



MINISTERIO DE
MINAS Y ENERGIA



República de Colombia

MEMORIAS AL CONGRESO NACIONAL 1995 - 1996

Rodrigo Villamizar Alvargonzález
Ministerio de Minas y Energía

209861

3m

000107

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

338.20986L

0718m

1996

E.L



República de Colombia

MEMORIAS AL CONGRESO NACIONAL 1995 - 1996

JANETH BUSTOS SALGADO
Z - Z - Z

Rodrigo Villamizar Alvargonzález
Ministro de Minas y Energía

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Ministro

RODRIGO VILLAMIZAR ALVARGONZALEZ

Viceministro de Minas

LUIS ARMANDO GALVIS VALLES

Viceministro de Energía

LEOPOLDO MONTAÑEZ CRUZ

Secretario General

JUAN CARLOS MONDRAGON ARANGO

Secretario Privado

JULIO CESAR NAVARRO MENDEZ

Oficina Jurídica

MARIA DEL PILAR BAHAMON

Oficina de Control Interno

MARIA BEATRIZ CANAL ACERO

DIRECCIONES TECNICAS DEL MINISTERIO

Dirección General de Energía Eléctrica

OMAR CARDENAS LOPEZ

HECTOR SANCHEZ MILLAN (hasta abril 7 de 1996)

Dirección General de Hidrocarburos

BERNARDO DE JESUS SILVA

Dirección General de Minas

ALBEIRO OSORIO CARDONA(E)

UNIDADES ADMINISTRATIVAS ESPECIALES

Comisión de Regulación de Energía y Gas

ANTONIO BARBERENA SAAVEDRA

Comisión Nacional de Regalías

IVAN MARTINEZ PAYAN

JOSE VICENTE BERARDINELLI (hasta febrero 15 de 1996)

Unidad de Planeación Minero-Energética

GERMAN CORREDOR AVELLA

Unidad de Información Minero-Energética

ARMANDO SALAZAR GUTIERREZ

Coordinación:

Unidad de Información Minero Energética - UIME
Ministerio de Minas y Energía.

Coordinación Editorial:

RECEPTORA LTDA
Santafé de Bogotá, Julio de 1996

ENTIDADES VINCULADAS Y ADSCRITAS

Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol
LUIS BERNARDO FLOREZ ENCISO

Carbones de Colombia S.A. - Carbocol
IVAN DAZA ALMENDRALES

Empresa Colombiana de Carbón - Ecocarbón
ABRAHAM ROMERO ARIZA

Instituto Nacional de Investigaciones Geológicas y Mineras - Ingeominas
ADOLFO ALARCON GUZMAN

Minerales de Colombia S.A. - Mineralco
ANTONIO JOSE SANCHEZ MURILLO

Financiera Energetica Nacional S.A. - Fen
ALBERTO MONTOYA PUYANA

Interconexión Eléctrica S.A: - ISA
JAVIER GUTIERREZ PEMBERTHY

Generación y Comercialización de Energía S.A. E.S.P. - Isagen
GUILLERMO ARANGO RAVE

Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica - Coreica
ENRIQUE JAVIER PACHECO SANCHEZ

Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - Icel
LUIS AUGUSTO GARCIA PEREA

Empresa Multipropósito Urrá S.A.
ALFREDO SOLANO BERRIO

Empresa de Energía del Pacífico S.A. - Epsa
CARLOS EDUARDO SINISTERRA

Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas - Inea
HUMBERTO RODRIGUEZ MURCIA

INDICE

CARTA REMISORIA

PRESENTACION

SECCION A

POLITICA ENERGETICA Y MINERA..... 3

1. SECTOR ENERGETICO..... 3

1.1 Subsector Eléctrico..... 4

1.2 Subsector Hidrocarburos..... 6

1.2.1 Petróleo..... 6

1.2.2 Gas..... 7

2. SECTOR MINERO..... 8

SECCION B

EJECUTORIAS 1995-1996..... 13

1. SUBSECTOR ELECTRICO..... 13

1.1 Introducción..... 13

1.2 Generación..... 13

1.2.1 Proyectos Hidroeléctricos..... 13

1.2.2 Estudios Hidroeléctricos en Ejecución..... 14

1.2.3 Proyectos Termoeléctricos..... 15

1.3 Transmisión..... 17

1.4 Interconexión y Transporte..... 19

1.5 Precios, Tarifas y Subsidios..... 19

1.5.1 Precios y Tarifas..... 19

1.5.2 Subsidios..... 21

1.6 Gestión Ambiental..... 22

1.7 Ejecutorias en Materia Legal y Normativa..... 23

1.8 Otros Estudios y Actividades..... 24

1.8.1 Plan de Uso Racional de Energía..... 24

1.8.2 Seguimiento y Evaluación de Pérdidas..... 25

1.8.3 Energización Rural y Zonas no Interconectadas..... 26

1.8.4 Planeamiento Energético..... 28

2. SUBSECTOR HIDROCARBUROS - PETROLEO

2.1 Introducción..... 30

2.2 Exploración y Producción..... 30

2.2.1 Exploración..... 30

2.2.2 Producción..... 31

2.3	Refinación y Transporte.....	31
2.3.1	Refinación.....	33
2.3.2	Transporte.....	34
2.4	Comercialización.....	34
2.4.1	Producción y Distribución de Combustibles y Lubricantes.....	35
2.4.2	Consumo Nacional de Derivados.....	36
2.4.3	Importación y Exportación.....	37
2.4.4	Balanza Comercial.....	37
2.5	Precios.....	38
2.5.1	Precios Internos.....	38
2.5.2	Precios Internacionales.....	39
2.5.3	Sobretasa.....	40
2.6	Regalías.....	41
2.7	Fondo de Estabilización Petrolera.....	41
2.8	Inversiones.....	42
2.9	Gestión Ambiental.....	43
2.10	Ejecutorias en Materia Legal y Normativa.....	44
3.	SUBSECTOR HIDROCARBUROS - GAS	
3.1	Introducción.....	46
3.2	Exploración y Producción.....	46
3.2.1	Exploración.....	46
3.2.2	Producción.....	47
3.3	Transporte.....	47
3.4	Comercialización.....	50
3.4.1	Suministro de Gas Natural.....	51
3.4.2	Consumo de Gas Natural.....	52
3.5	Programa de Sustitución de Energéticos.....	53
3.6	Inversiones.....	54
3.7	Gestión Ambiental.....	56
3.8	Ejecutorias en Materia Legal y Normativa.....	56
3.8.1	Distribución.....	57
3.8.2	Regalías.....	57
3.8.3	Tarifas.....	58
3.8.4	Transporte.....	58
3.8.5	Suministro.....	58
3.8.6	Comercialización.....	59
4.	SECTOR MINERO	
4.1	Introducción.....	60
4.2	Realizaciones del Ministerio.....	60
4.2.1	Programa de Legalización de Explotaciones Mineras de Hecho de Pequeña Minería.....	60

4.2.2	Seguridad Minera y Salud Ocupacional.....	61
4.2.3	Asistencia Técnica y Seguimiento a Explotaciones Mineras.....	62
4.2.4	Transferencia Tecnológica en el Procesamiento de Minerales Auríferos.....	62
4.2.5	Recopilación y Actualización de Zonas de Tratamiento Especial.....	63
4.2.6	Trámite de Solicitudes Mineras.....	63
4.3	Recursos Minerales.....	64
4.3.1	Investigación Geológica.....	64
4.3.2	Carbón.....	65
4.3.3	Níquel.....	68
4.3.4	Metales Preciosos.....	69
4.3.5	Esmeraldas.....	70
4.3.6	Materiales de Construcción y Otros.....	70
4.4	Inversiones.....	71
4.4.1	Inversión Extranjera en la Minería del País.....	71
4.4.2	Inversión Oficial en el Sector Minero.....	71
4.5	Regalías.....	71
4.6	Gestión Ambiental.....	72
4.7	Ejecutorias en Materia Legal y Normativa.....	73

SECCION C

PLANES , PROGRAMAS Y PROYECTOS 75

1.	SUBSECTOR ELECTRICO	77
2.	SUBSECTOR PETROLEO	79
2.1	Exploración.....	79
2.2	Producción.....	79
2.3	Refinación.....	80
2.4	Transporte.....	80
3.	SUBSECTOR GAS	81
4.	SECTOR MINERO	82

ANEXOS

ANEXO ESTADISTICO	85
--------------------------------	----

ANEXO LEGAL.....	137
Ley 209 del 30 de agosto de 1995.....	139
Ley 226 del 20 de diciembre de 1995.....	147
Ley 0286 del 3 de julio de 1996.....	155
Decreto 0609 del 27 de marzo de 1996.....	158
Decreto 0625 del 28 de marzo de 1996.....	161

CONVENCIONES

BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CARBOCOL	Carbones de Colombia S.A.
CASEC	Comité Ambiental del Sector Eléctrico
CAME	Consejo Ambiental Minero Energético
CHB	Central Hidroeléctrica de Betania
CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas
CND	Centro Nacional de Despacho
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social
CORELCA	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
CNR	Comisión Nacional de Regalias
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DNP	Departamento Nacional de Planeación
DGH	Dirección General de Hidrocarburos
DGM	Dirección General de Minas
EADE	Empresa Antioqueña de Energía
ECOCARBON	Empresa Colombiana de Carbón S.A.
ECOGAS	Empresa Colombiana de Gas
EEB	Empresa de Energía de Bogotá
EPSA	Empresa de Energía del Pacífico
EEPPM	Empresas Públicas de Medellín
FEN	Financiera Energética Nacional
FONIC	Fondo de Investigaciones del Carbón
HIDROMIEL S.A.	Hidroeléctrica la Miel
ICEL	Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
ICP	Instituto Colombiano del Petróleo
INEA	Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas
INGEOMINAS	Instituto de Investigaciones en Geociencias, Minería y Química
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
ISAGEN	Generación y Comercialización de Energía S.A. E.S.P.
MINERALCO	Minerales de Colombia S.A.
MME	Ministerio de Minas y Energía
PNR	Plan Nacional de Rehabilitación
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TEBSA	Termoeléctrica de Barranquilla S.A.
UIME	Unidad de Información Minero Energética
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética

ABREVIATURAS

Bls	Barriles
BOOM	Build Operate Own and Maintenance
BOMT	Build Operate, Maintenance and Transfer
BOT	Build Operate and Transfer
Kbls	Miles de barriles
Kbdc	Miles de barriles día calendario
kBEP	Miles de barriles equivalentes de petróleo
Km	kilómetros
kV	Kilovoltio
KWh	Kilowatio-hora
MW	Megavatio
GLP	Gas licuado del petróleo (propano)
Gpc	Miles de millones de piés cúbicos
GWh	Gigavatio-hora
Mbls	Millones de barriles
MBTU	Millones de BTU
Mpc	Millones de piés cúbicos
Mpcd	Millones de piés cúbicos-día
Mt	Millones de toneladas
MVA	Megavoltamperios
PAC	Proyecto de Aumento de la Confiabilidad
pc	Pié cúbico
PIB	Producto interno Bruto
PRU	Proyecto de Recuperación de Unidades
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STN	Sistema de Transmisión Nacional
tEP	Tonelada equivalente de petróleo

CARTA REMISORIA

Santafé de Bogotá D.C., 20 de julio de 1996

Honorables Senadores y Representantes:

De conformidad con lo dispuesto en la Constitución Nacional, en su artículo 208, me complace presentar al Congreso de la República el informe del Ministerio de Minas y Energía, de sus unidades administrativas especiales y de las entidades adscritas y vinculadas, sobre las actividades realizadas en el periodo comprendido entre el 19 de julio de 1995 y el 20 julio de 1996.

Este documento presenta las políticas y el desarrollo de las ejecutorias de los sectores energético y minero desde el inicio de esta administración, al igual que los planes programas y proyectos a ser ejecutados en los próximos años, el anexo legal que contiene las leyes y decretos expedidas durante el periodo en mención y las estadísticas anuales correspondientes a 1995.

Honorables Congresistas, en este documento se observa que el balance de los sectores energético y minero fue positivo y alentador para el desarrollo económico del país, debido a la considerable participación en las exportaciones nacionales y en la inversión extranjera, por lo tanto considero que el Ministerio a mi cargo ha cumplido con las responsabilidades asignadas.

Atentamente,

*Rodrigo Villamizar Alvargonzález
Ministro de Minas y Energía*

PRESENTACION

PRESENTACION

Este documento presenta las políticas, así como el desarrollo de las ejecutorias del Ministerio de Minas y Energía durante el período comprendido entre el 19 de julio de 1995 y el 20 julio de 1996, al igual que los planes programas y proyectos del sector Minero-Energético.

Las estadísticas y cifras de las realizaciones presentadas corresponden a las del año calendario de 1995.

El informe contiene tres secciones y dos anexos. La primera sección expone las políticas del Gobierno en los sectores energético y minero. En la segunda se presentan las principales ejecutorias en los subsectores eléctrico, petróleo y gas y en el sector minero. La tercera sección incorpora los planes programas y proyectos del Ministerio de Minas y Energía, sus unidades administrativas especiales y las entidades adscritas y vinculadas. Se incluyen dos anexos: el primero presenta las estadísticas minero-energéticas y el segundo contiene los textos de las leyes 209 y 226 y los decretos 609 y 625 y la Ley 286, expedidos durante el período en mención

En cada sector se describen las ejecuciones más importantes durante el período aludido, de acuerdo con las diferentes actividades, inversiones, y realizaciones en materia ambiental. También se incorporan las ejecutorias en materia legal y normativa que adelantó el Ministerio.

SECCION A
POLITICA ENERGETICA Y MINERA

POLITICA ENERGETICA Y MINERA

1. SECTOR ENERGETICO

La política sectorial se orientó a garantizar una oferta confiable y eficiente de los energéticos, reducir los costos de la canasta energética, aumentar la cobertura del servicio, proteger a los usuarios y promover la competencia en aquellas actividades en la que es posible.

El logro de estos objetivos supone la consolidación de una política energética integral que incluye: i) sostenibilidad ambiental, técnica, financiera y administrativa del sector; ii) la creación de incentivos al uso racional de los recursos energéticos, mediante sistemas apropiados de distribución y la aplicación de esquemas tarifarios y de precios que reflejen los costos de producción y distribución; iii) un marco institucional, legal y regulatorio apropiado y un sistema de información que permita a los diferentes agentes actuar en un mercado libre, al tiempo que proteja a los usuarios de actividades monopólicas e incentive la eficiencia a través de la competencia; y iv) el fomento al desarrollo científico y tecnológico, especialmente en las áreas de planeamiento energético, desarrollo de recursos humanos, transferencia tecnológica y adopción de normas de calidad.

Plan Energético Nacional

La planeación energética, liderada por la UPME, está enfocada principalmente hacia el análisis de los recursos, el desarrollo y el mercado para indicar los correctivos y brindar señales e información adecuadas con el fin de lograr un abastecimiento oportuno que permita la explotación y toma de decisiones sobre la inversión en este sector bajo un marco de desarrollo sostenible. El desenvolvimiento de este objetivo se ha basado en una planeación indicativa, flexible y dinámica, lo cual ha implicado un suministro de información confiable y oportuna sobre las posibilidades de inversión en proyectos factibles de desarrollar en el mediano y largo plazo.

El rol fundamental de la planeación energética consiste en identificar los requerimientos que demanda la actividad productiva, a partir de los resultados que se esperan para la economía en el "Plan Nacional de Desarrollo", señalando las decisiones requeridas y los momentos en que se deben tomar.

1.1 SUBSECTOR ELECTRICO

Es política del Ministerio de Minas y Energía continuar con las acciones tendientes a corregir la excesiva dependencia del suministro de energía con respecto a los recursos hidroeléctricos, las distorsiones en el esquema tarifario, los altos niveles de pérdidas de energía eléctrica y las deficiencias en la gestión empresarial, especialmente en algunas de las empresas distribuidoras.

Otro objetivo de la política para el Subsector Eléctrico es el de conciliar los ajustes tarifarios programados dentro de los programas que el Gobierno persigue con el "Pacto Social", para lo cual se revisó el programa de ajuste de las tarifas para usuarios regulados, vigente durante 1995, y se acordó ajustar, paulatinamente, el régimen de tarifas y subsidios residenciales a las prescripciones de las leyes aprobadas recientemente por el Congreso.

Con el objeto de minimizar los efectos del desmonte de subsidios sobre los estratos 1, 2 y 3, que venían otorgando las empresas en porcentajes superiores a los contemplados en la Ley 142 de 1994, el Ministerio de Minas y Energía, con el apoyo de la Presidencia de la República impulsó en el Congreso la aprobación de un proyecto de ley que autoriza a la CREG a ampliar el plazo para llevar a cabo dicho desmonte hasta el año 2000. Este plazo inicialmente vencía el 11 de julio de 1996.

Separación de negocios y promoción de la competencia

En cumplimiento de lo establecido en la ley 143 de 1994, es política del Gobierno Nacional propiciar la desintegración vertical de las empresas en las que tiene alguna ingerencia y la separación contable de los negocios en las empresas que no existe ingerencia, por medio de la regulación pertinente expidiendo algunas resoluciones, con el objeto de evitar los abusos de posición dominante. Se considera que estas medidas dan una mayor transparencia, minimizando las posibilidades de competencia desigual entre los agentes del mercado.

De igual manera la directriz de la regulación es facilitar la libre transacción de la compra-venta de energía entre los generadores y comercializadores en contratos de largo plazo y, mediante la apertura de la bolsa de energía, dar la oportunidad a los generadores para fijar libremente el precio a sus recursos en forma diaria y horaria.

El nuevo esquema ha significado un gran cambio en las relaciones comerciales que antiguamente se realizaban a través de los intercambios obligatorios de energía y potencia con tarifas reguladas. Esto ha permitido eliminar los subsidios cruzados, que se daban entre los distintos negocios de las empresas integradas verticalmente, escondiendo las ineficiencias generadas en algunos de ellos.

Política tarifaria

La política tarifaria para los próximos años se orienta a desmontar los subsidios extralegales que venían entregando las empresas y cuyo monto para 1995 representaba cerca de 220 mil millones de pesos y a continuar el proceso de ajuste tarifario hasta lograr que las tarifas reflejen los costos de prestación del servicio, bajo un ambiente de eficiencia en el que las empresas sólo otorguen el nivel de subsidios determinados por la ley y la Constitución. Los recursos para el otorgamiento de esos subsidios deben originarse principalmente en la sobretasa cobrada a los usuarios de estratos 5 y 6, y a los no residenciales. De ser insuficientes los anteriores recursos, se deberá acudir a aportes directos de los presupuestos de los municipios, los departamentos o la Nación.

La aprobación de la Ley 286 del 3 de julio de 1996, permitirá al Gobierno definir a través de la GREC un programa de desmonte gradual de los subsidios que, por encima de los niveles previstos en la Ley 142 de 1994, vienen entregando las empresas distribuidoras a los estratos 1, 2 y 3. Este programa incluirá aumentos graduales y moderados de las tarifas en tales estratos, para llegar en diciembre del año 2000 a las metas previstas en la Ley.

Vinculación del sector privado al sector eléctrico

Dentro de la política del Gobierno de promover la vinculación del sector privado a la expansión, operación y mantenimiento del sistema de generación y distribución, se han fijado los siguientes objetivos:

- Liberar al Estado de los compromisos de inversión en nuevas plantas de generación, creando canales adecuados para que los inversionistas privados entren al mercado asumiendo la mayor cantidad posible de riesgos, por ellos manejables.
- Promover la libre competencia entre empresas de generación y distribución de energía eléctrica, con el fin de lograr la minimización de los costos totales al usuario y mejorar la calidad y confiabilidad de prestación de este servicio.

- Incentivar la permanencia y creación de empresas de tamaños apropiados, con la capacidad técnica y financiera suficientes para responder por las nuevas inversiones y por los compromisos ya adquiridos dentro del sector.

- Finalmente fijar el mejor precio, en el caso de venta de activos de generación a privados.

1.2 SUBSECTOR HIDROCARBUROS

1.2.1 PETROLEO

El crecimiento del sector petrolero colombiano en los últimos años desbordó las expectativas que se traían del pasado, debido al importante aumento del volumen de las exportaciones y el posicionamiento del crudo de Cusiana en los mercados internacionales. Estos cambios se han reflejado en el mayor dinamismo y participación de este sector dentro de la economía nacional. Sin embargo, la industria petrolera requiere de continuidad en las inversiones para su desarrollo, para mantener los niveles de autosuficiencia y ser más eficiente y competitiva de acuerdo con las exigencias y nuevas dimensiones del mercado nacional e internacional.

Las actividades de exploración y explotación petrolera se desarrollan a través de Ecopetrol, directamente, o en conjunto con las compañías privadas, nacionales y extranjeras, a través de los contratos de asociación, cuyo fundamento central es la propiedad del subsuelo por parte de la Nación, condición ratificada por la Constitución Política de 1991.

Es política del Gobierno Nacional fortalecer el liderazgo industrial del sector petrolero como uno de los pilares para el futuro desarrollo social y económico del país, a través de grandes esfuerzos financieros y técnicos orientados a:

- Fortalecer el conocimiento del potencial de hidrocarburos del país y orientar la actividad exploratoria para la evaluación de las reservas, incluyendo la promoción internacional de áreas potenciales.
- Aumentar la producción para la generación de mayores ingresos a la economía y autoabastecer el consumo interno.
- Ampliar las redes de transporte y abastecimiento interno de combustibles, al igual que el almacenamiento y la disponibilidad de excedentes exportables para la creciente producción de hidrocarburos.

- Modernizar y ampliar las refinerías con miras a elevar su productividad y garantizar un mayor nivel de abastecimiento de combustibles frente al creciente aumento de la demanda y la participación de nuevos agentes, especialmente en refinación y petroquímica.

- Aumentar las exportaciones que fortalezcan los ingresos externos de la economía nacional.

- Buscar mecanismos que conduzcan a la desregulación de precios de los combustibles.

El Ministerio de Minas y Energía busca continuamente mejorar los esquemas de contratación petrolera, para hacer a Colombia un país más atractivo para inversionistas en petróleo, nacionales y extranjeros, y para asegurar la reactivación de la actividad exploratoria en nuestro territorio. En tal sentido, en 1995 se efectuaron algunos cambios bajo la orientación y coordinación del Ministro de Minas y Energía, aprobados por el equipo económico del Gobierno y adoptados por la Junta Directiva de Ecopetrol en lo que a ella corresponde.

1.2.2 GAS

En cuanto al gas natural el Gobierno Nacional mantiene la estrategia del Plan de Masificación del uso del Gas con el fin de promover una estructura de consumo de energía más eficiente y conveniente para el país, mediante la sustitución por gas de recursos energéticos de menor eficiencia. Este esfuerzo requiere de inversión privada y del Estado en todas las actividades de exploración, producción, y transporte.

En este sentido se cuenta con las siguientes políticas:

- Construir y operar el sistema de transporte a través de Ecopetrol directamente y con inversiones del sector privado por medio de sistemas BOT o similares, y por concesiones otorgadas mediante procesos de convocatorias adelantados por el Ministerio de Minas y Energía.
- Realizar la construcción y operación de las redes de distribución urbana a cargo de empresas privadas o mixtas, en las que podrán participar los departamentos o municipios.
- Establecer un sistema de regulación especial y elaborar una propuesta de legislación independiente para el subsector, con el objeto de que el gas esté al nivel de los otros recursos energéticos.

- Fijar los volúmenes necesarios para atender al sector residencial, sobre los cuales se mantiene el control de precios al productor.
- Establecer los mecanismos para que los productores y los grandes consumidores puedan acordar libremente los precios de venta.

Dentro de los programas de uso racional de energía se incentivará la sustitución de gasolina y diesel por GNC y, para atender los problemas de suministro de energéticos en el sector rural, se impulsará un programa de distribución de gas propano, que se complementará con fuentes alternativas de energía y briquetas de carbón mineral. Finalmente, con Presidencia de la República, se definió que el abastecimiento domiciliario de gas propano es un servicio público regulado por la Ley 142 de 1994.

Con el objeto de tener un manejo más apropiado del recurso gas y acorde con la política central del Plan de Desarrollo "El Salto Social", de llegar a una cobertura del servicio de gas domiciliario de 900.000 nuevos usuarios, se considera fundamental la separación del manejo del gas de Ecopetrol, mediante la creación de una empresa de dedicación exclusiva a la construcción y operación de gasoductos, Ecogas. Los desarrollos anteriores exigen un proceso de reordenamiento institucional, que incluye la consolidación del sistema de gasoductos en el interior del país, el otorgamiento de las áreas exclusivas para distribución domiciliaria en proceso de contratación y el desarrollo del régimen regulatorio subsectorial, recientemente expedido, así como la presentación del proyecto de Ley para su creación, de tal manera que la empresa estará constituida a finales del primer semestre del año 1997.

2. SECTOR MINERO

Es política de esta administración fortalecer el papel del Estado en el sector minero, dando continuidad a la formulación del Plan Nacional de Desarrollo Minero, con el cual se busca dotar a la minería de una carta de navegación consecuente con las actuales políticas económicas del país, propiciando la inversión privada y orientando al estado en su papel planificador, regulatorio, de supervisión y control, y no de inversionista u operador directo de proyectos.

Con base en esta premisa, el Gobierno Nacional pretende dar a la actividad minera una marcada orientación comercial y de mercadeo, por medio de la actualización de la legislación, la evaluación del entorno económico, la investigación básica en infraestructura, el programa permanente de exploración geológico - minera y el análisis del proceso minero y su manejo ambiental en el país, que permita hacer análisis e interpretación que se aplique a tareas de identificación y diversificación de la oferta internacional de minerales.

Con referencia a la actualización de la legislación minera, es política ubicar el marco minero en condiciones de competitividad en el contexto latinoamericano, que lo haga atractivo a la inversión privada, nacional y extranjera, para la cual se presentará un nuevo Código de Minas a consideración del Honorable Congreso de la República.

El Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, diseñó el programa de legalización de explotaciones mineras de hecho, en cumplimiento del Plan Nacional de Desarrollo "Salto Social", en el cual se incluye el sector informal de la minería en programas de asistencia técnica, seguridad minera, crédito asociativo, manejo ambiental y capacitación.

El Estado continúa con la política de retiro de su intervención como empresario y de apertura de la participación del sector privado en proyectos de explotación minera. Para el Cerrejón, antes de proceder a la enajenación, se tomarán decisiones prioritarias para resolver asuntos relacionados con la infraestructura ferrea y portuaria.

SECCION B
EJECUTORIAS 1995 - 1996

EJECUTORIAS 1995 - 1996

1. SUBSECTOR ELECTRICO

1.1 INTRODUCCION

En el período julio de 1995 a julio de 1996, las acciones del Ministerio de Minas y Energía, se concentraron en los siguientes aspectos, considerados críticos dentro del desarrollo de la política Económica y Social del actual Gobierno:

- El seguimiento, apoyo y control de los proyectos de generación, en ejecución por entidades estatales y privadas, con los cuales se garantizará la atención de la demanda para los próximos años.
- El desarrollo de un nuevo marco regulatorio que permita la consolidación del nuevo esquema institucional, comercial y de participación privada del sector eléctrico.
- La concertación y definición de una política tarifaria, consistente con los compromisos adquiridos por el Gobierno dentro del Pacto Social, con la necesidad de establecer tarifas que reflejen los costos reales de prestación del servicio y que, a la vez, consulte la real capacidad de pago de los distintos estratos de la población.
- La reestructuración administrativa y financiera de algunas de las empresas de distribución de la Costa Atlántica y del interior del país, dentro de las que se destacan los avances logrados con la Empresa de Energía de Bogotá además de la iniciación del respectivo proceso de venta.
- La vinculación de capital privado al Sector, a través del proceso que se adelanta de venta de algunas plantas de la Nación, de ISAGEN y de Ecopetrol, al igual que el proceso de venta de la participación estatal en EPSA.

1.2 GENERACION

Las realizaciones del Gobierno en materia de generación de electricidad se destacan en los avances logrados en la ejecución, a través de ISAGEN, de los proyectos de generación de Termocesar, Termocentro y participación en la Miel, al igual que los adelantos en el proyecto Urrá. En esta misma área, es importante destacar el papel cumplido por el Ministerio en la solución de

diversos problemas, los cuales estaban impidiendo el avance adecuado de algunos proyectos en ejecución por parte del sector privado, que se relacionan con la expedición de licencias ambientales por parte del Ministerio del Medio Ambiente, el acuerdo sobre contratos de suministro de combustible con Ecopetrol y el otorgamiento de garantías por parte de la FEN, en aquellos proyectos que cuentan con el aval de la Nación.

Se detalla a continuación el avance en los proyectos relacionados con la generación eléctrica.

1.2.1 PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Miel I (375 MW)

Durante 1995 ISAGEN suscribió y pagó acciones a la Sociedad Hidromiel S.A. por un monto de \$8.346,6 millones. Así mismo el 30 de noviembre se firmó el contrato de compra de energía con Hidromiel S.A. y durante el mes de diciembre se adelantaron negociaciones para la firma del acuerdo de accionistas, el cual se protocolizó en febrero de 1996.

