 bp.

#### **Empresa de transporte de gas natural (ECOGAS) :**

La participación de Ecopetrol en el sistema de transporte constituía un inconveniente para el desarrollo de un mercado competitivo. No era adecuado que una compañía del Estado, propietaria del 50% del gas que se

produce en el país, fuera adicionalmente propietaria del sistema de transporte, por el riesgo de discriminación por parte de Ecopetrol en la determinación del gas a transportar. Por ello, mediante decisión del CONPES el Gobierno decidió crear una empresa independiente de Ecopetrol, responsable del transporte de gas natural en el país y de todas las actividades concernientes al transporte de gas que se encuentran en cabeza de Ecopetrol. La compañía debería asumir el pago de los BOMT y los contratos de operación y mantenimiento realizados por Ecopetrol, mientras que sus ingresos provendrían de la prestación del servicio público de transporte, a las tarifas definidas por la CREG.

La disposición inicial del CONPES era que la compañía debía conformarse en enero del año 1994. Sin embargo, la fecha se pospuso en varias ocasiones, principalmente por la carencia de una política clara en relación con el transporte de gas natural (precios, calidad del servicio, etc.). La empresa se creó finalmente mediante la Ley 401 del 20 de agosto de 1997, como Empresa Colombiana de Gas –Ecogas. La ley la constituyó como Empresa Industrial y Comercial del Estado, entidad descentralizada del orden nacional vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con autonomía presupuestal y administrativa. La junta directiva de Ecogas quedó conformada por un representante del Ministerio de Minas, otro del Ministerio de Hacienda y tres miembros delegados por el presidente de la República. Ecogas tiene por objeto la proyección, construcción, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios y la explotación comercial de la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros por los cuales se paga una tarifa de disponibilidad, o por acuerdos con terceros. Para desarrollar estas funciones, Ecopetrol le transfiere los activos de transporte que posee y los contratos BOMTS con el sector privado (ver cuadro siguiente).

<b>Activos y Contratos que Transfiere Ecopetrol a Ecogas para su Administración y Manejo</b>
1. Contrato BOMT del gasoducto Ballena-Barrancabermeja
2. Contrato BOMT Cali-Tansmetano
3. Contrato del gasoducto Sebastopol-Medellín
4. Contrato e interventoría de Apiay-Villavicencio-Bogotá con sus ramales
5. Contrato del gasoducto Montañuelo-Gualanday
6. Contrato de gasoducto Morichal-Yopal
7. Manejo de la estación compresora de Barrancabermeja
8. Contratación del gasoducto Centro Oriente y del Centro de Coordinación de Transporte de Gas

Los activos de transporte que recibe de Ecopetrol (gasoductos de los subsistemas de Centro Oriente y de los Llanos) conforman el patrimonio inicial de esta entidad. Dichos activos estaban valorados en US\$430 millones. Los ingresos de Ecogas provendrán de la utilización de la capacidad de los gasoductos contratados por Ecopetrol con el sector privado mediante el sistema BOMT o similares, es decir, los gasoductos Mariquita-Cali, Ballena-Barrancabermeja y Sebastopol-Medellín. Ecopetrol seguirá cancelando a los constructores las obligaciones financieras respectivas, que a su vez Ecogas pagará a lo largo de 30 años a la petrolera estatal. Ecogas también recibe los ingresos que genera la prestación del servicio de transporte de gas natural, cuyas tarifas son establecidas por la CREG. De otra parte, los egresos de Ecogas se relacionan con los gastos de operar y mantener la red de gasoductos que estará a su cargo, más los pagos a Ecopetrol por el uso de la capacidad de los gasoductos contratados con firmas privadas. El esquema financiero acordado en relación con la transferencia de los contratos BOMT de Ecopetrol a Ecogas, le significará a la primera unas pérdidas estimadas en US\$260 millones de 1996 (Ecopetrol (1998)). Si a ello se suman los activos transferidos por valor de US\$430 millones, el aporte de Ecopetrol a Ecogas asciende a US\$690 millones.

Ecogas también coordinará las actividades del transporte de gas natural en el país, con excepción del gasoducto de Promigas, debido a que esta última es una empresa privada independiente. A través del Centro de Coordinación de Transporte de Gas, (CTG) adelantará las tareas de control y monitoreo de los gasoductos, la coordinación de los planes de contingencias y predecir el nivel de saturación de los tramos existentes, entre

otras. Igualmente prestará servicios como conexión, transporte de gas, compresión del gas, medición al usuario, planificación y ampliación del sistema de transporte y controles ambientales.

### Inversiones requeridas en el período 1998-2016:

Se ha estimado que la inversión en infraestructura de transporte que se requiere para tender la demanda prevista de gas para las próximas dos décadas es del orden de US\$1.200 millones, e implica la construcción de aproximadamente 1.805 Kms, adicionales de redes.

### 3.2 Distribución Domiciliaría de Gas Natural

La infraestructura de distribución de gas natural se desarrolló inicialmente a través de concesiones del estado, donde la empresa privada asumía los riesgos regulatorios y de mercado, con la garantía de ser el único prestador del servicio mientras desarrolla el mercado. Es decir, su ingreso depende del volumen vendido y de la tarifa aprobada por el ente regulatorio. Las compañías de distribución domiciliaria de gas en operación (ver cuadro 46) son compañías privadas que iniciaron operación bajo este esquema de concesión.

**Cuadro 46**  
**COMPAÑÍAS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS EN 1995**

Compañía	Municipios Atendidos	Instalaciones a 30/06/95
Alcanos del Huila	Campoalegre	2.501
	Neiva	46.300
	Otros /1	8.323
		57.124
Gas Natural	Bogotá	215.361
	Soacha	16.986
		232.347
Gases de B/bermeja	B/bermeja	30.299
Gases de la Guajira	Maicao	5.237
	Riohacha	8.482
	Otros /2	865
		14.584
Gases del Caribe	Barranquilla	117.334
	Malambo	7.142
	Rodadero	7.943
	Santa Marta	26.081
	Soledad	30.099
	Otros /3	28.732
		217.331
Gases del Cusiana	Yopal	2.466
Gases del Oriente	Cucuta	4.270
Gasorient	B/manga - Girón	101.110
	Pidecuesta	12.749
	Otros /4	8.435
		122.294
Llanogás	Villavicencio	38.945
Metrogas	Florida Blanca	33.340
Surtigas	Cartagena	88.187
	Montería	24.262
	Sincelejo	21.231
	Otros /5	50.383
		184.063
Total País		937.063
No. de Municipios		80

1 : Aipe, Betania, Baraya, Fortalecillas, Gigante, Juncal, Hobo, Palermo, Riviera, San Francisco, Tello, Teruel, Tesalia, Villa Vieja y Yaguará.

2 : Camarones, Dibulla, Manauere, Mingueo, Palomino, Uribia.

3 : Aracataca, Baranda, Ciénaga, Fundación, Galapa, Luruaco, Palmar, Polo Nuevo, Ponedera, Pto. Colombia, Sabanagrande, Sabanalarga, Sto. Tomás, Valledupar.

4 : Cantagallo, Lebrija, Pto. Wilches, Sabana de Torres, San Pablo.

5 : Arjona, Buena Vista, Cereté, Chinu, Ciénaga de Oro, Corozal, Magangué, Montelíbano, Planeta Rica, Sahagún, Sampués, San Marcos, San Onofre, San Pedro, Sincé, Tolú, Tolú Viejo, Turbaco.



Las compañías de distribución que existían en 1995 fueron conformadas con capital de Ecopetrol a través de Colgas (subsidiaria de Ecopetrol), ya que la primera necesitaba disponer de una infraestructura para distribuir el gas de los yacimientos existentes. Estas empresas, con excepción de Gas Natural E.S.P. (compañía distribuidora en Santa Fé de Bogotá), iniciaron la cobertura de las ciudades que atendían por los estratos residenciales altos (5 y 6), el sector comercial y el sector industrial. Con la expedición de la Ley 142 de 1994, las empresas cubren desde el inicio una mezcla ponderada de estratos, para poder acceder a los recursos del Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso.

Por otro lado, en la Costa Atlántica y los Santanderes existía una cultura de gas, ya que en esta zona había disponibilidad de gas propano para el sector residencial, que no se da en el interior del país. La principal razón de esta disponibilidad era geográfica: el gas propano se produce en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena

En el sector industrial se presentó un fenómeno parecido. El principal combustible utilizado era el fuel oil, a diferencia del interior del país donde se consume Crudo de Castilla, electricidad y carbón. La razón de ello es la cercanía de la fuente del combustible (las misma refinerías antes mencionadas). La conversión de fuel oil a gas es muy sencilla, puesto que los equipos no necesitan muchos cambios, cosa que no ocurre al realizar la transformación de Crudo de Castilla, electricidad o carbón a gas.

Aunque comenzaron con una participación importante por parte de Ecopetrol (Gases del Caribe, Gases de la Guajira, Alcanos del Huila, Surtigas y Gas Natural), tienen en la actualidad una participación mayoritaria del sector privado. En términos de participaciones accionarias, las empresas distribuidoras presentan un alto grado de interrelación entre ellas. Las empresas más grandes en términos de ingresos como Promigas S.A., Gases del Caribe y Gasorient, han contribuido al desarrollo de las más pequeñas a través de inversiones directas.

Recientemente Ecopetrol vendió sus participaciones accionarias en empresas de distribución (Gas Natural (60.2%), Invercolsa (52.5%), Surtigas (15%), Promigas (28.8%), Colgas (24.8%) y Gases de la Guajira (5%)).

**Cuadro 47**  
**VENTA DE ACTIVOS Y PARTICIPACIONES ACCIONARIAS**  
**ECOPETROL EN EMPRESAS DE DISTRIBUCION**

<b>EMPRESA</b>	<b>PARTICIPACIÓN ECOPETROL (%)</b>	<b>VALOR DE VENTA (millones de \$)</b>
Surtigas	15.4	
Gases de la Guajira	6.2	
Colgas	24.8	
Gas Natural	60.6	
Promigas	28.8	
Invercolsa	24.8	

La participación de Ecopetrol en Gas Natural se ofreció en venta en 1997 mediante martillo en una primera fase al sector solidario. El Fondo de Pensiones Obligatorias adquirió el 6.44% de las acciones. En una segunda fase, también mediante martillo realizado en la Bolsa de Bogotá, se ofreció al sector privado el 53.73% restante, que fue adquirido por un consorcio español conformado por el Grupo Gas Natural S.D.G. e Iberdrola. Los otros accionistas de Gas Natural S.A. E.S.P. son la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (26.25%), Invergas (6.36%) y 15 pequeños accionistas (7.21%).

El esquema mencionado de participación privada a través de concesiones fue revaluado por la Ley 142 de 1994, al eliminar el concepto de concesión. El esquema de participación privada fue cambiado por dos alternativas.

- En la primera, la empresa privada puede desarrollar un sistema de distribución sin licitación o permisos del gobierno nacional, con tarifas reguladas por la CREG. En este esquema el inversionista privado asume los riesgos comerciales y regulatorios, pero sin garantía de ser el único prestador del servicio.
- En la segunda, la misma Ley creó el concepto de Áreas de Distribución Exclusivas. Bajo este sistema, y con el fin de ampliar las coberturas, el Estado le reduce el riesgo regulatorio al privado y garantiza que será el único prestador del servicio, disminuyendo el riesgo comercial. El riesgo regulatorio se reduce a través de un proceso licitatorio donde el ganador ofrece una tarifa, en vez de ser fijada por la CREG.

Gracias a la construcción de la Red Nacional de Gasoductos, el Gobierno, a través del Ministerio de Minas y Energía, ha podido abrir licitaciones para otorgar en concesión seis zonas de servicio exclusivo para la distribución domiciliaria de gas natural: Valle del Cauca, Quindío, Caldas, Risaralda, Cundinamarca-Boyacá, y Tolima - Centro. Estas zonas representan entre el 20% y el 25% del consumo de gas domiciliario en el país. En la primera mitad de 1997 el gobierno otorgó las áreas de Quindío, Caldas, Risaralda, Norte del Valle del Cauca y Tolima. En las cuatro primeras el consorcio ganador tenía como socio a Gas Natural S.A. E.S.P.. En la cuarta Petrocolombia era uno de los socios (ver Cuadro 48). El área Cundinamarca - Boyacá se adjudicó en los primeros meses de 1998.

**Cuadro 48**

**Concesionarios de Áreas de Servicio**

Área	No. De Municipios	Población	Suscriptores Resid. Potenciales	Concesionario
Norte del Valle	23	805.456	196.667	Gas Natural S.A., Gasnacol S.A., Promigas, Gas Natural del Oriente, Norma Latin Americ Inc.
Quindío	8	328.269	67.085	Gas Natural y Socios
Caldas	5	424.138	93.074	Gas Natural del Centro S.A.
Risaralda	7	499.966	106.934	Gas de Risaralda E.S.P.
Tolima-Centro				
Cundinamarca-Boyacá				

La expansión reciente de las instalaciones domiciliarias ha sido muy rápida, con un incremento de 550 mil en tan sólo tres años, con Cundinamarca como responsable del 46% del aumento. Es probable que la penetración del servicio siga aumentando muy rápidamente como resultado de la construcción de redes en las áreas de distribución exclusiva.