Proyecto Multipropósito Urrá (340 MW)

ISAGEN suscribió y pagó 1'300,000 acciones de la Sociedad Multipropósito Urrá S.A., cumpliendo de esta manera con su compromiso de aportes para 1995.

Durante 1995 se continuó con el desarrollo del proyecto por parte de Urrá S.A.. En enero del presente año se logró la desviación del río. Se contrató una monitoría internacional con la firma MONENCO AGRA de Canadá, para el seguimiento de los aspectos técnicos, económicos, financieros, ambientales y administrativos.

Proyecto recuperación Calderas (25 MW)

Durante el año de 1995 se adelantaron los montajes del equipo electromecánico en la Central. La primera unidad entró en operación en junio y la segunda en julio del presente año.

1.2.2 ESTUDIOS HIDROELECTRICOS EN EJECUCION

El país cuenta con un plan de estudios hasta el año 2007 elaborado por la UPME. Del programa de estudios, ISAGEN adelanta directamente los siguientes:

- Diseño del proyecto hidroeléctrico del río Sogamoso (1035 MW), en el departamento de Santander. En 1995 se realizaron talleres comunitarios en la zona de influencia del proyecto, para informar a los habitantes sobre los alcances del mismo. En el presente año se dio inicio a la contratación para los diseños de la infraestructura con ingeniería regional.

- Factibilidad proyecto hidroeléctrico del río Tunjita (35 MW). La terminación de los estudios de factibilidad se dio en noviembre de 1995.

- Factibilidad de la cuenca del río Arma. La primera fase terminó en julio de 1995, donde se seleccionaron dos proyectos de filo de agua, para continuar con los estudios a nivel de factibilidad : Encimadas (67 MW) y Cañaveral (56 MW).

- Factibilidad de la cuenca del Alto Caquetá. Se cuenta con 12 proyectos inventariados, que tienen una capacidad total de 3.300 MW. La primera etapa de prefactibilidad, seleccionará la mejor alternativa de desarrollo de la cuenca y planteará los esquemas básicos de cada proyecto que la conforman.

1.2.3 PROYECTOS TERMoeLECTRICOS

Proyecto termoeléctrico Termocesar (300 MW) - departamento del Cesar-

Este proyecto utilizará carbón como combustible. Con esta planta se espera dar mayor robustez a la expansión de la generación futura, al reducir la incertidumbre en el suministro de otros combustibles y disminuir efectos de los veranos críticos.

El diseño, financiación, construcción, operación y la propiedad del proyecto, estarán a cargo del sector privado nacional e internacional. ISAGEN otorgará al inversionista favorecido un contrato de compra de capacidad y energía de largo plazo.

La convocatoria se abrió el pasado 30 de noviembre, el proceso para la ejecución del mismo ha contado con el interés de importantes firmas nacionales y extranjeras, vinculadas a la actividad de generación y la fecha límite para presentación de propuestas es en agosto de 1996. ISAGEN ha estimado un adelanto en la fecha de entrada en operación para junio del 2000.

Planta a gas en el centro del país - Termocentro

ISAGEN adelanta la construcción de una planta termoeléctrica a gas de ciclo simple, con una capacidad instalada de 200 MW, localizada en el corregimiento de Puerto Olaya, Municipio de Cimitarra, departamento de Santander, la cual se espera inicie operación en enero de 1997.

La presencia del proyecto en la región tendrá un efecto positivo en la generación de empleo en los municipios de Puerto Berrío y Cimitarra. Para llevar a cabo el proyecto se efectuaron los estudios de factibilidad, todos los estudios ambientales exigidos por el Ministerio del Medio Ambiente, se prepararon los términos de referencia para su contratación por el sistema "Llave en mano", se tramitó la financiación y se gestionó la conexión de la planta al Sistema Interconectado Nacional. Para la construcción del proyecto, se abrió convocatoria, mediante la cual se invitó a cuatro firmas fabricantes de turbogeneradores con amplia experiencia a nivel mundial.

Ampliación de la capacidad de Termobarranquilla

Durante 1995, CORELCA, terminó las negociaciones y constituyó mediante alianza estratégica con el consorcio privado ABB - DISTRAL, Energy Initiative International, la sociedad Termobarranquilla, TEBSA, para instalar 750 MW nuevos de generación térmica operando en ciclo combinado, mediante el empleo de cinco turbinas a gas y dos turbinas a vapor, con una eficiencia del 50.2%, y una disponibilidad del 100% sobre los 750 MW, garantizada mediante el mantenimiento en operación de las actuales unidades 3 y 4, las cuales serán renovadas para entregar una capacidad de 140 MW. La inversión total del proyecto se estima en US\$ 750 millones.

Plan de aumento de confiabilidad

Con el fin de atender posibles limitaciones de hidrología que puedan afectar el suministro de electricidad, CORELCA realizó el mantenimiento de Termoguajira, Termocartagena, Turbogases, Termoballenas y Termochinú con una inversión de \$4.800 millones. En el presente año se proyectó una inversión de \$6052 millones para realizar, entre otros trabajos, el overhaul de la unidad número 2 de Termoguajira y la unidad número 1 de Termocartagena, así como la unidad número 2 de Termoballenas y la unidad número 7 de Termochinú. Además de las anteriores actividades, se prevé el traslado y puesta en marcha de las unidades turbogases 5 y 6 de Termobarranquilla a la planta El Río.

Programa de aumento de disponibilidad de plantas térmicas

Comprende los trabajos de mantenimiento y recuperación de plantas térmicas con la finalidad de aumentar su disponibilidad al 85%. El costo inicial de este programa se estimó en US\$64.9 millones con una financiación con créditos de la FEN por el equivalente de US\$32.5 millones.

Garantías del Gobierno Nacional a proyectos de generación

El Gobierno Nacional, a través de la FEN, ha garantizado el pago por concepto de la compra de energía a proyectos de generación, por valor de US\$3.139.2 millones.

El estado de las garantías es el siguiente:

PROYECTO	MONTO TOTAL GARANTIZADO US\$ Millones	ESTADO DE LA GARANTÍA	ESTADO DEL PROYECTO
Termoflores	460.5	Emitida a favor de Corelca el 30 de abril de 1993	Trámites ambientales, inicio construcción agosto - 96.
Termopaipa IV	656.5	Emitida a favor de la Electrificadora de Boyacá el 31 de agosto de 1994	Obra Infraestructura.
TermoB/quilla	1254.5	Emitida en marzo de 1995	3 unidades en montaje. Línea Soledad-Sabanalarga con licencia.
San Andrés y Prov. (1)	113.7	Emitida el 25 de septiembre de 1995	Pasos previos a la iniciación
La Miel I	654.0	Aprobado Junta Directiva	Construcción obras infraest. Aprobada garantía nación, Inicio construcción enero 97
Cesar	Sin definir su monto a la fecha.	Aprobada por la Junta Directiva	En Licitación, cierre en agosto - 96.

Fuente: FEN y UPME (jun 11/96)

(1) Se hará efectiva por una suma muy inferior a la proyectada (aproximadamente US\$8 millones), debido a la contratación en trámite de un crédito directo para la ampliación y suministro del servicio de energía eléctrica.

Durante 1995 fueron emitidas garantías de pago para respaldar las compras de CORELCA al proyecto Termobarranquilla por US\$1,254.5 millones y para la solución energética del departamento de San Andrés y Providencia en cuantía de US\$113.7 millones. Adicionalmente, se aprobaron garantías de pago a ISAGEN para el contrato de compra de energía a Hidromiel S.A., por un monto de US\$654 millones equivalentes al servicio de la deuda del proyecto; igualmente se prevé la garantía para el proyecto Termocesar. Cabe anotar que la garantía otorgada al Proyecto San Andrés y Providencia se hará efectiva por una suma muy inferior a la proyectada, debido a la contratación en trámite de un crédito directo para la ampliación y suministro del servicio de energía eléctrica.

1.3 TRANSMISION

En esta área es importante resaltar el trabajo realizado por el Ministerio, en la definición de políticas de conexión a la red de transmisión eléctrica y la posterior regulación.

Subestación San Marcos I Etapa a 230 kV

En la primera etapa entró en servicio la subestación desde el mes de octubre de 1995. Su objetivo esencial es mejorar la confiabilidad y la regulación de tensión e incrementar en 300 MW la capacidad de transporte de energía hacia los departamentos del Valle del Cauca, Cauca, Nariño y Huila. El proyecto tuvo un costo de US\$25 millones.

Línea La Mesa - Mirolindo a 230 kV y ampliación de las subestaciones La Mesa y Mirolindo a 230 kV

Este proyecto comprende una línea de doble circuito de 86 Km de longitud, localizada entre los municipios de La Mesa en Cundinamarca e Ibagué en el Tolima, y de las ampliaciones de las respectivas subestaciones. La inversión en el proyecto alcanzó los US\$19 millones.

Línea Cerromatoso - Urabá a 230 kV

Durante 1995 se ejecutó la construcción y montaje de la línea que entró en operación, energizada provisionalmente a 115 kV. En 1998 será energizada a 230 kV y en un futuro, servirá de conexión con el Proyecto Hidroeléctrico de Urrá. Su costo total fue de US\$19.7 millones.

Transformación subestación La Reforma 230 kV

ISA adelantó las obras requeridas para la transformación 230/115 kV, 150 MVA, las cuales fueron entregadas en diciembre de 1995. La energización definitiva a 230 kV de esta subestación se realizó el 28 de enero de 1996, con una inversión de US\$7 millones.

Construcción y montaje de la línea Valledupar - Cuestecita y ampliación de la subestación Valledupar a 220 kV

Este proyecto se planeó con el ánimo de incrementar la confiabilidad del suministro de energía en los departamentos de Cesar, Magdalena y Guajira, así como para facilitar el intercambio de energía con la República de Venezuela. La inversión total de este proyecto es de \$2557.7 millones y US\$3.9 millones. Comprende dos subproyectos:

Construcción de la línea a 220 kV Valledupar - Cuestecita

A diciembre de 1995 se había ejecutado la totalidad de la línea de 113.6 Km a 220 kV entre las localidades de Valledupar en el departamento del Cesar y Cuestecita en el departamento de la Guajira.

Ampliación Subestación Valledupar en un módulo de línea a 220 kV

A diciembre de 1995 las obras se encontraban casi terminadas, habiéndose concluido el 100% de la recepción de materiales y el 90% de las obras civiles y montaje electromecánico.

1.4 INTERCONEXION Y TRANSPORTE

ISA tiene al servicio de sus clientes el 73.33% de la Red de Interconexión Nacional con 1.065 Km de líneas y 4 subestaciones en el nivel de 500 kV, 5.507 Km y 22 subestaciones en 230 kV y 1.800 MVA de transformación 500/230 kV ubicados en las subestaciones San Carlos y Sabanalarga. Esta Red cubre la mayor parte del territorio nacional, desde Sabanalarga en el departamento del Atlántico, hasta Pasto en Nariño; y desde Yumbo en el Valle, hasta Caño Limón, cruzando además la frontera con Venezuela con la línea Cuestecitas - Cuatricentenario en La Guajira.

A través de estas redes se transporta la energía desde los centros de producción hasta los núcleos de consumo, asegurando la calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro; se aprovechan en forma óptima los recursos disponibles en el sistema y se facilita la libre competencia en el mercado de energía eléctrica.

El servicio de uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) es prestado a todos los generadores y comercializadores participantes del libre mercado de energía. Mediante este servicio la red actúa como el medio físico que viabiliza todas las posibles transacciones realizadas entre dichos agentes, con las ventajas propias de una red interconectada: enlace entre productores y mercados de energía; calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro; reducción de costos de operación y expansión y medio de asistencia entre sistemas regionales en casos de emergencias, entre otros.

El servicio de uso se remunera mediante la aplicación de los cargos por uso del STN a las empresas generadoras y comercializadoras. Para el año 1995, el total de ingresos por uso del STN causado a favor de ISA ascendió a \$113 mil millones.

1.5 PRECIOS, TARIFAS Y SUBSIDIOS**1.5.1 PRECIOS Y TARIFAS**

La creación en 1995 del mercado mayorista de energía eléctrica marcó el principio de una nueva era de eficiencia y competitividad para las empresas del Sector Eléctrico, pues a partir de ese momento empezaron a operar con nuevas normas de competencia y de mercado que las llevarán a ofrecer

servicios de energía mejores y más económicos, facilitando que las industrias colombianas sean más competitivas y puedan afrontar los retos que plantea la globalización de la economía.

ISA, en cumplimiento de sus funciones en el nuevo esquema del Sector Eléctrico para la economía del país, contribuyó en 1995 a la implantación del mercado mayorista con el mejoramiento de los servicios operativos y con el diseño y puesta en servicio de la Bolsa de Energía y del Sistema de Intercambios Comerciales, acorde con las regulaciones de la CREG.

Sistema de Intercambios Comerciales

El Sistema de Intercambios Comerciales - SIC, fue creado para realizar toda la contabilidad de los intercambios de energía entre los agentes participantes del mercado. Esta labor se logra mediante la realización de las siguientes actividades:

- Registrar los comercializadores y generadores que puedan participar en el mercado mayorista de electricidad.
- Registrar los contratos de intercambios de energía de largo plazo entre los diferentes agentes.
- Realizar el proceso de liquidación horaria de los intercambios (cálculo del precio horario de la Bolsa).
- Preparar y actualizar el estado de cuenta de cada generador y comercializador que participa en el mercado mayorista de electricidad y de las empresas de transmisión.
- Realizar la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones efectuadas en la Bolsa.

A continuación se presentan las cifras que se manejaron en la bolsa de energía en el período comprendido entre el 20 de julio de 1995, fecha de iniciación del mercado mayorista de electricidad, y el 31 de mayo de 1996.

Bolsa de Energía

La Bolsa de Energía es una figura comercial para recibir ofertas y demandas del mercado eléctrico a través de la compra y venta de energía en un ambiente de competencia. Su objetivo primordial es permitir que el mercado nacional de electricidad opere mediante un esquema de libre oferta y demanda, para lograr una mayor economía en los costos de la operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN- con beneficio directo para 54 empresas, entre generadoras, comercializadoras y usuarios industriales, e indirectamente, para los usuarios finales. En el cuadro siguiente se presenta el valor mensual de la facturación por transacciones en la Bolsa de Energía.

Mes	ENERGIA EN BOLSA		OTROS CONCEPTOS Valor (\$)	(millones de \$)	
	Magnitud (MWh)	Valor (\$)		TOTAL FACTURADO	(\$)
jul-95	379.502	504,6	5.985,8		6.490,3
ago-95	1.041.724	6.050,8	20.359,4		26.410,2
sep-95	894.349	9.331,4	16.933,0		26.264,4
oct-95	965.329	9.567,9	18.129,7		27.697,6
nov-95	816.333	20.103,2	19.882,4		39.985,5
dic-95	799.532	56.590,9	39.084,8		95.675,7
ene-96	725.048	16.183,1	18.396,9		34.580,0
feb-96	949.974	7.523,9	9.877,4		17.401,4
mar-96	1.016.451	3.588,5	8.209,9		11.798,4
abr-96	1.042.792	3.265,0	9.276,7		12.541,8
may-96	1.138.122	2.191,3	10.537,2		12.728,5
TOTAL PERIODO	9.769.156	134.900,4	176.673,2		311.573,6

Fuente: ISA -Gerencia Mercado de Energía Mayorista

1.5.2 SUBSIDIOS

En cumplimiento de la política tarifaria, el Gobierno Nacional beneficia a las clases menos favorecidas con el establecimiento de un subsidio previsto en la ley, de manera que puedan tener acceso a la energía requerida para su consumo de subsistencia. Es así como el subsidio se aplica a los estratos 1,2,3, en rango de subsistencia, según lo establecido por la Ley 143 de 1994, así como las consideraciones y salvedades estipuladas en la ley 188 de 1995.

La asignación de transferencias del presupuesto nacional a mercados débiles en 1995, según Ley 143/94, se detalla en el siguiente cuadro:

EMPRESAS	TRANSFERENCIAS (1)	EMPRESAS	(millones de \$)	
			TRANSFERENCIAS	(1)
Atlántico	17776,4	Valle		1749,7
Bolívar	2362,2	Tuluá		354,0
Cesar	1433,3	Cartago		233,0
Córdoba	2599,5	Tolima		3078,0
Guajira	1887,9	Hulla		1741,0
Magdalena	1253,7	Caquetá		529,0
Sucre	2378,0	Cauca		3072,0
Magangué	818,7	Nariño		3548,0
Medellín	0,0	Cundinamarca		2830,0
Antioquia	5458,4	Meta		975,0
Chocó	2081,5	Bogotá		0,0
Boyacá	59,8	Putumayo (Interconectada)		486,0
Santander	1706,8	San Andrés		971,0
Norte de Santander	992,8	Amazonas y Providencia		986,0
Caldas	2557,9	Arauca		462,0
Pereira	1060,0	Casanare		462,0
Quindío	1118,5	Zonas no interconectadas		7978,0
Emcali	0,0	Otros recursos de capital		1000,0
		TOTAL		60000,0

Fuente: MME-Resolución 8 1231 2-06-95

(1) Calculado sobre un presupuesto inicial de \$52000 millones, pero ajustado hacia arriba en un promedio de \$400 millones a Cesar, Guajira, Sucre, Antioquia, Chocó, Caquetá, Nariño, Amazonas, y San Andrés.

El Ministerio de Minas y Energía asignó subsidios a las zonas no interconectadas, atendidas por el ICEL, \$ 7.523 millones, para 257 localidades ubicadas en las zonas que se encuentran bajo la cobertura del Instituto, distribuidos de la siguiente manera:

(millones de \$)			
DEPARTAMENTO	VALOR	DEPARTAMENTO	VALOR
Amazonas	260.5	Vaupés	298.8
Caquetá	372.3	Cauca	490.2
Putumayo	2626.2	Chocó	703.6
Arauca	120.2	Nariño	294.1
Casanare	69.9	Resumen por Zona	
Guainía	503.7	Orinoquía	2775.1
Guaviare	734.8	Amazonía	3259.1
Meta	367.9	Costa Pacífica	1488.8
Vichada	889.1	TOTAL DISTRIBUIDO	7523.0

Fuente: ICEL

Subsidio de electrocombustible

Durante la vigencia 1995, los montos asignados a cada una de las zonas por este concepto fueron los siguientes:

(millones de \$)			
DEPARTAMENTO	VALOR	DEPARTAMENTO	VALOR
Putumayo	440.8	Antioquia	93.0
Arauca	13.8	Cauca	35.4
Casanare	19.0	Chocó	77.3
Guainía	128.8	Nariño	115.6
Guaviare	178.4	Resumen por Zona	
Meta	23.5	Orinoquía	633.2
Vichada	163.8	Amazonía	440.8
Vaupés	105.6	Costa Pacífica	286.0
		TOTAL DISTRIBUIDO	1360.0

Fuente: ICEL

1.6 GESTION AMBIENTAL

El subsector eléctrico a través de sus empresas participó de manera activa durante 1995 en las siguientes actividades:

- Concertación sectorial con el Ministerio del Medio Ambiente sobre Términos de Referencia para los estudios ambientales de líneas de transmisión y centrales termoeléctricas e hidroeléctricas.
- Firma del convenio de concertación y coordinación de acciones encaminadas a apoyar el control de la contaminación, la adopción de métodos de producción sostenibles y a mejorar la gestión pública, entre el Ministerio del Medio Ambiente y el sector público minero-energético.

- Participación en el Consejo Técnico Asesor del Ministerio del Medio Ambiente, en el Comité Ambiental Minero Energético -CAME- y en el Comité Ambiental del Sector Eléctrico -CASEC.

- Evaluación, prevención, mitigación, control y compensación de los impactos ambientales producidos por la generación de energía eléctrica en sus centrales, para lograr la armonización de sus actividades con los entornos naturales y sociales en que éstas se desarrollan.

- En las centrales hidroeléctricas se llevaron a cabo planes y programas destinados a lograr la máxima generación eléctrica con el mínimo de impacto ambiental.

1.7 EJECUTORIAS EN MATERIA LEGAL Y NORMATIVA

La Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- ha venido aprobando una serie de resoluciones que han permitido la implementación y operación del nuevo esquema comercial de energía eléctrica entre empresas generadoras y comercializadoras en todo el sistema interconectado nacional. Se aprobó la conformación del mercado mayorista de electricidad, se hizo posible la negociación libre de tarifas y contratos a los grandes consumidores de energía y se les permitió el acceso a distintas fuentes de generación con el fin de lograr menores costos y mayores eficiencias en los suministros para la industria, se liberaron las tarifas a nivel de generación de tal manera que las empresas distribuidoras, comercializadoras y generadoras pueden negociar, en un ambiente competitivo, los precios y las condiciones para el suministro de energía.

Con el objeto de conciliar los ajustes tarifarios programados con los objetivos que busca el Gobierno con el Pacto Social, se revisó el programa de ajuste de las tarifas para usuarios regulados vigente durante 1995. Se acordó ajustar paulatinamente el régimen de tarifas y subsidios residenciales a las prescripciones de la Ley 286 de julio de 1996.

Se amplió el mercado mediante la redefinición de grandes usuarios, quienes podrán pactar libremente con generadores y comercializadores el suministro de las necesidades de energía eléctrica.

La CREG expidió la resolución 20 que obliga a las empresas integradas verticalmente a comprar por lo menos el 40% de las necesidades del mercado regulado a otras generadoras o comercializadoras.

El artículo 97 de la Ley 223 del 20 de diciembre de 1995, (Reforma Tributaria) estipuló una exención de siete años para las rentas provenientes de la

transmisión o distribución domiciliaria y de ocho años para la generación de energía eléctrica sobre las utilidades que capitalicen o que se apropien como reservas para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas.

El Ministerio de Minas y Energía con el apoyo de la Presidencia de la República, mediante decretos Nos. 0210 y 0382 de enero y febrero de 1996 respectivamente, creó el Comité Evaluador de la Situación Eléctrica del País.

Durante la actividad legislativa de 1995 vale la pena resaltar la ley de aprobación del Plan de Desarrollo e Inversión del Salto Social (Ley 188), la unificación del Estatuto disciplinario público (Ley 200) y de anticorrupción (Ley 190).

1.8 OTROS ESTUDIOS Y ACTIVIDADES

1.8.1 PLAN DE USO RACIONAL DE ENERGIA

El Ministerio de Minas y Energía, a través de la UPME y del INEA, se encuentra implementando el Plan Nacional de Uso Racional de la Energía (PlaNURE), el cual tiene como objetivos desarrollar una cultura de uso racional de la energía por parte del consumidor y crear e impulsar el mercado de equipos electrodomésticos e industriales energéticamente eficientes.

También, durante 1995, el INEA buscó que se le asignaran tareas en el campo del uso racional y eficiente de la energía (Documento CONPES-2801). Los programas en los cuales está comprometido el INEA son: i) Masificación del uso de bombillería eficiente en el sector residencial, programa que pretende familiarizar al consumidor con la bombillería fluorescente compacta y fomentar el hábito de su utilización por medio de la demostración de su conveniencia técnica y económica. Para lograr este propósito se acometerá un programa piloto consistente en la distribución de un número aproximado de 2 millones de bombillas, a través de las diferentes electrificadoras del país. ii) Alumbrado público. Por iniciativa del Ministerio de Minas y Energía y del INEA, se elaboró la directiva ministerial de marzo de 1995, por la cual se indica la conveniencia nacional de introducir masivamente el uso de las lámparas de sodio alta presión (1.2 millones), desplazando así las incandescentes y las de mercurio. iii) Apoyo a la gestión de carga eléctrica en el sector industrial. Este programa utilizará recursos del IFI y estará encaminado a la introducción de equipos eficientes en la industria y en la cogeneración. iv) Campañas de divulgación de uso racional de energía eléctrica. v) Arquitectura solar. Se introducirán normas para que en los proyectos nuevos se aproveche el recurso solar para la iluminación y el calentamiento de agua y medio ambiente.

En el campo del Ahorro, Conservación y Uso Eficiente de Energía se comenzó durante 1995 el proyecto de normalización, certificación y etiquetado de electrodomésticos, trabajo que redundará en productos nacionales de mejor

tecnología y de menor consumo energético, con el consiguiente beneficio tanto para los fabricantes como para los consumidores y la nación. Durante marzo 1996 se presentaron las propuestas de normas, fundamentadas en las posibilidades tecnológicas de los diferentes equipos y el rendimiento energético medido experimentalmente a varios electrodomésticos nacionales.

En el campo de la cooperación internacional, el INEA cuenta con el apoyo del OIEA (Organismo Internacional de Energía Atómica) así como del programa ARCAL. Por iniciativa del INEA, se han presentado al Ministerio de Minas y Energía ya los convenios de cooperación con el DOE (Department of Energy, USA) y con el BMFT (Bundesministerium fuer Forschung und Technologie, Ministerio Federal de Ciencia y Tecnología, Alemania), los cuales serán suscritos durante 1996.

Por otro lado, en estrecha cooperación con el BID (Banco Interamericano de Desarrollo) se ha llevado a nivel de Perfil 1 un proyecto encaminado a estudiar a nivel de prefactibilidad la generación de energía eléctrica a partir de la energía geotérmica en la zona del Volcán del Azufral (Nariño). Durante 1996 se presentará el Perfil 2 para ser sometido a la consideración del Ministerio de Minas y Energía y del BID. Los recursos solicitados al BID son de US\$4.5 Millones con una contrapartida nacional de US\$0.5 Millones.

Igualmente se encuentra en trámite para la elaboración del Perfil 1 del BID una propuesta para el desarrollo del Uso Racional de Energía en Colombia.

1.8.2 SEGUIMIENTO Y EVALUACION DE PERDIDAS

En agosto de 1995, a solicitud del Ministerio de Minas y Energía, el Consejo Nacional de Política Económica y Social - CONPES - decidió reactivar el Comité de Pérdidas bajo la coordinación de la Dirección General de Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía y con el apoyo de ISA, quién hará la Secretaría Técnica, según Documento CONPES 2801- MINMINAS-DNP-UINF, "Estrategias y Acciones para Fomentar el Uso Eficiente y Racional de Energía".

El Sector Eléctrico se encuentra actualmente en un período de transición, mientras se terminan de implementar completamente los mecanismos definidos en las leyes 142 y 143 de 1994, (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y Ley de Electricidad, respectivamente). De acuerdo con la interpretación dada a estas leyes por las respectivas entidades, las responsabilidades futuras en materia de control de pérdidas serían las siguientes:

- La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, tiene la responsabilidad de definir las metas de índices de pérdidas de las diferentes empresas.

- La Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, es responsable de la definición de planes de gestión de las empresas. Por lo tanto, conjuntamente con la CREG, concertan con las empresas los planes y programas de reducción de pérdidas, y aseguran los recursos financieros requeridos para que dichos planes sean realmente viables.
- El seguimiento y control de los planes de reducción de pérdidas son responsabilidades de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, (SSPD).

En agosto de 1995 el CONPES recomendó:

- Gestionar líneas de crédito acordes con la rentabilidad de los proyectos con destino específico a programas de reducción de pérdidas, actividad asignada a la FEN. Así mismo, a través de esta línea de crédito, se reactivará el programa de instalación de medidores de energía, que contempla la instalación de cerca de un millón de medidores en un plazo de tres años.
- Continuar, a través del SINSE, la elaboración del balance de energía eléctrica y el cálculo de los índices de pérdidas.
- Controlar, a través de la participación del Ministerio de Minas y Energía en las Juntas Directivas de las empresas, y de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la evolución de los planes de reducción de pérdidas de las empresas. Solicitar a las empresas obtener una reducción de los niveles de pérdidas por empresa, de acuerdo con unas metas previstas en el período 1996-1998.

1.8.3 ENERGIZACION RURAL Y ZONAS NO INTERCONECTADAS

Plan de energización PEZNI

Se realizaron ajustes al documento inicial del Plan de Energización para las Zonas no Interconectadas de la Orinoquía, Amazonía y Costa Pacífica, considerando un plan de expansión por departamento que tiene como meta satisfacer las necesidades de energía y potencia hacia el año 2001, principalmente en las cabeceras municipales de los departamentos que se encuentran bajo su cobertura. Este documento se presentó a la FEN y en la actualidad se esperan sus comentarios y correspondiente aprobación.

Estudio de planeamiento de las zonas no interconectadas

El objeto del estudio es el planeamiento e identificación del potencial energético de las fuentes hídricas y fuentes no convencionales de energía, que incluye en su primera fase el estudio de tarifas y la capacitación dirigida a los funcionarios de las gobernaciones. Este permite establecer, de acuerdo

con la interventoría adelantada por la oficina de planeación del ICEL, los siguientes aspectos:

- Diagnóstico energético de las localidades que comprende el estudio.
- Análisis Institucional del ICEL.
- Identificación de recursos energéticos convencionales y no convencionales.
- Diseño del sistema de información de las zonas en estudio.
- Proyecciones de Demanda de la zona de influencia.
- Identificación de proyectos.
- Capacitación en planeamiento energético con energías no convencionales (Seminario).
- Plan de expansión y proyectos a ejecutar.
- Plan de Inversiones.
- Esquema tarifario para la zona en estudio.

Convenios binacionales para el intercambio de energía.

Durante 1995 el área técnica del ICEL atendió las actividades requeridas para el análisis, concertación y ejecución de los proyectos básicos de intercambio de energía con el vecino país del Ecuador así:

Intercambio de energía entre el departamento de Nariño y la provincia del Carchi (Ecuador).

Básicamente las actividades se encaminaron a la continuación de las obras de la línea de interconexión a 34.5 kV entre Iplales y Tulcán, el suministro del transformador de potencia de 10 MVA de 69/34.5 kV y un seccionador fusible como elemento de protección para la subestación El Rosal en Tulcán. El costo total de la inversión ascendió a la suma de \$300 millones. De esta manera se dio cumplimiento a los compromisos presupuestales quedando pendiente tan solo la asignación de recursos por el ICEL, para el suministro e instalación de un banco de compensación reactiva para la subestación Iplales, por un valor estimado de \$150 millones.

Intercambio de energía entre el departamento del Putumayo y la provincia de Sucumbios (Ecuador).

Con el propósito de mejorar el suministro de energía a los municipios de San Miguel, Valle del Guamués y Orito, en el departamento del Putumayo, representantes de estos municipios, de la provincia de Sucumbios y el ICEL iniciaron conversaciones para el suministro y venta de energía por parte de éstos a los municipios del bajo Putumayo, en un mediano plazo, de acuerdo con los siguientes compromisos iniciales:

2. SUBSECTOR HIDROCARBUROS-PETROLEO

2.1 INTRODUCCION

El crecimiento del subsector petrolero colombiano en los últimos años se ha convertido en uno de los pilares del dinamismo económico del país. El reto y la responsabilidad para el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Empresa Colombiana de Petróleo, es cada vez mayor; así lo demuestran las cifras petroleras en términos de reservas y producción, transporte, capacidad de refinación, ventas, transferencias a la Nación, así como los requerimientos de inversión, que fueron en 1995 los mayores en la historia. El futuro es prometedor, pero igualmente el compromiso crece al igual que las necesidades de capital.

La labor de exploración y producción que realiza la empresa estatal es llevada a cabo en forma directa o por medio de los Contratos de Asociación, cuyos términos han sido recientemente modificados para conservar una adecuada competitividad a nivel internacional, que pretenden vincular el capital privado atrayendo tecnologías de punta y minimizando el riesgo exploratorio propio del negocio.

El esfuerzo exploratorio que directamente realiza Ecopetrol está orientado a proyectos de alto potencial, así como a actualizar las reservas petrolíferas de las cuencas sedimentarias del país que conlleven a la generación del portafolio de proyectos de inversión de riesgo que sirva como soporte a las actividades directa y asociada.

2.2 EXPLORACION Y PRODUCCION

2.2.1 EXPLORACION

El año de 1995 marca el inicio de la recuperación de los niveles de contratación petrolera de los años anteriores, como resultado de los ajustes incluidos al modelo de contratación y a la política petrolera realizados durante el mismo año, presentándose un incremento de 72 contratos en 1994 a 83 contratos vigentes a finales de 1995.

En la actividad sísmica se adquirieron un total de 2.180 kilómetros de perfiles, de los cuales el 29 % fue registrado directamente por Ecopetrol en las áreas asignadas.

La perforación exploratoria presentó disminución con relación al año anterior al pasar de 30 pozos perforados en 1994 a 16 durante 1995. Sin embargo, otros siete pozos se encontraban en perforación al 31 de diciembre de 1995, incluido el pozo Coporo-1 perforado directamente por Ecopetrol. De 10 pozos

exploratorios perforados, 3 de ellos (Gaván de Ecopetrol y Floreña y Pauto Sur de la Asociada BP) confirmaron el descubrimiento de nuevos yacimientos de hidrocarburos. Con estos resultados la relación de éxito para el año de 1995 fue de 30%, una de las más altas en la historia petrolera del país.

La actividad exploratoria y los estudios de reevaluación de yacimientos por los asociados adicionaron, por concepto de nuevas reservas, 27 Mbbls de petróleo, el balance de las reservas remanentes del país al 31 de diciembre de 1995 es de 2.948 Mbbls de petróleo de las cuales se destacan el descubrimiento de Gaván realizado por Ecopetrol, la reevaluación de las reservas de los campos en asociación denominados Chichimene y Opón y las de la reversión de la Concesión Zulía, para lo cual se obtiene una relación Reservas/Producción, con los niveles de producción de 1995, de 14 años de petróleo.

2.2.2 PRODUCCION

La producción diaria de petróleo en 1995 fue del orden de 585 Kbdc, de los cuales Cusiana contribuyó con un promedio de 128 Kbdc.

La producción por cuencas, a nivel nacional, tiene la siguiente estructura:

PRODUCCION DE PETROLEO POR CUENCAS - 1995			
CUENCA	Kbbls	Kbdc	Participación %
Catatumbo	1.855,8	5,1	0,87
Llanos Orientales	156.746,0	429,4	73,45
Putumayo	6.415,7	17,6	3,01
Valle Inferior del Magdalena	183,9	0,5	0,09
Valle Medio del Magdalena	21.845,7	59,9	10,24
Valle Superior del Magdalena	26.356,9	72,2	12,35
TOTAL	213.404,0	584,7	100,00

Fuente: DGH - MME

2.3 REFINACION Y TRANSPORTE

2.3.1 REFINACION

La actividad de refinación se aumentó en un 13% con relación al año de 1994, pasando de 190 Kbdc a 215 Kbdc, sin embargo, para atender la demanda de gasolina el país tuvo que importar cerca de 33 Kbdc.

- Suministro de 9 MVA a un costo de US\$0.06 el kWh, por parte de la Empresa de Energía de la Provincia de Sucumbíos.
- Construcción de la infraestructura a 13.2 kV y 34.5 kV, por parte de la Gobernación del Putumayo y el ICEL.

Las conversaciones para la continuación y culminación de este Intercambio fueron suspendidas, ante la emergencia energética surgida en el Ecuador a raíz del racionamiento causado por la disminución de la generación en sus centros hidroeléctricos principales.

1.8.4 PLANEAMIENTO ENERGETICO

Estudios de demanda de energía

En 1995 la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, concluyó la primera fase del estudio de proyección integrada de la demanda de energía en Colombia, inició la revisión de las series de ventas de electricidad de las empresas de energía, así como la calibración de los modelos de proyección de dichas ventas.

Estudio para la determinación del consumo energético en los sectores comercial y público, residencial urbano e industrial

En el mes de abril del presente año la Unidad de Información Minero Energética, realizó el concurso público del estudio para la determinación del consumo energético en los sectores comercial y público, residencial urbano e industrial. En la actualidad se están evaluando las propuestas con el objeto de efectuar la adjudicación de los respectivos contratos.

Actividades en el área de planeamiento eléctrico

Con el fin de establecer el potencial de instalación de nuevas plantas de cogeneración, la UPME finalizará el trabajo que inició en 1995 sobre el tema, teniendo en cuenta que esta es una alternativa interesante y económica de generación de electricidad en el país.

Igualmente la UPME proyecta continuar y finalizar el estudio de costos de racionamiento que se adelanta desde el año anterior con la asesoría de las Universidades Nacional y de Antioquia.

Registro de proyectos de generación

La Unidad de Planeación Minero Energética diseñó el mecanismo y formato para el registro de los proyectos de generación. Adicionalmente prestó asesoría a varios promotores interesados en proyectos de generación, y

participó en reuniones técnicas de los proyectos hidroeléctricos Guamués y Sogamoso, promovió el proyecto Cucuana y emitió concepto sobre el proyecto hidroeléctrico Montañitas. Igualmente elaboró un plan de estudios de proyectos de generación eléctrica, que será incluido en la revisión del Plan de Expansión Eléctrico de Referencia.

Actividades en el área de economía energética

La Unidad de Planeación Minero Energética continúa desarrollando el estudio sobre costos económicos de los energéticos, iniciado a finales de 1995. Las actividades previstas incluyen el diagnóstico de metodologías utilizadas actualmente para la determinación de costos económicos y la propuesta de metodología a aplicar.

De otra parte, se terminará el estudio sobre participación del sector privado en el sector energético, el cual se adelanta con la asesoría del CEDE de la Universidad de los Andes.

En 1995 la carga de crudo total a las refinerías del país correspondió a 256.1 Kbdc y la distribución del crudo procesado fue de 189.3 Kbdc (74.0%) en el Complejo Industrial de Barrancabermeja, 60.3 Kbdc (23.6%) en la Refinería de Cartagena, y 6.1 Kbdc (2.4%) en las de Orito, Tibú y Apiay, como se muestra en la tabla siguiente:

CARGAS DE CRUDO A LAS REFINERIAS -1995
Barriles por día calendario

MES	APIAY	CBI	C/GENE	ORITO	TIBU	TOTAL
Enero	2.518	166.900	57.900	2.057	1.964	231.339
Febrero	2.573	180.700	68.300	2.252	1.640	255.465
Marzo	2.403	195.500	65.800	2.281	1.510	267.494
Abril	2.496	178.600	68.300	2.372	2.743	254.511
Mayo	2.496	186.500	63.700	2.372	2.743	257.811
Junio	1.721	183.800	0	2.379	2.504	190.404
Julio	1.721	190.800	38.000	2.326	2.504	235.351
Agosto	1.800	197.700	74.500	2.559	1.400	277.959
Septiembre	1.900	203.600	72.900	2.500	1.600	282.500
Octubre	2.200	179.100	69.500	2.500	1.300	254.600
Noviembre	2.100	211.000	70.100	2.500	1.400	287.100
Diciembre	2.000	197.500	74.200	2.600	1.500	277.800
Promedio	2.158	189.325	60.282	2.392	1.901	256.059

Fuente: Ecopetrol

En la Planta de Crudo de la Refinería de Cartagena se realizaron en el mes de octubre pruebas con crudo Cusiana segregado, concluyendo que para aprovechar las características de este crudo se debería cargar mezclado con crudos pesados.

Durante 1995, se efectuaron acciones tendientes a mejorar la comercialización de los excedentes de refinación, con la incursión en el mercado europeo de combustóleo de bajo azufre (1%). A través de una negociación de mezcla de componentes con la firma Global, se exportaron tres embarques para un total de 936 Kbls, de los cuales 554 Kbls correspondieron a producto de alto azufre (1.6%) entregado por Ecopetrol. A partir del mes de noviembre se vendió turbocombustible, con destino al mercado del Caribe y los Estados Unidos, cuyo beneficio esperado, una vez se establezca el producto en el mercado, es de aproximadamente 2 US\$/bl, con respecto a su realización como Diesel de exportación.

2.3.2 TRANSPORTE

Transporte Marítimo

Durante 1995 se transportaron por vía marítima 16.4 Kbdc, mediante cabotajes entre diferentes puertos y especialmente para transportar los excedentes de la Refinería de Cartagena con destino al occidente del país, utilizando buques contratados bajo la modalidad de time charter. Igualmente, en el mercado spot se contrató un buque para transportar 700.4 Kbl de crudo Cusiana entre Coveñas y Cartagena para ser cargados en esta refinería. El volumen transportado durante 1995 fue inferior en un 34% al año anterior, como consecuencia de la disminución en la carga de crudo Orito en Cartagena, al obtener un mejor precio de venta en las exportaciones de este crudo.

Transporte Fluvial

En 1995 se transportaron 7.08 Mbils de productos (19.4 Kbdc), correspondiendo la mayor ocupación al combustóleo con 3.95 Mbils (10.8 Kbdc). El movimiento de otros hidrocarburos se estableció así: nafta 0.57 Mbils (1.6 Kbdc), gasóleo 293.1 Kbls (0.8 Kbdc), ACPM 1.2 Mbils (3.3 Kbdc), aceite liviano de ciclo 612 Kbls (1.7 Kbdc), propano 116.4 Kbls (0.3 Kbdc). Del total del volumen transportado el 81.5% se realizó en la ruta Barrancabermeja-Cartagena.

Oleoductos

El transporte de crudos se incrementó, en los oleoductos de Ecopetrol, en un 38.2% (de 435.5 Kbdc en 1994 a 601.7 Kbdc en 1995) debido a la ampliación del oleoducto Central del Llano que aumentó la capacidad del sistema en 155 Kbdc al pasar de 100 Kbdc a 255 Kbdc, lo cual permitió incrementar el nivel de producción de crudo Cusiana y aumentó en 47.4% en los oleoductos en asociación. Igualmente destacable fue el aumento en la capacidad de almacenamiento en 1400 Kbls de crudo en Coveñas mediante la puesta en marcha de cuatro (4) tanques de 350 Kbls que permite la segregación de crudo Cusiana para obtener un mejor precio de venta en el mercado internacional.

En el transporte de crudo es conveniente resaltar que a partir del 1º de diciembre OCENSA - Oleoducto Central S.A. - asumió la responsabilidad de la operación del sector Cusiana- Vasconia.

Poliductos

El transporte de refinados se incrementó en los sectores primarios, en 4.2 % con relación a la vigencia anterior (170.8 Kbdc en 1994 a 178 Kbdc en 1995) y en 0.5 % en los sectores secundarios (337.8 Kbdc en 1994 a 339.6 Kbdc en 1995) como consecuencia del incremento en la demanda.

Mediante la entrada en servicio de las variantes del Cesar y Magdalena (129 Km) se aumentó a 54 Kbdc la capacidad de la línea Pozos Colorados - Galán, que permite cubrir ampliamente las necesidades de importación de combustibles y también las eventualidades de daño y mantenimiento de las plantas del Complejo Industrial de Barrancabermeja.

En el sistema Buenaventura - Yumbo, se inició la reposición de tubería del sector Gallinero Mulaló, que permitirá en 1996 aumentar la capacidad de suministro hacia el occidente del país en 5 Kbdc.

Para aumentar la capacidad y la confiabilidad del suministro de combustibles hacia el centro, occidente y sur del país, se continuó con el acondicionamiento de la red de poliductos, Sebastopol - Puertosalgar, Salgar - Bogotá, Sebastopol - Medellín, Gualanday - Salgar y Gualanday - Guasimal. En relación con el poliducto de Oriente (Sebastopol - Bogotá) se obtuvo un pronunciamiento favorable por parte del Ministerio del Medio Ambiente sobre el diagnóstico ambiental de alternativas y la realización de los estudios técnicos, ambientales, de riesgos y sociales para la presentación del Estudio de Impacto Ambiental.

El transporte de combustóleo aumentó en un 1.03 % (18.7 Kbdc en 1994 a 19.4 Kbdc en 1995) como consecuencia del incremento en la demanda.

2.4 COMERCIALIZACION

El posicionamiento del crudo Cusiana en el mercado internacional se destaca como una de las actividades más relevantes en el área de comercio exterior en el año 1995. En el mes de marzo, durante la reunión anual de refinadores en la ciudad de San Francisco, California, se hizo la presentación al mercado internacional del crudo Cusiana, y en julio se realizó la exportación del primer cargamento de 500 Kbis. Al culminar el año, los volúmenes de exportaciones de crudo Cusiana de Ecopetrol alcanzaron los 9.5 Mbls, equivalentes a US\$ 166.1 millones.

Como parte de las estrategias de comercialización de crudo, se realizaron dos procesamientos en el exterior, permitiendo ingresos adicionales por mejor venta del crudo y de productos en el mercado internacional por valor de US\$ 5.4 millones.

2.4.1 PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE COMBUSTIBLES LUBRICANTES

El suministro de productos blancos totalizó 194.32 Kbdc equivalentes a un rendimiento del 75.8% sobre el crudo cargado. La producción de residuos fue de 65.17 Kbdc (25.45% sobre el crudo cargado) y corresponden a 54.90 Kbdc de combustóleo, 2.19 Kbdc de Arotar y 8.08 Kbdc de Asfaltos.

- Dentro de la producción de petroquímicos se destaca la de aromáticos, que alcanzó un cumplimiento superior a la demanda nacional. Los excedentes de tolueno/xilenos se degradaron a gasolina motor.
- La producción de parafinas y lubricantes fue superior al pronóstico volumétrico y a la de 1994, favorecida por los altos rendimientos resultantes de cargar destilados de crudos Zulla y Cusiana, este último a partir de septiembre.
- La producción de polietileno se vio afectada por las reparaciones no programadas de la planta de turboexpander.

La producción de GLP incluye 0.9 Kbdc desviados a la red de gas combustible del Complejo Industrial de Barrancabermeja (CIB).

PRODUCCION DE COMBUSTIBLES, LUBRICANTES Y PETROQUIMICOS Kbdc

PRODUCTOS	1995	Rendimiento sobre crudo
Carga Crudo	256.06	
Combustibles - Productos Blancos		
Total Gasolinas	92.49	36.12
Destilados medios (Turbocombustible, Quero y ACPM)	79.37	31.00
Gasolina de Aviación	0.60	0.2
Gas Propano (GLP)	19.21	7.50
Bencina y Cocinol	2.66	1.04
Subtotal Productos Blancos	194.32	75.83
Productos negros		
Combustóleo	54.90	21.44
TOTAL COMBUSTIBLES	249.23	97.33
Otros productos negros		
Alquitrán Aromático	2.18	0.85
Asfaltos	8.08	3.15
TOTAL OTROS PRODUCTOS NEGROS	10.26	0.39

Fuente: Ecopetrol

Durante 1995 se modernizaron las unidades de procesamiento de crudo (U-200) y viscorreductora, lo que permitió llevar la capacidad de carga del Complejo Industrial de Barrancabermeja (CIB) de 170 Kbdc a 205 Kbdc, a

partir de febrero de 1995. Durante noviembre se alcanzó una carga de 211 Kbdc que se constituye en el mayor valor en la historia del CIB. A partir del mes de junio se procesaron 25 Kbdc de crudo Cusiana con un beneficio económico adicional de 0,46 US\$/bl, calculado sobre la base de una mejor venta del crudo al procesarlo por un esquema de alta conversión.

Se eliminaron las dificultades en la unidad de destilación combinada del Complejo de Cartagena (CAR), con lo cual se incrementó la capacidad de carga de crudo hasta 75 Kbdc desde mediados de año (5 Kbdc adicionales al promedio normal).

Se incrementó en 35 Kbls diarios de crudo la capacidad instalada de ruptura catalítica, al entrar en servicio desde el 26 de junio de 1995 una nueva unidad con tecnología UOP. Se aumentó en 10% la extracción de la unidad Demex del CIB, lo que permitió incrementar el volumen de carga a las unidades de ruptura catalítica y por ende la producción de gasolinas y GLP.

2.4.2 CONSUMO NACIONAL DE DERIVADOS

El consumo nacional de combustibles creció en 6.2 %, destacándose el crecimiento de gasolinas en un 31.6% en razón al alto consumo de éstas por los vehículos nuevos. De otra parte el consumo de crudo Castilla alcanzó 15.6 Kbls por día como combustible, además, con la promoción de su uso como ligante asfáltico, se pavimentaron más de 150 Km en los departamentos del Tolima, Meta, Arauca y Antioquia.

CONSUMO DE COMBUSTIBLES Barriles por día calendario

PRODUCTO	ENERO - DICIEMBRE 1995
Gasolina Regular	117.595
Gasolina Extra	10.981
Bencina Y Cocinol	1.114
Diesel (Acpm)	51.756
Queroseno	3.764
JP-A	14.608
Avigas	444
Propano	18.515
Fuel Oil	3.948
Crudo Castilla	15.602
TOTAL	238.327

Fuente: Ecopetrol

En el año 1995 Ecopetrol suministró de manera directa, al sector industrial colombiano, materias primas (disolventes, aromáticos, bases lubricantes, parafinas, asfaltos, azufre y alquitrán aromático), en un volumen total de 4.637 Kbls por un valor de \$82.419 millones. Estas cantidades incluyen

exportaciones menores a Venezuela y al Ecuador de xileno y tolueno, resultado de un continuo esfuerzo de ventas que alcanzó este mercado desde 1994.

A través de Policolsa se vendió al sector transformador 64.520 toneladas de polietileno de baja densidad, pero en el segundo semestre a pesar de disponer de inventarios, la demanda objetivo bajó en un 11% aproximadamente y los ingresos por ventas ascendieron a \$71.405 millones.

2.4.3 IMPORTACION Y EXPORTACION

Como resultado de la gestión de refinación, se exportaron 50.9 Kbdc de excedentes distribuidos así: 42.0 Kbdc de combustóleo, 7.6 Kbdc de ACPM 0.9 Kbdc de aceite liviano de ciclo, 0.3 Kbdc de turbocombustible y 0.1 Kbdc de butano, y, con la ampliación de la refinería de Cartagena, Ecopetrol hizo la primera exportación de gasolina para aviones jet en un volumen de 100 Kbls. *

Después de intensas gestiones para mejorar la calidad del fuel oil de exportación a través de mezcla con disolventes importados, se realizaron las primeras exportaciones de fuel oil No.6 de 1% de contenido de azufre al mercado europeo, específicamente a las electrificadoras Italianas. El volumen de estas exportaciones asciende a 0.94 Mbls, correspondientes a US\$ 14.2 millones. Las exportaciones de fuel oil No.6 de 1.5% de contenido de azufre, disminuyeron en 3.3 Mbls. De otra parte, se inició la exportación de excedentes de butano a partir de diciembre de 1995, mes en el cual se exportó un total de 29.5 Kbls.

Con relación a los productos, se registró una disminución en las importaciones de gasolina de 2.8 Mbls respecto a 1994, como consecuencia de la entrada en operación de la nueva unidad de ruptura catalítica en el Complejo Industrial de Barrancabermeja.

Adicionalmente, para cubrir las necesidades de combustibles del país, se importaron 32.5 Kbdc de faltantes correspondientes a 32.1 Kbdc de gasolinas y 0.4 Kbdc de propano, a pesar de haber ampliado la capacidad de la planta de ruptura catalítica (cracking).

2.4.4 BALANZA COMERCIAL

La comercialización internacional arrojó una balanza favorable de US\$ 1902.9 millones, mayor en US\$ 835.7 millones respecto al año anterior. Este aumento corresponde principalmente a los mayores volúmenes de exportaciones de crudo Cusiana, Vasconia, Orito y Caño Limón, los cuales pasaron de 70.5 Kbdc en el año 1994 a 148.0 Kbdc en 1995.

La estabilidad de los precios en el mercado internacional y el comienzo de la producción de Cusiana le ha permitido al país obtener importantes resultados en las exportaciones de hidrocarburos, cercano a los US\$ 2.171 millones.

Las exportaciones de petróleo y derivados de Ecopetrol totalizaron US\$ 1187 millones frente a las exportaciones de las compañías extranjeras de US\$ 984 millones, de las cuales la empresa estatal participa en un 54.7% aproximadamente.

BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS

Miles de barriles y miles de US\$

Años	EXPORTACIONES		IMPORTACIONES		SALDO	
	Volumen	Valor	Volumen	Valor	Volumen	Valor
1993	92.181	1.378.579	14.378	280.586	77.803	1.097.993
1994	93.695	1.349.009	15.563	281.754	78.132	1.067.255
1995	132.341	2.171.295	13.429	268.319	118.912	1.902.976
TOTAL	318.217	4.898.883	43.370	830.659	274.847	4.068.224

Fuente: Ecopetrol y empresas del sector

El volumen acumulado de las exportaciones de petróleo y derivados hechas por Ecopetrol en los doce meses superó los 72.9 Mbbls, al tiempo que el de las importaciones, principalmente gasolina, fue levemente superior a los 13 Mbbls, con un costo total de US\$ 268 millones.

2.5 PRECIOS

2.5.1 PRECIOS INTERNOS

El Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con Ecopetrol, reorganizó la estructura general de precios de combustibles, dándole una mayor participación a los distribuidores y logrando eliminar la distorsión existente entre los montos asignados a las actividades de refinación y transporte, la cual enviaba señales equivocadas a los potenciales inversionistas privados, con respecto a la rentabilidad de los negocios, tanto de refinación como de transporte de combustibles por poliducto.

Asimismo, se manejó un modelo de ajustes graduales de precios de combustibles a lo largo del año, con el fin de independizar tales precios del índice de inflación acumulada y de su efecto sobre la canasta familiar.

Se excluyó del régimen de control de precios la gasolina extra, por ser un combustible de alta calidad orientado a un segmento muy específico del mercado y con mínima incidencia sobre la canasta familiar, y la bencina industrial cuyo consumo en el país viene siendo progresivamente decreciente durante los últimos años debido a que es sustituible por otros combustibles. A

los anteriores derivados, los productores o importadores y los distribuidores pueden fijarles libremente los márgenes de comercialización.

Se presentaron y soportaron ante el Ministerio de Hacienda, propuestas que fueron tenidas en cuenta en la Ley de Reforma Tributaria, tendientes a independizar las estructuras de precios de las gasolinas motor y del precio final al consumidor, con el fin de facilitar, desde el punto de vista fiscal, un eventual proceso de liberación de precios. Se logró también unificar la base gravable para la liquidación del IVA de las gasolinas motor, con la de los demás combustibles, para tener estructuras más sencillas y de más fácil manejo contable.

ESTRUCTURA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

\$/GALON

	GASOLINA CORRIENTE	QUEROSENO	ACPM
1. INGRESOS AL PRODUCTOR	365.76	647.46	460.57
2. TRANSPORTE Y/O MANEJO	70.00	70.00	70.00
3. IMPUESTO GLOBAL A LA GASOLINA Y AL ACPM	330.00	650.84	215.00
4. IMPUESTO SOBRE LAS VENTAS	58.52	103.59	73.69
5. PRECIO DE VENTA A DISTRIBUIDOR MAYORISTA	824.28	821.05	819.26
6. ADITIVACION	9.80	47.89	47.89
7. MARGEN AL DISTR. MAYORISTA	23.08	24.92	26.71
8. PRECIO DE VENTA EN PLANTA DE ABASTO MAYORISTA	857.16	845.97	845.97
9. MARGEN AL DISTRIBUIDOR MINORISTA	41.41	56.03	56.03
10. PERDIDA POR EVAPORACION MANEJO Y TRANSPORTE	3.43		
11. TRANSPORTE PLANTA ABASTO-ESTACION SERVICIO	7.00	7.00	7.00
12. PRECIO AL PUBLICO POR GALON	909.00	909.00	909.00

Fuente: Resolución No. 80271 de feb /96 Minminas

2.5.2 PRECIOS INTERNACIONALES

El precio promedio de venta del crudo en el año 1995 superó en 1.84 US\$/bl el precio del año anterior de 14.79 US\$/bl. Algunos de los fundamentos para el fortalecimiento del precio del crudo en el 1995, fueron la entrada de la gasolina reformulada al mercado de los Estados Unidos, en un momento en que los sistemas de refinación de ese país y Europa no estaban aún preparados, lo que ocasionó bajos inventarios al comenzar el verano con el consecuente aumento de precio tanto de gasolina como de crudo. De otra parte, a finales de año, el fuerte invierno en los países del hemisferio norte aumentó la demanda de fuel oil y diesel, incrementando los precios de estos productos y del crudo.

Es importante destacar que el precio promedio de exportación del barril de crudo Cusiana fue de US\$ 17,45 y el de Caño Limón de US\$ 16,76

PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO
Diciembre - 1994 y 1995 en US\$/barril

CRUDO	1994	1995
Ecu-Oriente	15.81	17.47
Gabon-Mandji	14.51	16.48
Mex-Maya	13.41	15.08
Nig. Forcados	16.07	18.60
Uk.Brent	15.84	18.00
Uk.Forties	15.88	18.20
Usa.Ans	15.95	17.59
Usa.Wti	17.27	18.80
Usa.Wts	16.58	17.51
Cusiana	-----	18.58
Occidental (Caño Limón)	15.05	17.58

Fuente: Ecopetrol

2.5.3 SOBRETASA

La ley 86 de 1989 creó mecanismos para financiar sistemas de transporte masivo y autorizó a los municipios para cobrar una sobretasa hasta del 20 % del precio al público de la gasolina motor, previo concepto del CONPES. La Ley 105 de 1993, que organizó el sistema nacional de transporte, autorizó la financiación de la conservación y construcción de vías con los recursos de las sobretasas municipales a los combustibles.