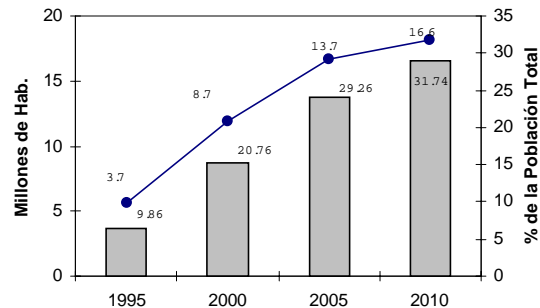
**Cuadro 49**  
**EVOLUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DOMICILIARIAS**  
**DE GAS NATURAL**

Municipio	Instalaciones	
	Dic. 31/94	Dic. 31/97
Riohacha	7.702	10.026
Maicao	4.541	6.212
Otros	568	8.551
<b>Sub-Total GUAJIRA</b>	<b>12.811</b>	<b>24.789</b>
Barranquilla	104.399	145.084
Santa Marta	24.029	34.370
Soledad	24.788	38.470
Valledupar	1.197	23.351
Otros	36.884	59.300
<b>Sub-Total ATLANTICO-MAGDALENA</b>	<b>191.297</b>	<b>300.575</b>
Cartagena	76.547	103.987
Montería	21.098	29.470
Sincelejo	18.371	25.673
Otros	38.392	82.439
<b>Sub-Total BOLIVAR-CORDOBA-SUCRE-C</b>	<b>154.408</b>	<b>241.569</b>
Bucaramanga-Girón	94.313	111.181
Barrancabermja	27.240	35.244
Piedecuesta	11.767	14.162
Otros	39.597	50.482
<b>Sub-Total SANTANDER</b>	<b>172.917</b>	<b>211.069</b>
Neiva	42.609	51.859
Otros	6.261	14.527
<b>Sub-Total HUILA</b>	<b>48.870</b>	<b>66.386</b>
Villavicencio	35.750	54.210
Otros	1.713	13.874
<b>Sub-Total META-CASANARE</b>	<b>37.463</b>	<b>68.084</b>
Santafé de Bogotá	160.020	397.380
Soacha	12.083	30.854
<b>Sub-Total CUNDINAMARCA</b>	<b>172.103</b>	<b>428.234</b>
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>789.869</b>	<b>1.340.706</b>

Fuente: Ecopetrol (1997), Estadísticas de la Industria Petrolera

Se ha proyectado tener cubierto en 10 años cerca del 30% de la población (Gráfico 24), 3.3 millones de viviendas.

**Gráfico 24**  
**COBERTURA DEL SERVICIO DE GAS DOMICILIARIO**



#### 4. Regulación de la industria del gas

Con anterioridad a la expedición de la Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) el esquema regulatorio para el gas natural tenía las siguientes características (Ecopetrol (1998)):

1. El precio en boca de pozo se establecía en función de la variación semestral del precio de exportación del Full No. 6 de Ecopetrol, regulándose por la Resolución 061 de 1983 para la Región Oriental, Costa Afuera y Tierra Firme y por la Resolución 039 para el gas de la Guajira;
2. El precio en troncal era regulado por el Ministerio de Minas y Energía;
3. El Transporte se desarrollaba mediante contratos;
4. Ecopetrol era el único comercializador, y operaba de manera informada, pues las ventas se hacían sin utilizar contratos.

Con la Ley 142 y la creación de la CREG se empezó a modificar este esquema regulatorio. La regulación vigente libera los precios al productor para hallazgos de gas en contratos de asociación firmados después de septiembre de 1995 y para todos los demás contratos a partir del 2005. El transporte está regulado mediante tarifas máximas ajustadas por la inflación internacional y se regula también la distribución. Se ha establecido además la comercialización como una actividad separada de la producción. En las secciones que siguen se proporciona información más detallada acerca de este tema.

##### 4.1 Regulación de Precios al Productor

La regulación ha ido buscando que los precios del gas natural tiendan a establecerse por el mercado. Los criterios para su fijación han sido sin embargo cambiantes, pues primero fue la “boca de pozo” (Resoluciones 39 de 1975 y 61 de 1983) y luego el “nodo de entrada en troncal (Resolución 29 de 1995), lo que significa un cambio en las reglas de juego, que lleva los productores a competir no en el campo sino en el sistema troncal. Esto ha hecho que los actuales productores se acojan al sistema antiguo (Resolución 61 de 1983), que al reconocer un costo de conexión, permite que se supere el tope máximo del precio, fijado en US\$1.30/MBTU por la Resolución 29 de 1995.

En la resolución 29 de 1995 y en la 057 de 1996 (que cumplió todas las resoluciones hasta esa fecha) se definió una metodología para la liquidación del precio máximo del gas natural colocado en los nodos de entrada en troncal, que depende de la fecha de la firma de los contratos de exploración y explotación (siendo la fecha crítica el 11 de septiembre de 1995) y la ubicación de los campos (interior o Costa Atlántica). Esta se resume en el cuadro que sigue.

El principio general establecido en la Resolución 029 de 1995 es permitir la libre negociación del precio del gas en boca de pozo sin regulación tarifaria en el año 2005. En el entretanto, la CREG ha establecido la libre negociación de precios sujeta a un tope máximo.

Los precios establecidos por la Comisión hasta el año 2005 varían según el campo. La CREG, a través de la Resolución 029 de 1995, intentó unificar los precios máximos, contemplando una metodología alternativa a la ya existente en materia del precio de gas en boca de pozo<sup>14</sup>. Los productores consideraron que esta fórmula no permitía un ingreso suficiente para recuperar la inversión y decidieron acogerse a las resoluciones previas. Estas resoluciones (061 de 1983 y 039 de 1977) relacionan el precio del gas natural con el precio del Fuel Oil de exportación de Ecopetrol.

**Cuadro 50**  
**PRECIO DEL GAS NATURAL COLOCADO EN LOS**  
**NODOS DE ENTRADA EN TRONCAL**

Fecha de Firma del Contrato	Ubicación del Campo	Tipo de Gas	Regimen de Precios	
			Regulado	Libre
Antes de 11-09-95	Interior	Libre	Hasta sep./2005 puede escoger entre continuar con Res. 061/83, o acogerse a Res. 057/96	Desde Sep.10 del 2005
		Asociado	Hasta sep./2005 continúa con la Res. 061/83	Desde sep.10 del 2005
	Costa Atlántica	Libre	Hasta sep./2000 continúa la Res. 061/83. De allí en adelante puede escoger entre continuar con Res. 061/83 o acogerse a la Res. 057/96	Desde sept. 10 del 2005
		Asociado	Hasta sep./2005 continúa con la Res.061/83	Desde sep.10 del 2005
Después de 11-09-95	Cualquier Zona	Libre o Asociado	-	Desde julio de 1996

Fuente: Acogas, Revista No. 23, Enero-Junio de 1998.

Por otro lado, existía un debate entre los productores y la CREG en torno a si los costos de procesamiento del gas natural están o no incluidos en los precios vigentes. Mediante la circular 029 de 1995, la CREG estableció que dichos costos si están incluidos en las tarifas establecidas en las resoluciones.

Las nuevas reservas descubiertas por Ecopetrol a partir de enero 1o. de 1998 tienen régimen libre; las descubiertas antes de esa fecha tendrán régimen libre a partir de septiembre del año 2005.

El tope máximo fijado por la CREG debería estar relacionado con el despacho del los generadores térmicos, ya que estos consumidores representan un porcentaje importante del consumo nacional de gas natural. Sería conveniente que la CREG considerara la posibilidad de permitir a los productores flotar el precio del gas en el año, dentro de una franja definida, manteniendo un precio máximo promedio. De esa forma el productor podría vender su gas a un precio más bajo en el invierno e incrementarlo durante el verano, mejorando la probabilidad de despacho. Otra alternativa sería que la CREG atara el precio máximo del gas a un riesgo definido y liberara el precio de gas para cualquier otra distribución de riesgos. Es decir, ligar el precio máximo a un contrato en firme o de "tómelo o páguelo" y permitir un precio mayor negociado libremente, si el productor está dispuesto a asumir mayores riesgos.

La Resolución 39 del 10 de julio de 1975 de la Junta Nacional de tarifas ató el precio en boca de pozo (por millón de pies cúbicos) del gas de la Guajira al precio del Fuel Oil No. 6 exportado por Ecopetrol por medio de la siguiente fórmula de ajuste, con un piso de US\$ 0.70/MPC:

$$P \text{ (US\$/MPC)} = (\text{US\$ } 0.80 * P_i) / (\text{US\$ } 11.9098)$$

Donde:

P = Precio del gas en boca de pozo.

US\$ 0.80 = Precio base del gas.

P<sub>i</sub> = Precio promedio del Fuel Oil No. 6 exportado por Ecopetrol en los últimos seis meses.

US\$ 11.9098 = Precio promedio del Fuel Oil No. 6 exportado por Ecopetrol en los seis meses anteriores a la fecha de inicio de la producción.

Por su parte la Resolución 61 del 22 de julio de 1983 de la Junta Nacional de Tarifas, para el gas de otros pozos, especifica que el precio en boca de pozo por millón de pies cúbicos es el siguiente: a) US\$ 2.00 / MPC para yacimientos localizados en la Costa Atlántica y Magdalena Medio; b) US\$ 2.20 / MPC para yacimientos localizados mar adentro o en otras áreas en tierra firme.

Fórmula de Ajuste:

$$P_i (\text{US\$/MPC}) = P_o * \text{FO1} / \text{FO2}$$

Donde:

$P_i$  = Precio para un determinado semestre.

$P_o$  = Precio para el semestre anterior.

FO1= Precio promedio del Fuel Oil para el semestre anterior

FO2= Precio promedio del Fuel Oil para el mismo semestre de  $P_i$  en el año anterior

En suma, se mantiene un precio máximo al productor para el gas en troncal, manteniendo durante algún tiempo una diferencia entre el mercado del interior y el de la Costa Atlántica. Para el primero es de US\$1.30/MBTU, mientras para el contrato Guajira del gas de la Texas opera la resolución 039/75 y la 061/83 para el resto de contratos.

#### 4.2 Regulación del Transporte

La CREG emitió en 1995 y 1996 un conjunto de resoluciones tendientes a regular la actividad de transporte. Las resoluciones de mayor importancia son la 017 y 019 de 1995 y la 057 de 1996. En la primera se determinan los cargos máximos que pueden ser cobrados por los transportadores, mientras la segunda regula la prestación del servicio en los aspectos técnicos y comerciales.

Las tarifas de transporte de gas natural tienen dos componentes: cargos de conexión y cargos de uso. Los Cargos por Uso se distinguen entre: a) Cargo por Capacidad; b) Cargo por Volumen; y, c) Otros Cargos por Uso. Adicionalmente se aplica el cargo por estampilla. Su metodología de aplicación se explica a continuación.

**a) Cargo por Capacidad (US\$KPCD - Año).** Asociado a la inversión en los gasoductos. Se liquida en diciembre sobre la base de la capacidad firme contratada para el año siguiente y se factura mensualmente. En caso de ser interrumpido total ó parcialmente, se liquidará sobre la base del volúmen efectivamente transportado;

**b) Cargo por Volumen (US\$ / KPCD).** Este aplica a la entrada y salida del sistema, estableciendo un centro de referencia en Vasconia. De esta manera los productores pagarán el transporte desde su nodo de entrada<sup>15</sup> hasta el centro de referencia (cargo de entrada) y los consumidores pagarán el transporte desde el centro de referencia (Vasconia) hasta su respectivo nodo de salida<sup>16</sup> (cargo de salida);

**c) Otros Cargos por Uso (US\$KPC).** Corresponden a los costos variables de operación y mantenimiento. Se facturan mensualmente tomando como base los volúmenes efectivamente medidos.

**d) Cargo por Estampilla.** Equivalente a US\$0.10 por KPC de gas transportado. Este cargo será impuesto gradualmente, incrementándose semestralmente en cuotas iguales hasta llegar al valor de US\$0.10 KPC.

La regulación establece sistemas tarifarios distintos para los tres sistemas de transporte (Interior, Costa y Centro). En el sistema de la Costa Atlántica (Ballenas-Montería), la CREG estableció un cargo de estampilla (independiente de la distancia), de US\$0.34 /KPC por un período de cuatro años contados a partir de 1994 (Resolución 019 de julio de 1994). Esta tarifa recupera los costos de transporte, incluyendo un retorno al capital que resulta adecuado.

Para el sistema del Centro (Ballenas-Barranca), la CREG estableció una tarifa directamente relacionada con la distancia recorrida, que se compone de un cargo por capacidad, independiente del volumen transportado, y un cargo por uso (Resolución 044 de 1995). Utilizando un factor de carga de 100%, la tarifa equivalente resultante es de US\$0.85/KPC. Esta tarifa no recupera los pagos que Ecopetrol debe hacerle al contratista de la construcción del gasoducto.

En el sistema del Interior, el esquema tarifario utilizado es uno de “entrada y salida” con centro de referencia Vasconia (Resolución 057 de 1996). Bajo este esquema se busca proveer la capacidad incremental de la red para transportar una cantidad dada entre un punto de entrada y un punto de salida. Los cargos se descomponen, al igual que en el sistema del Centro, en un cargo por uso y un cargo por capacidad (equivalente al 90% del cargo total).

La Resolución 057 contempla un ajuste del valor de los cargos vigentes por uso y capacidad en el sistema de transporte del interior, que debía comenzar a analizar la CREG en marzo de 1998. Para junio de 1998 estaba pendiente la ratificación o modificación del valor de la estampilla definida en la Resolución 057 de 1996 y su metodología de actualización, con el fin de hacer coherente el valor de este cargo (de US\$0.15 por KPC de gas transportado a partir de enero 1o. de 1998) con la actualización de los demás cargos de transporte definidos por la Resolución 057 de 1996.

Las tarifas máximas para el servicio de transporte tienen vigencia de 3 años. Se permiten contratos de transporte en pico, firmes o interrumpibles. Se establece además el libre acceso y la prohibición de propiedad del gas por el transportador, quien debe ser un ente independiente. Se obliga además a realizar proceso de oferta pública para la reventa de capacidad de transporte.

Dentro de los objetivos de este esquema tarifario existen tres elementos que se deben analizar:

- Lograr que los cargos reflejen los costos económicos de transportar el gas hasta cada nodo de salida;
- Lograr que los cargos recuperen los costos de inversión y operación con una rentabilidad apropiada para el inversionista. Hay que tener en cuenta que cada gasoducto tiene unos costos y unos riesgos diferentes;
- Permitir que los generadores eléctricos privados se localicen en los nodos más eficientes, haciendo congruentes el esquema de transporte de gas con el de transmisión de energía.

Respecto al primer objetivo las tarifas establecidas por la CREG presentan variaciones en cada nodo de salida, de acuerdo con el cuadro siguiente. Sin embargo, la diferencia en los cargos entre las distintas ciudades no corresponde a las distancias entre las mismas.