SOBRETASA EN LAS PRINCIPALES CIUDADES

MUNICIPIOS	GRAVAMEN		VIGENCIA
	GASOLINA	ACPM	
Medellín	10%		1-01-90
Barranquilla	15%	15%	1-01-96
Santa Marta	12%		1-02-94
Valledupar	6%	6%	27-06-95
Cartagena	6%		1-01-92
Tunja	13%		1-01-96
Manizales	10%		1-01-92
Santafé de Bogotá	13%		1-01-96
Villavicencio	6%	6%	1-04-95
Montería	6%		10-93
Neiva	12%		15-11-95
Armenia	8%		1-01-95
Cúcuta	Aprobada	sin	aplicación
Bucaramanga	12%	12%	10-93
Call	10%	10%	1-01-96
Pasto	9%	5%	
Ibagué	10%	10%	31-03-95
Leticia	12%		1-01-93

Fuente: Fendipetroleo Nacional

En la actualidad, la reglamentación autoriza a los distribuidores minoristas el cobro del gravamen a los combustibles incluyendo el Diesel - ACPM, sin previo concepto del CONPES y establece como tope máximo de sobretasa el 20% sobre el valor de los combustibles.

El porcentaje de la sobretasa al precio de los combustibles está siendo aplicada en 102 municipios.

2.6 REGALIAS

Parte fundamental de la Ley 141 de 1994 es el recaudo y la distribución de las regalías de hidrocarburos a las diferentes regiones para un mejor progreso social y económico de los colombianos.

Al Fondo Nacional de Regalías del Ministerio de Minas y Energía ingresaron en 1995 recursos por \$ 126.670 millones provenientes de la explotación de hidrocarburos, los cuales fueron asignados a los proyectos de inversión y preinversión presentados por los entes territoriales y evaluados y aprobados por la Comisión Nacional de Regalías.

REGALIAS DE HIDROCARBUROS - 1995

Millones de pesos

DEPARTAMENTO	TOTAL
Antioquia	17.756,0
Arauca	130.985,1
Bolívar	3.717,7
Boyacá	2.992,4
Casanare	128.706,8
Cauca	2.751,3
Cesar	1.341,1
Guajira	15.131,2
Huila	39.572,3
Meta	38.793,2
N. Santander	4.208,8
Nariño	231,0
Putumayo	10.127,3
Santander	26.220,3
Sucre	1.134,0
Tollma	7.684,2
TOTAL	431.352,7

Fuente: DGH - MME

2.7 FONDO DE ESTABILIZACION PETROLERA

Durante 1995 se creó y reglamentó el funcionamiento del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (Ley 209 de agosto 30 de 1995) como un sistema de

manejo de cuentas en el exterior y subcuentas a nombre de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, de los departamentos y municipios receptores de regalías y compensaciones monetarias y del Fondo Nacional de Regalías. Los traslados al Fondo tienen carácter temporal, cuyo propósito exclusivo es de ahorro fiscal y estabilización macroeconómica.

Para la reglamentación del Fondo se creó un comité transitorio conformado por el Ministerio de Hacienda, el Ministerio de Minas y Energía, el Banco de la República y Ecopetrol, el cual proyectó los decretos reglamentarios 625 y 609 de marzo de 1996, el primero contempla la liquidación de regalías y préstamos o avances de las mismas a municipios productores, en el segundo se reglamentó el manejo del Fondo por parte del Banco de la República y se creó el comité directivo del Fondo.

2.8 INVERSIONES

La inversión en exploración fue de US\$ 308 millones, presentando un incremento de un 46.0% comparadas con las ejecuciones de 1994, y con un aporte de capital privado cercano al 87.5% (US\$ 270.5 millones).

La inversión total efectuada en la explotación de los campos ascendió a US\$ 775 millones, con una participación de la empresa estatal del orden de US\$ 400 millones, de los cuales el proyecto Cusiana representó el 79.0%, las otras Asociaciones el 15.0% y los distritos de producción de Ecopetrol el 6.0% restante.

Las inversiones del proyecto Cusiana están representadas básicamente en la ingeniería preliminar del desarrollo del campo Cupiaguá, la culminación de la construcción de las instalaciones de producción y perforación de desarrollo de la Fase 1 de Cusiana, y el inicio de la Fase 2 del proyecto.

La ejecución de algunos proyectos de inversión se caracterizó por la utilización de alternativas de financiación de la participación de Ecopetrol, recurriendo a otros mecanismos como el BOMT (Plataforma Chuchupa B en la Guajira y el desarrollo del campo Purificación en el valle superior del Magdalena).

La ejecución presupuestal de inversiones de Ecopetrol, fue del 100.3% (US\$ 175.9 millones) de los cuales US\$ 117,5 millones fueron destinados a la construcción de la infraestructura principal del Plan de Gas Natural y US\$ 58,4 millones restantes a la ampliación de la red de transporte de productos refinados.

Durante 1995 se ejecutó el 99% del presupuesto de inversiones discriminado así: en el CIB, Complejo industrial de Barrancabermeja, una ejecución del 100.2% (modernización de la U-200, visco-reductora I y la nueva unidad de

ruptura catalítica) y presupuesto de US\$ 67.5 millones y en CAR, Complejo de Cartagena, una ejecución del 97.1% (proyectos "un millón de barriles de combustóleo" y "ampliación de la capacidad de almacenamiento") y presupuesto de US\$ 33.8 millones.

2.9 GESTION AMBIENTAL

Para garantizar un medio de trabajo sano y minimizar el impacto ambiental de los procesos productivos, se dio continuación a los trabajos tendientes a la eliminación de las ciénagas aceitosas, con un avance del 95% y de igual manera se inició el dragado de la ciénaga Miramar con un costo de \$ 3000 millones.

En relación con la obtención de permisos y autorizaciones sanitarias se renovaron las autorizaciones provisionales para las partes agua y residuos sólidos en el complejo Cartagena, así como la autorización sanitaria de funcionamiento para parte aire durante cinco años. En el Complejo Industrial de Barrancabermeja se obtuvieron las licencias ambientales para vertimiento de aguas al río y la exportación de catalizadores gastados de cada una de las estaciones de bombeo. Otro aspecto en el cual fue enfocada la gestión ambiental, fue la obtención de las licencias ambientales para el desarrollo de proyectos de inversión tanto de crecimiento como de ampliación de capacidad de transporte y almacenamiento, destacándose entre ellos la ampliación de la estación Pto. Salgar, la construcción variantes poliducto Sebastopol Medellín, la variante propanoducto Galán Sebastopol, la adecuación terminal Pozos Colorados y la variante Bello y San José del Nus del poliducto Sebastopol - Medellín.

Estas gestiones se enmarcan dentro de la creación de una cultura ambiental en todas las fases de la planeación, construcción, operación y mantenimiento de la red de hidrocarburos que contribuya al desarrollo sostenible del país.

Se remitió al Ministerio del Medio Ambiente el plan de manejo ambiental y de contingencias del proyecto "Muelle fluvial, para el manejo de productos blancos y GLP" y se concluyó el plan de contingencia conjuntamente con las compañías de transporte fluvial, para la gestión ambiental durante la operación en el Río Magdalena.

De vital importancia en la gestión ambiental fueron los procesos de concertación con las comunidades, especialmente en el proyecto de reposición de tubería del poliducto del Pacífico con actividades tales como programas de divulgación, programas de capacitación, programas de protección a la flora y fauna nativas, control ambiental de las actividades de construcción, veeduría ambiental y la vinculación de mano de obra no calificada de la región, recuperación y preservación cultural en la construcción de los gasoductos, a través de un programa de reconocimiento arqueológico y

la difusión de resultados sobre rescates, estudios de monitoreo y salvamento. Todo lo anterior busca reducir y prevenir los impactos negativos que puedan generar las obras sobre los yacimientos arqueológicos.

2.10 EJECUTORIAS EN MATERIA LEGAL Y NORMATIVA

Durante 1995 se expidieron las siguientes normas:

- Ley 209 de agosto 30 de 1995 mediante la cual se crea y reglamenta el funcionamiento del Fondo de Ahorro y Estabilización petrolera.
- Decreto 609 del 27 de marzo de 1996, que reglamenta la Ley 209, en relación con la vigencia de las retenciones, las liquidaciones y el comité directivo del Fondo de Estabilización Petrolera.
- Decreto 625 del 28 marzo de 1996, por el cual se modifica parcialmente el Decreto 2319 de 1994, reglamentarlo de la Ley 141 de 1994, con referencia a las liquidaciones de las regalías por concepto de la explotación de hidrocarburos.

En materia de contratación, con el fin de flexibilizar el contrato de Asociación, el 26 de septiembre de 1995, la Junta Directiva de Ecopetrol adoptó importantes medidas :

- Manejo Fase Terminal de los Contratos: el cual permitirá disponer de una opción para desarrollar proyectos que demanden grandes inversiones para producir volúmenes importantes de hidrocarburos, con programas de recuperación mejorada y/o programas de reinversión en trabajos exploratorios en los últimos años de vigencia del contrato, y en períodos posteriores mediante la extensión del plazo de la fase de explotación.
- Contratos de riesgo compartido en áreas asignadas a Ecopetrol: con este mecanismo la Empresa mantendrá su condición de Operador y participará con un cincuenta por ciento de las inversiones necesarias para desarrollar los trabajos de exploración. El cincuenta por ciento restante se le ofrecerá al capital privado mediante un proceso competitivo, en el cual, el socio oferente licite un porcentaje de producción a dar a Ecopetrol en caso de realizarse un hallazgo comercial.
- Renegociación de Campos marginales: Ecopetrol podrá negociar su actual participación en la explotación de ciertos campos cuyas economías son bajas o marginales y, mediante un proceso competitivo, se seleccionará la compañía para realizar las futuras inversiones y gastos de operación que corresponderían a Ecopetrol, a cambio de recibir una participación en la producción. Esta medida le permite a la Empresa concentrarse en

proyectos que representen beneficios económicos importantes para el país.

- Las compañías asociadas que hayan realizado un descubrimiento comercial dentro del área del contrato durante el período de exploración, al final del sexto año, deberán devolver el 50% del área que tengan contratada. De igual forma, al final del octavo año, deberán devolver el 50% del área contratada en ese momento y, finalmente, al vencimiento del décimo año, la Asociada deberá realizar la devolución definitiva de áreas, conservando sólo los campos productores y una zona de protección de cinco kilómetros alrededor de los mismos.

3. SUBSECTOR HIDROCARBUROS - GAS

3.1 INTRODUCCION

El desarrollo del gas natural en el país se inició a partir de 1976 en la Costa Atlántica, aprovechando la disponibilidad del gas de los campos de la Guajira, que en su mayoría no era utilizado. Con los descubrimientos de los nuevos campos de Cusiana, Volcanera y Opón se generó una mayor disponibilidad del recurso, lo que permitió desarrollar programas orientados a: i) la masificación del uso del gas, ii) la diversificación de energéticos, iii) la disminución de la dependencia de la energía eléctrica, iv) el mejoramiento del balance de energía hídrica y térmica, v) la participación del sector privado en el sector transporte y distribución y vi) la utilización del GLP como energético alternativo en el sector industrial, residencial urbano y rural.

La política general del Gobierno en cuanto al libre mercado y a la privatización de los diversos sectores y, en particular el del gas natural, crean una importante coyuntura y una gran oportunidad para todas las empresas que quieran participar en este mercado. El nuevo marco legal define la cadena de desarrollo de la industria, permitiendo compartir el desarrollo de la producción, transporte, comercialización y distribución entre los sectores público y privado.

3.2 EXPLORACION Y PRODUCCION

3.2.1 EXPLORACION

La explotación de nuevos campos de gas, asociados en su gran mayoría al desarrollo de pozos petroleros, han motivado al Gobierno y al sector privado a realizar inversiones en la diferentes etapas de la cadena gasífera.

Las reservas probadas de gas natural ascienden a 7.762 giga pies cúbicos, y las probables a 3.721 giga pies cúbicos representados en un potencial adicional de los campos de la Guajira, Opón y el piedemonte llanero, ubicados en los departamentos de Guajira, Santander y Casanare respectivamente, permitiendo ampliar la relación reservas/producción de 40 a 50 años.

RESERVAS DE GAS NATURAL A 31 DE DICIEMBRE DE 1995 Giga pies cúbicos

CONTRATO	REMANENTES	PROBABLES	TOTAL
Costa Atlántica			
Guajira (Ballena, Chuchupa, Riohacha)	3207	1100	
Guepajé	108	-	
Subtotal Costa	3315	1100	4415
Interior País			
Opón	700	1400	
Santiago Atalayas (Cusiana-Cupiaguia)	2986	-	
Piedemonte(Volcanera)	-	1200	
San Luis (Montañuelo)	14	-	
Las Monas (Payoa)	93	-	
Palermo (Balcón- San Francisco)	13	-	
Ecopetrol (Operación Directa)	642	21	
Subtotal Interior	4447	2621	7068
TOTAL PAIS	7762	3721	11483

Fuente : Ecopetrol

3.2.2 PRODUCCION

La producción neta de gas natural en 1995 fue de 187.6 giga pies cúbicos, con incremento del 14.96% respecto a la registrada en 1994, año en el cual el 64% del gas provenía de la Costa Atlántica, el 20% del área de los Santanderes y el restante de otras regiones; para 1995 se observa el aumento en la participación de otras regiones y una tendencia declinante en los Santanderes.

En 1995 se acordó y se inició con la compañía Texas el montaje de la segunda plataforma marina en Chuchupa, proyecto que demanda una inversión de US\$100 millones, el cual se espera entre en operación a finales de 1996 para aumentar la producción de gas de la Guajira en cerca de 300 Mpcd hacia 1998 con el fin de suplir adecuadamente el programa de masificación de gas.

3.3 TRANSPORTE

Con el fin de garantizar el suministro de gas al interior del país, el Gobierno Nacional contempló la ampliación de la infraestructura de transporte a través de la construcción de la red de gasoductos que interconecten los campos productores con los principales centros consumidores.

Entre los proyectos adelantados en 1995 se destaca la construcción del gasoducto Cusiana -Apiay, sobre un tendido de 152 kilómetros.

El primer tramo de las redes troncales de gasoductos entre Ballenas-Barranca entró en operación y fue inaugurado el 18 de mayo de 1996 por el Presidente de la República; tiene una longitud de 575 kilómetros y la capacidad del ducto permite transportar 108 Mpcd, que en sus inicios sólo será de 15 a 50 Mpcd diarios hasta tanto no se incremente la producción de la plataforma de Chuchupa en la Guajira. Con una inversión de US\$ 196 millones, de 1995 la obra se hizo en menos de 14 meses cuando el plazo era de 16 meses. También están previstas las entradas del gasoducto Centro-Oriente sobre una longitud de 779 kilómetros y una capacidad de transporte de 102 Mpcd con una inversión de US\$190 millones de 1995 y el gasoducto de Occidente sobre un tendido de 340 kilómetros, en su línea troncal que conjuntamente con el gasoducto Cusiana-APIAY, conforman la red nacional de gasoductos.

Con la puesta en operación de la infraestructura de transporte se ampliará de manera significativa el programa de instalaciones domiciliarias. De esta manera, se espera que en cuatro años se duplique el número de instalaciones domiciliarias, las cuales en la actualidad alcanzan la cifra de 937.613.

Gasoducto de Occidente

Este servicio de transporte fue adjudicado a la firma Transgas de Occidente S.A. por el sistema de BOMT y la fase operativa será de 20 años, al final de los cuales se transferirá la propiedad del gasoducto al contratante. La fase operativa iniciará en diciembre de 1996. La inversión estimada es de US\$ 295 millones de 1995. El Ministerio del Medio Ambiente aprobó la Licencia Ambiental del gasoducto.

Gasoducto Cusiana - Apiay y Ramales

Para transportar los 20 Mpcd que producirá inicialmente el campo de Cusiana con propósitos comerciales, se construyó un gasoducto entre Cusiana y Monterrey (Casanare) y se convirtió a gasoducto el oleoducto existente entre Monterrey y Apiay entrando en operación en junio de 1995, lo cual permitió abastecer la Central de Termo Ocoa y reforzar el suministro a Villavicencio y Bogotá. Igualmente abastecerá los ramales del Casanare, Meta y los del Sur Oriente de Cundinamarca.

Este proyecto incluyó la construcción de los ramales a Agüazul, Tauramena y Monterrey, en el departamento del Casanare, los cuales fueron terminados en mayo de 1995, y están pendientes de entrar en servicio cuando el concesionario de la distribución urbana construya las redes domiciliarias en estas localidades. El costo estimado de esta obra es de US\$ 13.8 millones.

Ramales de Cundinamarca

Se contrató la construcción de los ramales de Cundinamarca, derivados del gasoducto Villavicencio- Bogotá, con el Consorcio Proinfo S.A.,-Entrepazos Ltda, quienes iniciaron actividades en mayo de 1995 y las concluyeron en marzo de 1996. Las poblaciones beneficiarias de este proyecto que tiene un costo estimado de US\$ 2.0 millones, serán Guayabetal, Quetame, Fosca, Une, Chipaque y Cáqueza y comenzarán a recibir el gas natural tan pronto como la firma Llanogas E.S.P., concesionaria de las redes urbanas, las tenga en operación.

Ramales del Meta

Estos ramales se desprenden del gasoducto Cusiana-APIAY y abastecerán los municipios de Acacias, Restrepo y Cumaral, para los cuales el Ministerio de Medio Ambiente otorgó, en el mes de diciembre de 1995, la licencia ambiental, además se adjudicó la Licitación Pública para contratar la construcción, cuyas obras se iniciaron en junio de 1996 con el fin de entrar en operación en octubre del mismo año.

Ramales de Boyacá

Se desprenderán del gasoducto Vasconia-La Belleza-Puente de Boyacá, tan pronto como quede disponible el sector La Belleza-Puente de Boyacá, actualmente operando como oleoducto, para el servicio de gasoducto en diciembre de 1997. Abastecerá 25 municipios del departamento de Boyacá: Sutamarchán, Sáchica, Villa de Leyva, Samacá, Cucaita, Sora, Tunja, Oicatá, Cómbita, Tuta, Paipa, Duitama, Tibasosa, Sogamoso, Nobsa, Belencito, Santa Rosa de Viterbo, Cerinza, Belén, Motavita, Floresta, Chíquiza, Tinjacá, Ráquira y Santa Sofía.

Ramales Provincia de Vélez

Estos ramales se derivan del gasoducto del Centro Oriente en el sector comprendido entre Vasconia y Puente de Boyacá y beneficiarán 18 poblaciones: La Paz, Aguada, Puente Nacional, Güepsa, Chipatá, Bolívar, Vélez, Barbosa, Guavatá, Sucre, Monquirá, Jesús María, San Benito, Chitaragué, San Jose de Pare, Santana Togüi y Arcabuco. Se adelanta el proceso de contratación del diagnóstico ambiental de alternativas. Estos ramales deberán estar construidos en diciembre de 1997.

Ramal de Piedemonte

Beneficiará a las poblaciones de Barranca de Upía, San Luis de Gaceno, Paratebueno y Medina y se desprenderá del gasoducto Cusiana-APIAY. Se encuentra en proceso la contratación del diagnóstico ambiental de alternativas de ruta y se espera que esté listo en agosto de 1997.

Gasoducto Montañuelo - Gualanday

Las obras de construcción de este gasoducto, que conectará el Campo Montañuelo, en el departamento del Tolima, con la térmica de Gualanday, concluyeron en diciembre de 1995 y el costo fue de US\$ 2.2 millones de 1995.

Otros gasoductos

Como un mayor alcance del proyecto de construcción de la infraestructura principal para el programa de masificación del uso del gas natural, se tiene prevista la construcción de otros gasoductos ramales en el Meta, Boyacá, Casanare, provincia de Vélez y piedemonte llanero para los cuales se tramitan las correspondientes licencias ambientales.

Estación compresora de Barrancabermeja

Con el fin de incrementar la capacidad de transporte del gasoducto hacia el centro y occidente del país, se construye una estación compresora en inmediaciones de la estación Galán en Barrancabermeja, con una capacidad de 60 Mpcd. La modalidad de contrato será de arrendamiento incluida la operación y el mantenimiento, estimando que entre en operación en diciembre de 1996. La inversión proyectada es de US\$ 4.6 millones.

Al término del primer trimestre de 1996, la ejecución del plan de gas natural en lo relativo a la construcción de la infraestructura de transporte registra un avance de ejecución físico de 66.4%.

3.4 COMERCIALIZACION

El suministro de gas natural proveniente fundamentalmente de los campos de la Guajira (70%), Provincia-Bonanza (9%), Payoa Salina (6%), Güepajé (6%) y otros pequeños campos (9%), alcanzó la cifra de 154.4 Mpcd, mostrando un incremento de 6.4% respecto a 1994.

Este incremento se debió principalmente a la variación en el registro de consumos del sector termoeléctrico que pasó de representar el 44% del total en 1994 a 47% en 1995, especialmente en los meses enero-marzo y diciembre, en los que se presentó una situación de bajas en las lluvias, que disminuyó la disponibilidad de agua en los embalses y condujo a una mayor utilización del gas natural para generación eléctrica.

Para este año, se tiene prevista la firma de contratos a través de los cuales se garantiza el abastecimiento de gas natural para los proyectos termoeléctricos de Termovalle, Termoflores 2 y 3, Termoberrío, Termocentro, Termosierra,

Termodorada y las dos plantas térmicas de Barranca entre otros, los cuales motivarán sin lugar a duda un crecimiento en el consumo de gas.

Adicionalmente para finales de 1996 se prevé el inicio de la construcción de la térmica a gas en el municipio de Puerto Naré, la cual permitirá ampliar en 300 Mw más el Sistema Interconectado Nacional a mediados de 1998. El costo aproximado de la obra asciende a US\$150 millones.

Por otra parte el suministro con destino a atender el sector residencial, presentó un aumento del 14.6% respecto a 1994, como resultado del excelente cumplimiento del programa de instalaciones domiciliarias, toda vez que de 125.097 instalaciones programadas se realizaron 147.744. De esta manera se pasó de un total de 789.869 instalaciones en 1994 distribuidas en 72 municipios a 937.613 distribuidas en un total de 80 municipios a nivel nacional, lo que equivale a un incremento del 18.7% respecto al año de 1994. Para 1996 las expectativas del crecimiento del consumo de gas natural en el sector residencial son del 12%, dada la mayor disponibilidad de producción y la mayor capacidad de transporte.

Otro de los sectores que tuvo variaciones significativas fue el sector transporte, que pasó de un consumo anual de 1.620 Mpc en 1994 a 1.788 Mpc, lo que equivale a un aumento del 10.4%. Este incremento obedece a la política del Gobierno Nacional de fortalecer la sustitución de combustibles, principalmente gasolina motor, buscando una racionalización en la canasta de energéticos.

El sector industrial, si bien presentó un leve aumento en el consumo de gas natural, (4%) respecto a 1994, mantuvo su participación dentro de la estructura total de consumo (25.7%).

Con miras a cuantificar el potencial mercado de gas natural en algunas zonas del país, en donde aún no ha llegado el gas natural por red, se adelantó un estudio de mercado en el departamento de Boyacá y se viene efectuando otro en una amplia zona del occidente del país que incluye entre otros los departamentos de Caldas, Tolima, Risaralda, Quindío, Valle, Cauca y Nariño. Este último estudio se espera esté terminado en el segundo semestre de 1996.

En relación con la compra de gas, se iniciaron las negociaciones con Hocol (San Francisco y Montañuelo), Petrosantander (Payoa) y Amoco (Opón). Igualmente se llegó a un principio de acuerdo para la comercialización conjunta del gas de la Guajira, junto con Texas Petroleum Company.

3.4.1 SUMINISTRO DE GAS NATURAL

Los suministros de gas natural se incrementaron en 8,3% durante 1995. Estos aumentos se dieron principalmente en los campos Palermo Payoa/Salina,

Cusiana Cerrito 1 y Güepajé. El resto de campos productores continúa con la declinación normal.

SUMINISTRO DE GAS NATURAL
Millones de pies cúbicos año

Campo	1994	1995	(Variac.95/94)
Apiay	3484	3401	(2,4)
Cantagallo	745	873	17,2
Cerrito 1	74	111	50,0
El Centro	3317	3465	4,5
Llanito	694	785	13,1
Provincia Bonanza	17135	14784	13,7
Cusiana	-	1933	-
Guajira	103208	114692	11,1
Güepajé	8745	8633	(1,3)
Palermo	653	1437	120,1
Payoa Salina	8055	9318	16,0
Sucre	453	-	-
Tello	809	-	-
Jobo Tablón	509	-	-
Distrito Alto Magdalena	-	862	-
TOTAL	147884	160293	8,3

Fuente: Ecopetrol

3.4.2 CONSUMO DE GAS NATURAL

El Ministerio de Minas y Energía resolvió diversos problemas que estaban impidiendo el avance adecuado de algunos proyectos de producción y otros de consumo de gas principalmente de las termoeléctricas.

El consumo de gas natural aumentó un 6% con respecto a 1994, principalmente en los sectores: residencial, termoeléctrico y automotor, en razón a que se cuenta con una mayor disponibilidad y que se adelanta un programa de sustitución de energéticos más costosos. El sector termoeléctrico aumentó su consumo de gas natural debido al nuevo esquema de plantas de generación térmica de ciclo combinado, montadas por Ecopetrol en las afueras de las capitales departamentales del Meta, Tolima, y Valle del Cauca a raíz de la emergencia eléctrica de 1992. Una de estas plantas es Termo Yumbo, localizada en la zona industrial de Cali, la cual tiene una capacidad de generación de 39 Mw y es una planta turbo-generadora que opera actualmente con diesel (ACPM), mientras se concluyen los ajustes para la conversión a gas natural.

Termo Ocoa está localizada en el departamento del Meta y tiene una capacidad instalada de 40 Mw de energía eléctrica y Termo Gualanday ubicada cerca de Ibagué, cuya capacidad generadora es de 41 Mw, éstas operan con gas.

CONSUMO DE GAS NATURAL DE LAS PRINCIPALES TERMICAS
Millones de pies cúbicos

EMPRESA	PLANTAS	1994	1995
Coreica	Ballenas I-II	24	703
	Barranquilla	11988	14080
	Cospique V	4081	3289
	Chinú I, II y III	1351	1204
	Chinú iVa VIII	876	2991
	El Río I a VIII	3383	3236
	Guajira I-II	14340	953
	La Unión I a IV	4894	7526
	Rio Mar	1011	-
	Privados	Flores (Sevillana)	7507
Minhacienda	Mamonal (Proeléctrica)	4928	-
	Cartagena I,II	9300	-
Ecopetrol	Gualanday	85	-
	Ocoa	-	708

Fuente: ISA

El país para 1995 tiene la siguiente estructura de consumo sectorial así:

SECTOR	PARTICIPACION (%)
Termoeléctrico	47
Residencial	7
Comercial, oficial y público	2
Industrial	28
Transporte	1
Otros sectores (Ecopetrol)	15

Fuente: Ecopetrol

3.5 PROGRAMA DE SUSTITUCION DE ENERGETICOS

Siguiendo con la política de abastecer de combustibles más limpios, más económicos y ambientalmente más favorables al país, y teniendo en cuenta entre otros factores la mayor oferta de gas propano registrada en 1995 por la entrada en operación de la nueva unidad de ruptura catalítica (UCR) en Barranca, la futura oferta de los yacimientos del piedemonte llanero, la rápida

penetración del gas natural en el sector residencial, comercial e industrial y la posibilidad de cubrir potenciales mercados, se adelantó la estructuración de dos programas para usos alternativos del gas propano: GLP para transporte, este combustible y el programa de GLP rural como estímulo aún más el consumo de beneficiar a aquellas regiones en donde por razones técnicas y económicas no es posible hacer llegar la red nacional de gasoductos.

3.6 INVERSIONES

Plan de Masificación del uso del Gas Natural

Gasoducto Ballena - Barrancabermeja

En mayo de 1994 se suscribió con Centragas-Transportadora de Gas de la Región Central de Enron & Cia., S. en C., un contrato para la prestación del servicio de transporte de gas natural por gasoducto entre Ballena (Guajira) - Barrancabermeja (Santander), por el sistema BOMT, de acuerdo con el cual la transferencia de la propiedad al contratante se efectuará al culminar los 15 años de la fase operativa. El gasoducto tiene 575 kilómetros de longitud, 18" de diámetro y abastecerá 36 poblaciones de la Guajira, Cesar y Santander. La inversión se estima en US\$ 196 millones de 1995.

Con el fin de dar al servicio el gasoducto, se cumplieron las siguientes etapas de aceptación provisional:

ETAPAS	Fecha
Sector I (Ballena-Valledupar)	Septiembre 10 de 1995
Sector II (Valledupar-Aguachica)	Enero 6 de 1996
Sector III (Aguachica- Barrancabermeja)	Febrero 24 de 1996
Aprobación Licencia Minambiente	Marzo 11 de 1996
En servicio	Marzo 12 de 1996
Inauguración	Mayo 18 de 1996

Fuente: Ecopetrol

Gasoducto Centro - Oriente

Ecopetrol contrató la construcción de tuberías nuevas y la conversión de ductos existentes para conformar los gasoductos entre Barrancabermeja y Neiva y entre Vasconia y Bogotá. Ecopetrol ejecutó directamente la compra de los materiales del proyecto. El acta de iniciación de los trabajos se firmó el 31 de julio de 1995. La construcción debe finalizar en junio de 1996, fecha en la cual debe iniciarse la operación y tendrá un costo estimado de US\$ 190 millones.

Ecopetrol está tramitando licitación pública con el objeto de contratar la operación y el mantenimiento de este gasoducto, la operación del Centro Nacional de Despacho de Gas y la Consultoría Técnico Administrativa para la organización del transporte de gas, por un periodo de cinco años y éste contrato será cedido a ECOGAS tan pronto como esté constituida dicha sociedad.

EMPRESA COLOMBIANA DE GAS (ECOGAS)

El Ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol, están gestionando la creación de la "Empresa Colombiana de Gas S.A. Esta empresa será la propietaria del Gasoducto Centro - Oriente y coordinará las actividades del transporte de gas natural en el país, con excepción del gasoducto de Promigas y otros transportadores privados.

Analizada la proyección financiera de esta nueva empresa, con fundamento en las recientes disposiciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas sobre régimen tarifario, se decidió su constitución como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, la cual se convertirá en Empresa de Servicios Públicos por acciones, que contará posteriormente con la participación de capital privado. Actualmente se preparan los trámites para la creación de esta empresa, de tal manera que pueda iniciar operaciones durante el primer semestre de 1996. ECOGAS recibirá su infraestructura de Ecopetrol quien la escindiré de su patrimonio. Actualmente se prepara el proyecto de ley que se llevará al Congreso para la creación de la nueva empresa, prioridad del Gobierno Nacional.

Dentro de este esquema el marco regulatorio tiene tres aspectos principales como son: a) la separación de actividades de producción, b) transporte, c) distribución y consumo.

a) Producción

Los principales objetivos son:

- Permitir una mayor comercialización por parte de Ecopetrol y Asociado.
- Restringir la comercialización conjunta para 2 o más contratos de exploración y producción.
- Limitar la participación en sistemas de transporte y generadoras de electricidad al 25%.
- Buscar esquemas que permitan la competencia entre comercializadores de gas.

b) Transporte

- Establecer tarifas máximas para el cobro del servicio de transporte, con vigencia de 3 años.
- Permitir el acceso abierto y prohibición de propiedad del gas por el transportador, quien debe ser un ente independiente.

- Operar y mantener un centro de despacho de transporte único de gas, bajo control por Ecopetrol.
- Mantener vigente un código de transporte que contemple normas de seguridad y calidad del servicio.
- Permitir contratos de transporte en horas pico, firmes e interrumpibles.

c) Distribución y Consumo

- Definir como gran consumidor aquel que consume más de 500 Kpcd.
- Prohibir los subsidios a partir de julio 12/96 con excepción de los estratos residenciales I, II, y III autorizados por ley.
- Todos los grandes consumidores y distribuidores deberán tener contratos de compra de combustible (desde julio 12/96).

3.7 GESTION AMBIENTAL

El año de 1995 fue de gran trascendencia para el desarrollo de proyectos petroleros por las aplicaciones legislativas en materia socio - ambiental, en un proceso de aprendizaje, de construcción y de interpretación por parte de tres actores: Las comunidades, los entes gubernamentales y la empresa. Los proyectos además de considerar las medidas de manejo por impactos socio-ambientales, invirtieron recursos significativos en programas de salud, educación, servicios, recreación y cultura, orientados a mejorar las condiciones de las poblaciones de sus zonas de influencia.

Como hechos y proyectos se destacan: el poliducto del pacífico por el trabajo de participación con las Comunidades Negras, el poliducto Sebastopol - Bogotá por su metodología de participación comunitaria aplicada en la identificación de impactos socio - ambientales, el Oleoducto Central (fase II Cusiana) operado por Ocesa, sociedad de la cual hace parte Ecopetrol, por sus programas de divulgación del proyecto en cada una de las comunidades de influencia y el gasoducto Ballena-Barracabermeja por la labor de concertación adelantada durante el desarrollo del proyecto..

3.8 EJECUTORIAS EN MATERIA LEGAL Y NORMATIVA

En materia legal y reglamentaria el subsector gas dio un gran paso, toda vez que mediante la expedición de 24 resoluciones por parte de la CREG se estableció el esquema regulatorio del funcionamiento de esta industria en el país. Este esquema define aspectos relacionados con la producción, transporte, suministro, distribución, comercialización, precios y tarifas.

A continuación se presenta el conjunto de resoluciones de conformidad con el tema que tratan:

3.8.1 DISTRIBUCION

- Resolución 014 de mayo 18 de 1995 por la cual se determinan los criterios generales para la contratación de áreas en servicio exclusivo para la distribución y comercialización de gas combustible por redes.
- Resolución 015 de junio 7 de 1995 por la cual se verifica la necesidad de utilizar la modalidad contractual de áreas de servicio exclusivo en cinco zonas del país.
- Resolución 020 de junio 22 de 1995 por la cual se regula el servicio público domiciliario de gas combustible por redes y el acceso, conexión y uso de los sistemas de distribución por grandes consumidores de gas combustible y comercializadores.
- Resolución 022 de julio 13 de 1995 por la cual se adiciona la Resolución CREG-015 de junio 7 de 1995.
- Resolución 032 de octubre 6 de 1995 por la cual se amplía el ámbito de aplicación de la Resolución 080 de la Junta Nacional de Tarifas para Gases de Barracabermeja S.A.
- Resolución 039 de octubre 23 de 1995 por la cual se regula la actividad de comercialización y la distribución de gas combustible por redes a pequeños consumidores.
- Resolución 067 de diciembre 21 de 1995 por la cual se establece el código de distribución de gas combustible por redes.
- Resolución 081 de diciembre 27 de 1995 por medio de la cual se establecen las áreas exclusivas en Cundinamarca y Boyacá.
- Resolución 006 de enero 30 de 1996 por la cual se establece la tasa de actualización de las tarifas de servicio de gas natural de Alcanos del Huila S.A., Gas Natural del Oriente Ltda., Gases de Barracabermeja, Gases del Oriente S.A., Llanogas S.A., Metrogas S.A., Gases del Caribe S.A., Surtigas S.A., Gases de la Guajira S.A. y Gases de Cusiana..

3.8.2 REGALIAS

- Resolución 068 de diciembre 21 de 1995 por la cual se dictan normas sobre el gas de regalías de propiedad de la nación.

3.8.3 TARIFAS

- Resolución 031 de octubre 6 de 1995 por la cual se autoriza a las empresas de gas natural a modificar su estructura tarifaria para usuarios no residenciales.
- Resolución 040 de octubre 23 de 1995 por la cual se regula el procedimiento para la determinación tarifaria y su régimen de transición a las empresas comercializadoras y distribuidoras de gas por redes.

3.8.4 TRANSPORTE

- Resolución 017 de junio 13 de 1995 por la cual se establecen las definiciones generales sobre el servicio de transporte de gas combustible por redes, se define la metodología y los cargos por uso del sistema de transporte del interior, se adoptan los procedimientos para regular el uso del sistema de transporte del interior y se dictan otras disposiciones.
- Resolución 019 de junio 22 de 1995 por la cual se regula el servicio público de transporte de gas combustible por red y el acceso, conexión y uso del sistema nacional de transporte.
- Resolución 044 de noviembre 20 de 1995 por la cual se clarifica el alcance de la resolución 017 de junio de 1995.
- Resolución 048 de noviembre 20 de 1995 por la cual se establece la metodología y los cargos por el uso del sistema de transporte del Gasoducto Centro.
- Resolución 057 de noviembre 20 de 1995 por la cual se establecen los cargos por el uso del sistema de transporte de propiedad de la Empresa Progasur.
- Resolución 079 de diciembre 27 de 1995 por la cual se establecen regulaciones complementarias para el servicio de transporte de gas combustible establecido en la resolución CREG-017 de 1995.

3.8.5 SUMINISTRO

- Resolución 050 de noviembre 20 de 1995 por la cual se establece el plazo de los contratos de suministro de gas natural que se celebren con grandes usuarios.

3.8.6 COMERCIALIZACION

- Resolución 029 de septiembre 5 de 1995 por la cual se regula la actividad de comercialización de gas natural en el mercado mayorista y se regula el precio máximo de entrega en troncal.
- Resolución 030 de octubre 6 de 1995 por la cual se adiciona la Resolución 029 de 1995.
- Resolución 2 de enero 16 de 1996 por la cual se ordena dar igualdad de oportunidades a todos los interesados en la compra de gas.

De carácter general

- Resolución 018 de junio 22 de 1995 por la cual se dictan normas sobre el servicio público de gas combustible por red.
- Resolución 021 de julio 4 de 1995 por la cual se fijan las condiciones para la participación de Ecopetrol en empresas de transporte y distribución de gas combustible.
- Resolución 035 de octubre 6 de 1995 por la cual se señala el monto de contribución de regulación para 1995.
- Resolución 041 de octubre 23 de 1995 por medio de la cual se adicionan y aclaran las resoluciones CREG-018 y 019 del 22 de junio de 1995 sobre el servicio público de gas combustible por red.
- Resolución 005 de enero 16 de 1996 por la cual se definen los criterios, características, indicadores y modelos de carácter obligatorio que permiten evaluar la gestión y resultados de las empresas de servicios públicos.
- Resolución de marzo 12 de 1996 por la cual se aclara y se amplía el alcance de la resolución CREG-005 de enero de 1996.

4. SECTOR MINERO

4.1 INTRODUCCION

La producción minera sigue jugando un papel importante en la economía nacional, es así como la participación del sector minero en el PIB, sin incluir hidrocarburos, se incrementó del 1.8% en 1994 al 2.12% en 1995 y su efecto más importante está representado en la generación de divisas, ya que significó el 20% de las exportaciones totales en 1995. Solamente cinco productos mineros, carbón, esmeraldas, oro, ferroníquel y cemento contribuyeron con US\$ 1600 millones en divisas.

En términos generales, en el año de 1995 se invirtieron positivamente las tendencias presentadas en el año anterior, permitiendo obtener un aumento en la producción de carbón con destino al mercado externo, la cual alcanzó la cifra récord de 19.7 millones de toneladas, ubicando a Colombia como el quinto exportador mundial del producto con una participación del 8% en el mercado mundial. Además se obtuvieron mayores ventas en toneladas y, sobretodo, se registró un incremento cercano a los US\$ 5 por tonelada en el precio promedio de 33.39 US\$/ton.

4.2 REALIZACIONES DEL MINISTERIO

Durante 1995 el Ministerio de Minas continuó con los programas que venía desarrollando e integró algunos nuevos con las siguientes ejecuciones:

4.2.1 PROGRAMA DE LEGALIZACION DE EXPLOTACIONES MINERAS DE HECHO DE PEQUEÑA MINERIA.

Con el fin de atender en forma integral las solicitudes presentadas, que de acuerdo con la Ley 141 de 1994, Artículo 58, permitía que las explotaciones mineras de hecho fueran legalizadas antes del 31 de diciembre de 1995 por las autoridades mineras y ambientales competentes, el Ministerio, Mineralco y Ecocarbón realizaron la programación de visitas en forma coordinada con las Corporaciones Autónomas Regionales y a la vez formularon los planes de manejo ambiental como parte de la asistencia técnica a que tienen derecho los explotadores que presentaron solicitud y fueron resueltos favorablemente desde el punto de vista ambiental y minero.

Aún cuando el Ministerio de Minas y Energía, incluidas las regionales mineras y sus entidades delegadas cumplieron con el cronograma de visitas técnicas, y conscientes de la importancia que para el país tiene la consecución de los objetivos propuestos, no solo en materia minera, sino también ambiental y debido a la reciente creación de algunas Corporaciones, se determinó la

necesidad de ampliar el plazo propuesto inicialmente hasta el 31 de diciembre de 1996.

De 2716 solicitudes en todo el país, se visitaron 2643 minas por parte del Ministerio de Minas y sus entidades adscritas o delegadas para establecer las condiciones de explotación. Las Corporaciones Autónomas Regionales visitaron 2349 explotaciones mineras para verificar los impactos ambientales ocasionados. Se han resuelto favorablemente a la fecha, desde el punto de vista minero-ambiental, 900 explotaciones de pequeña minería y se encuentra pendiente por definir la viabilidad ambiental en un alto porcentaje de solicitudes debido a las limitaciones en la capacidad operativa de algunas Corporaciones. Se espera que para agosto de 1996 se encuentren formulados más de 900 planes de manejo ambiental por parte de las Corporaciones y resueltas el 100% de las solicitudes.

Establecida la viabilidad ambiental y minera se requiere la constitución de la póliza de cumplimiento ambiental en las explotaciones a cielo abierto para posteriormente proceder al otorgamiento de las licencias de explotación.

4.2.2 SEGURIDAD MINERA Y SALUD OCUPACIONAL

Desde el año de 1992 bajo la coordinación de este Ministerio y con la participación de las siguientes entidades: Instituto de los Seguros Sociales, U.P.T.C., Ecocarbón, Sena y Secretaría de Minas de Boyacá se conformó un Comité el cual viene desarrollando el programa "Coordinación Interinstitucional en materia de Seguridad y Salud Ocupacional" cuyo objetivo principal consiste en establecer y desarrollar un programa unificado de divulgación y capacitación sobre los sistemas de prevención y control de los agentes de riesgo.

Este año el Comité, en cooperación técnica con Indumil, asesoró a los mineros en el uso racional de los nuevos explosivos "indugel" producidos por Indumil, tanto en explotaciones subterráneas como a cielo abierto, brindado además asesoría en la ventilación de las labores mineras que utilizan explosivos en el arranque de mineral, logrando disminuir los accidentes mineros a causa del uso de explosivos y a la vez propiciando un mayor acercamiento entre los mineros y la industria militar. Además se realizaron reuniones de capacitación dirigidas a empresarios y trabajadores mineros de los departamentos de Antioquia, Boyacá, Valle del Cauca, Santander, Nariño, Guajira, Cesar y Cundinamarca.

4.2.3 ASISTENCIA TECNICA Y SEGUIMIENTO A EXPLOTACIONES MINERAS

El Ministerio, a través de la División Regional de Minas de Ibagué, en asocio con Ingeominas realizó el Inventario Geológico Minero - Ambiental del departamento del Tolima, el cual arrojó como resultado preliminar la obtención de estadísticas geológicas y minero-ambientales y la elaboración del mapa geológico y minero del departamento.

La División Regional Minera de Medellín continuó la coordinación del Comité Interinstitucional del Menor Trabajador, el cual tiene como objeto impedir la presencia de menores en las explotaciones mineras. Este comité está conformado por entidades de carácter regional como la Secretaría de Minas y Energía y Planeación Departamental de la Gobernación de Antioquia, Ecocarbón, Mintrabajo, I.S.S., la Procuraduría Delegada para Asuntos del Menor y la familia, ICBF, Corantioquia, las alcaldías, las personerías de Amagá, Angelópolis, Titiribí, Venecia y Fredonia y la Regional de Minas de Medellín. Las inversiones en el año de 1995 se realizaron de una manera concertada entre las entidades que conforman dicho comité y éstas fueron del orden de \$758 millones.

La Regional de Minas de Bucaramanga participó en la coordinación del Convenio Interadministrativo para el control de la contaminación de río Suratá (bocatoma del acueducto de Bucaramanga) el cual se propone la optimización del proceso de descontaminación.

Por intermedio de la División Regional de Minas de Quibdó se adelantó el programa de control al uso del mercurio en los procesos del oro, el cual tiene como objetivo controlar y prevenir la contaminación de los mineros y pobladores de las zonas donde se realizan explotaciones de metales preciosos con uso de mercurio cubriendo los principales municipios mineros del departamento del Chocó.

4.2.4 TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN EL PROCESAMIENTO DE MINERALES AURÍFEROS.

Este programa tiene como objetivo principal difundir y hacer accesible la transferencia tecnológica a la pequeña y mediana minería aurífera, para lo cual el Ministerio diseñó tres (3) cartillas guías sobre el control analítico en el procesamiento de minerales auríferos, técnicas para la extracción aurífera y preservación ambiental. Igualmente se realizó la divulgación de este trabajo por las Divisiones Regionales Mineras, mediante talleres en los distritos mineros ubicados en el área de influencia de éstas.

4.2.5 RECOPIACION Y ACTUALIZACION DE ZONAS DE TRATAMIENTO ESPECIAL

Teniendo en cuenta los impactos ambientales negativos ocasionados en algunas zonas del país por la explotación minera y la necesidad de preservar áreas que por sus características merecen protección especial, la Dirección General de Minas del Ministerio de Minas y Energía en coordinación con las autoridades ambientales y entes territoriales y gubernamentales competentes adelantó el proceso de delimitación de las zonas de tratamiento especial, de las cuales se lograron actualizar el 30% de los perímetros municipales y 76 zonas de reserva entre parques naturales, utilidad pública, reservas agrícolas y demás.

4.2.6 TRAMITE DE SOLICITUDES MINERAS

En cumplimiento de la función del Ministerio de Minas y Energía de registrar la titularidad minera del país, se presentan a continuación las estadísticas de los títulos mineros y solicitudes vigentes a marzo de 1996, así como de la relación de títulos desde 1988 a la fecha.

TITULOS Y SOLICITUDES MINERAS VIGENTES POR TIPO DE MINERAL*	
Grupo de minerales	Número de títulos y solicitudes
Materiales de construcción	1081
Metales preciosos	2047
Calcareos	644
Arcillas	781
Silíceos	109
Esquistos	1
Pumita	19
Asfalto	16
Minerales metálicos	183
Piedras preciosas y semipreciosas	77
Granito	11
Asbesto	2
Yeso	115
Mica	1
Carbón	701
Magnésio	6
Fosforo	26
Barita	43
Caolín	69
Bentonita	12
Feldespato	19
Diatomitas	9
Azufre	4
Fluor	10
Grafito	8
Olivino	2
Talco	34
Sin Clasificar y otros	107
TOTAL	6137

Fuente: MME - DGM - Subdirección de Ingeniería

* A marzo de 1996

TITULOS Y SOLICITUDES POR TIPO Y ESTADO JURIDICO

Tipo de expediente	Vigente	Archivados	Total
Licencias	4714	5733	10447
Permisos	221	2371	2592
Aportes	44	125	169
Permisos esmeraldas	1	20	21
Reconocimiento prop. priv.	125	93	218
Registros mineros canteras	51	30	81
Contratos de concesión	222	30	252
Contratos de carbón	224	27	251
Contratos de esmeraldas	68	17	85
Contratos otros minerales	64	7	71
Expect. exploración carbón	64	44	108
Expect. explotación carbón	266	210	476
Reservas especiales	65	0	65
Zonas mineras indígenas	8	0	8
TOTAL	6137	8707	14844

Fuente: MME - DGM - Subdirección de Ingeniería

4.3 RECURSOS MINERALES

4.3.1 INVESTIGACION GEOLOGICA

Durante 1995 en la investigación geológica se dio continuidad a los programas de investigación científica, tecnológica y de apoyo a través del Ingeominas desarrollando las áreas de ciencias de la tierra, cartografía geológica, exploración y aprovechamiento de recursos del subsuelo, manejo de aguas y medio ambiente (amenazas geológicas y red sismológica).

El estudio del área de ciencias de la tierra se desarrolla básicamente a través de tres programas: evolución y composición de la corteza terrestre mediante estudios estratigráficos, petrológicos y tectónicos, investigación sobre la estructura y dinámica del interior de la tierra e investigación geoquímica de procesos antiguos y recientes de la corteza terrestre.

En el desarrollo de la cartografía geológica del país se realizó la compilación y análisis de la información geológica del atlas de Colombia, se entregaron los mapas geológicos de los departamentos de Antioquia, Tolima, Cundinamarca y Boyacá. Igualmente se elaboraron trabajos temáticos en algunos sectores del país incluyendo: mapas sismológicos, de zonas de vida y perfiles estratigráficos entre otros.

Se realizó zonificación geológica y geotécnica en sectores de Bogotá, Ibagué, 4 municipios del Tolima, 2 del Huila y 1 de Cundinamarca y en las cuencas

hidrográficas del río Páez, río Cesar y complejo hidroeléctrico de San Carlos y evaluación geotécnica de sitios con problemas de deslizamientos.

En exploración de recursos del subsuelo se desarrolló exploración geofísica y regional para metales preciosos y volcanes de lodo, se diseñó la base de datos para la implementación del Sistema de Información Geofísica, se elaboró el mapa gravimétrico de Colombia y se avanzó en un 80% en la elaboración del mapa metalogénico de Colombia.

Se realizaron estudios de prefactibilidad para desarrollar proyectos de agua subterránea en Cesar, Urabá Antioqueño y sur del Tolima y se trabajó en la elaboración del mapa hidrogeológico y estudio de contaminación de acuíferos.

En materia del aprovechamiento de recursos del subsuelo se destacan: la elaboración del mapa geológico de la Sabana de Bogotá para el estudio de planeamiento y diseño minero-ambiental de materiales de construcción; el inventario geológico minero ambiental del Tolima; la instalación y puesta en marcha de los equipos de difracción y fluorescencia de rayos X, espectrofotómetro ICP, analizador de tamaño de partícula, medidor Hardgrove y planta de tratamiento de agua donados por el convenio con el gobierno japonés; el desarrollo del manual de métodos de predicción de calidad del coque; la elaboración del atlas petrográfico de carbones colombianos, elaboración del proyecto sobre evaluación del recurso carbón y su efecto ambiental en carboceléctricas y revisión de bases de datos sobre calidad de carbones colombianos.

En el área de medio ambiente se destacan las investigaciones sobre ocurrencia y pronóstico de sismos y erupciones volcánicas en el país, la adquisición, instalación y puesta en operación de dos equipos de vigilancia volcánica, así igual que cinco estaciones sismológicas en los departamentos de Nariño, Chocó, Magdalena, Norte de Santander y Guaviare y la publicación de catálogos sísmicos. Con referencia a las investigaciones de amenazas y riesgos geológicos se evaluó la vulnerabilidad de los volcanes más importantes del país (Galeras, Machin y otros) y se trabajó en la elaboración del catálogo de volcanes activos de Colombia. Se desarrollaron metodologías para el manejo ambiental de vías, como parte de la evaluación y planeamiento geoambiental, se realizó la estructuración de la base de datos del sistema de evaluación y planeamiento geoambiental, se diseñaron planes de manejo ambiental (Ubaque) y estudios de efectos ambientales ocasionados por la actividad minera.

4.3.2 CARBON

Las reservas carboníferas colombianas se encuentran distribuidas en las tres grandes cordilleras (Oriental, Central y Occidental), localizadas en el interior

del país, y en la Costa Atlántica. A diciembre de 1995 se habían calculado reservas geológicas del orden de 6.636 Mt en la categoría de medidas y 1.815 Mt en la categoría de indicadas, presentándose un aumento con respecto al año 1994 debido a que en el departamento del Cesar se ampliaron las reservas geológicas, al realizarse la exploración básica de una nueva área carbonífera denominada el Hatillo y en Antioquia por la cuantificación realizada con la nueva clasificación de los recursos y reservas.

La producción de carbón durante 1995 se incrementó en más del 14% al pasar de 22.66 Mt a 26.02 Mt, como consecuencia de una mayor explotación en los departamentos de Guajira y Cesar principalmente. El número de explotaciones se redujo de 1.915 (1994) a 1.700 (finales de 1995), como consecuencia de la integración de áreas mineras y de los programas de contratación. La gran minería representa el 66.3% de la producción nacional, la mediana el 16.3% y la pequeña contribuye con el 17.4%. El total de las explotaciones de hecho participa con el 8.1% de la producción, de las cuales solamente el 2% no son legalizables.

En 1995 se consumieron en el país 5.5 Mt de carbón mostrando un ligero incremento con respecto al año anterior, manteniendo el liderazgo el sector eléctrico con 2 Mt. Las exportaciones durante este mismo período totalizaron 19.7 Mt, cuyo aumento se debió principalmente a la entrada en operación del proyecto Drummond, el crecimiento de otros proyectos mineros del Cesar y La Guajira y a una reacción importante en los precios de colocación del carbón colombiano los cuales oscilaron entre 32 US\$/t a principio del año y 38 US\$/t a finales del mismo período.

Con respecto a los proyectos carboeléctricos el evento más importante ha sido la reforma tributaria, en la cual se concede una exención de los impuestos de renta y complementarios, por 20 años, a todas las plantas de generación térmica que se construyan empleando el carbón como combustible.

Programas de Ecocarbón

Dentro de las acciones sobresalientes en el campo de la planeación sectorial, durante 1995, fue la actualización, por parte de Ecocarbón, del Plan de Desarrollo del Subsector Carbón que está concebido como una guía para orientar el desarrollo autosostenido de la industria carbonífera en un horizonte a mediano plazo. Esta nueva versión es el resultado de ajustes luego de someterlo a un proceso de concertación con las entidades públicas y privadas del sector y de análisis con base en las estadísticas básicas de la industria. Dentro de este plan se destacan las acciones correspondientes al desarrollo de nuevas carboeléctricas y de la infraestructura de transporte y embarque y los estudios geológico mineros.

En el campo de la generación eléctrica, Ecocarbón contrató la actualización del estudio de factibilidad del proyecto Termoamagá, contribuyó con el desarrollo del proyecto Termocesar y los estudios de abastecimiento de carbón, concluyó el de Termotasajero II y apoyó los de Termopacífico y Termopaipa IV.

Con referencia a los estudios geológico mineros, se elaboró una metodología de clasificación de recursos y reservas, la cual se está aplicando en todas las áreas carboníferas del país. Se concluyeron los estudios de los proyectos del Hoyo Mosquera (Cauca) y el Hatillo (Cesar) y se inició la exploración de la zona de El Carmen (Norte de Santander). Igualmente, se adjudicó el estudio de prefactibilidad minera del área de San Luis (Santander) y se adelantaron estudios sobre integración de pequeñas explotaciones en 13 sectores del país.

En lo referente a la infraestructura de transporte y embarque se propuso y obtuvo un documento CONPES, en el cual se establece la financiación de estudios y promoción de un puerto integrado en el Océano Atlántico, infraestructura necesaria para exportar los carbones del Cesar y del interior del país. Adicionalmente se inició la rehabilitación de la vía férrea entre la Loma y Santa Marta, se adelantaron conversaciones con el Gobierno Venezolano para suscribir un convenio en la comisión binacional con el objeto de dar salida a los carbones del Norte de Santander y del interior por Venezuela y, por último, se están desarrollando estudios correspondientes a la infraestructura de transporte requerida en el occidente colombiano.

Son de especial importancia dos eventos en la contratación minera: el aumento de inversionistas extranjeros en la explotación del recurso con la vinculación de Glencore de Suiza, que ha comprado una parte importante de Prodeco, uno de los principales productores nacionales, y RTZ de Inglaterra que, conjuntamente con Carbones del Caribe, desarrollará el proyecto Oreganal en la Guajira y por último la culminación del programa de legalización de explotaciones de hecho establecido en la Ley 141 de 1994.

Se ejecutaron programas de asistencia técnica y se desarrollaron programas de investigación tecnológica como sustitución de leña por briquetas de carbón en Soacha, coquización con recuperación de energía y reducción del impacto ambiental en Samacá y Cúcuta y lavado de carbones en Tunja entre otros. Se dio continuidad a los programas de seguridad industrial, erradicación del trabajo de menores en minas de carbón, comercialización y promoción al consumo del carbón a través del fomento al uso interno del carbón y a la sustitución de la leña.

Operación de El Cerrejon Zona Norte

En 1995 la producción de carbón alcanzó 13.5 millones de toneladas, la cifra más alta lograda en la historia del Cerrejón Zona Norte y que representa el

cumplimiento del 98% de la meta de producción para el año. Vale la pena destacar la excelente recuperación en la producción durante el cuarto trimestre y el récord de producción mensual obtenido en diciembre de 1.3 millones de toneladas. El total de la producción del Complejo se destinó a la exportación aportando divisas por US\$ 449 millones, lo cual representa un incremento del 17.9% con respecto al año anterior (US\$ 380 millones), y una participación del mercado individual del 6% en el mercado internacional.

Dadas sus economías de escala, el Cerrejón Zona Norte se ubicó dentro de las cuatro minas de exportación con los costos de producción y transporte interno más bajos a nivel mundial. Es importante destacar los esfuerzos de reducción de costos en la operación del Cerrejón Zona Norte, en los cuales se incluye una reducción de la planta de personal en 450 posiciones permanentes, buscando incrementar la productividad y la eficiencia operacional.

Los gastos de operación fueron de \$161.600 millones más US\$ 103.6 millones, mientras que las inversiones ascendieron a US\$ 35.0 millones, de las cuales se destaca el inicio de la construcción de la planta de lavado de carbón y la adquisición de nueva maquinaria y equipo.

En cuanto a su portafolio de ventas, Carbocol renegoció y/o suscribió nuevos contratos con un total de 20 clientes en cuatro continentes. El 90% del carbón fue colocado en sus mercados de largo plazo tradicionales, manteniendo su participación en el mercado de ocasión en el mínimo posible.