**Cuadro 51**  
**CARGOS DE TRANSPORTE DESDE GUAJIRA Y CUSIANA**

Ciudad	Cargo por Capacidad (US\$/KPCD-Año)		Cargo por Uso (US\$/KPC)	
	Guajira	Cusiana	Guajira	Cusiana
Villavicencio	429	428	0.245	0.226
Neiva	547	546	0.299	0.281
Medellín	513	512	0.225	0.206
Cali	528	527	0.251	0.232
Bogotá	509	508	0.216	0.197

Fuente: CREG.

En relación con el segundo objetivo, ya se señaló atrás que el nivel de los cargos no permite recuperar las inversiones. La razón de mantenerlos bajos es la de asegurar la penetración del gas en las distintas regiones del país. En estas condiciones, sin embargo será imposible que el Estado logre una participación del sector privado en el transporte de gas por mecanismos diferentes a los actuales BOMT subsidiados.

Finalmente, la congruencia entre los cargos de transmisión eléctrica y de transporte de gas, depende de que también reflejen los costos. Los cargos del sistema eléctrico fueron calculados con base en el “estrés” y “desestrés” que la introducción de una nueva oferta o demanda causen en el sistema. En el transporte de gas natural éstos están relacionados con la distancia. Una estimación inadecuada de los cargos puede conducir a una localización ineficiente de la generación térmica en Colombia. También es necesario hacer congruentes los sistemas tarifarios de la Costa y del Interior, en especial en la proporción de la tarifa que está en función del consumo. En la Costa, donde la tarifa está 100% en función del consumo, se genera un incentivo adicional para que los generadores térmicos se localicen en esa zona, dado que el cargo por capacidad es distribuido entre todos los usuarios.

### 4.3 Regulación de la Distribución

El marco regulatorio para la actividad de distribución es muy similar a la del transporte. Se establece un sistema de libre acceso al uso con tarifas regulada (Resolución 057 de 1996). La regulación garantiza el acceso de cualquier usuario al sistema de distribución, protegiendo a los pequeños consumidores de gas. Todos los grandes consumidores y distribuidores deberán tener contratos de compra de combustible (31 de diciembre de 1996). Para la protección a los pequeños consumidores de gas, la CREG ha emitido dos Resoluciones, la 067 de 1995 (Código de Distribución) y la 057 de 1996 que incluye el régimen tarifario

En la primera, se regulan las relaciones entre el usuario y el distribuidor, principalmente en lo referente a la calidad del servicio. En la segunda resolución se establece el régimen tarifario para las empresas distribuidoras. Es importante resaltar que por primera vez se adopta un régimen de libertad regulada. La CREG le permitió a los distribuidores fijar sus estructuras tarifarias unilateralmente. Sin embargo, al final de cada año la Comisión revisa el ingreso promedio por metro cúbico y lo compara con el aprobado al inicio del año.

La estructura tarifaria actual entró en vigencia a partir de 1997 con un horizonte de cinco años para la evaluación de su reestructuración, siendo la fórmula básica para establecer su revisión periódica la siguiente:

$$Ms_t = G_t + T_t + D_t + S_t + Ks_t$$

Donde:

**Ms<sub>t</sub>**: Costo promedio máximo unitario total en \$/m<sup>3</sup>.

**G<sub>t</sub>**: Costo Promedio máximo unitario en \$/m<sup>3</sup> para compras de gas en troncal en el año t

**T<sub>t</sub>**: Costo Promedio máximo unitario en \$/m<sup>3</sup> de transporte en el año t

**D<sub>t</sub>**: Cargo Promedio máximo unitario en \$/m<sup>3</sup> por uso de la red de distribución en el año t

**S<sub>t</sub>**: Cargo o margen máximo unitario en \$/m<sup>3</sup> por comercialización en el año t

**Ks<sub>t</sub>**: Factor de corrección en \$/m<sup>3</sup> en el año t (puede ser positivo o negativo)

Cabe anotar que los cargos de **G<sub>t</sub>** y **T<sub>t</sub>** están contratados en dólares Americanos, mientras que los cargos de **D<sub>t</sub>** y **S<sub>t</sub>** se actualizan anualmente aplicando el IPC en 1997 y el IPC-1 en los años posteriores del quinquenio.



Una vez calculado el Mst, los distribuidores deben estructurar su régimen tarifario en un cargo fijo de sostenimiento y un cargo variable por unidad de consumo. El primero refleja los costos de garantizar la disponibilidad permanente del servicio de gas y es independiente del nivel de consumo; el segundo es función de los costos variables y de la demanda. Para el cálculo de estos costos se pueden utilizar metodologías como la del costo medio del sistema en operación costo incremental promedio de largo plazo y costo medio de largo plazo.

1) **El costo de las compras (Gt)** será igual a: (i) un factor (0.95 en 1996; 0.90 en 1997; 0.85 en 1998; 0.80 en 1999; 0.75 en 2000), multiplicado por (a) el cociente del costo agregado de todo el gas comprado entre (b) la cantidad total de gas vendida; más (ii) uno menos el factor, multiplicado por (a) el cociente del costo agregado de todo el gas vendido por todos los comercializadores a pequeños consumidores, en la Costa Atlántica o el Interior, entre (b) la cantidad agregada de gas vendida por todos los comercializadores a pequeños consumidores, en la Costa Atlántica o el Interior.

2) **El costo del transporte (Tt)** será igual al resultado de dividir los costos totales de transporte (incluyendo cargos por capacidad y por volumen efectivamente transportado, e impuesto de transporte) por el volumen total efectivamente transportado.

3) **El cargo de distribución (Dt)** será el que el comercializador pague al distribuidor por la distribución, que se especifica en el siguiente punto.

4) **El margen de comercialización (St)** se calculará de diferentes formas para las compañías en áreas de distribución exclusiva y las compañías en áreas que no son de distribución exclusiva:

- áreas no exclusivas: para el año 1996 el margen será de \$3/m<sup>3</sup>. A partir de 1997 se indexará con el índice de precios al consumidor menos un factor. (Este factor será cero para los cinco primeros años).
- áreas exclusivas: el margen en cada año será igual al costo de las compras (Gt) más el costo de transporte, todo por el porcentaje definido por la propuesta ganadora de la convocatoria (que debe estar entre 0% y 5%).

5) **El factor de corrección (Kst)** será cero para el primer año. A partir del segundo año se calculará tomando: (i) el cargo promedio máximo para el año anterior (MS(t-1)), menos el cociente entre (a) el ingreso total bruto por ventas a consumidores residenciales entre (b) la cantidad de gas natural vendida a los consumidores residenciales; por (ii) uno más el promedio de la tasa diaria del DTF en el año anterior expresada como interés anual.

La fórmula estará sujeta a las siguientes condiciones subsidiarias:

- La tarifa de los usuarios residenciales estará subdividida en un cargo fijo por mes, que refleje los costos económicos de garantizar la disponibilidad del servicio, el cual será independiente del nivel de consumo, y un cargo por unidad de consumo, que refleje el nivel de consumo.
- Estas facturas para los estratos 1, 2 y 3 se deberán presentar así: (i) se calculará la tarifa sin subsidio diferenciando los primeros 20 m<sup>3</sup> consumidos, (ii) se calculará el subsidio sobre los primeros 20 m<sup>3</sup> consumidos que será de 0-50% para el estrato 1, 0-40% para el estrato 2 y 0-15% para el estrato 3, y (iii) por último se calculará la diferencia entre las dos anteriores.

- Los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6 y los usuarios industriales y comerciales aportarán una contribución al Fondo de Solidaridad que se calculará multiplicando el consumo por 20%. Esta contribución se debe detallar en la factura.

Los distribuidores de gas a pequeños consumidores estarán obligados a cumplir las fórmulas que se determinan a continuación. En la Resolución 040 se establece el procedimiento para la definición de éstas fórmulas, los parámetros iniciales para cada empresa y su aplicación.

La tarifa de distribución de gas domiciliario tendrá dos componentes: (i) el cargo de la red, en el cual se incorporarán todos los costos y gastos asociados al uso de las redes de distribución de gas domiciliario; y (ii) el cargo de conexión, que cubre todos los costos involucrados en la acometida del usuario, que lo conecta con la red local.

El cargo promedio por uso de la red de distribución en cualquier año no puede ser superior al cargo promedio máximo permitido ( $D_t$ ), calculado así:

$$D_t = D_{(t-1)} * (1 + (\text{IPC}_{(t-1)} - X))$$

Donde:

IPC = Índice de Precios al Consumidor.

X = Factor de eficiencia. En el período de vigencia de esta Resolución este factor es 2%.

El cargo máximo por conexión a usuarios residenciales ( $C_t$ ) para empresas existentes para el año 2,000 no podrá ser superior a \$100,000.00 en pesos de 1,995, actualizado a partir de ese año con el incremento en el IPC del año anterior. En ningún caso,  $C_t$  podrá ser superior a  $C_{(t-1)}$  expresado en pesos del mismo año.

d) El cargo máximo por conexión a usuarios residenciales ( $C_t$ ) para empresas que no tienen una tarifa fijada se calculará de acuerdo con la Resolución 040 hasta el año 2,000, a partir del cual se actualizará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$C_t = IC_t * K_{st}$$

Donde:

$K_{st}$  = un factor de corrección (que puede ser positivo o negativo).

El factor  $IC_t$  será: (i) el factor IC para el año anterior, multiplicado por (ii) uno más la variación en el índice de precios al consumidor del año anterior, menos un factor de eficiencia que es igual a cero en los cinco primeros años de vigencia.

El factor de corrección ( $K_{st}$ ) será igual a: (i) el cargo máximo promedio por conexión y por unidad para el año anterior; menos (ii) el cociente de (a) el ingreso total por conexiones de pequeños consumidores, entre (b) la cantidad de usuarios conectados al sistema; todo (i y ii) por el promedio de la tasa diaria de interés bancario en el año anterior, expresada como interés efectivo anual.

Los cargos tarifarios vigentes para 1997 fueron:

Componente	Tarifa 1997 (\$/m <sup>3</sup> )
1. Costo del Gas ( $G_t$ )	46.25
2. Costo de transporte ( $T_t$ )	30.65
3. Costo de distribución ( $D_t$ )	142.43
4. M. Comercialización ( $S_t$ )	3.65
5. Factor de ajuste ( $K_{st}$ )	-
<b>Costo medio total</b>	<b>22.98</b>

Las tarifas pueden ser actualizadas cuando los índices de precios de las fórmulas tarifarias acumulan una variación de por lo menos 3%.

#### 4.4 Subsidios y Sobre - Tasas

Las tarifas discutidas en la sección anterior son independientes del esquema de subsidios cruzados introducido por la Ley 142 de 1994. Bajo este esquema, los usuarios residenciales de estrato 5 y 6 y los industriales, contribuyen con el 20% del costo de prestación del servicio a un fondo nacional, “Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso”, para ser distribuido en subsidios a los estratos 1, 2 y 3, cuyo tope es de 50%, 40% y 20% respectivamente. Para los usuarios comerciales e industriales la Resolución 015 de 1997 definió una contribución de 8.9% y exceptuó de esta a los generadores de electricidad, a la industria petroquímica y al GNC vehicular.

Según estimaciones de la CREG, cuando entró en vigencia la Ley 142 de 1994 el promedio nacional de la sobré-tasa era de 60% para el estrato 6 y de 68% para el 6. La Resolución 124 de noviembre 28 de 1996 estableció un período de transición hasta el 31 de diciembre del año 2000 para que las empresas alcancen el límite legal de contribución de los estratos 5 y 6 (20%). Para 1998 debían alcanzarse niveles de 35% y 30% respectivamente.

La Resolución también estableció una disminución de los excedentes sobre los subsidios de ley para 1998 del 5% para los usuarios del estrato 3 y del 25% para los estratos 1 y 2. Con ello se complementaría en 1998 la totalidad del ajuste de los subsidios para el estrato 3.

En torno al Fondo de Solidaridad existen dos preocupaciones. La primera, que la credibilidad de los privados en el uso del Fondo determinará el nivel de subsidios y la cobertura a los estratos bajos del país. Las empresas están presentando déficits importantes por concepto de la diferencia entre contribuciones y subsidios, que no han sido cubiertos por este Fondo. Por ejemplo, Gas Natural presentó en 1997 un déficit por este concepto de \$2,200 millones y proyecta uno de \$3,500 millones para 1998. Si el Fondo no gira los recursos necesarios, las empresas se verán obligadas a reducir los subsidios. El Fondo de fue reglamentado el 23 de diciembre de 1997, mediante el Decreto 3087, que definió los sistemas para la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones y subsidios.

La otra consiste en que no hay claridad en el monto de la contribución: la Ley 223/96 permite al gobierno fijar una contribución menor al 20%<sup>17</sup>. Sin embargo, la Ley no determinó claramente qué entidad ni cómo debe fijar dicha contribución. Por lo tanto, hasta que el Congreso no se pronuncie en este sentido, los usuarios que a la fecha de expedición de la Ley 142 de 1994 contribuían en menos del 20% continuarán con el mismo factor, mientras que los demás contribuirán en un 20%.

Esta contribución tiene repercusiones importantes en la competitividad del gas frente a otros combustibles, especialmente en la generación térmica y en la industria. Además, para cubrir las necesidades de los estratos de menores ingresos, no requieren una contribución del 20% (se estima que con niveles de alrededor del 5% se obtendrían los recursos necesarios).

#### 4.5 Regulación de la Comercialización

Hasta la expedición de la Ley 142 de 1994 Ecopetrol era el único comercializador del país. Ecopetrol explota una parte de los yacimientos y compra en boca de pozo a las compañías asociadas la producción de gas que no le pertenece. Luego lo transporta por medio de contratos con empresas transportadoras o por gasoductos construidos y operados por ella misma. Finalmente vende el gas a las empresas distribuidoras locales y a los consumidores conectados al sistema de transporte troncal, a tarifas reguladas por el Ministerio de Minas y

Energía en puerta de ciudad, según el tipo de usuario (generación 39.96%, petroquímica 3.68%, Ecopetrol 24.18%, distribución 8.39% y GNC 1.1%). Las tarifas fijadas por el Ministerio de Minas y Energía no necesariamente coincidían con el costo económico de prestación del servicio. En algunos períodos el ingreso por tarifa era inferior a los costos de Ecopetrol y en otros era superior. La tarifa en puerta de ciudad se fijaba bajo un criterio de “net-back pricing”.