En lo que concierne a los precios, en 1995 se logró revertir la tendencia hacia la baja en los precios de largo y corto plazo. Efectivamente, Carbocol obtuvo un incremento promedio de 5 US\$/ton en sus negociaciones de largo plazo y de \$ 7 US\$/ton en sus ventas a corto plazo.

Por último, Carbocol realizó inversiones en la comunidad Guajira por \$797 millones y la Asociación Carbocol - Intercor realizó ayudas a esta Comunidad por \$500 millones en los sectores salud, educativo, programas indígenas, etc., a través de Fundicar, Fundación Intercor-Carbocol, se atendieron créditos de apoyo a la microempresa y grupos solidarios por \$ 2.700 millones en las poblaciones de Maicao, Riohacha, Barrancas, Fonseca, San Juan del Cesar y Villanueva.

4.3.3 NIQUEL

Las reservas probadas en la actualidad ascienden a 42.8 millones de toneladas con contenido promedio de níquel del 2.38%, las cuales aseguran una explotación minera por más de treinta (30) años.

La producción de níquel para el año de 1995, fue de 54'159.210 libras y aportó regalías mineras por valor de \$7.624 millones. De acuerdo con su tamaño y tecnología la mina ubicada en Montelibano- Córdoba es una de las mejores operaciones de níquel en el mundo y posiciona a Colombia como el primer productor de níquel en Suramérica y el tercero a nivel latinoamericano después de Cuba y República Dominicana. Cerromatoso aporta el 12% de la producción mundial de ferroníquel.

El Gobierno, bajo la coordinación del Ministerio de Hacienda, ha iniciado los estudios de evaluación dirigidos a la venta de la participación del Estado (47.7% a través del IFI) en Cerromatoso S.A. y para el efecto contrató los servicios de asesoría con las firmas SBC Warburg y Corfigán. Aun cuando fue necesaria la participación de capital estatal para el montaje inicial de la operación minera, ahora el Gobierno considera necesario hacer efectiva la inversión del proyecto con el fin de atender áreas prioritarias de inversión social.

El consorcio SBC Warburg - Corfigán en el mes de abril pasado terminó una primera evaluación de los aspectos legales del proceso de privatización y la valoración preliminar de la empresa. Durante la siguiente etapa, los asesores determinarán las posibilidades reales de la venta, seleccionarán las mejores opciones para maximizar el valor de la empresa, aportarán la información sobre los posibles compradores e indicarán los procedimientos precisos de la oferta.

4.3.4 METALES PRECIOSOS

Para 1995 la producción de oro fue de 679.537 onzas troy, con un valor de \$222.000 millones de pesos, 189.252 onzas de plata y 31.346 onzas troy de platino.

La pequeña minería, que constituye el mayor porcentaje de explotadores de estos metales, fue beneficiada con proyectos dirigidos a incrementar la recuperación, el rendimiento y el control ambiental de las operaciones, mediante la contratación del diseño de plantas de beneficio para oro filoniano en los municipios de Marmato (Caldas), La Llanada (Nariño), Buenos Aires (Cauca) y Santa Rosa (Sur de Bolívar), así mismo, con el programa de legalización de explotaciones de hecho, se atendieron además de los distritos ya mencionados, los de Bolívar y San Juan (Chocó), Buenaventura (Valle), Ataco (Tolima) y Quinchía (Risaralda).

Estos metales presentan grandes posibilidades de explotación y han generado expectativas en inversionistas extranjeros. Su desarrollo depende en buena parte de la creación de condiciones para que se puedan adelantar actividades de exploración-evaluación, por esta razón, a través de Mineralco, se vienen adelantando estudios de evaluación geológica en los Proyectos de

Categorización de Reservas en los Distritos Auríferos de la Llanada Cumbitara (Nariño), Cerro El Piñal (Bolívar), Taraira (Vaupés) y a través de un convenio con el Ingeominas para la elaboración del mapa metalogénico del Aporte 1237 (Sur de Bolívar).

4.3.5 ESMERALDAS

Las Esmeraldas ocupan el 2o. lugar de exportación de minerales y el 5o. lugar de bienes colombianos. Para el año de 1995 el total de exportaciones registradas fueron del orden de US\$ 456 millones correspondiente a 6.3 millones de quilates.

Para apoyar el desarrollo integral de las comunidades mineras se firmaron convenios con los municipios de Chivor, San Pablo de Bobur, Maripí, Pauna y Yacopí, adicionalmente con la formulación, licitación y contratación del proyecto Exploración de nuevas áreas Potencialmente Esmeraldíferas y la continuación de la investigación científica apoyada por la Comunidad Económica Europea (CEE), Proyecto Esmeraldas Francia-Mineralco S.A., se busca definir nuevas áreas para contratación, diferentes a las tradicionalmente explotadas.

Mineralco S.A. realizará en la ciudad de Santafé de Bogotá, del 3 al 8 de noviembre, el I Congreso Mundial de la Esmeralda, el cual permitirá formular estrategias de comercialización, que posibiliten la creación y la promoción de la Bolsa de la Esmeralda.

Para una mayor proyección de este mineral, el Estado debe promover que las personas y agremiaciones relacionadas con la esmeralda desarrollen una verdadera escuela de lapidación, que llegue a satisfacer el gusto y las exigencias de diseño de los mercados internacionales y, por lo tanto, agreguen valor a la esmeralda en bruto.

4.3.6 MATERIALES DE CONSTRUCCION Y OTROS MINERALES

En el país se explotan minerales como calizas, arcillas, arenas silíceas, caolines, agregados pétreos, yeso, roca fosfórica, sal y azufre entre otros, cuya producción está destinada principalmente al consumo interno, con excepción de la caliza que genera cerca de US\$ 50 millones en divisas por la exportación de cemento. El comportamiento del mercado de la mayoría de estos minerales está íntimamente ligado a la industria de la construcción.

En referencia a la explotación de hierro de Paz del Río, es importante destacar que 1995 fue un año difícil para la empresa que se encuentra en concordato desde el mes de mayo del año en mención; en la actualidad existe una propuesta concordataria con la cual, los bancos, el Gobierno y los proveedores, se encuentran de acuerdo.

4.4 INVERSIONES

4.4.1 INVERSION EXTRANJERA EN LA MINERIA DEL PAIS

La participación de la minería en la inversión extranjera se incrementó significativamente, pasando de 1.5 % en 1994 a 7 % en 1995. Este aumento estuvo dirigido principalmente al sector carbonífero.

INVERSION EXTRANJERA EN EL PAIS
Millones de US\$

SECTOR	1993	1994	1995 (p)
Minería	6	20.4	110
Total inversión en el país (sin petróleo)	436	1.389,5	1.563,1
Participación minera en la inversión total.	1,37%	1,5%	7%

Fuente: Banco de la República, cálculos DNP y MME - DGM.
(p)datos provisionales

4.4.2 INVERSION OFICIAL EN EL SECTOR MINERO

Para la vigencia fiscal de 1995 la ejecución del presupuesto de inversión se distribuyó de la siguiente manera:

Entidad	Millones de \$ Inversión
MME*	69.420
Carbocol	16.703
CNR*	131.445
Ecocarbón	15.082
Ingeominas	5.057
Mineralco	5.675
UPME*	952

Fuente: DNP *Incluye Inversiones en el sector energético

El Gobierno Nacional impartió su autorización para la construcción de un puerto de aguas profundas en el Océano Atlántico, para lo cual asignó recursos del orden de US\$ 6 millones que serán sumados a la participación de inversionistas privados tanto locales como extranjeros hasta alcanzar una inversión estimada en US\$ 30 millones.

4.5 REGALIAS

Las disposiciones reglamentarias de la Ley 141 permitieron un recaudo de regalías acorde con la producción y se distribuyeron de acuerdo con lo establecido en la ley. Al Fondo Nacional de Regalías, a diciembre de 1995, ingresaron recursos provenientes del sector minero por \$5.000 millones, los

cuales fueron asignados al desarrollo de proyectos presentados por las entidades territoriales.

La tabla siguiente muestra la discriminación de los recaudos que, por concepto de la explotación de minerales, se obtuvieron durante 1995:

Mineral	Millones de pesos
CARBON	
Impuesto Carbocoi	3467
Impuesto resto del país	653
TOTAL IMPUESTO	4120
Regalias Intercor	14342
Regalias resto del país	2700
Anticipo regalias Drummond	4863
TOTAL REGALIAS CARBÓN	21905
TOTAL RECAUDO CARBON	26025
ORO	8894
PLATA	28
PLATINO	566
ESMERALDAS	1102
NIQUEL	7624
MINERAL DE HIERRO	218
TOTAL	96507

Fuente: Ecocarbón, Subdirección Evaluación de Proyectos DGM-MME

A las anteriores cifras se suman las que por concepto de explotación de otros minerales son recaudadas directamente por las alcaldías.

4.6 GESTION AMBIENTAL

En desarrollo de la política ambiental, el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio del Medio Ambiente suscribieron un convenio el 20 de septiembre de 1995, de coordinación interinstitucional con el objetivo de adelantar acciones conjuntas que permitieran el desarrollo de las actividades minero energéticas dentro de un marco de desarrollo humano sostenible, así como realizar acciones efectivas y eficaces en relación con el manejo, aprovechamiento, conservación, recuperación y protección de los recursos naturales y el medio ambiente, y adopción de métodos de explotación y producción sostenibles, y la formulación, implementación y seguimiento de los planes, programas y proyectos vinculados al sector minero.

En referencia a las actividades desarrolladas por el Ministerio, a través del Grupo Ambiental Minero Energético, en el sector minero específicamente se destaca el apoyo y la participación en los siguientes programas: legalización de la pequeña minería, Biopacífico (patrocinado por el Banco Mundial), aspectos ambientales del Código de Minas, Comité de canteras del Distrito, situación minero ambiental de las explotaciones mineras en Santafé de

Bogotá frente a legislación del Minambiente y comités locales de prevención de desastres y emergencias.

En Cartagena de Indias se celebró el primer seminario Internacional de Minería y Medio Ambiente en el pasado mes de octubre, en donde se logró un espacio de concertación importante entre el sector minero energético, los gremios y las autoridades ambientales, también se presentaron las últimas tecnologías de producción limpia y los éxitos alcanzados en varios proyectos desarrollados en el territorio nacional.

En el proyecto Cerrejón, durante 1995, se continuaron los programas integrales de protección y conservación del medio ambiente, destacándose los relacionados con el control y la monitoría de los recursos aire, agua y suelo con resultados ampliamente favorables al ecosistema, los cuales permitieron al complejo del Cerrejón Zona Norte obtener el premio "Planeta Azul", premio nacional de ecología - categoría empresarial - segundo puesto. En materia de adecuación de tierras se rehabilitaron 102 hectáreas y se revegetaron 63 hectáreas, obteniéndose un cumplimiento del 100% con respecto a lo planeado. Desde 1990, cuando se inició este programa y hasta la fecha, se han adecuado 661 hectáreas, estabilizadas 595 y revegetadas 92.

4.7 EJECUTORIAS EN MATERIA LEGAL Y NORMATIVA

El Ministerio expidió las siguientes normas en relación con el sector minero durante 1995:

- Decreto 145 del 19 de enero de 1995 por el cual se reglamenta el Código de Minas en materia de liquidación, recaudo, distribución y transferencia de regalías derivada de la explotación mineral. A partir del principio general implícito en la Ley 141 de 1994 de la "universalidad de las regalías" como gravamen sobre la explotación de todos los minerales, se diseñó y expidió el decreto que regula las materias referidas, bajo el esquema de autodeclaraciones de producción y autoliquidación del gravamen.
- Decreto 1184 del 20 de julio de 1995 por el cual se reglamentan algunas disposiciones de la Ley 141 de 1994. Este Decreto modificó el 145 de 1995 para aclarar aspectos relativos al canon superficiario y al recaudo de regalías derivadas de la explotación de calizas, carbón y puzolanas destinadas al consumo de termoeléctricas, industrias cementeras e industrias del hierro.
- Decreto 1385 del 18 de agosto de 1995, por el cual se modifica parcialmente y se adiciona el Decreto 2636 de 1994. Esta norma reivindicó la audiencia de conciliación como medio para dirimir los conflictos

surgidos de superposiciones entre solicitudes de legalización minera y títulos ordinarios en trámite.

- Decreto 2242 del 22 de diciembre de 1995, por el cual se declaran de ~~reserva especial algunos yacimientos del territorio nacional.~~ Ante el establecimiento en forma preliminar, de la existencia de yacimientos de oro, cobre, molibdeno y asociados que pueden ser de importancia en el desarrollo de la economía nacional, se constituyó sobre los mismos una reserva temporal para permitir que el Instituto de Investigaciones en Geociencia, Minería y Química -Ingeominas, adelante investigaciones geológico-mineras.

SECCION C
PLANES , PROGRAMAS Y PROYECTOS

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

PLANES , PROGRAMAS Y PROYECTOS

1. SUBSECTOR ELECTRICO

Plan de Expansión

Se adelantó, en forma permanente, la revisión del Plan de Expansión, se diseñó y montó el sistema de seguimiento del Plan de Expansión, se inició el registro de proyectos de generación eléctrica, se elaboró un plan de estudios para proyectos de generación hidroeléctrica y una propuesta para la contratación del inventario de recursos hídricos.

Los proyectos contemplados dentro del Plan de Expansión del Sector Eléctrico para el período 1995-2000, continuaron su desarrollo programado y las fechas posibles de entrada en operación de los proyectos son las siguientes:

PLAN DE EXPANSION DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO 1995-2000
ESTADO ACTUAL DE LOS PROYECTOS

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD MW	OPERACION
Termobarranquilla	Gas	747	Jun/96-Sep/98
Termo Valle	Gas	199	Jun/97-Mar/98
Termo Cesar	Carbón	300	Jun/2000
Termo Paipa IV	Carbón	150	Jun/99
Termo Flores III	Gas	150	May/97
Termoberrío		100	Dic/96-Jun/97
Mamonal	Gas	150	Mar/97
Cusiana-B.P.	Gas	160	Mar/97
Termoemcali	Gas	220	Mar/98
Termodorada	Gas	50	Nov/96
Termocafé	Gas	99	
Termomerilétrica		160	Jun/97
Térmilca La Sierra	Gas	300	May/98
Termopacífico	Carbón	200-250	Sep/97
Termosantander	Gas	96	Jun/97
Termo Santander (Opón)	Gas	200	Sep/97
Petrosur	Fuel Oil.	150	Dic/97
Termocentro	Gas	200	Ene/97
Porce II	Hidráulica	392	Dic/99
Urrá	Hidráulica	340	Dic./99
La Miel	Hidráulica	375	Jul/2001

Fuente : UPME (Junio11 /96)

PROYECTOS DE TRANSMISION

	Ubicación	Tensión kV	Longitud Km.	Fecha de entrada en servicio
Interconexión Bucaramanga - Ocaña - Cúcuta				
Línea Palos-Ocaña		230	160	
Línea Ocaña - San Mateo		230	120	
Ampliación S/E Palos, un campo	Bucaramanga	230		01/07/1995 (*)
S/E Ocaña, 4 campos y transformación de 90 MVA	Ocaña	230		1996 (**)
Ampliación S/E San Mateo, un campo	Cúcuta	230		1997
S/E San Marcos I Etapa, seis campos compensación	Yumbo	230		1996 (**)
sería 132 Mvar comp. paralelo 216 Mvar				dic-95
Línea Cerromatoso - Urabá		230	134	sep-1995
Línea Betanía - Miroliando		230	206	1997
Tercer Plan de Transmisión				
Línea San Carlos - San Marcos		500	380	1998
Línea La Virginia - La Hermosa		230	30	1998
Ampliación S/E San Marcos, un campo	Yumbo	230		1998
Ampliación S/E San Carlos, un campo Compensación	San Carlos	230		1998
Inductiva 200 Mvar en 34,5 kV				
S/E La Virginia, diez campos	Pereira	230		1998
S/E San Marcos, dos campos Transformación de 450	Yumbo	500		2001
MVA Compensación 100 Mvar en 34,5 kV.				
Ampliación S/E San Carlos, un campo San Carlos	San Carlos	500		1998
Transformación de 450 MVA				
Ampliación S/E San Carlos, un campos	San Carlos	500		2001
Compensación Inductiva 84 Mvar en 500 kV.				
S/E La Virginia, tres campos, Transformación de 450	Pereira	500		2001
MVA y Compensación Inductiva 100 Mvar en 34,5 kV,				
y 144 Mvar en 500 kV.				
Ampliación S/E Cerromatoso, tres campos	Montellbano	230		1998
transformación de 360 MVA				
S/E Urabá a, dos campos	Turbo	230		1998
Compensación S/E Chinú, un campo y Compensación	Chinú	500		1998
Estática de +250-150 Mvar				
Compensación S/E Caño Limón	Arauca	34.5		1998
Compensación 15 Mvar				
Ampliación transformación S/E Sabanalarga 450 MVA	Sabanalarga	500		1998
Compensación de 84 Mvar				
Ampliación S/E San Felipe, dos campos	Mariquita	230		1997
Ampliación Transformación S/E Chinú 500/110/34,5	Chinú	500		1997
kV. de 150 MVA				
Línea Bucaramanga - Paipa		230	150	1998 (***)
S/E Paipa, seis campos	Paipa	230		1998
S/E Bucaramanga, cuatro campos	Bucaramanga	230		1998
Interconexión El Copey - Cesar - Ocaña				
Línea Cesar - Ocaña		230	105	2000
S/E Cesar, Cuatro Campos	Pailitas	230		2000
Ampliación S/E Ocaña, dos campos	Ocaña	230		2000
Línea Cesar - El Copey		500	150	2000
S/E El Copey, dos campos	El Copey	230		2000
Línea TermoCesar - Cesar		230	25	2000
S/E Cesar, dos campos	Pailitas	230		2000
Conexión Termoflores II al STN				
S/E Termoflores II, dos campos	Barranquilla	230		5/31/96
Línea a Termoflores II		230	15.5	5/31/96
Interconexión Sabanalarga- Fundación				
Línea Sabanalarga - Fundación		220	90.5	1997
Ampliación S/E Sabanalarga, dos campos	Sabanalarga	220		1997
Ampliación S/E Fundación, un campo	Fundación	220		1997
Proyecto S/E Malena				
S/E Malena, siete campos	Cimitarra	230		1996
Variantes / Líneas de Conexión a S/E Malena		230	20	1996
Repotenciación Torca - Noroeste		230	20	1997
Línea Guatapé - Jaguas		230	20	1997
Proyecto S/E Puerto Nare	Puerto Nare	230		1997
Variantes de Línea		230	28	1997

Fuente: ISA

Convenciones:

(*) Energizada provisionalmente a 115 kV.

(**) Suspendida a que no se utilice la subestación móvil y el transformador 230/115 kV en Termoflores II

(***) Instalada en torres de doble circuito

Una vez elaborado el Plan de Expansión se realiza un seguimiento detallado del mismo que permite al Estado conocer la respuesta de los agentes ante las expectativas del plan y tomar oportunamente las acciones para garantizar el abastecimiento de energía.

Las acciones se pueden realizar en dos sentidos. Con respecto a la expansión, impulsar el desarrollo de los proyectos planteados por el sector privado ó, si la situación lo amerita, acometer directamente nuevos proyectos que garanticen la continuidad del suministro de energía eléctrica como lo hizo con la decisión el Gobierno de adelantar el proyecto de Termocentro de 200 MW para finales de 1996. A su vez, en lo que concierne a la operación, es viable estudiar las acciones para optimizar la utilización de los recursos y superar situaciones comprometedoras para el sistema.

Para definir las acciones a seguir la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- y el Centro Nacional de Despacho -CND- realizan permanentemente análisis del comportamiento del sistema ante posibles eventos que puedan afectar directamente el desempeño del mismo: tiempo seco, retraso en las fechas de entrada de los proyectos, entre otros. Con base en el análisis de estos resultados se establecen las recomendaciones a seguir tanto a nivel operativo como de expansión para garantizar el abastecimiento de la energía aún ante esos eventos.

2. SUBSECTOR PETROLEO

Para los próximos años se prevé una recuperación de los contratos de asociación con el inicio de la aplicación del modelo de Contrato de Riesgo Compartido y el desarrollo del Plan de Promoción. Esta recuperación tendrá un efecto en los índices de la actividad exploratoria que sólo se reflejará en el mediano plazo.

2.1 EXPLORACION

Durante 1996 se contempla la perforación de 24 pozos exploratorios y la adquisición de más de 3.300 kilómetros de perfiles sísmicos, con inversiones que superarán los US\$ 270 millones, con el objeto de hallar nuevas reservas de crudo.

2.2 PRODUCCION

Se incrementará el recobro de petróleo de los campos actualmente en operación (directa y asociados), cuya meta al finalizar 1998 será la de alcanzar 482 Mbis de petróleo de los cuales 400 Mbis se deberán al desarrollo del proyecto de Cusiana, elevando la producción de éste en 172 Kbdc en 1996, 300 Kbdc en 1997 y 500 Kbdc en 1998.

Se mantendrá la producción de petróleo, garantizando el mantenimiento de la declinación normal de los campos actuales que es de 7.5% anual para la operación directa y del 20 % para la operación asociada.

PRODUCCION PROYECTADA DE PETROLEO (1996-1998)

	1995	1996	1997	1998	DECLINACION
Directa (Kbdc)	109	101	93	86	7.5 % año
Asociada (Kbdc)	330	283	226	180	20 % año
TOTAL (Kbdc)	439	384	319	266	17.5 % año
	1995	1996	1997	1998	TOTAL
Directa (MBIs)	39.8	36.9	33.9	31.4	142.0
Asociada (MBIs)	120.4	103.6	82.5	65.7	372.2
TOTAL (MBIs)	160.2	140.5	116.4	97.1	514.2

Fuente: Ecopetrol

2.3 REFINACION

Durante los próximos años, se continuará con los programas para aumentar la capacidad instalada de la infraestructura de refinación a 309 Kbdc al finalizar 1998, concluyendo los proyectos de modernización de las unidades de ruptura catalítica de los complejos industriales de Barrancabermeja y Cartagena y para mejorar la calidad de los combustibles cumpliendo con las regulaciones ambientales, reduciendo el contenido de azufre en la gasolina motor, diesel, turbocombustible y combustóleo.

Se incrementará la carga de crudos en 43 Kbdc promedio día, para acumular una carga de 285 Kbdc en 1998.

2.4 TRANSPORTE

Para los próximos tres años, se aumentará la capacidad de transporte por la red de oleoductos en 45 Kbdc y de poliductos en 107 Kbdc, de los cuales durante 1996, se aumentará en 11 Kbdc las redes secundarias de oleoductos y en 21 Kbdc los poliductos.

La siguiente tabla presenta las inversiones que en materia de hidrocarburos realizará Ecopetrol hasta el año 2000:

INVERSIONES DIRECTAS ECOPETROL
US\$ millones de 1996

	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
Exploración y producción directa	110,2	135,0	197,1	165,6	165,6	773,5
Exploración	69,8	53,6	64,3	82,8	82,8	353,3
Producción	40,4	81,4	132,8	82,8	82,8	420,2
Operaciones asociadas	753,7	648,9	391,8	211,3	177,8	2183,5
Contratos actuales	70,0	116,8	129,6	103,5	103,5	523,4
Cusiana	620,0	410,0	189,0	81,0	47,5	1347,5
Piedemonte 50 kbd	43,1	90,0	69,6	26,8	26,8	256,3
Opón	20,6	32,1	3,6	---	---	56,3
Refinación y Petroquímica	183,9	212,3	217,0	211,0	218,5	1.042,7
CIB	138,8	152,3	157,0	151,0	158,5	757,6
CAR	45,1	60,0	60,0	60,0	60,0	285,1
Transporte y almacenamiento	233,9	117,1	103,1	91,1	58,7	603,9
DOL	102,9	115,6	101,6	89,6	57,2	466,9
DCC	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	7,5
PNG (Gasoductos)	72,5	---	---	---	---	72,5
Ocensa	57,0	---	---	---	---	57,0
Otros	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	50,0
TOTAL INVERSIONES	1.291,5	1.123,2	919,1	689,1	630,6	4.653,5

Fuente: Ecopetrol

3. SUBSECTOR GAS

Los objetivos específicos hasta 1998, se relacionan en el Plan Nacional de Desarrollo "Salto Social", dentro de las directrices establecidas para el sector de hidrocarburos orientadas a:

- Hallar reservas entre 550-900 Giga piés cúbicos en actividad directa
- Incrementar la producción de gas comercializable perteneciente a Ecopetrol en 172 Mpcd para alcanzar los 444 Mpcd como promedio día en 1998.
- Instalar 2339 Kms de nuevas líneas para alcanzar una red total de 2923 Kms, al finalizar 1998, es decir, incrementar en el 400% los gasoductos de Ecopetrol.
- Llevar a 440 Mpcd el transporte de gas comercializable atendido por Ecopetrol en el interior del país, de tal forma que se logre un incremento de 213 Mpcd como promedio en el período 95-98.

Ecopetrol puede llevar a cabo dichos planes estratégicos si se cumple con las metas que tiene previstas para 1996 en gas, las cuales están dadas por: a) aumentar la producción de gas perteneciente a Ecopetrol en 45 Mpcd para alcanzar los 330 Mpcd como promedio diario de producción en 1996, b) ampliar la red de gasoductos en 1689 Kms para contabilizar un acumulado de 2491 Kms al terminar 1996, es decir incrementar la red de Ecopetrol en 210% y c) aumentar en 72 Mpcd el transporte de gas comercial, atendido por Ecopetrol en el interior del país de tal forma que se logre contabilizar 311 Mpcd como promedio día.

Metas previstas para 1995-1998

	1995	1996	1997	1998	Incremento
Reservas de gas (Gpc)					500-900
Producción de gas Cial (Mpcd)	285	330	414	444	172
Transporte de gas Cial (Mpcd)	239	311	431	440	213
Transporte de gas Km	802	2491	2583	2923	2339

ECOGAS se encargará del negocio del transporte, asumiendo directamente el pago de los BOMT's de los gasoductos que se han desarrollado bajo este esquema, como son: Centragas y Transgas de Occidente; así mismo los gasoductos Transmetano y Centro Oriente están a cargo de Ecopetrol y pasarán a Ecogas.

Como parte de estos macroproyectos, el país requerirá de una ampliación de la red nacional de gasoductos y de la infraestructura para los próximos años 1998-2016 según cuadro resumen:

REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA GAS NATURAL 1998-2016

Gasoducto		Característica físicas		Inversión US\$\$ 96		Requerido
Inicio	Final	Diam.Pulgadas	Km	Total		1998-
El Porvenir	La Belleza	30	187	149,0		1999
Payoa	Cambio Diam.	8	7	1,5		1999-2001
Vasconia	Mariquita	20	121	57,7		2001-2003
Monterrey	Apiay	20	110	56,3		2005
Sebastopol	Vasconia	24	60	40,1		2005
Zarzal	Armenia	10	42	7,7		2007
Cisneros	Cota	14	17	5,7		2007
Mariquita	Gualanday	8	120	18,9		2007
La Belleza	Vasconia	20	93	52,3		2007-2009
Vasconia	Mariquita	20	121	57,7		2011
Cusiana	La Belleza	30	222	185,2		2011
La Belleza	Cogua	14	113	41,0		2014
Mariquita	Letras	20	62	35,0		2014-2016
TOTAL			2079	1212,0		

Fuente: Ecopetrol

4. SECTOR MINERO

En relación con el Plan Nacional de Desarrollo Minero, el diseño y conceptualización se ha venido desarrollando bajo la dirección del Ministerio de Minas y Energía, al más alto nivel, con la ejecución de la Unidad de Planeación Minero-Energética. Una vez aprobado este diseño, y las 15 actividades mínimas que de él se desprenden, se conformará el equipo básico de trabajo, el cual debe estar entregando resultados concretos en un término aproximado de un año. La propia UPME, una vez aprobado el Plan, será la

encargada de implantar su ejecución y de vigilar su funcionamiento y ejecución, bajo la tutela del Ministerio.

Las perspectivas del mercado internacional 1996 para el carbón, permiten vislumbrar una situación relativamente despejada a nivel de volúmenes y de precios, no obstante que el ritmo de crecimiento de la demanda en el mercado europeo será inferior a la de 1995, se proyecta un nuevo incremento en el nivel de exportaciones del Cerrejón Zona Norte y un leve aumento en el precio promedio, como resultado de las negociaciones de los contratos a largo plazo existentes, buena parte de las cuales fueron concluidas exitosamente a finales de 1995. Además, se espera sentar las bases para la expansión del Cerrejón Zona Norte. En todos los estudios presentados hasta el momento se destaca la importancia de acometer un proyecto de ampliación de la producción como el factor más importante en la generación de valor agregado, tanto para el Complejo Cerrejón Zona Norte como para Carbocol, adicionalmente, se esperan definir las bases de negociación para la explotación del área de Patilla, ubicada al suroeste del Cerrejón Zona Norte.

Durante 1996 se espera presentar a consideración del Honorable Congreso de la República el proyecto de reforma al Código de Minas.