La regulación dividió la demanda de gas en dos grandes grupos, consumidores regulados (o pequeños consumidores), que son aquellos que tienen un consumo menor a 500,000 KPCD (500 MPCD) y consumidores no regulados (o grandes consumidores) y creó la figura del comercializador independiente, permitiendo la entrada de nuevos agentes comercializadores.

La comercialización para cada uno de estos dos tipos de usuarios es diferente. Los no regulados, que son principalmente usuarios del sector eléctrico (térmicas de gas) y del sector industrial, tienen la opción de comprar directamente su suministro de gas a un comercializador o al productor (Ecopetrol o el asociado) a precios negociados libremente y sujetos a un tope máximo. En este caso, el usuario sería el responsable de contratar el transporte (y la distribución, si es necesario), los cuales tienen tarifas reguladas.

#### 4.6 Posición Dominante

Con el fin de desarrollar una competencia “gas a gas”, la Comisión estableció algunas restricciones en la comercialización del gas de los distintos productores. Por un lado se prohíbe la comercialización conjunta entre productores de diferentes contratos de producción, aun cuando estén explotando el mismo yacimiento. Por otro lado, establece que si en cinco años dos productores de un mismo campo abastecen de manera conjunta más del 25% del mercado, se prohibirá la comercialización conjunta entre socios. Estas restricciones pueden presentar algunos problemas operativos de los campos.

Las normas permitieron la comercialización por parte de Ecopetrol y asociados. Restringe comercialización conjunta para 2 o 3 contratos de exportación y producción. Limita participación en sistemas de transporte y generadoras de electricidad al 25% (permite a Ecopetrol participación superior al 25% en transporte hasta diciembre 31 de 1997). Para campos marginales (flujo de gas que no pasa por Vasconia) los consumidores dentro de las mismas áreas de producción, tienen preferencias por esta producción, dadas las tarifas de transporte (resolución CREG 044)

Estas restricciones pueden dar lugar a algunos problemas operativos en los campos. Para los productores que explotan un mismo yacimiento, la única forma de asegurar que cada uno está comercializando el porcentaje de las reservas que son de su propiedad, sería asignándole a cada uno la porción correspondiente de cada pie cúbico de gas que se extraiga. En este sentido, la comercialización independiente de dos productores que exploten un mismo yacimiento no parece factible.

De esta manera, la competencia en la producción de gas natural sería entre distintos yacimientos y no entre distintos productores. Adicionalmente, si Ecopetrol participa en todos los campos, la competencia entre yacimientos podría no darse, al existir un único suministrador de gas en el país.

En la Resolución 018 de 1995 se definió como condiciones de conflicto de interés que los transportadores no pueden tener una participación accionaria mayor al 25% en las empresas productoras, comercializadoras o distribuidoras, ni viceversa. Igualmente, los productores no podrán tener participación directa en comercializadoras, transportadoras o distribuidoras. Esta restricción de la inversión del transportador en otras actividades se fundamenta en el concepto que para que exista competencia en el suministro de gas el

transporte debe ser transparente. De otra manera el transportador podría tener preferencias en el despacho de gas y en la firma de contratos de transporte

## **5. Perspectivas y Recomendaciones**

Las posibilidades de inversión en el mediano plazo en materia de transporte de gas natural se deben presentar primordialmente en gasoductos privados independientes, necesarios para el abastecimiento de gas a nuevos proyectos de generación térmica. El transporte mediante estos gasoductos podrá tener un tarifa no regulada por la CREG, siempre y cuando sea de dedicación exclusiva, es decir, transporte tan sólo para un usuario. Las áreas que actualmente no cuentan con suministro de gas son de bajo consumo.

El Plan de Gas fue diseñado para hacer un cubrimiento masivo del sector residencial, donde el efecto de la sustitución por unidad energética tiene un valor más alto. La viabilidad financiera del Plan y las posibilidades de participación privada en el sector dependen del desarrollo de los mercados de generación de energía eléctrica y del sector industrial. Si las tarifas eléctricas siguen presentando rezago con respecto a los costos de referencia, la demanda esperada de gas natural de los usuarios no regulados se vería seriamente afectada.

## VII. EL CONTRATO DE ASOCIACIÓN Y LA INVERSIÓN PETROLERA EN COLOMBIA

### 1. La inversión petrolera en un encuentro no cambiante

La industria petrolera es una industria que requiere de grandes inversiones de alta tecnología, motivo por el cual buena parte del capital debe ser suministrado por las compañías multinacionales. Por ello y por el alto riesgo de las inversiones, la inversión extranjera juega un papel muy importante en el desarrollo de esta industria.

Desde principios de la década de los noventa la competencia a nivel internacional para atraer inversiones de riesgo a la industria petrolera ha aumentado notablemente. Existen tantas oportunidades para explorar en el mundo, que las compañías petroleras que hace 15 años operaban en unos 30 países, lo hacen en 120 y con menos capital que antes. Existe ahora un entorno mucho más competitivo entre los países que cuentan con petróleo. Antes los gobiernos podían dictar los términos de los contratos; ahora, si se está por fuera de las principales áreas productoras, se tiene que competir en forma más agresiva por atraer la inversión extranjera.

Las fuertes caídas que han experimentado los precios del petróleo, primero en la década de los ochenta (con su punto más bajo en 1986), y luego a partir de 1998 con la crisis asiática, han llevado a multinacionales a orientar y definir sus inversiones de capital de riesgo para la búsqueda y producción de hidrocarburos en función de la mayor rentabilidad y seguridad de inversión.

Son cada vez más los países que abren sus puertas al capital extranjero en condiciones favorables, mientras es cada vez menor, debido a los bajos precios del petróleo, el capital extranjero disponible para arriesgar. En casi todos los países en desarrollo y en particular en los países vecinos (Venezuela, Ecuador y Perú) se produjeron cambios en la industria y en los contratos que mejoran su competitividad frente a nuestro país.

Colombia no ha respondido en forma adecuada a estos cambios en los mercados internacionales. Si bien periódicamente se han modificado los contratos de asociación colombianos para exploración y explotación, estos han seguido siendo poco competitivos internacionalmente. En países como Singapur y Vietnam, la participación del Estado en los contratos oscila entre el 35 y 45%, y en ningún caso supera el 55%. En Colombia, la participación del Estado es mucho mayor, superando el 80% en la gran mayoría de los casos. No existe otro régimen en el mundo en que el government take sea tan alto como el de Colombia, con la única posible excepción de Malasia.

Ello explica la baja inversión y los fuertes ciclos que muestra la producción colombiana, en donde después de un boom originado en descubrimientos de reservas de magnitud importante cada 5-8 años, se siguen situaciones de desabastecimiento doméstico. Ello también explica que Colombia viva desde mediados de los noventa lo que algún analista ha considerado como una curiosa contradicción: en medio

de la más baja tasa de exploración sísmica de los últimos años, se encuentra frente a un boom de importantes descubrimientos en los llanos orientales, y a una apreciable reactivación en la firma de contratos en el Piedemonte llanero.

En promedio, Colombia está atrayendo entre US\$160 y \$200 millones al año para exploración, cifra relativamente pequeña si se compara con países con una producción similar, como Australia, Angola, Nigeria y Argelia, en donde los recursos que se comprometen anualmente para la exploración se sitúan entre dos y cuatro veces la cifra que el país está recibiendo.

El estudio realizado por la ACO “Inversión Exploratoria: Colombia frente al mundo”, coloca al país en el último lugar en rentabilidad para el inversionista dentro de la muestra de países seleccionados. En el último estudio de la firma Barrow’s, “World Fiscal Systemas for Oil”, que analiza 226 sistemas fiscales en 144 países, Colombia es calificada solamente con dos estrellas, ocupando el puesto 153. De igual manera, en un estudio de la ONU, contratado por Ecopetrol, Colombia ocupa un lugar modesto de competitividad.

La falta de competitividad de Colombia se evidencia en varios estos estudios. En efecto, desde hace casi una década el país atraviesa por un momento crítico en inversiones en exploración. Mientras que en 1988 las compañías privadas perforaron 52 pozos exploratorios, en 1996 sólo 14. De igual manera, mientras que en 1988 el país tuvo 11.956 kilómetros de exploración sísmica, en 1996 sólo tuvo 2.200.

En las secciones que siguen se describe la evaluación de la inversión en el sector petrolero en Colombia en las últimas dos décadas y se analizan sus determinantes. En la primera sección se presentan las cifras sobre inversión en las diversas entidades relacionadas con el sector: exploración, desarrollo, transporte, refinación y petroquímica. Seguidamente, en la segunda sección, se describe la evolución de la producción, la demanda y las reservas del país. La tercera sección muestra por su parte el comportamiento de los precios internacionales del crudo, en especial de aquellos relevantes para Colombia.

En Colombia el grueso de la inversión en exploración y desarrollo se ha realizado a través del contrato de asociación estándar, en donde el inversionista privado hace las inversiones en exploración y, si encuentra petróleo, la empresa estatal Ecopetrol le reconoce el 50% de estas inversiones. Ecopetrol además realiza la mitad de las inversiones de desarrollo.

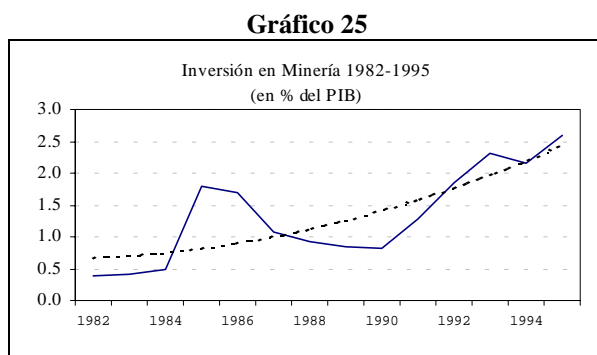
Bajo estas circunstancias, son los riesgos que enfrenta el inversionista privado y la forma en que el contrato de asociación distribuye o atenúa los riesgos, los que jalonan la inversión en estas actividades. Por ello, en la cuarta sección se examinan estos riesgos y en la quinta se analizan los cambios realizados en el contrato de asociación en la década de los noventa para atenuarlos y mejorar sus condiciones de competitividad. Fuera de las inversiones que realiza bajo el contrato de asociación, Ecopetrol invierte directamente en exploración y desarrollo y adicionalmente en transporte y refinación.

La dinámica de estas inversiones depende no solo de la situación de los mercados internacionales, sino también de algunos factores internos que afectan la capacidad financiera de la empresa para realizarlas. Estos factores incluyen decisiones de política macroeconómica, obligaciones que le establece el Gobierno Nacional para el desarrollo de inversiones en otros sectores y de realizar algunas operaciones cuasi - fiscales (garantías, subsidios) y la necesidad de asumir la carga pensional. En la sexta sección se analizan estos problemas y se mencionan los mecanismos que ha utilizado Ecopetrol para obviar estas restricciones. Finalmente, en la última sección se realizan algunos ejercicios econométricos en relación con los determinantes de la inversión petrolera en Colombia, con base en el modelo descrito en el primer capítulo.

## 2. El comportamiento de la inversión petrolera en las últimas dos décadas

La mayor parte de la inversión se ha dado en el sector de petróleos, con alguna participación de carbón, hierro y níquel. Este es el único sector entre los considerados, en donde durante casi todo su historia ha habido inversión privada (básicamente de empresas multinacionales).

El Gráfico 25 muestra el comportamiento de la inversión en minería y petróleos como porcentaje del PIB colombiano entre 1982 y 1995. Se aprecia que la inversión en este sector ha ganado dinamismo en el tiempo, especialmente desde 1990;



Fuente: DANE, Cuentas Nacionales.

### Cuadro 52

INVERSIONES DE ECOPETROL POR AREAS 1982-1997  
Millones de Dólares Corrientes

AÑOS	CUSIANA CUPIAGUA	OPERACIÓN ASOCIADA	EXPLORAC. Y PROD.	REFINAC.	TRANSPTE.	INVEST.ICP	GAS NATURAL	OTROS	TOTAL
1982		31.85	135.07	61.14	106.34			1.44	335.83
1983		48.25	103.11	41.99	86.40			2.84	282.60
1984		48.03	132.19	30.39	71.89			1.41	283.90
1985		461.14	158.03	23.66	94.85			8.55	746.23
1986		276.14	149.88	32.23	84.39	0.59		5.21	548.44
1987		74.84	99.66	40.65	72.92	0.69		5.47	294.22
1988		55.85	190.66	46.80	151.80	3.56		12.06	460.74
1989		64.73	151.32	57.95	87.64	6.88		6.81	375.33
1990		78.41	92.93	61.71	41.07	5.61		3.84	283.57
1991		76.09	67.21	65.07	24.69	3.71		5.07	241.85
1992		65.92	85.42	80.15	148.29	7.51		104.77	492.05
1993	421.98	75.28	55.00	176.99	102.00	7.47		13.54	852.26
1994	153.96	45.58	29.37	146.87	153.96	5.16		18.14	553.02
1995	546.86	69.36	52.27	96.51	178.94	2.34	121.05	21.79	1,089.11
1996	280.47	90.44	119.97	107.42	92.56	3.38	99.80	363.96	1,158.00
1997	694.19	99.84	81.95	172.46	122.09	6.05	52.40	73.06	1,302.05

Otros 1996: Incluye Capitalización OCENSA, Cánones de Leasing, Fondo de Pensiones y Otros.

Otros 1997: Incluye Vicepresidencia de Comercialización y Gas, Corporativo, Capitalización de OCENSA, Fondo Autoseguro y Cánones de Leasing

Cifras 1997: Preliminares.

Fuente: Departamento de Presupuesto - Dirección de Planeación Corporativa.

En el Cuadro 52 se observa como desde 1993 mas del 60% de la inversión de Ecopetrol es debida a los contratos de asociación, deduciéndose de ello que es la inversión privada la que jalona la inversión total en petróleos en el país. Lo que hace Ecopetrol, en este caso, es desembolsar el 50% de los gastos de exploración, una vez un pozo ha sido exitoso (se ha hallado petróleo) y el 50% de los gastos de operación de dicho pozo. Se observa una inversión mas o menos importante en refinación, lo que se explica a través del interés de la empresa por mejorar sus plantas de refinación y absorber cambios tecnológicos importantes.



**Cuadro 53**  
**INVERSIONES DE ECOPETROL 1980-1997**  
 (US\$ millones)

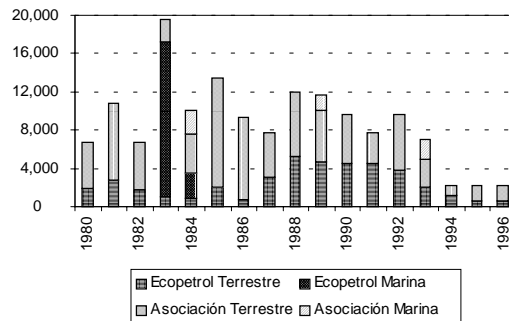
Año	Exploración Directa		Exploración y Desarrollo en Asociación		Desarrollo	Total
	Geofísica	Perforación	Perforación Exploratoria	Exploración Superficie		
1980	6.9	9.0	139.4	17.3	17.5	190.1
1981	9.2	38.1	176.4	51.5	39.2	312.4
1982	7.2	49.2	200.5	39.1	69.8	365.8
1983	6.7	8.3	85.9	11.7	91.7	204.3
1984	6.3	11.2	68.0	34.0	77.4	196.9
1985	7.7	18.4	146.0	29.7	586.0	817.8
1986	3.2	18.1	53.0	54.7	621.2	750.2
1987	15.2	36.5	80.5	30.4	91.0	253.5
1988	27.4	50.6	104.1	50.0	112.9	344.8
1989	27.4	29.2	102.2	40.3	129.5	328.6
1990	28.0	16.8	107.7	36.5	121.8	310.8
1991	19.8	11.5	112.9	31.8	136.2	312.2
1992	24.9	13.9	267.6	68.7	118.1	493.2
1993	19.7	14.2	252.3	53.0	360.9	698.1
1994	15.2	9.2	166.6	18.2	521.0	790.2
1995	12.2	22.1	214.4	56.1	750.8	1,059.4
1996	12.9	34.0	172.0	63.5	1,134.3	1,433.4
1997	16.6	12.3	264.4	70.5	1,182.2	1,517.8

Fuente: Ecopetrol

La actividad exploratoria se mide por la sísmica y por el número de pozos perforados. La sísmica, que fue de 9.454 kms en 1990, ha bajado a 2.723 kms en 1997. Así mismo, el número de pozos explorados ha caído en forma continua, pasando de 67 en 1990 a 16 en 1995, con una leve recuperación en 1996 (22) y 1997 (8). La perforación de pozos exploratorios A-3, que constituyen el mejor indicador del interés de los inversionistas privados en la actividad petrolera<sup>18</sup>, pasó de 52 en 1988 a 11 en 1997.

Dado que los recursos dedicados a la exploración han venido creciendo en términos reales, ello indica que los costos de perforación han venido aumentando. Esto se explica por las condiciones geológicas de la zona del Piedemonte llanero, donde los yacimientos se encuentran a gran profundidad. Desde 1993 no se encuentra en el país un yacimiento de gran tamaño.

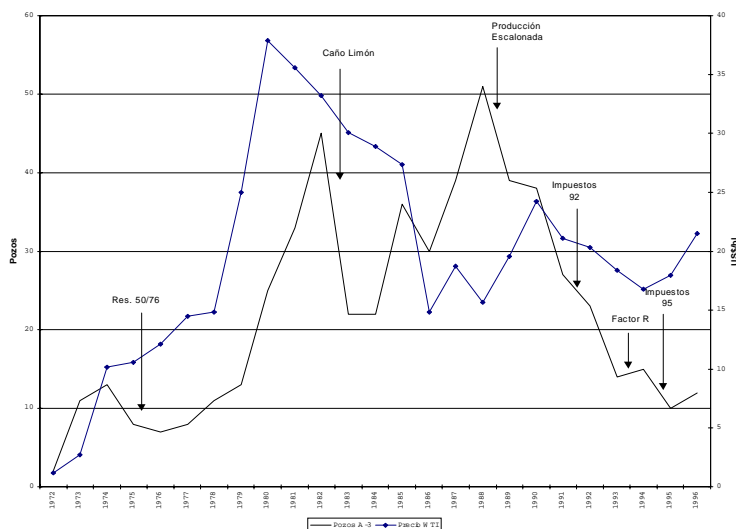
**Gráfico 26**  
**PROSPECCIÓN SÍSMICA 1980-1997**  
 (km. de perfil)



El Gráfico 26 conforma lo dicho arriba sobre las inversiones de Ecopetrol y/o sus asociados. Se observa que lo que mas ha jalonado la exploración en el país, con todos los problemas que tienen sobre la competitividad internacional, son los contratos de asociación, en los que la participación privada por parte de

firmas multinacionales es determinante. Sólo en 1983 se observa un comportamiento atípico de la exploración sísmica, debido a que en ese momento se estuvo evaluando la posibilidad de la existencia de pozos en el Mar Territorial del país.

**Gráfico 27**  
**POZOS A3 (PRIVADOS) Y PRECIOS DEL PETRÓLEO (WTI USA)**  
1972-1996



La actividad exploradora se mide de diversas maneras, pero la más corriente es a través de los pozos A3, los cuales tienen la mayor calificación de riesgo, dado que la probabilidad de éxito es menor. El gráfico 27 muestra la evolución en la exploración de estos pozos en Colombia y la estrecha relación que presenta con el precio internacional del petróleo. En el gráfico también se presenta una reseña del tipo de contrato de exploración a través de los cuales se ha presentado la exploración.

**Cuadro 54**  
**PERFORACIÓN EN DESARROLLO 1983-1997**

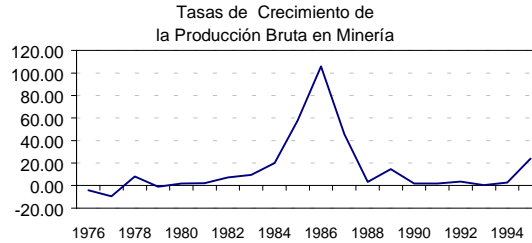
Año	Ecopetrol		Asociación		Concesión		Total	
	No. de Pozos	Kpics	No. de Pozos	Kpics	No. de Pozos	Kpics	No. de Pozos	Kpics
1983	115	604.3	58	211.3	40	248.6	213	1,064.2
1984	150	702.1	38	145.5	42	292.6	230	1,140.2
1985	169	840.6	70	303.4	53	356.3	292	1,500.3
1986	216	1,090.2	22	100.4	30	252.4	268	1,443.0
1987	46	217.6	24	116.0	22	205.6	92	539.2
1988	104	358.0	62	303.9	33	276.8	199	938.7
1989	13	89.2	103	361.3	24	158.2	140	608.7
1990	8	67.9	78	288.7	22	154.8	108	511.4
1991	5	44.0	76	269.6	3	-	84	313.6
1992	4	25.7	35	158.6	-	-	39	211.3
1993	-	-	31	200.0	-	-	31	200.0
1994	1	-	39	297.3	-	-	40	297.3
1995	2	26.2	42	424.4	-	-	44	450.6
1996	2	12.1	65	747.1	-	-	67	759.2
1997	1	13.7	91	683.4	-	-	92	697.1

Fuente: Ecopetrol

Las regalías han mostrado un crecimiento muy rápido, pasando de \$5773 millones en 1984 a \$595.285 millones en 1997. En el período 1995-1997 tan sólo seis departamentos concentraron el 63% de los recursos que el país recibe por regalías (Caballero (1998)).

### 3. Reservas petroleras, producción y demanda

**Gráfico 28**



Fuente: DANE, Cuentas Nacionales.

El comportamiento de la producción bruta en minería presenta variaciones anuales (reales) inferiores al 10% (e incluso negativas) hasta antes de 1984, año a partir del cual la producción nacional se disparó. Después de 1988, y hasta 1994, se retornó a niveles de crecimiento similares a los que se tenían antes de 1984. Lo que es de esperarse es una tendencia creciente de esta variable, por lo menos hasta 1998, dado que este año es cuando el país alcanzaría el máximo nivel de producción de petróleo.

Colombia no puede considerarse como un país petrolero, sino un país con petróleo. Colombia tenía en 1997 un nivel de reservas probadas de 2.625 millones de barriles, contra 71.7 mil millones de Venezuela y 40 mil millones de México. Este nivel es bajo dentro del contexto internacional y, en especial, dentro del contexto latinoamericano, siendo las más bajas del continente entre los países con potencial petrolero. Sin embargo, faltan aún por explorar las 2/3 partes de sus cuencas, lo cual no sólo indica que la actividad exploratoria debería intensificarse, sino que el país cuenta con un potencial petrolero desconocido.

Las reservas probadas estaban distribuidas de la forma siguiente por tipo de contrato: 2.061 en Asociación, 542 de producción directa y 20 de concesión.

**Cuadro 55**  
**RESERVAS Y PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO - 1997**

Región y País	Reservas (Gbbbl)	Producción (Mbpd)	Relación Reservas/Producción
Medio Oriente	676.9	20.1	92.3
Europa O. y C.E.I.	59.1	7.4	21.9
Norte América	26.8	8.3	8.8
América Latina	126.2	9.7	35.6
Venezuela	71.7	3.3	59.1
México	40.0	3.1	35.3
Brasil	4.8	0.8	15.7
Argentina	2.6	0.8	8.5
Africa	70.0	7.1	27.0
Europa Occidental	18.1	6.5	7.6
Lejano Oriente	42.2	7.2	16.1
Total	1,019.3	66.3	42.1
Colombia	2.6	0.7	10.9

Fuente: Ecopetrol

El país fue importador de petróleo desde 1975 hasta el año 1985. Desde 1986 y gracias a los descubrimientos de Caño Limón y Cusiana se volvió de nuevo un exportador de petróleo. Caño Limón y Cusiana aumentaron las reservas probadas en más del doble de las existentes en los años setenta. El país ha sido siempre además importador de gasolina

La producción se ha incrementado en forma rápida en la década de los noventa, previéndose alcanzar un máximo de 900.000 barriles diarios en 1998. Se proyecta que a partir de este año la producción decrecerá hasta llegar a los 400.000 barriles diarios en el 2005.

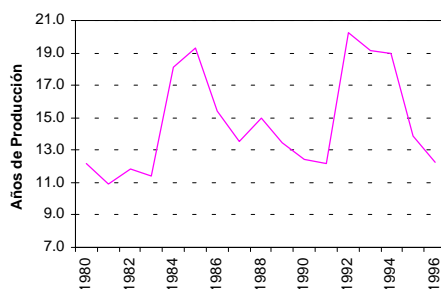
Colombia será en 1998 un productor de cerca de 1 millón de barriles diarios, lo que la convierte en un productor significativo.

**Cuadro 56**  
**DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE CRUDO (KBPD) 1982 - 1997**

Año	Ecopetrol				Compañías Privadas			Total País
	Directa	Asociación	Sub-Total	% País	Asociación	Concesión	Sub-Total	
1982	68.0	7.0	75.0	52.9	7.8	58.9	66.7	141.7
1983	69.3	9.6	78.9	51.9	10.6	62.6	73.2	152.1
1984	69.6	16.1	85.7	51.3	15.7	65.6	81.3	167.0
1985	68.5	22.2	90.7	51.4	18.8	67.0	85.8	176.5
1986	73.3	95.5	168.8	55.9	66.9	66.4	133.3	302.1
1987	79.5	144.2	223.7	58.1	99.5	62.1	161.6	385.3
1988	80.7	138.7	219.7	58.5	95.7	59.7	155.4	374.8
1989	83.3	155.8	239.1	59.1	106.8	58.5	165.3	404.4
1990	87.5	175.4	262.9	59.8	119.4	57.2	176.6	439.5
1991	83.9	171.9	255.8	60.1	116.3	53.5	169.8	425.6
1992	90.7	181.4	272.1	62.1	120.9	45.4	166.3	438.4
1993	93.7	194.2	287.9	63.5	129.5	35.9	165.4	453.3
1994	95.5	196.9	292.4	64.4	131.3	30.3	161.6	454.0
1995	112.5	276.0	388.5	66.4	184.0	12.4	196.4	584.9
1996	115.7	297.3	412.9	65.9	198.2	15.2	213.3	626.3
1997	119.3	310.7	430.1	65.9	206.7	15.5	222.2	652.2

Fuente: Ecopetrol

**Gráfico 29**  
**RELACIÓN RESERVAS/PRODUCCIÓN**  
**(1980-1997)**

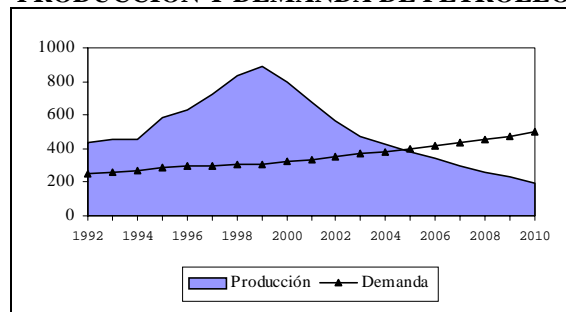


Debido a la desaceleración económica que se produjo a partir de 1996, la demanda doméstica de combustibles ha sido inferior a la prevista. Tanto en 1997 como en 1998 se esperaba un crecimiento de la demanda de 4.5%-5%, pero este ha sido muy inferior, como se observa en el cuadro que sigue:

Año	Consumo de Petróleo (bpd)	Var %
1994	125,300	-
1995	128,576	2.6
1996	128,871	0.2
1997	131,030	1.7
1998 (e)	131,900	0.7

Como consecuencia de ello, la fecha en que se pensaba que el país dejaría de ser autosuficiente (año 2004) y volvería a importar petróleo, se ha desplazado hacia adelante. En la actualidad se proyecta que la autosuficiencia petrolera durará hasta el año 2006.

**Gráfico 30**  
**PRODUCCIÓN Y DEMANDA DE PETRÓLEO**



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo.

Hay sin embargo conciencia del riesgo de desabastecimiento en un futuro cercano si no se inician programas agresivos de exploración. Por ello, el Gobierno está estudiando nuevas modificaciones al contrato de asociación, que probablemente se producirán antes de terminar 1998.

La necesidad de adoptar medidas urgentes en esta dirección es debida a que su impacto positivo tan sólo podrá observarse en un período de entre 6 a 8 años, plazo mínimo para realizar la exploración y construir la infraestructura necesaria para iniciar la producción, y hasta 15 años para lograr una producción significativa.

**Cuadro 57**  
**BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS 1980-1997**

Exportaciones de Ecopetrol (US\$ millones CIF)

Año	Petróleo	ACPM	Fuel Oil	Otros	Total
1980	-	-	238.99	70.20	309.19
1981	-	-	265.88	70.74	336.62
1982	-	-	283.86	65.34	349.20
1983	-	-	378.36	60.32	438.68
1984	-	-	443.86	44.11	487.97
1985	-	-	406.51	47.09	453.60
1986	196.70	17.65	206.31	41.15	461.81
1987	546.69	58.92	331.02	58.81	905.44
1988	395.63	33.43	228.38	37.64	695.08
1989	560.71	49.32	304.87	42.77	957.67
1990	893.73	31.17	354.80	81.40	1360.88
1991	627.85	56.85	240.77	76.79	1002.26
1992	596.24	40.94	196.66	29.25	863.09
1993	484.77	65.62	186.38	19.58	756.35
1994	384.24	68.89	215.25	15.89	684.27
1995	905.72	56.80	219.78	24.41	1206.71
1996	1118.64	116.29	289.02	76.55	1600.50
1997	1,119.00	77.14	260.67	54.89	1,511.70

Fuente: Ecopetrol

Importaciones de Ecopetrol (US\$ millones CIF)

Año	Petróleo	Gasolina Corriente	Otros	Total
1980	213.50	291.99	195.64	701.13
1981	262.03	223.35	200.05	685.43
1982	248.69	353.92	61.78	664.39
1983	380.83	210.65	32.57	624.05
1984	272.35	166.40	4.61	443.36
1985	180.34	276.13	-	456.47
1986	-	120.26	6.02	126.28
1987	-	90.14	9.45	99.49
1988	-	153.09	2.64	155.73
1989	-	203.17	7.06	210.23
1990	-	274.63	24.07	298.70
1991	-	237.64	17.14	254.78
1992	18.14	275.78	13.54	307.46
1993	-	261.90	21.84	283.75
1994	-	265.53	5.07	270.60
1995	-	234.90	33.58	268.48
1996	6.04	1.97	259.47*	267.48
1997	-	2.20	314.37*	316.57

\* Corresponde casi en su totalidad a gasolina extra

Fuente: Ecopetrol

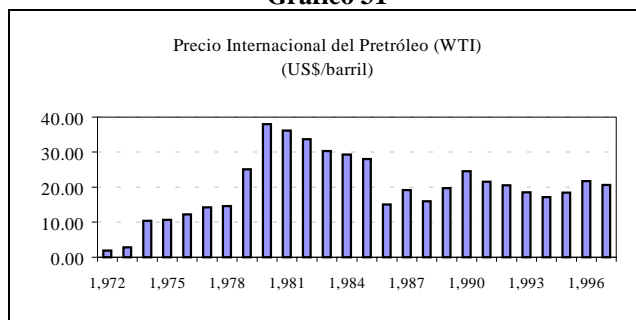
### Boom y Fondo de Estabilización del Petróleo

El FAEP fue creado y reglamentado con la Ley 209 de 1995 con el fin de evitar algunos de los efectos negativos (tanto macroeconómicos como microeconómicos) de la bonanza petrolera originada en los descubrimientos de Cusiana, efectos conocidos como la “enfermedad holandesa”. El mecanismo consiste en ahorrar ingresos petroleros durante la fase creciente de producción, para desahorrarlos en la fase declinante. Para ello se depositan en una cuenta en el exterior administrada por el Banco de la República parte de los ingresos de Ecopetrol, los departamentos y municipios receptores de regalías y el Fondo Nacional de Regalías provenientes de los campos de Caño Limón, Cusiana, Cupiagua, Piedemonte Llanero y áreas nuevas.

El diseño del FAEP está impidiendo generar ahorro en magnitudes importantes, pues este se calcula sobre la producción de cada campo en forma individual, de manera que los campos pequeños o medianos no aportan recursos a este Fondo. En la actualidad tan solo realizan aportes los campos de Cusiana y Cravo Norte. A mediados de 1998 se habían ahorrado aproximadamente \$405 mil millones en esta cuenta (equivalentes a alrededor de US\$270 millones).

## **4. Precios internacionales**

El Gráfico 31 muestra la evolución del precio internacional del petróleo (US\$/barril) West Texas Intermediate (WTI), que por su calidad se aproxima al producido en Colombia. El precio observa una tendencia creciente en los setenta, con un pico en 1980, y una declinación posterior, registrándose el nivel mas bajo en 1986. De ahí en adelante, los precios se mantienen en un nivel entre US\$18 y US\$20 por barril. Desde finales de 1997 el precio internacional colapsó, alcanzando un nivel de US\$11 por barril en noviembre de 1998.

**Gráfico 31**

Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo.

El siguiente cuadro muestra la evolución del precio de los crudos que exporta Colombia en comparación con los de los referentes más importantes, para la década de los noventa. Hacia el futuro, debido a los excesos de oferta, no se esperan alzas en los precios. A nivel internacional, si se cierra la exploración mañana, habrá petróleo hasta el año 2040, pues las reservas del Medio Oriente, los países de la OPEP y la antigua Unión Soviética, le permiten al mundo mantener su consumo actual sin necesidad de que se descubra más petróleo. Por esta razón no se espera una tendencia alcista importante (que supere los niveles que se tenían antes de la crisis asiática) en los precios en la próxima década.

**Cuadro 58**  
**PRECIOS INTERNACIONALES DEL CRUDO 1980-1997**  
(US\$/barril)

Regiones	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
U.S.A. (WTI)	24.46	21.50	20.56	17.40	17.19	18.4	22.1	20.6
Arabian Light	21.48	17.78	17.22	15.30	14.30	15.8	19.3	18.7
Caño Limón - Colombia	22.18	18.65	17.86	16.10	14.98	16.8	21.4	18.3
Cusiana - Colombia	-	-	-	-	-	17.6	22.1	19.1
Orito - Colombia	21.09	18.53	17.54	16.50	15.21	16.5	19.6	17.6
Vasconia - Colombia	-	-	-	15.10	-	16.7	20.8	17.3

Fuente: Ecopetrol

## 5. Riesgos de la inversión petrolera en Colombia

### 5.1 Riesgos geológicos (prospectividad)

En las principales cuencas del mundo potencialmente petroleras, se pueden perforar pozos exploratorios con una tasa de éxito de entre un 15 a 50%. En Colombia es del orden del 26%. Colombia requiere además una exploración de alta calidad y de alto costo. Los pozos tienen enormes dificultades y gran profundidad. En Cusiana y Cupiagua los pozos cuestan del orden de US\$45 millones, un costo muy alto. El riesgo de una falla mecánica es tan grande, que para perforar este tipo de pozo normalmente dos de las mayores compañías, y hasta tres, se unirían para compartir el riesgo.

### 5.2 Tributación

El Gobierno Nacional y las entidades territoriales reciben del sector petrolero recursos por cuatro conceptos diferentes:

- Regalías;
- Impuestos y contribuciones especiales;
- Impuestos al consumo de gasolina y ACPM;
- Dividendos de Ecopetrol.

**Cuadro 59**  
**APORTES FISCALES DE LA INDUSTRIA PETROLERA**

Transferencias al Estado (Millones de pesos)

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
REGALIAS	5,773	8,660	17,799	40,404	54,251	108,433	196,777	179,040	217,665	259,164	287,270	449,440	549,761	595,285
PAGO DE IMPUESTOS														
Impuesto de renta	0	0	614	25,208	21,344	31,803	38,504	102,490	58,755	38,201	73,101	38,593	76,305	256,453
Otros Impuestos y Aranceles	0	11,240	3,948	7,228	14,127	20,056	28,594	56,941	49,666	86,405	94,790	139,828	198,798	229,522
TOTAL IMPUESTOS		11,240	4,562	32,436	35,471	51,859	67,098	159,431	108,421	124,606	167,891	178,421	275,103	485,975
TOTAL DIVIDENDOS					10,207	16,209	60,665	90,000	90,000	140,549	139,000	194,000	216,200	223,000
SUBSIDIOS Y APORTES														
Importación gasolina	5,173	17,800	6,034	12,133	24,299	40,994	87,641	84,899	71,244	42,522	18,603	64,934	125,878	114,016
Cocinol	1,965	2,183	3,563	5,664	6,908	9,556	15,546	15,382	12,239	7,198	1,629	1,560	1,569	1,727
Electrificadoras	6,040	6,235	6,956	8,545	11,195	13,249	19,422	25,300	29,888	33,972	29,240	27,208	15,520	6,740
Otros	3,176	8,349	9,309	10,963	11,287	5,518	17,113	12,313	760	374	540	1,091	6,202	9,063
TOTAL SUBSIDIOS Y APORTES	16,354	34,567	25,862	37,305	53,689	69,317	139,722	137,894	114,131	84,066	50,012	94,793	149,169	131,546
TRANSFERENCIAS														
Impuesto Vial	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
Otros	7,042	8,272	9,362	10,954	15,206	17,720	26,045	47,493	61,460	130,427	195,747	243,196	240,937	257,819
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
GRAN TOTAL	60,229	100,820	104,330	171,087	247,965	367,841	631,578	804,885	860,242	1,060,829	1,250,985	1,631,919	2,237,432	2,518,471

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

Fuente: División de Contaduría

Estos recursos han pasado de 1.7% del PIB en 1984 a 4.1% del PIB en 1990 (su nivel más alto), disminuyendo a 2.7% del PIB en 1997. En 1996 los aportes fiscales del sector representaron el 24% del total de los ingresos fiscales de la nación y en 1997 el 16.5% (Cuadro 59).

Las regalías equivalen al 20% de cada barril de petróleo, un porcentaje que se ubica entre los mas altos del mundo. En décadas anteriores, las regalías se distribuyeron entre la nación y los departamentos y municipios productores de petróleo. En los noventa, la distribución se modificó a favor de las entidades territoriales y en contra del Gobierno Nacional con base en criterios relativamente arbitrarios. Ello agravó la situación fiscal del Gobierno y no significó una distribución mas equitativa de los recursos entre las regiones.

La Constitución de 1991 incluyó dentro de los beneficios de las regalías a los municipios portuarios por donde se transporta el petróleo o productos derivados de los mismos. También estableció que con los dineros que no se destinasen a los departamentos y municipios se debería crear un Fondo Nacional de Regalías (FNR), cuyos recursos se asignarían a las entidades territoriales para financiar proyectos de inversión, promover la minería y preservar el medio ambiente.

La Ley 141 de 1994 creó el Fondo Nacional de Regalías y determinó la cesión de las regalías del gobierno nacional, distribuyendo su participación (40%) entre el FNR y (8%) los municipios portuarios:

La Ley 344 de 1996 reformó la Ley 141, asignando el 80% de los recursos destinados a financiar los proyectos regionales de inversión a la financiación de la red vial secundaria y terciaria, una decisión acertada, que ayuda a reducir (aunque mínimamente) los problemas de financiación de estas vías.

El impuesto de renta es del 35%, al que se le deben sumar los impuestos de reservas. Durante algunos años de la década de los noventa se aplicó además el "impuesto de guerra", que no era en realidad un impuesto sino una regalía, dado que era un pago fijo por barril de petróleo. En forma combinada, estos gravámenes ubican a Colombia en uno de los rangos de impuestos sobre la industria petrolera mas altos del mundo. El



"government take" se mantuvo por encima del 80% en las últimas dos décadas, bajando de ese nivel tan solo en 1997 para unos contratos específicos.

**Cuadro 60**  
**DISTRIBUCIÓN DE LAS REGALÍAS**  
**ANTES Y DESPUÉS DE LA LEY 141 DE 1994**

Beneficiario	Antes (%)	Después (%)
Depto Productor	47.5	47.5
Mpio. Productor	12.5	12.5
Mpio Portuario	0.0	8.0
Nación	40.0	0.0
FNR	0.0	32.0
Cormagdalena	0.0	3.2 /1
Total	100.0	100.0

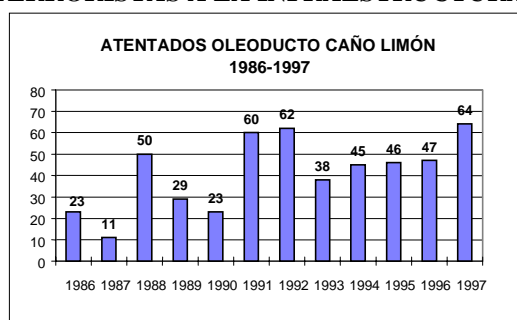
/1 El 10% de los recursos del FNR.

La tradición colombiana de realizar reformas tributarias cada dos años, tradición cuya probabilidad ha aumentado como resultado de la crisis fiscal que vive el país desde 1994, genera riesgos tributarios altos y crecientes para el inversionista extranjero. A favor del país hay que señalar, sin embargo, que en 1995 se eliminó el impuesto de guerra y que el de reservas se ha ido reduciendo paulatinamente.

### 5.3 Riesgos de fuerza mayor (seguridad)

La violencia creciente de la guerrilla ha venido aumentando los riesgos de operación de las compañías petroleras. Debido a que la exploración y el desarrollo por lo general tienen lugar en zonas apartadas, son muy vulnerables a ataques terroristas y a extorsión, lo que obliga a dedicar presupuestos crecientes a la seguridad del personal y los equipos, así como a asegurar las inversiones. El gráfico que sigue muestra la evolución de los ataques terroristas a tan solo uno de los oleoductos (Caño Limón) existentes en el país.

**Gráfico 32**  
**ATAQUES TERRORISTAS A LA INFRAESTRUCTURA PETROLERA**



Fuente: Carta Petrolera No. 77, Enero-Febrero de 1998

### 5.4 Riesgo de que ecopetrol no cumpla sus obligaciones con los asociados

En la actualidad, Ecopetrol asume por los menos el 50% de la inversión, independientemente de si esté en capacidad de costearla o no. Hasta el año 2000 lo que Ecopetrol tiene que aportar como contraparte a las inversiones que realizan las compañías multinacionales en exploración, se calcula en US\$ 7 mil millones. De invertir US\$300 millones anuales, Ecopetrol pasaría a invertir US\$2.000 millones.

En suma, Colombia tiene una geología poco favorable, riesgos tributarios importantes, gravísimos problemas de inseguridad y altos riesgos de que Ecopetrol no sea capaz de cumplir con sus obligaciones con

los asociados. En estas circunstancias, Colombia debería tener uno de los mayores contratos de asociación del mundo, a fin de poder ser competitivo y atraer inversión extranjera. No ocurre así, como se verá en la siguiente sección, a pesar de las modificaciones al contrato de asociación en los últimos años, este sigue siendo poco competitivo.

## 6. Los cambios en el contrato de asociación

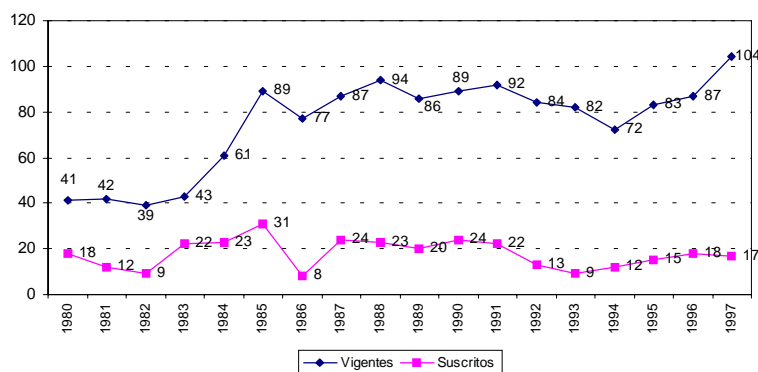
El principal instrumento de política petrolera en Colombia es el contrato de asociación. El contrato se ha modificado en múltiples ocasiones en las últimas décadas. El contrato original de asociación (50/50), introducido en 1974, permitió el descubrimiento de campos como los de Caño Limón, Cusiana/Cupiagua y Chuchupa. Con la introducción del contrato de Producción Escalonada en 1989, la actividad petrolera disminuyó en forma drástica. A ello se deben añadir la creación de nuevos impuestos y el aumento en las tarifas de los existentes, en la década de los noventa.

Para incentivar la exploración se introdujo en 1994 el Factor R. Adicionalmente, se extendió el reembolso de la mitad de los costos exploratorios a la mitad de los pozos secos y a los trabajos de sísmica y se disminuyeron las tarifas de transporte de Ecopetrol. Asimismo, en la reforma tributaria de 1995 se eliminó la contribución especial (el “impuesto de guerra”), un impuesto discriminatorio, y se redujo la tarifa del impuesto de remesas.

En 1996 se introdujo el contrato de riesgo compartido. Ante la evidencia de baja actividad exploratoria, debido a la gradualidad y reducido alcance de las medidas adoptadas, en octubre de 1997 el Gobierno introdujo nuevos cambios en el contrato de asociación. Se estableció un esquema más amplio y diverso en el portafolio de oportunidades que ofrecía el estado colombiano al inversionista, al generarse nuevas oportunidades de inversión en áreas con potencial petrolífero para campos pequeños así como para campos operados por Ecopetrol. Con ello se incentiva la inversión en cuencas no exploradas del país (áreas inactivas<sup>19</sup>).

En relación con las áreas activas, donde existe más probabilidad de encontrar petróleo y donde la actividad exploratoria debería ser más intensa, las modificaciones fueron muy limitadas, manteniendo todavía a Colombia como uno de los países en donde la participación estatal (government take) es de las más altas del mundo (Asociación Colombiana del Petróleo (1998)). Si bien en 1997 se observó un repunte en términos de contratos suscritos y nuevas compañías vinculadas al país, los resultados no son todavía satisfactorios.

**Gráfico 33**  
**NÚMERO DE CONTRATOS DE ASOCIACIÓN 1980-1997**



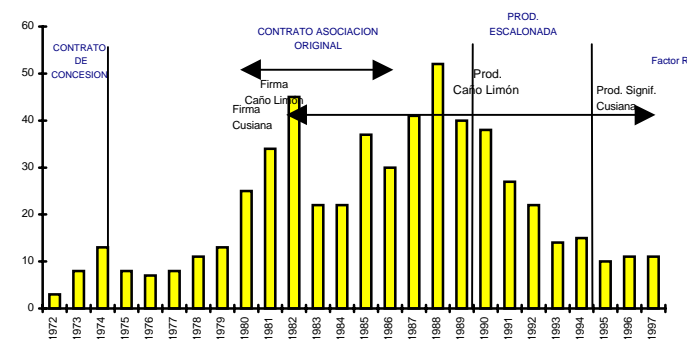
A pesar de los cambios, el número de contratos suscritos por año no ha podido superar en la última década en nivel máximo de 31 contratos en 1985 (Gráfico 33). Además en los noventa el nivel promedio de contratos es incluso inferior al de finales de los ochenta.

Afines de 1998 ya se estaban anunciando nuevos cambios en la competitividad del contrato petrolero, relacionados con la flexibilización del marco tributario y con la reestructuración/flexibilización del marco legal de las regalías, para estimular aquellas cuencas menos competitivas. La ACP ha propuesto aplicar a las cuencas activas los cambios que se hicieron en octubre de 1997 y que sólo cobijan las áreas inactivas. También ha propuesto cambiar el criterio de otorgar campos a las empresas que ofrezcan mayor participación a Ecopetrol en la producción, por el de las que ofrezcan un programa más agresivo de inversiones en exploración.

### 6.1 Contrato 50/50

En este contrato el asociado corre con todos los riesgos de exploración. En la versión original del contrato, introducida en 1974, el asociado tiene 3 años (que se pueden extender a 6) para explorar un área predeterminada, asumiendo el 100% de los costos de exploración. Si la exploración tiene éxito y Ecopetrol declara como comercial el yacimiento, debe reconocerle al asociado el 50% de los costos de exploración y debe asumir además el 50% de los gastos de inversión y operacionales para desarrollar y poner a producir el yacimiento. La duración de la producción es de 22 años, al término de los cuales los activos pasan a ser propiedad de Ecopetrol. En esta fase el crudo extraído se distribuye entre Ecopetrol y el asociado en 50/50 después de regalías.

**Gráfico 10**  
**POZOS EXPLORATORIOS A3 (WILDCATS) Y CAMBIOS EN LOS CONTRATOS**



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo

### 6.2 Contrato Escalonado

Este esquema se introdujo por medio del Decreto 2782 de 1989 y estuvo vigente hasta 1994. En él, la participación de Ecopetrol aumenta en proporción a la producción acumulada, tal y como se ve en el siguiente cuadro.

En 1989, se realizó una modificación al contrato de asociación, aumentando la participación del Estado a medida que aumentaba la producción del campo. Esta política, que fue diseñada con base en Caño Limón, mostró no ser aplicable a campos como los de piedemonte llanero, Cusiana y otros, que requieren mayores inversiones. Como consecuencia, se generó una falta de interés por parte de los inversionistas para

invertir en Colombia. Este hecho, junto con la creación del “impuesto de guerra”, llevó a que los niveles de inversión durante el período 92-94 decrecieran, y que llegaran al país compañías en su mayoría promotoras.

**Cuadro 62**

Producción Acumulada Hasta (mill barriles)	Ecopetrol (%)
60	50
90	55
120	60
150	65
>150	70

### 6.3 El Factor R

Este esquema, introducido en 1994, incorporó al contrato escalonado un método que toma en consideración las inversiones realizadas por el asociado en el desarrollo de los yacimientos y los ingresos recibidos en la etapa de producción. El método, denominado Factor R, distribuye los recursos de acuerdo con la relación ingresos a egresos. Mientras los egresos sean mayores, la distribución es 50/50.

El Factor “R”, determina la participación del Estado en función de la rentabilidad del campo y no de su producción. Es un factor de rentabilidad acumulada que afecta la distribución del crudo a favor de Ecopetrol, capturando los ingresos extraordinarios atribuibles bien sea a eventos de altos precios o altas producciones, habida cuenta un gran tamaño del campo. Se obtiene burdamente de dividir el total de los gastos entre la totalidad de las ventas acumuladas; cuando el cociente sea la unidad, se infiere que el socio ha sacado toda su inversión de riesgo. Hasta ese punto la distribución de crudos netos (pues se deduce una regalía del 10% para cada uno de los socios) es 50:50. De allí en adelante se obtiene un nuevo factor de distribución que puede descender hasta 0.25; es decir logra una distribución progresiva hasta el 75% a favor de Ecopetrol.

$$Participacion\ del\ Asociado = \frac{50\%}{Factor\ R} = \frac{50\%}{\max\left\{1, \min\left(\frac{IAA}{EAA}, 2\right)\right\}}$$

donde:

IAA = Ingresos Acumulados del Asociado

EAA = Egresos Acumulados del Asociado

### 6.4 Riesgo Compartido

En la modalidad de Riesgo Compartido, introducida en 1996, Ecopetrol propone un sector reservado a las operaciones directas de la petrolera estatal, ampliamente estudiado y con grandes probabilidades de éxito. Ecopetrol asume el 50% de las inversiones en la exploración del área, además es el operador, tanto en la fase exploratoria como en la de producción de los hidrocarburos que se descubran. El oferente ganador de la licitación será la compañía que proponga el más alto porcentaje de participación para Ecopetrol, por encima del 50% básico.

Luego de haberle introducido a los contratos el Factor “R” como medida para hacerlos más equitativos, de 150 compañías invitadas solamente se firmaron 4 contratos. Posteriormente se le introdujeron nuevas modificaciones a los contratos: reembolso del 50% de los costos de los pozos exploratorios de los campos que resultaran productivos, incluyendo los costos de sísmica y geología, al valor del dólar presente, medida positiva que de nuevo no reactivó la exploración.

El Cuadro 63 presenta las principales características de los contratos, luego de los cambios producidos en 1997.

**Cuadro 63**  
**POLITICA DE CONTRATACION PETROLERA**  
**ESQUEMAS CONTRACTUALES - RESUMEN**

Características Básicas	Contrato Adhesión	AREAS ACTIVAS					AREAS INACTIVAS	
		Contrato Adhesión (modificado)		Areas de Ecopetrol			Crudo	Gas
		Crudo	Gas	CRC * Crudo	Campos Pequeños	Producción Incremental	Crudo	Gas
Período de exploración (años)	6	6	6	6	6	2 Período Evaluación	8	8
Período de retención (años)	0	0	4	0	0	0	0	4
Período de explotación (años)	22	22	30	22	22	18	27	30
Producción de ECOPETROL para reembolso (%)	50	50	100	NA	NA	0	100	100
Reembolso en términos reales	NO	SI	SI	NA	NA	NO	SI	SI
Bs. acumulados para Factor R (MBE)	60	60	60	60	30	60	-	-
Criterio Adjudicación	Adhesión	Adhesión	Adhesión	Subasta	Subasta	Subasta	Subasta	Subasta
Distribución de Producción (Factor R)	R % Socio 0-1 50 1-2 50/R >2 25	R % Socio 0-1 50 1-2 50/R >2 25	R % Socio 0-2 50 2-3 50/R >3 25	R % Socio 0-2 50-v 1-2 (50-v)/R >2 (50-v)/2	R % Socio 0-1 100-x 1-2 (100-x)/2 >2 (100-x)/2 x >= 5%	R % Socio 0-1 100-x 1-2 (100-x)/R >2 (100-x)/2 x >= 25%	R % Socio 0-1 100-x 1-2 (100-x)/R >3 (100-x)/2 x >= 25%	R % Socio 0-1 100-x 1-2 (100-x)/R >3 (100-x)/2 x >= 25%
Aplicación Factor R	Contrato	Campo	Campo	Campo	Campo	Contrato	Campo	Campo

\* Contrato de Riesgo Compartido en un descubrimiento de gas se aplican los términos del Contrato de Adhesión modificado

Nota: x = Porcentaje de la participación en la producción ofrecidos a Ecopetrol, después de las regalías.

y = Porcentaje en la producción ofrecido a Ecopetrol por encima del 50%, después de regalías.

Estos cambios fueron aprobados por la Junta Directiva de ECOPETROL el 23 de octubre de 1997

Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo

En Octubre de 1997 se produjeron nuevos cambios en el contrato. Como se señaló atrás, los cambios aumentaron la gama de oportunidades para los inversionistas. Los contratos se definen de la forma siguiente:

**Areas Inactivas:** Areas sedimentarias con bajo nivel de exploración, para las cuales se ofrecen estímulos económicos que están por encima de las condiciones que brinda el contrato de Asociación actual.

**Areas Activas:** Areas que en su mayoría están asignadas a la operación directa de Ecopetrol, que se destacan por su alta prospectividad y su excelente ubicación.

En exploración los contratos distinguen ente los siguientes:

**Contratos de Riesgo Compartido:** Areas asignadas a la exploración de Ecopetrol, en las cuales ya se han definido prospectos y áreas prospectivas.

**Campos Pequeños:** Areas con potencial para descubrimiento menores, con prospectos y áreas prospectivas identificadas, a ser contratadas bajo un esquema diferente al Contrato de Asociación vigente. Para campos pequeños, Ecopetrol identifica áreas prospectivas y prospectos con suficiente información geológica y de pozos. Estas zonas se delimitarán para organizar procesos de licitación, en las cuales las compañías realizarán

el 100% de las inversiones de exploración y desarrollo, y ofrecerán, después de regalías, un porcentaje de participación a Ecopetrol.

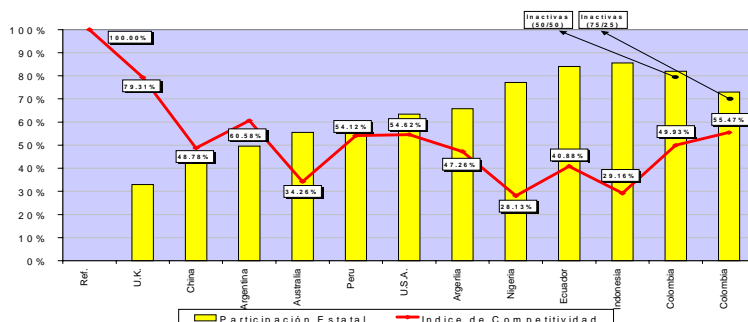
En desarrollo, por su parte, se ofrecen las siguientes modalidades

**Producción Incremental:** Son oportunidades que presentan los campos maduros operados por Ecopetrol, para optimizar la producción e incrementar el recobro mediante la aplicación de tecnologías avanzadas y capital de riesgo. En la modalidad de producción incremental la inversión es 100% a cargo de los socios, quienes obtienen la rentabilidad del volumen de producción adicional que logren extraer de campos que están en operación.

**Campos Descubiertos no Desarrollados:** Areas en las cuales se tienen uno ó varios descubrimientos, los cuales no han sido desarrollados y serán contratadas bajo el esquema de Contrato de Servicios de Producción. Estas áreas son de especial interés para compañías medianas y pequeñas.

Los cambios de 1997 modificaron el "government take" y la competitividad del contrato colombiano para las cuencas inactivas (Gráfico 35). Para las cuencas activas sigue siendo poco competitivo

**Gráfico 61**  
**PARTICIPACIÓN ESTATAL Y COMPETITIVIDAD**



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo.

## 7. Restricciones de Inversión de Ecopetrol y Mecanismos Utilizados para Obviarlas

La capacidad de inversión de Ecopetrol en la década de los noventa se ha visto limitada por restricciones de tipo macroeconómico, por la obligación de desarrollar operaciones ajenas a su actividad principal, así como de otorgar subsidios. Otra restricción son las crecientes obligaciones pensionales, factor que amenaza seriamente la viabilidad de la empresa.

El presupuesto de inversión de Ecopetrol es una variable de ajuste en los ejercicios de Programación Financiera del Gobierno Nacional, lo que lo somete a fluctuaciones altamente inconvenientes. Ecopetrol realiza además algunas operaciones de subsidios y gastos encomendadas por el Gobierno (cuasi-fiscales), que no tienen relación alguna con su actividad empresarial y que limitan su capacidad para invertir en actividades que le son propias. Entre estas se cuentan los subsidios a la gasolina y al gas, las garantías de ingreso de las troncales de gas desarrolladas por el sector privado vía BOMT y la construcción de centrales térmicas.

Ecopetrol tiene un monopolio de las importaciones de gasolina, que vende a un precio inferior al precio internacional.

La empresa tiene además un grave problema salarial y pensional, que está limitando aún más su capacidad de inversión y que amenaza con descapitalizarla. Ecopetrol tiene aproximadamente 11.000 trabajadores. La remuneración de estos se compone de un sueldo básico bajo para los estándares del mercado y un componente prestacional alto. En materia pensional, la empresa fue excluida de la reforma a la seguridad social realizada hace unos años (Ley 100 de 1993). Las pensiones son muy altas y su dinámica está relacionada con la edad de enganche y la antigüedad del funcionario (con 20 años de trabajo en la empresa como mínimo).

Su régimen pensional es de prestación definida, sin contribución alguna por parte de los trabajadores. La prestación que se recibe es del 75% del salario devengado durante el último año de vinculación a la empresa, porcentaje que se incrementa en 2.5% adicional por cada año trabajado por encima de 20 años. El personal temporal de la empresa, en la medida en que acumula tiempo, también tiene derecho a la pensión. A diciembre de 1997 se estimaba un pasivo pensional de US\$2.594 millones. El período crítico para la empresa en materia de pagos de pensiones es el que va de 1996 al año 2000, en que se jubila el 32% de la planta existente (2.767 personas).

Las limitaciones de recursos para invertir han dado lugar a que el programa de inversiones de Ecopetrol se concentre casi exclusivamente en cumplir con los compromisos con los asociados, modernizar las refinerías y mantener un presupuesto de alrededor de US\$50 millones para exploración, el nivel mínimo que se requiere para mantener las capacidades técnicas necesarias para evaluar las actividades de los asociados.

## **8. Análisis econométrico de los determinantes de la inversión**

En esta sección se presentan los resultados de la estimación del modelo neoclásico de inversión para el sector de minería y petróleo. De acuerdo con este modelo, la tasa de inversión es función del crecimiento de la demanda, el precio relativo de los bienes de capital y la tasa de interés real corregida por los efectos de las deducciones tributarias.

Al igual que en el sector de energía eléctrica, en este sector se incluyó una variable dummy relacionada con la disponibilidad de recursos públicos (el balance del Gobierno Central), que constituye un determinante de la inversión pública en el sector. Finalmente, se incluyó otra dummy que reflejara los cambios realizados al contrato de asociación (en 1975, 1989 y 1994), que al modificar la rentabilidad esperada afectan necesariamente las decisiones de inversión en el sector.

Los resultados de las estimaciones econométricas para el sector de minería pueden observarse en la siguiente tabla.

Los resultados econométricos muestran que la inversión es bastante elástica a variaciones en el producto sectorial y a cambios en el costo del capital. Los precios relativos de los bienes de capital parecen no tener incidencia en las decisiones de inversión.

Las dos variables dummy consideradas, que tiene que ver con la presencia o no de superávits en el Gobierno Central y con los cambios en el contrato de asociación, tampoco resultaron significativas.

**Tabla 4**  
**RESULTADOS DE LAS ESTIMACIONES DE UNA**  
**FUNCIÓN DE INVERSIÓN PARA EL SECTOR DE MINERÍA Y PETRÓLEO**

Variable Dependiente Ln(Inversión/PIB)	Regresión 1		Regresión 2	
	D(PIB)	3.1274 (3.559)	*	3.0374 (3.603)
D(Prelat)	3.9865 (1.572)		3.3386 (1.227)	
CUK	-34.4133 (-6.642)	*	-35.1710 (-7.585)	*
Precios (WTI)	2.4037 (2.333)	(***)	2.5493 (2.701)	(**)
Dummy1	-0.8225 (-0.241)			
Dummy2			-3.4399 (-0.869)	
R <sup>2</sup> adi	0.7875		0.8010	
DW stat	1.93		1.87	

Estadístico t en paréntesis

\*, (\*\*), (\*\*\*) el estadístico t es significativo al 99%, (95%) y (90%)

No. Observaciones: 17



## BIBLIOGRAFÍA

- Asociación Colombiana del Petróleo (1998) "Retos y oportunidades en el sector petrolero", mimeo.
- Coinvertir-CAF-Ministerio de Hacienda (1996) Concesiones en Infraestructura.
- Darrow, Peter et al (1994) "Financing Infrastructure Projects in the International Capital Markets: The Tribasa Toll Roas Trust", *The Financier*, Vol. 1, No. 3, August.
- DNP (1993) "Colombia: Evaluación del Desempeño de las Entidades del Sector Agua Potable", agosto.
- (1995) Plan de Agua 1995-1998 Acueducto y Alcantarillado, Documento CONPES 2767, marzo.
- (1998) Documento Conpes 2997. Abril 16.
- Ecopetrol (1997) Estadísticas de la industria petrolera.
- (1997) "Análisis de la problemática pensional de Ecopetrol", Vicepresidencia Financiera, mayo.
- (1997) "Estadísticas de la industria petrolera", Dirección de Planeación Corporativa.
- (1998) "El sector gas en Colombia", Dirección de Planeación Corporativa.
- Hidalgo, Dario (1997) "20 años de infraestructura de transporte. Grandes planes, algunas realizaciones", *Estrategia económica y financiera* No. 264, septiembre 30.
- (1997) "Los impactos de las concesiones viales en Colombia: ¿Vamos por buen camino?", *Estrategia económica y financiera* No. 258, junio 30.
- Idelovitch, E. and K. Rinskog (1995) "Private Sector Participation in Water Supply and Sanitation in Latin America", *Directions in Development*, Banco Mundial.
- Jaffe, Adam y Stephen Makowka (1995) "The Emerging Coexistence of Competitions and Regulation in Natural Gas Transportation", Cap. 4 de *Deregulation and Privatization in the United States*, e. Edinburgh University Press.
- Juris, Andrej (1998), "Competition in the Natural Gas Industry", *Public Policy for the Private Sector*.
- (1998) "Natural Gas Markets in the United Kingdom", *Public Policy for the Private Sector*.

- (1998) "Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States", Public Policy for the Private Sector.
- Khelil, Chakib (1995) "Fiscal Systems for Oil", Public Policy for the Private Sector, No. 46, The World Bank, May.
- PNUD, Banco Mundial, Ministerio de Desarrollo Económico (1996) Economía del Agua y Sector Privado, Ministerio de Desarrollo Económico, enero.
- Poder y Dinero (1997), "Discordia en la carretera", noviembre.
- Pontificia Universidad Javeriana (1995) Política de contratación y competitividad, Colección Educación Continuada No. 2.
- (1997) Cambio y globalización: oportunidades y retos de la industria petrolera colombiana. Colección Educación Continuada No. 4.
- (1997) "Gas natural: hacia un mercado maduro", Serie Educación Continuada, No. 3.
- Resoluciones de la CRA y de la S.S.P.D. (1994) Ley 142 de 1994 y sus Decretos Reglamentarios.
- Ruster, Jeff (1997) "A Retrospective on the Mexican Toll Road Program (1989-1994)", Public Policy for the Private Sector, The World Bank Group, September.
- Sarmiento, E., D. Cuervo, M.I. Silva, R. Merchán y G. Santos (1996) La crisis de la infraestructura vial. Escuela colombiana de ingeniería.

## Notas

<sup>1</sup> Ello no quiere decir que los concesionarios no hubieran contribuido a expandir en forma importante los servicios. Por ejemplo, ya para 1908 la red de acueducto de Bogotá con 50 Km. (Jaramillo (1995)).

<sup>2</sup> R. HOMMES, A. MONTENEGRO y P. RODA (1994), **Una Apertura Hacia el Futuro**, DNP-FONADE, Septiembre Pág. 148.

<sup>3</sup> Los 15 principales sistemas están ubicados en Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla, Bucaramanga, Cartagena, Manizales, Pereira, Cucuta, Ibagué, Armenia, Neiva, Pasto, Villavicencio y Palmira.

<sup>4</sup> En un estudio de FINDETER realizado con base en encuestas a los alcaldes, se concluyó que éstos son indiferentes a las tasas de interés, mientras que la obtención oportuna de los recursos es el principal determinante de la demanda.

<sup>5</sup> Según la definición de la Ley 142, empresas de servicios públicos mixtas son aquellas en cuyo capital la Nación, las entidades territoriales o las entidades descentralizadas tienen aportes iguales o superiores al 50%.

<sup>6</sup> Distribución accionaria: Municipio de Barranquilla (88.7%), Fundación Monómeros (1.28%), Promigas S.A. (1.19%), Fundación Mario Santodomingo (1.14%), Fondo de Empleados Intercor (0.72%), Cementos Caribe (0.56%), Otros (6.41%).

<sup>7</sup> Algunos factores externos al gobierno, como la inseguridad en las carreteras, los cambios climáticos y los desastres naturales, también afectan en forma importante el desarrollo normal de las obras en Colombia, desfasando su ejecución y aumentando su valor.

<sup>8</sup> Tradicionalmente en los estudios se ha invertido cerca del 1% del valor de las obras, mientras en los países desarrollados se gasta entre el 5% y el 6% (comisión del Gasto Público).

<sup>9</sup> No incluye la red urbana

<sup>10</sup> El gobierno fue autorizado mediante el Documento Conpes 2997 de abril 16 de 1998 para financiar los aportes de la Nación al proyecto mediante crédito externo.

<sup>11</sup> Entre los afectados también se contaban, según la prensa, algunos congresistas, que en el año 1997 se habían opuesto al cobro del impuesto (El Tiempo, septiembre 7 de 1998).

<sup>12</sup> El recaudo de los peajes debería ser una buena aproximación al producto generado por la utilización de las carreteras; sin embargo, los peajes en Colombia son muy poco representativos de ello dado que su densidad es muy baja.

<sup>13</sup> Es decir, el gas que se encuentra en yacimientos de hidrocarburos en donde el petróleo domina en volumen.

<sup>14</sup> Fórmula para el precio del gas en boca de pozo:

a) el precio máximo inicial en el nodo de entrada en troncal será de US\$1.30/MBTU;

b) a partir del primero de enero de 1996, el precio máximo tendrá una variación semestral de acuerdo con la variación que se presente entre el promedio del índice de precios del crudo standard cotizado en el New York Mercantile Exchange (NYMEX) de los últimos cuatro semestres terminados en el semestre t-1 y entre el promedio de este mismo índice de los últimos cuatro semestres terminados en el semestre t.

<sup>15</sup> **Nodos de entrada:** Existen cuatro puntos donde se vincula la conexión de un campo de producción al sistema de transporte: 1) Barrancabermeja (Santander); 2) Cusiana (Casanare); 3) Apiay (Meta); y, 4) Neiva (Huila)

<sup>16</sup> **Nodos de salida:** Son trece puntos donde se extrae gas del sistema de transporte: 1) Barrancabermeja (Santander); 2) Sebastopol (Santander); 3) Medellín (Antioquia); 4) Bucaramanga (Santander); 5) Vasconia (Santander); 6) Mariquita (Tolima); 7) Chinchiná (Caldas); 8) Villavicencio (Meta); 9) Cali (Valle del Cauca); 10) La Belleza (Santander); 11) Santafé de Bogotá (Cundinamarca); 12) Cusiana (Casanare); y, 13) Neiva (Huila).

<sup>17</sup> La ley 142/94 establecía que la contribución debía ser exactamente del 20% para los usuarios de estrato 5 y 6 y no residenciales.

<sup>18</sup> La nomenclatura utilizada en el país para diferenciar entre pozos exploratorios, los clasifica en A1, A2 y A3. La categoría A3 hace referencia al primer pozo que se perfora en un área. Las otras dos categorías hacen referencia a los pozos que permiten dimensionar el tamaño de las reservas encontradas en el pozo A3.

<sup>19</sup> Según Ecopetrol, las áreas inactivas se caracterizan por “su bajo nivel de información geológica, su complejidad técnica y operacional, y su localización en zonas geográficas alejadas de la infraestructura existente”.