Para 1996, el presupuesto nacional de inversión para el sector de minas se distribuirá de la siguiente forma:

Programas	Millones de \$
Investigación Básica, Aplicada y Estudios. (UPME)	500
Divulgación, Asistencia Técnica y Capacitación del Recurso Humano. (Divisiones Regionales Mineras)	2000
Unidad de Información Minero Energética (incluye programas de información energética)	557
Unidad Comisión Nacional de Regalías-Minería (Ecocarbón - Mineralco)	19.036
Ingeominas	7.338
TOTAL	27.433

Fuente: DNP

ANEXOS

ANEXO ESTADISTICO

PRESENTACION

El presente anexo contiene la información estadística del Sector Minero Energético correspondiente al consolidado del año 1995, con algunas desagregaciones, y su comparación con el año anterior.

En este anexo la información estadística se ha agrupado en cuatro secciones, la primera corresponde al sector energético en general y las otras a los subsectores eléctrico, de hidrocarburos y al sector minero respectivamente.

En la primera sección se incluye el Balance Energético Nacional y datos económicos asociados.

En el subsector eléctrico se presentan las principales cifras del Sistema interconectado Nacional y datos acerca de la oferta y la demanda de electricidad.

En el subsector de hidrocarburos se presenta la información de exploración, explotación, transformación, exportaciones e importaciones, además de información de los precios y del comportamiento de la balanza comercial.

En minería la información sectorial incluye reservas, producción y explotación, acompañada de algunos datos sobre precios y regalías generadas.

CONTENIDO ANEXO ESTADISTICO

I. SECTOR MINERO - ENERGETICO

Cuadro No. 1	PRODUCTO INTERNO BRUTO POR GRANDES AGRUPACIONES
Cuadro No. 2	VALOR DE LAS PRINCIPALES EXPORTACIONES
Cuadro No. 3	PLAN DE INVERSIONES DEL SECTOR ENERGETICO 1994 - 1996
Gráfico No. 1	FLUJO ENERGETICO DE COLOMBIA - 1995
Cuadro No. 4	BALANCE ENERGETICO NACIONAL - UNIDADES FISICAS
Cuadro No. 5	BALANCE ENERGETICO NACIONAL - UNIDADES FISICAS POR SECTOR
Cuadro No. 6	BALANCE ENERGETICO NACIONAL - TERACALORIAS
Cuadro No. 7	BALANCE ENERGETICO NACIONAL - TERACALORIAS POR SECTOR
Cuadro No. 8	CONSUMO FINAL DE ENERGIA
Cuadro No. 9	BALANZA ENERGETICA NACIONAL
Cuadro No. 10	PRECIOS INTERNOS PROMEDIO EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE POR UNIDAD
Cuadro No. 11	PRECIOS DE LOS ENERGETICOS A 31 DE DICIEMBRE DE 1995

II SUBSECTOR ELECTRICO

Cuadro No. 12	CAPACIDAD EFECTIVA DEL SISTEMA INTERCONECTADO
Cuadro No. 13	GENERACION ELECTRICA POR MERCADOS
Cuadro No. 14	VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA Y No. DE SUSCRIPTORES
Cuadro No. 15	OFERTA DE ELECTRICIDAD
Cuadro No. 16	CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR SECTORES
Cuadro No. 17	EVOLUCION DE LOS INDICES DE PERDIDAS DEL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
Cuadro No. 18	EVOLUCION DE LOS EMBALSES AGREGADO NACIONAL DEL SIN
Gráfico No. 2	EVOLUCION MENSUAL DEL EMBALSE AGREGADO 1991-1995
Gráfico No. 3 - 4	EVOLUCION DE LOS PRECIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA

III. SUBSECTOR HIDROCARBUROS

Cuadro No. 19	CONTRATOS VIGENTES DE ASOCIACION
Cuadro No. 20	PERFORACION DE POZOS DE DESARROLLO MEDIANTE CONTRATOS DE ASOCIACION
Cuadro No. 21	PRODUCCION DE PETROLEO POR DEPARTAMENTOS
Cuadro No. 22	PRODUCCION MENSUAL Y DESTINO DEL PETROLEO
Cuadro No. 23	CARGA Y PRODUCCION EN REFINERIAS - 1994
Cuadro No. 24	CARGA Y PRODUCCION EN REFINERIAS - 1995
Cuadro No. 25	TRANSPORTE DE PETROLEO POR OLEODUCTOS DE ECOPETROL
Cuadro No. 26	TRANSPORTE MARITIMO DE HIDROCARBUROS
Cuadro No. 27	TRANSPORTE DE PRODUCTOS REFINADOS POR POLIDUCTOS
Cuadro No. 28	BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS - VOLUMEN
Cuadro No. 29	BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS - VALOR
Cuadro No. 30	PRECIOS PROMEDIO DE EXPORTACION PETROLEO CRUDO
Cuadro No. 31	PRECIOS PROMEDIO DE IMPORTACION DE GASOLINA
Cuadro No. 32	REGALIAS DE HIDROCARBUROS LIQUIDADAS A DEPARTAMENTOS
Cuadro No. 33	EXPORTACION DE HIDROCARBUROS POR PAIS DESTINO
Cuadro No. 34	IMPORTACION DE GASOLINA
Cuadro No. 35	PRODUCCION NACIONAL DE COMBUSTIBLES
Cuadro No. 36	CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES
Cuadro No. 37	PRODUCCION DE GAS NATURAL POR DEPARTAMENTOS
Cuadro No. 38	EVOLUCION DE LAS INSTALACIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL
Cuadro No. 39	CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES

IV. SECTOR MINERO

Cuadro No. 40	RESERVAS DE CARBON
Cuadro No. 41	PRODUCCION NACIONAL Y EXPORTACIONES TOTALES DE CARBON
Cuadro No. 42	PRODUCCION DE CARBON POR RANGO DE MINERIA
Cuadro No. 43	PRODUCCION MINERA NACIONAL
Cuadro No. 44	VALOR DE LA PRODUCCION MINERA NACIONAL
Cuadro No. 45	PRODUCCION DE ORO, PLATA Y PLATINO POR DEPARTAMENTO
Cuadro No. 46	VALOR DE LA PRODUCCION DE ORO, PLATA Y PLATINO POR DEPARTAMENTO
Cuadro No. 47	PRODUCCION MENSUAL DE ORO, PLATA Y PLATINO
Cuadro No. 48	VALOR MENSUAL DE LA PRODUCCION DE ORO, PLATA Y PLATINO
Cuadro No. 49	RECAUDO DE IMPUESTOS Y REGALIAS DE METALES PRECIOSOS
Cuadro No. 50	REGALIAS ASIGNADAS A PROYECTOS PRESENTADOS POR LOS ENTES TERRITORIALES

Cuadro No.1

**PRODUCTO INTERNO BRUTO POR GRANDES AGRUPACIONES
DE ACTIVIDAD ECONOMICA
PRECIOS CONSTANTES DE 1975**

CONCEPTO	Millones de pesos		
	1994	1995	Variación (%)
1. Agropecuario, silvic. caza y pesca	170.696	180.177	5,6
2. Explotación de minas y canteras*	31.505	36.985	17,4
3. Industria manufacturera	173.322	174.802	0,9
4. Electricidad, gas y agua	9.317	9.829	5,5
5. Construcción	27.871	29.360	5,3
6. Comercio, restaurantes y hoteles	98.456	103.217	4,8
7. Transporte, almacen. y comunicación.	76.743	81.230	5,8
8. Establecim. financieros, seguros, inmuebles y serv. a empresas	139.460	145.499	4,3
9. Servicios comunal, soci. y person.	121.719	131.069	7,7
Menos: Servicios bancarios imputad.	29.972	32.969	10,0
Subtotal valor agregado	819.117	859.199	4,9
Mas: Derech. e impuest. sobre import.	48.620	54.357	11,8
Producto Interno Bruto (PIB)	867.737	913.556	5,3

Fuente: DANE, DNP *Incluye hidrocarburos

Cuadro No.2

**VALOR DE LAS PRINCIPALES EXPORTACIONES
Millones de US\$ FOB**

	1994	1995	Variación(%)
Carbón	553	671	21,4
Esmeraldas	434	456	5,0
Cemento	36	45 e	24,3
Ferroniquel	119	190	60,3
Platino	14	12	-12,2
Sub-Total	1.156	1.374	18,9
Oro	270	235	-12,9
TOTAL MINERAS	1.426	1.609	12,9
PETROLEO Y DERIVADOS	1.349	2.171	61,0

Fuente: Dane, Ecocarbón, Mineralco, Ecopetrol y DGM -MME
e = estimado

Cuadro No.3

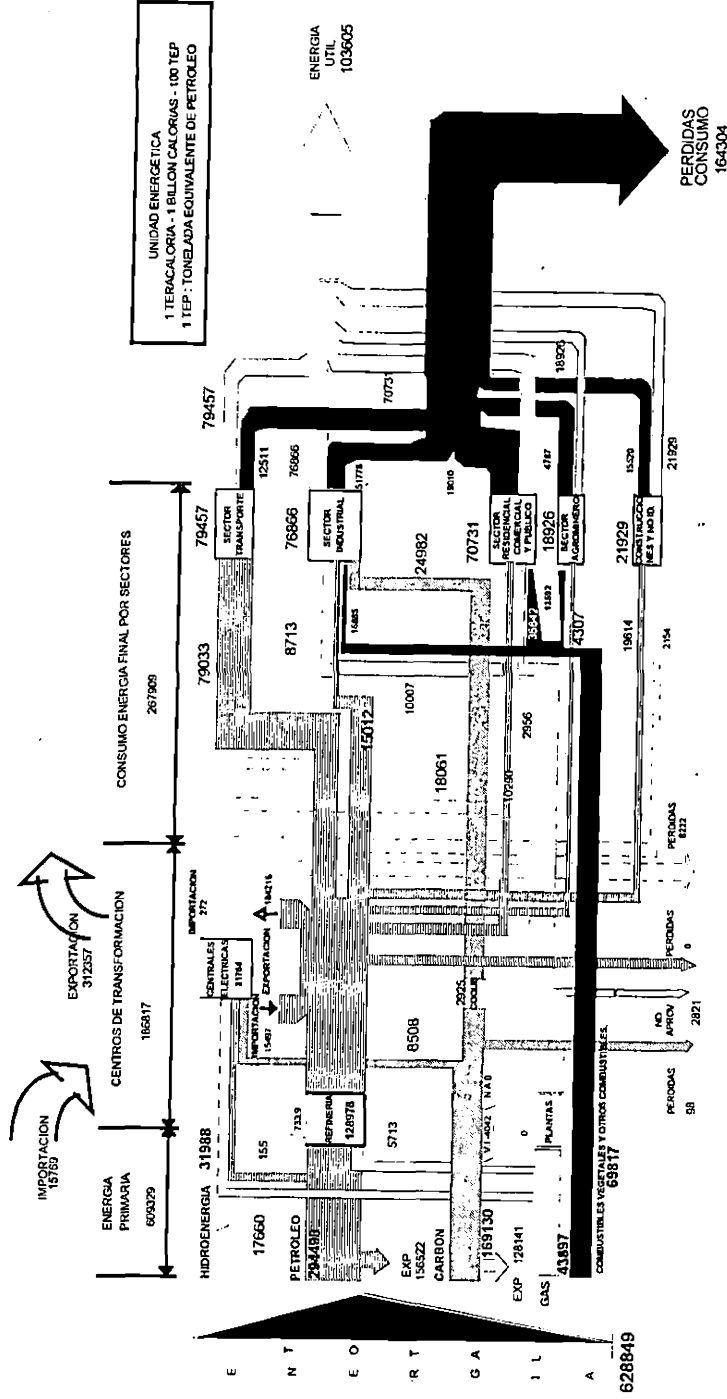
PLAN DE INVERSIONES SECTOR ENERGETICO
Millones de \$ 1995

	1994	1995	1996/P	1995	1996
Inversión Total	1.921.526	2.462.928	3.434.353	28,2	39,4
Energía	1.834.474	2.303.488	3.239.041	25,6	40,6
Electricidad	519.949	544.163	681.831	4,7	25,3
Petróleo	1.126.977	1.426.168	1.849.569	26,5	29,7
Gas	187.548	333.157	707.641	77,6	112,4
Minería	87.052	159.440	195.312	83,2	22,5
Carbón	87.047	129.759	162.038	49,1	24,9
Otros Minería	5	29.681	33.274	>100%	12,1
Inversión Privada	944.193	1.287.123	2.372.600	36,3	84,3
Energía	876.513	1.162.230	2.201.606	32,6	89,4
Electricidad	71.379	123.025	315.534	72,4	156,5
Petróleo	705.192	795.299	1.255.674	12,8	57,9
Gas	99.942	243.906	630.398	144,0	158,5
Minería	67.680	124.893	170.994	84,5	36,9
Carbón	67.680	103.359	145.134	52,7	40,4
Otros Minería	5	21.534	25.860		20,1
Inversión Pública	977.331	1.175.805	1.061.753	20,3	-9,7
Energía	957.959	1.141.258	1.037.435	19,1	-9,1
Electricidad	448.569	421.138	366.297	-6,1	-13,9
Petróleo	421.785	630.869	593.895	49,6	-5,9
Gas	87.605	89.251	77.243	1,9	-13,5
Minería	19.372	34.547	24.318	78,3	-29,6
Carbón	19.367	26.400	16.904	36,3	-36,0
Otros Minería	5	8.147	7.414	>100%	-9,0

Fuente: DNP-Unidad de Infraestructura.
P: Proyectado

Grafico No.1

REPUBLICA DE COLOMBIA . FLUJO ENERGETICO 95



Cuadro No.8

CONSUMO FINAL DE ENERGIA
Teracalorias

SECTORES	1991	1992	1993	1994	1995*
Residencial	56751,0	55947,0	58070,9	60271,6	61301,0
Comercial	7793,0	8206,0	8860,2	9558,0	9433,5
Industrial	62863,0	59154,0	60479,4	66185,1	76846,9
Transporte	60931,0	65554,0	70983,6	74548,6	79457,1
Agropecuario	13007,0	14891,0	15489,9	17230,7	18926,1
Construcción	2508,0	2762,0	2809,8	3214,9	4322,2
Otros	3775,0	8163,0	20066,4	12643,0	17606,7
TOTAL	207628,0	214677,0	236760,2	243651,9	267893,5

Fuente: MME-UJME

*:preliminar

Cuadro No.9

BALANZA ENERGETICA NACIONAL
Teracalorias

	1991	1992	1993	1994	1995*
Exportaciones	229468	191795	250804	246012	312357
Hidrocarburos	123638	94295	131204	131287	184216
Carbón	105830	97500	119600	114725	128141
Electricidad	0	0	0	0	0
Importaciones	11816	18210	17593	19054	15769
Hidrocarburos	11601	17919	17333	18931	15497
Carbón	0	0	0	0	0
Electricidad	215	291	260	123	272
Saldo	217652	173585	233211	226958	296588
Hidrocarburos	112037	76376	113871	112356	168719
Carbón	105830	97500	119600	114725	128141
Electricidad	-215	-291	-260	-123	-272

Fuente: MME-UJME

*:preliminar

Cuadro No.10

PRECIOS INTERNOS PROMEDIO EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE POR UNIDAD

1995

(US\$/UNIDAD)

País	Gas Nat. Domes.		Gas Indust.		Gas L.P.		Gasolina Corriente		Gasolina Premium		Diesel		Keroseno		Jet Fuel		Fuel Oil		Carbón Sidenur.		Carbón Térmico		Energía Eléctrica Resid.		Energía Eléctrica Comerc.		Energía Eléctrica Industr.				
	10(3)m3	10(3)m	10(3)m3	10(3)m	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL			
ARGENTINA	185,7	113,3	74,3	92,1	127,5	42,3	44,8	36,5	22,5	79,7	79,7	11,9	21,1	18,3	15,0	15,7	15,6	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
BARBADOS	750,9	710,1	92,0	61,2	121,8	102,0	43,5	23,5	26,0	48,0	48,0	37,0	37,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0		
BOLIVIA	188,2	59,6	20,9	90,6	89,3	51,0	31,4	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	
BRASIL	114,3	143,0	34,9	30,6	63,9	61,1	39,1	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	
COLOMBIA	104,8	77,1	23,8	35,1	43,5	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	
COSTA RICA	104,8	77,1	23,8	35,1	43,5	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	
CUBA	120,0	112,5	21,4	63,6	79,5	25,7	13,4	24,7	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	
CHILE	45,7	-	56,2	75,6	78,1	53,1	46,7	32,4	22,7	100,3	64,0	13,7	11,5	7,9	3,2	7,1	7,3	3,2	7,1	7,3	3,2	7,1	7,3	3,2	7,1	7,3	3,2	7,1	7,3	3,2	
ECUADOR	-	-	6,6	47,6	55,8	47,5	31,2	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
EL SALVADOR	-	-	25,1	64,5	71,2	41,4	40,1	41,0	28,6	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1	43,1
GUAYANA	-	-	24,9	61,5	64,0	47,9	42,8	42,8	31,7	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8
GUATEMALA	-	-	79,9	64,5	73,4	58,0	43,1	37,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1
HONDURAS	-	-	31,7	52,1	54,7	49,4	37,1	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4
JAMAICA	-	-	30,2	48,5	50,3	37,6	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9
MEXICO	-	-	38,2	50,1	53,0	45,0	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8
NICARAGUA	-	-	28,7	47,6	48,4	34,9	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4	34,4
PANAMA	-	-	39,3	103,9	103,9	46,8	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4
PARAGUAY	-	-	44,3	61,3	67,6	38,8	50,0	52,4	26,8	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4
PERU	-	-	41,0	62,1	84,5	46,9	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2
REP. DOMINICAN	-	-	9,9	61,5	88,6	65,0	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2
SURINAME	-	-	63,0	88,6	88,6	65,0	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2	57,2
TRINIDAD Y TOB	-	-	32,6	60,2	63,2	33,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6	30,6
URUGUAY	-	-	64,4	121,9	142,5	61,4	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1
VENEZUELA	15,9	8,0	5,5	4,7	6,4	4,1	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	

Fuente: OLADE SIEE

PRECIOS DE ENERGETICOS
A 31 DICIEMBRE DE 1995

Producto	Precios en pesos Colombianos		Precios en Dólares		Precios Relativos Respecto a la Electricidad	
	\$/Unidad	\$/MBTU	US\$/unidad	US\$/MBTU	US\$/BL	US\$/MWh
Petróleo (Crudo de Castilla)*	138,61	\$/GL	5,89	US\$/BL	1,08	0,1
Carbón Mineral ***	9500,00	\$/TON	9,61	US\$/TON	0,37	0,0
Gas Natural Industrial (1)	1285,06	\$/MBTU	1,30	US\$/MBTU	1,30	0,1
Gas Natural Residencial(1)	1255,40	\$/MBTU	1,27	US\$/MBTU	1,27	0,1
Gas Natural Comprim.	4045,00	\$/MBTU	4,09	US\$/MBTU	4,09	0,2
Gas Licuado Cil.20 LBS	655,56	\$/GAL	27,85	US\$/BL	7,39	9,4
Gas Licuado Cil.40 LBS	634,16	\$/GAL	26,94	US\$/BL	7,15	0,3
Gas Licuado Cil.100 LBS	610,51	\$/GAL	25,94	US\$/BL	6,88	0,3
Gas Lic. Carroitanque	527,00	\$/GL	22,39	US\$/BL	5,94	0,3
Gasolina Corriente (3)	772,50	\$/GL	32,82	US\$/BL	6,78	0,3
Gasolina Premium (3)	958,10	\$/GL	40,71	US\$/BL	8,41	0,4
Cocinol	118,00	\$/GL	5,01	US\$/BL	1,04	0,0
Kerosene	772,50	\$/GL	32,82	US\$/BL	6,22	0,3
Diesel Oil	772,50	\$/GL	32,82	US\$/BL	5,99	0,3
Fuel Oil **	312,75	\$/GL	14,66	US\$/BL	2,26	0,1
Turbocombus JP-A **	582,60	\$/GL	27,30	US\$/BL	4,69	0,2
Gasolina Aviación **	782,00	\$/GL	36,64	US\$/BL	6,86	0,3
Electricidad Residencial (2)	44,25	\$/Kwh	44,76	US\$/MWh	13,12	0,6
Electricidad Comercial(2)	106,42	\$/Kwh	107,66	US\$/MWh	31,54	1,5
Electricidad Industrial(2)	89,01	\$/Kwh	90,04	US\$/MWh	26,38	1,3
Electricidad Total Usuario final	70,74	\$/Kwh	71,56	US\$/MWh	20,97	1,0

Fuente: Ecopetrol y Resoluciones Mirminas, precios para la ciudad de Bogotá

Tasa Promedio de Cambio anual95: \$912,93

* Precio promedio para entregas entre 2000 y 30000 galóns según vigencia 05/11/92

(1) Precio venta de gas natural entregado en gasoductos troncales

(2) Fuente: ISA-SINSE Tarifas indexadas con 1,39 mensual

(3) Precios promedios para la ciudad de Santafé de Bogotá

** Según resolución No. 32811 del 30 dic/91 fueron liberados y se revisan mensualmente, precios en plantas de abastecimiento, Fuel Oil precio en planta de Cartagena

*** Precio para 1995 consumo interno fijado por Resolución MME

Cuadro No.12

CAPACIDAD EFECTIVA DEL SISTEMA INTERCONECTADO
(MW)
1995

CENTRAL	HIDROELECTRICA	DIESEL MARINO	TERMO CARBON	TERMO GAS	TOTAL
EEB					
CANOAS	40,0				
SALTO I (1)					
SALTO II	70,0				
LAGUNETAS	72,0				
COLEGIO	300,0				
ZIPA II-III			103,5		
GUACA	310,5				
PARAISO	270,0				
GUAVIO	1.000,0				
TOTAL EEB	2062,5		103,5		2166,0
EPM					
TRONERAS	42,0				
GUADALUPE III	270,0				
GUADALUPE IV	202,0				
RIO GRANDE	75,5				
GUADALUPE	560,0				
PLAYAS	201,0				
LA TASAJERA	311,0				
MENORES	47,9				
TOTAL EPM	1709,4				1709,4
EPSA					
ALT.ANCHICAYA	345,0				
BAJ.ANCHICAYA	72,0				
SALVAJINA	270,0				
CALIMA	120,0				
YUMBO			48,0		
MENORES	2,0				
TOTAL EPSA	809,0		48,0		857,0
ELECTRIFICADORAS					
CHEC					
INSULA	18,0				
ESMERALDA	30,0				
SAN FRANCISCO	135,0				
MEN.(CHEC+CQR)	19,9				
RIO NEGRO	9,5				
TOTAL CHEC	212,4				212,4
TOLIMA -HUILA- CAQUETA					
MENORES-TOLIMA				3,6	
MENORES-HUILA				4,3	
TOTAL HUILA- CAQUETA				7,9	7,9

Continuación CAPACIDAD EFECTIVA DEL SISTEMA INTERCONECTADO

CENTRAL	HIDROELECTRICA	DIESEL MARINO	TERMO CARBON	TERMO GAS	TOTAL
NORDESTE					
PAIPA I			30,0		
PAIPA II			74,0		
ZULIA				0,0	
TIBU				15,0	
MENORES	18,0				
PALENQUE III				14,0	
PALENQUE IV				14,0	
BARRANCA I-II				22,0	
BARRANCA III				55,0	
BARRANCA IV				30,0	
BARRANCA V				20,0	
TOTAL NORDESTE	18,0		104,0	170,0	292,0
CEDELCA-CEDENAR					
FLORIDA II	24,0				
RIO MAYO	21,0				
MENORES	15,9				
TOTAL CEDENAR-CEDELCA	60,9				60,9
ICEL					
RIO PRADO	49,0				
PAIPA III			74,0		
TOTAL ICEL	49,0		74,0		123,0
CORELCA					
TERMOGUAJIRA				320,0	
EL RIO (1)				52,6	
LA UNION				45,5	
BARRANQUILLA			225,0		
COSPIQUE			36,0		
CHINU I,II,III				11,0	
BALLENAS I-II				28,0	
RIO MAR				9,1	
TURCHINU IV VII (1)-(2)				134,0	
TOTAL CORELCA			261,0	600,2	861,2
MIN HACIENDA					
CARTAGENA I-II				120,0	
CARTAGENA III				60,0	
TASAJERO			163,0		
TOTAL MIN HACIENDA			163,0	180,0	343,0

Continuación CAPACIDAD EFECTIVA DEL SISTEMA INTERCONECTADO

CENTRAL	HIDROELECTRICA	DIESEL MARINO	TERMO CARBON	TERMO GAS	TOTAL
CHB					
BETANIA	499,2				
TOTAL CHB	499,2				499,2
ISAGEN					
CHIVOR I	500,0				
CHIVOR II	500,0				
SAN CARLOS I	620,0				
SAN CARLOS II	620,0				
JAGUAS	170,0				
CALDERAS (1)	0,0				
ZIPA IV				66,0	
ZIPA V				66,0	
TABOR				25,0	
TOTAL ISAGEN	2410,0	25,0	132,0		2567,0
ECOPETROL					
GUALANDAY				40,5	
VALLE	39,5				
OCOA	40,5				
TOTAL ECOPETROL	80,0			40,5	120,5
GENERACION PRIVADA					
PROELECTRICA				90,0	
LAS FLORES				154,0	
TOTAL GEN. PRIVADA				244,0	244,0
GRAN TOTAL	7910,4	25,0	885,5	1242,6	10063,5

Fuente : ISA - CND

(1) Centrales con unidades en proceso de recuperación

(2) Antigua Chinú de ISA

Cuadro No.13

GENERACION ELECTRICA POR MERCADOS
(GWh)
1994 - 1995

MERCADO OPERATIVO	HIDRAULICA		VARIACION (%)		1994		TERMICA		VARIACION (%)		1994		TOTAL		VARIACION (%)	
	1994	1995	1994	1995	1994	1995	1994	1995	1994	1995	1994	1995	1994	1995	1994	1995
SISTEMA AISLADO (1)	0,0	0,0	NA	172,2	32,3	-81,2	172,2	179,0	3,9							
CHB	2681,0	1841,5	-31,3	0,0	0,0	NA	2681,0	1841,8	-31,3							
CORELCA (2)	0,0	0,0	NA	4594,3	5661,4	23,2	4594,3	5623,7	22,4							
CVC (VALLE DEL CAUCA) (3)	3060,4	2919,7	-4,6	223,0	227,9	2,2	3283,4	3147,6	-4,1							
EEB	7927,0	7728,2	-2,5	443,2	566,7	27,8	8370,3	8294,9	-0,9							
EPPM (4)	7985,3	8937,8	11,9	0,0	0,0	NA	7985,3	8937,8	11,9							
ELECTRIFICADORAS (5)	1343,7	1326,9	-1,3	1268,6	1787,5	40,9	2612,3	3152,1	20,7							
ISA	8968,7	9139,8	1,7	226,4	386,9	70,9	9215,1	9526,7	3,4							
PROELECTRICA	0,0	0,0	NA	481,6	644,2	33,8	481,6	644,2	33,8							
ECOPETROL	0,0	0,0	NA	232,5	296,1	27,4	232,5	296,1	27,4							
OTROS (6)	38,7	48,0	24,0	135,9	210,4	54,8	174,6	258,4	48,0							
TOTAL	32024,9	31941,9	-0,3	7777,7	9813,4	26,2	39802,6	41755,3	4,9							

Fuente: ISA-SINSE

N.A.: No aplica

(1) Corresponde a Amazonas y San Andrés y Providencia

(2) Comprende las electrificadoras Subsidiarias de CORELCA y CORELCA como empresa. Incluye Termoflores

(3) Corresponde al Valle del Cauca, que comprende mercados atendidos por EMCALI, EMCARTAGO, EMTULUA y EPSA.

(4) Comprende EPPM mercado propio. Empresa Antioqueña de Energía y Chocó.

(5) Restantes Electrificadoras del interior del país no incluidas en otros mercados. Incluye Tasejero e ICEL (Paipa III)

(6) Corresponde a generaciones menores de municipios de Antioquia y Quindío (hidráulica) y a OXI (térmica)

Cuadro No.14

VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA Y NUMERO DE SUSCRIPTORES
1994 - 1995

SECTOR	VENTAS (GWh)		NUMERO DE USUARIOS	
	1994	1995	1994	1995*
Residencial	14083,7	14627,5	5540969	5824469
Comercial	3100,5	3393,1	383437	414452
Industrial	9910,4	10150,4	60325	63308
Oficial	2020,2	1875,0	49185	48914
Alum.Público	1063,7	1101,0	25069	1411
Otros		496,8		16248
TOTAL	30178,5	31643,8	6058985	6368802

Fuente: ISA-SINSE

* Preliminar

Cuadro No.15

OFERTA DE ELECTRICIDAD (1)
(GWh)
1995

MES	GENERACION		IMPORTACION		TOTAL
	HIDRAULICA	TERMICA	SUBTOTAL	VENEZUELA	
Enero	2514,9	887,3	3402,2	26,3	3428,5
Febrero	2176,7	1031,1	3207,8	40,9	3248,7
Marzo	2361,9	1199,1	3561,0	57,5	3618,5
Abril	2329,9	1013,7	3343,6	49,6	3393,2
Mayo	2878,0	652,1	3530,1	12,6	3542,7
Junio	2797,8	623,3	3421,1	12,0	3433,1
Julio	2853,7	652,2	3505,9	12,6	3518,5
Agosto	2894,5	642,8	3537,3	19,1	3556,4
Septiembre	2760,1	755,8	3515,9	10,2	3526,1
Octubre	2918,6	700,5	3619,1	12,5	3631,6
Noviembre	2817,1	720,9	3538,0	21,5	3559,5
Diciembre	2638,7	934,6	3573,3	41,1	3614,4
TOTAL	31941,9	9813,4	41755,3	315,9	42071,2

Fuente: ISA-SINSE

(1) Incluye Amazonas y San Andrés - Providencia.

CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR SECTORES (1)
(GWh)
1995

MES	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL ALUMBRADO		OTROS	TOTAL
				PUBLICO	CONSUMO		
Enero	1198,3	262,9	807,9	157,0	89,2	40,4	2555,7
Febrero	1231,3	284,3	799,9	159,5	84,0	40,6	2599,6
Marzo	1171,4	266,9	877,9	167,6	92,3	41,9	2618,0
Abril	1203,4	286,8	840,2	171,3	96,2	42,1	2640,0
Mayo	1198,7	265,6	846,1	154,1	92,6	42,1	2599,2
Junio	1242,3	291,2	841,9	150,0	92,0	39,9	2657,3
Julio	1203,8	264,9	845,0	145,0	94,2	39,5	2592,4
Agosto	1246,0	291,3	840,4	155,0	89,7	38,7	2661,1
Septiembre	1222,9	277,4	858,7	147,1	91,2	39,2	2636,5
Octubre	1235,6	309,6	876,1	153,7	91,6	43,3	2709,9
Noviembre	1201,8	282,6	889,7	160,5	92,0	40,3	2666,9
Diciembre	1272,0	309,6	826,6	154,5	96,0	48,5	2707,2
TOTAL	14627,5	3393,1	10150,4	1875,3	1101,0	496,5	31643,8

Fuente : ISA-SINSE

(1) Incluye Amazonas y San Andrés - Providencia.

Cuadro No.17

EVOLUCION DE LOS INDICES DE PERDIDAS EN EL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO (%)

EMPRESA	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
AMAZONAS	28,6	25,5	25,8	21,6	22,0	20,9	19,9
CAQUETA	17,3	13,7	13,9	13,6	16,5	18,9	20,1
CEDELCA	29,4	25,2	23,5	23,0	21,3	23,7	25,9
CEDENAR	36,2	31,8	32,7	31,0	31,9	30,2	29,8
CENS	14,0	14,2	15,1	16,3	19,2	21,8	22,0
CESAR	29,7	27,0	27,6	25,1	23,9	24,6	30,8
CHEC	24,4	23,0	23,2	19,1	23,6	22,0	22,0
CHOCO	19,4	17,0	16,1	20,3	30,7	34,2	34,6
CORDOBA	25,7	22,6	24,0	24,7	28,7	27,8	32,2
CORELCA EMPRESA (4)	3,5	2,8	3,7	4,2	3,3	2,4	2,5
CORELCA GRUPO (3)	22,3	20,5	20,7	20,3	21,9	22,4	22,7
CVC MERCADO (1)	21,0	19,8	19,3	17,4	19,1	18,8	18,1
EADE	19,3	19,2	20,0	20,7	24,3	24,5	23,9
EBSA	12,1	10,2	11,5	11,3	13,2	13,3	11,7
EDEQ	28,9	23,4	21,9	18,2	21,8	23,5	ND
EEB (8)	22,3	23,1	20,1	18,5	24,7	24,7	24,9
EEC	18,5	18,8	17,2	16,1	17,2	17,8	ND
EEPPM	19,7	18,2	18,8	16,8	20,5	19,1	19,6
ELECTRANTA	26,1	23,6	22,4	21,1	22,6	24,8	21,7
ELECTRIBOL (5)	10,1	13,2	12,9	12,5	18,0	21,0	22,4
ELECTRIBOL (6)	10,1	13,2	12,9	12,5	18,0	19,1	20,4
ELECTRIFICADORAS (2)	21,1	19,9	20,4	18,6	20,4	20,9	20,7
EMCALI	21,0	18,6	17,5	14,8	17,4	17,0	16,1
EMCARTAGO	29,4	28,7	27,1	25,9	28,7	31,4	22,2
EMSA	25,6	18,2	19,1	19,6	21,5	20,8	22,3
EPP	26,8	25,1	23,7	20,9	21,4	20,6	ND
EPSA	21,0	22,5	22,8	22,4	22,3	21,8	22,3
ALTA TENSION	ND	1,61	2,27	2,28	2,01	1,28	1,1
BAJA TENSION	ND	18,7	17,6	17,1	17,3	18,8	19,6
ESSA (9)	17,1	16,9	16,9	14,1	15,7	15,0	14,6
GUAJIRA	29,1	27,1	24,8	26,9	29,7	25,4	27,0
HUILA	15,1	18,6	20,7	17,6	17,8	20,2	ND
ISA (7)	1,8	1,6	1,5	1,7	1,4	1,6	1,5
MAGANGUE	11,3	10,5	13,4	12,9	19,9	25,1	ND
MAGDALENA	30,5	28,1	27,9	25,9	27,5	28,6	ND
SAN ANDRES	18,7	13,2	20,5	17,5	21,8	22,5	ND
SUCRE	23,0	20,4	19,3	21,6	24,2	25,3	28,7
TOLIMA	19,1	18,2	20,1	14,6	18,4	20,8	ND
TULUA	13,8	10,2	10,9	12,3	13,6	16,2	12,8
SISTEMA TOTAL	23,0	21,7	21,1	19,8	22,8	22,7	22,9

Fuente : ISA- SINSE 20-mar-96

(1) Corresponde al Valle del Cauca : EMCALI, Cartago, Tulua y CVC Propio.

(2) Comprende las Electrificadoras del interior del país, el ICEL como empresa y Pereira

(3) Comprende las empresas subsidiarias de CORELCA mas CORELCA Empresa

(4) El índice se expresa como porcentaje de la Energía Disponible.

(5) Pérdidas de la Red de Interconexión. El índice se da como Porcentaje de la demanda del Sistema Total

(6) Índice de pérdidas considerando la energía de respaldo a PROELECTRICA como una exportación a otra empresa.

(7) Índice de pérdidas considerando la energía entregada de respaldo a PROELECTRICA como parte de su demanda

(8) El índice de pérdidas se revaluó desde marzo de 1993

(9) Si se consideran las ventas a otras empresas (entregadas en baja tensión) como parte de su demanda el índice sería de 14,98% para 1994

ND.No Disponible

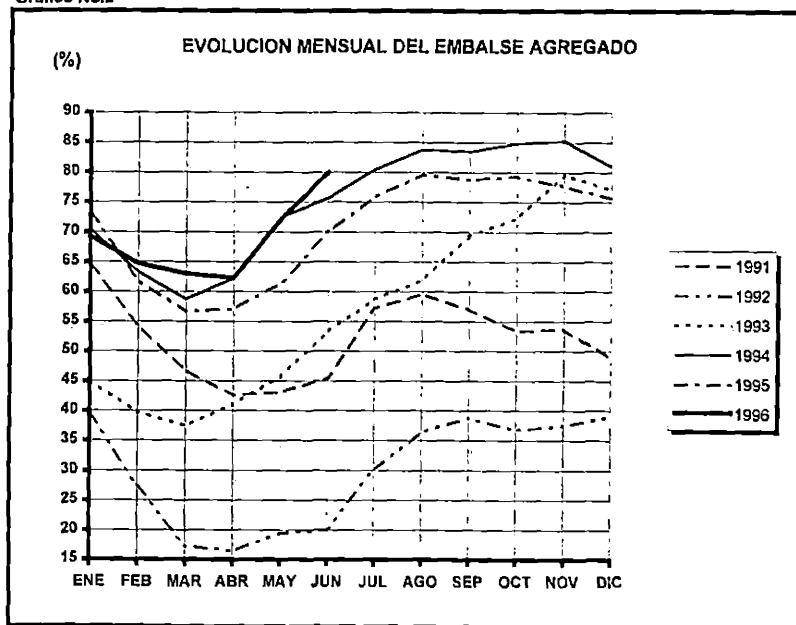
Cuadro No.18

EVOLUCION DEL EMBALSE AGREGADO NACIONAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO

MES	1991	1992	1993	1994	1995	1996
	%	%	%	%	%	%
ENE	64	39	45	70	73	69
FEB	54	27	40	63	62	65
MAR	47	17	37	59	57	63
ABR	43	16	41	62	57	62
MAY	43	19	46	72	61	72
JUN	45	20	53	76	70	80
JUL	57	30	59	80	76	
AGO	60	36	62	84	80	
SEP	57	39	69	83	79	
OCT	53	37	72	85	79	
NOV	54	37	80	85	78	
DIC	49	39	77	81	76	

Fuente : ISA-CND

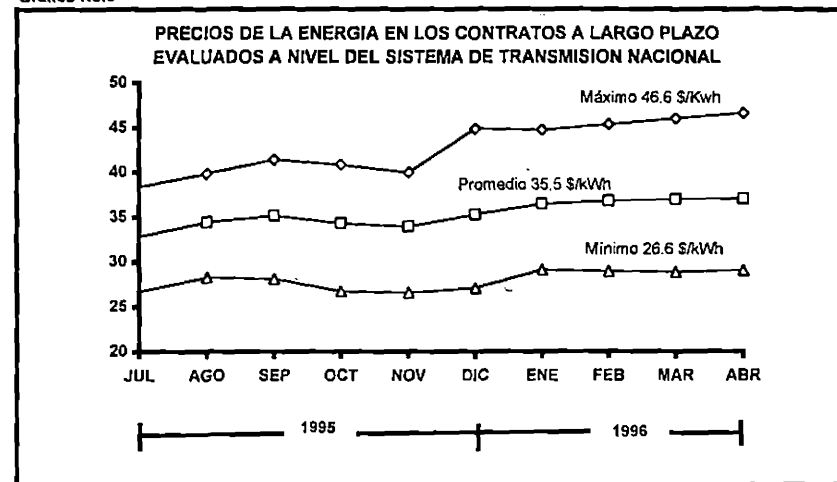
Gráfico No.2



Fuente : ISA-CND

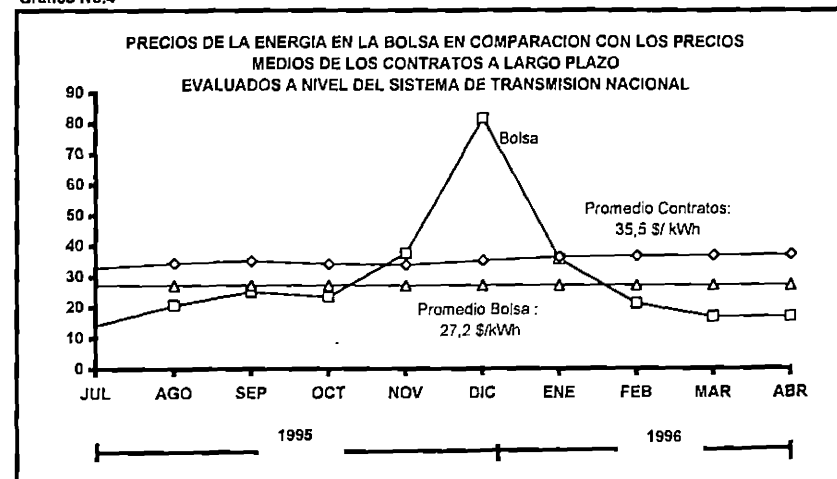
EVOLUCION DE LOS PRECIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA EN EL MERCADO MAYORISTA

Gráfico No.3



Fuente: ISA - Bolsa de Energía

Gráfico No.4



Fuente: ISA - Bolsa de Energía

CONTRATOS VIGENTES DE ASOCIACION
Diciembre 31 de 1995

CONTRATO	SOCIOS	CUENCA	HECTAREAS
LAGUNA	OXY/ALEJANDRA/	BOGOTA	151.200
LANCEROS	BRASPETRO/PLUSPETROL/	BOGOTA	197.515
CONDOROS	CARIBBEAN/	CAPA	317.980
FARALLONES	TRINITY/	CAPA	147.418
LAS VENTANAS	AMOCO/	CAT	312.950
LOS TOCHES	COPEX/	CAT	50.100
CHOCO CENTRAL	REPSOL.CO/	CHOCO	1.482.410
GUAJIRA	TEXPET/	GUAJIRA	77.765
ALCARAVAN	HARKEN/HUFFCO/	LLANOS	141.680
ARAUCA	BRASPETRO/	LLANOS	16.074
CANO CARANAL	AMOCO/ANDEX/HERITAGE/AMPOLEX	LLANOS	100.735
CANO LA HERMOSA-1	CMSNOMECO COL./	LLANOS	1.375
CASANARE	KELT/L.L. & E./HOMCOL/HOCOL/	LLANOS	50.112
COROCORA	KELT/HOCOL/	LLANOS	26.412
CRAVO NORTE	OXY/SHELL/	LLANOS	26.656
CUBARRAL	CHEVRON/	LLANOS	19.202
ESTERO	KELT/HOMCOL/HOCOL/	LLANOS	22.234
GARCERO	KELT/HOMCOL/HOCOL/	LLANOS	26.122
LLANOS-10	KELT/L.L. & E./	LLANOS	297.746
LLANOS-17	MOHAVE/AMPOLEX/HERITAGE	LLANOS	78.797
LLANOS-7	ESSO/	LLANOS	58.096
LLANOS-9	TOTAL/	LLANOS	123.218
MAPANA	CARIBBEAN/	LLANOS	50.957
OROCUE	KELT/HOCOL/	LLANOS	10.970
PIEDEMONTE	B.P./	LLANOS	287.404
PIEDEMONTE OCCIDENTAL	B.P./	LLANOS	114.025
PIRIRI	COPEX/TETHYS/TURNSECTOR/DYAS	LLANOS	69.755
PLAYERO	HARKEN/	LLANOS	4.226
RECETOR	B.P./INAQUIMICAS/DEE/	LLANOS	113.707
RIO BLANCO	CHEVRON/OPIC/	LLANOS	103.235
RIO CHITAMENA	B.P./TOTAL/TRITON/	LLANOS	4.681
RIO META-1	BRASPETRO/HOCOL/	LLANOS	10.664
RIO PLANAS	CASA INGLESA/	LLANOS	194.029
RONDON	OXY/SHELL/	LLANOS	10.056
SAMORE	OXY/COPECO/SHELL/	LLANOS	208.934
SANTIAGO DE ATALAYAS-1	B.P./TRITON/TOTAL/	LLANOS	26.644
TAPIR	HERITAGE/AMPOLEX	LLANOS	94.138
TAURAMENA	B.P./TRITON/TOTAL/	LLANOS	14.670
UPIA A, B Y C	LASMO/	LLANOS	26.639
FRAGUA	ARGOSY/NEO ENERGY/	PUTUMAYO	13.109
RIO PUTUMAYO	RAM/	PUTUMAYO	130.000
YURUYACO	ARGOSY/NEO ENERGY/	PUTUMAYO	15.653
CHIMICHAGUA	MAXUS/	VIM	164.900
MAGANGUE	LASMO/	VIM	8.356
ARMERO	PETROMINEROS/	VMM	4.990
BOCACHICO	HARKEN/	VMM	77.644
CASCAJALES	AMOCO/	VMM	185.670
COCORNA	OMINEX/SABA	VMM	4.828

Continuación CONTRATOS VIGENTES DE ASOCIACION

CONTRATO	SOCIOS	CUENCA	HECTAREAS
EL PINAL	TRC/	VMM	57.568
GUAYABO	TRC/	VMM	591.886
LAGUNILLAS	AIPCC/CASA INGLESA/	VMM	80.636
LAS AMELIAS	TRC/	VMM	132.605
LAS QUINCHAS	GEOPOZOS/	VMM	134.355
LEBRIJA	PETRONOR/SCIMITAR/	VMM	206
NARE	OMINEX/SABA/	VMM	16.502
OPON	AMOCO/OPON/HONDO/	VMM	50.044
PUERTO BOYACA	TEXPET/	VMM	119.606
PULI	AIPCC/PETRONOR	VMM	13.301
RIO MINERO	TEXPET	VMM	132.833
TISQUERAMA	PETRONOR/PETROSANT.COL	VMM	14.801
TORCORAMA	REPSOL.CO/SIPETROL/PLUSPETROL	VMM	116.210
APULO	PETRONOR/	VSM	23.407
ATAQUIRA	OXY/	VSM	184.912
BAMBUCO	L.L. & E./	VSM	42.114
BOQUERON	LASMO/OXY/	VSM	98.099
CAGUAN	BRASPETRO/TOTAL/SIPETROL/	VSM	6.756
CAMBULOS	HARKEN/	VSM	120.663
CHAPARRAL	HOCOL/	VSM	5.654
CUCUANA	GEOPOZOS/	VSM	46.766
DINDAL	GHK/PETROLINSON/	VSM	26.155
HOBO	BRASPETRO/TOTAL/	VSM	7.785
HUILA	PETROCOL/	VSM	8.121
PALERMO	HOCOL/	VSM	17.755
PATALO	HOCOL/	VSM	23.214
RIO BACHE	HOCOL/	VSM	5.599
RIO SECO	GHK/	VSM	17.465
SAN LUIS	HOCOL/TRITON/	VSM	13.050
TOLIMA	HOCOL/TRITON/	VSM	26.575
PATILLAL	GEOMET/	CERA	100.000

PARTICIPACION DE RIESGO

RUBIALES	COPEX/TETHYS/TURNSECTOR/DYAS	LLANOS	51.300
SANTANA	ARGOSY/NEO ENERGY	PUTUMAYO	34.782
ESPINAL	LASMO/CMSNOMECO INC./	VSM	103.561

ESPECIAL

LAS MONAS	EUROCAN/SABA/PETROSANTAND/	VMM	17.419
-----------	----------------------------	-----	--------

TOTAL AREA (Sin incluir Evaluación Técnica) 8.097.386

Fuente: Ecopetrol, Informe Anual Vicepresidenta de Operaciones Asociadas 1995

CAPA: Cauca-Patía ; CAT: Catatumbo ; CERA: Cesar-Ranchería

VIM: Valle Inferior Magdalena ; VMM: Valle Medio Magdalena ; VSM: Valle Superior Magdalena

PERFORACION DE POZOS DE DESARROLLO MEDIANTE CONTRATOS DE ASOCIACION
1995

COMPANIA	POZO	CONTRATO	PROFUNDIDAD PIES	RESULTADO FINAL
AIPC	TOQUI TOQUI -32	PULI	2.555	PRODUCTOR
ARGOSY	MARY-3	SANTANA	8.181	PRODUCTOR
ARGOSY	MARY-4	SANTANA	8.223	PP/CERRADO
B.P.	BUENOS AIRES - 10	TAURAMENA	15.130	PRODUCTOR
B.P.	BUENOS AIRES - 11	TAURAMENA	14.947	PRODUCTOR
B.P.	BUENOS AIRES - 12	TAURAMENA	15.863	PRODUCTOR
B.P.	BUENOS AIRES - 13	TAURAMENA	14.280	PRODUCTOR
B.P.	BUENOS AIRES - 14	TAURAMENA	18.325	PRODUCTOR
B.P.	BUENOS AIRES - 15	TAURAMENA	16.342	PRODUCTOR
B.P.	BUENOS AIRES - 16	TAURAMENA	16.057	PRODUCTOR
B.P.	BUENOS AIRES - 18	TAURAMENA	15.397	PRODUCTOR
B.P.	BUENOS AIRES - 2	TAURAMENA	15.250	PRODUCTOR
B.P.	BUENOS AIRES - 8	TAURAMENA	14.235	INYECTOR
B.P.	BUENOS AIRES - G9	TAURAMENA	15.328	PRODUCTOR
B.P.	CUPIAGUA-B4	TAURAMENA	17.119	PENDIENTE
B.P.	CUSIANA-K7	SANT. ATALAYAS	14.909	PRODUCTOR
B.P.	LOS MANGOS-42	SANT. ATALAYAS	3.022	PRODUCTOR
ESSO	LOS MANGOS-43	HOBO	3.050	PRODUCTOR
ESSO	LOS MANGOS-44	HOBO	2.924	PRODUCTOR
ESSO	BALCON-08	HOBO	11.820	INYECTOR
HOCOL	SAN FCO-115	PALERMO	4.190	INYECTOR
HOCOL	MORICHAL-04	PALERMO	15.500	PRODUCTOR
KELT	SANTIAGO-10	CASANARE	9.900	PRODUCTOR
LASMO	CAÑO LIMON-15	UPIA B	7.856	PRODUCTOR
OXY	CAÑO LIMON-16	CRAVO NORTE	7.900	PRODUCTOR
OXY	CAÑO LIMON-17	CRAVO NORTE	7.900	PRODUCTOR
OXY	CAÑO VERDE-04	CRAVO NORTE	8.550	PRODUCTOR
OXY	CAÑO YARUMAL-07	CRAVO NORTE	7.877	PRODUCTOR
OXY	CAÑO YARUMAL-08	CRAVO NORTE	7.900	PRODUCTOR
OXY	CAÑO YARUMAL-09	CRAVO NORTE	7.900	PRODUCTOR
OXY	CAÑO YARUMAL-10	CRAVO NORTE	8.000	PRODUCTOR
OXY	LA YUCA-59	CRAVO NORTE	8.000	PRODUCTOR
OXY	LA YUCA-60	CRAVO NORTE	7.900	PRODUCTOR
OXY	LA YUCA-61	CRAVO NORTE	8.015	SECO
OXY	LA YUCA-62	CRAVO NORTE	7.970	PRODUCTOR
OXY	LA YUCA-63	CRAVO NORTE	7.847	PRODUCTOR
OXY	LA YUCA-64	CRAVO NORTE	7.900	PRODUCTOR
OXY	LA YUCA-65	CRAVO NORTE	7.976	PRODUCTOR
OXY	LA YUCA-66	CRAVO NORTE	7.900	PRODUCTOR
OXY	LA YUCA-67	CRAVO NORTE	7.898	PRODUCTOR
OXY	MATANEGRA-21	CRAVO NORTE	7.839	PRODUCTOR
OXY	REDONDO-05	CRAVO NORTE	8.700	PRODUCTOR

Fuente: Ecopetrol

Cuadro No.21

PRODUCCION DE PETROLEO POR DEPARTAMENTOS
(Miles de Barriles)

DEPARTAMENTO	1994	1995	Variac.(%) 95/94
Antioquia	8.929,3	8.203,0	-8,1
Arauca	69.676,9	72.091,6	3,5
Bolívar	2.375,1	2.363,8	-0,5
Boyacá	2.104,3	2.102,0	-0,1
Casanare	19.508,7	62.092,7	218,3
Cauca	299,0	1.155,5	286,5
Cesar	663,5	625,4	-5,7
Huila	22.275,4	22.886,6	2,7
Cundinamarca	0,0	3,7	NA
Meta	20.330,1	22.561,7	11,0
Nariño	128,6	115,3	-10,3
Norte de Santander	2.040,8	1.855,7	-9,1
Putumayo	4.872,8	5.145,0	5,6
Santander	9.599,8	8.731,5	-9,0
Sucre	3,7	3,9	5,4
Tolima	3.287,5	3.466,6	5,4
TOTAL	166.095,5	213.404,0	28,5

Fuente : MME-DGH

NA: No Aplica

Cuadro No.22

PRODUCCION MENSUAL Y DESTINO DEL PETROLEO
(Miles de barriles)

MES	PRODUCCION		REFINACION		EXPORTACION		Variac.(%)	
	1994	1995	1994	1995	1994	1995	95/94	95/94
Enero	14.610	15.704	7.893	7.172	5.873	7.280	-9,1	23,96
Febrero	13.330	15.199	7.047	7.153	6.089	7.100	1,50	16,60
Marzo	14.331	17.066	7.955	8.292	5.768	7.832	4,25	35,78
Abril	14.237	16.642	7.966	7.635	5.915	8.368	-4,15	41,47
Mayo	10.784	17.382	7.530	7.992	2.625	9.829	6,14	274,44
Junio	12.581	18.175	7.437	5.712	5.098	10.430	-23,20	104,59
Julio	14.111	19.146	7.872	7.296	5.446	10.300	-7,31	89,13
Agosto	14.746	19.415	7.909	8.617	6.937	11.673	8,95	68,27
Septiembre	14.187	19.270	7.426	8.475	5.892	10.035	14,13	70,32
Octubre	14.823	19.596	7.193	7.892	7.177	12.026	9,73	67,56
Noviembre	13.161	17.985	6.825	8.613	5.662	10.351	26,20	82,82
Diciembre	15.195	17.824	7.014	8.612	6.410	8.198	22,79	27,89
TOTAL	166.096	213.404	90.065	93.461	68.892	113.422	3,77	64,64

Fuente: Ecopetrol; MME

Cuadro No.23

CARGA Y PRODUCCION EN REFINERIAS
1994
(Miles de Barriles)

PRODUCTO	CARGA	PRODUCCION	CONSUMO PROPIO
Aceite Dilucion	0,0	705,1	0,0
Acprn	6,6	20649,0	138,6
Alquitran Aromatico	0,0	321,8	1,6
Asfaltos	108,7	2043,3	105,0
Benceno	0,0	31,3	0,0
Bencina	7,3	623,6	3,0
Brea Combustible	0,0	70,6	0,0
Butano	2,2	0,6	0,0
Combustoleo (Fuel Oil)	0,0	19453,0	2868,1
Diesel Marino	0,0	277,6	1,8
Diluyente	0,0	5367,1	0,1
Disolventes	0,0	403,1	0,0
Gasoleo	7680,5	17002,9	0,0
Gasolina Aviacion	0,0	204,0	0,0
Gasolina Extra	0,0	2965,0	0,0
Gasolina Regular	0,0	27159,0	16,6
Kerosene	0,0	1436,7	1,7
Naftas	80,3	1914,9	5,6
Petroleo	90064,0	0,0	0,3
Propano (Glp)	0,0	6219,0	37,8
Residuo (Slop)	0,0	613,5	48,6
Tolueno	0,0	136,8	2,8
Turbo Combustible	0,0	5056,0	4,8
Otros	34330,0	35187,4	13,1
TOTAL	132279,6	147841,3	3249,5

Fuente: Ecopetrol; MME-UIME

Cuadro No.24

CARGA Y PRODUCCION EN REFINERIAS

1995

(Miles de Barriles)

PRODUCTO	CARGA	PRODUCCION	CONSUMO PROPIO
Aceite Dilucion	0,0	1486,2	0,0
Acprn	0,0	21969,4	121,3
Alquitran Aromatico	0,0	799,2	0,0
Asfaltos	0,0	2948,5	11,7
Benceno	0,0	40,0	0,3
Bencina	0,0	639,1	0,5
Brea Combustible	0,0	-38,0	0,0
Butano	2,2	6,0	0,0
Combustoleo (Fuel Oil)	0,0	20038,5	3,4
Diesel Marino	0,0	726,6	0,0
Diluyente	0,0	5444,1	0,0
Disolventes	0,0	436,7	0,1
Gasoleo	1770,0	17120,6	0,9
Gasolina Aviacion	0,0	213,0	2,1
Gasolina Extra	0,0	3823,0	2,1
Gasolina Regular	0,0	29936,0	52,8
Kerosene	0,0	1342,0	5,7
Naftas	0,0	1154,1	0,0
Petroleo	93461,5	0,0	0,0
Propano (Glp)	0,0	7010,0	9,7
Residuo (Slop)	0,0	486,8	0,1
Tolueno	0,0	169,9	2,8
Turbo Combustible	0,0	5662,0	2,8
Otros	22488,6	36390,3	16,3
TOTAL	117722,3	157804,0	232,6

Fuente: Ecopetrol; MME-UIME

Cuadro No.25

TRANSPORTE DE PETROLEO POR OLEODUCTOS DE ECOPELROL
(Miles de Barriles/día)

SECTORES	1990	1991	1992	1993	1994	1995
OLEODUCTOS DE ECOPELROL						
Tenay - Vasconia	56,6	57,9	51,8	58,2	69,0	70,3
Vasconia - Velásquez	11,8	16,0	10,2	14,1	15,8	15,7
Vasconia - Galán (CIB)	110,2	112,3	105,6	98,8	104,7	126,3
Galán - Ayacucho - Coveñas	37,8	33,6	48,6	24,5	27,5	21,1
Coveñas - Cartagena	61,0	66,6	56,5	61,9	55,5	55,8
Ayacucho - Galán (CIB)	22,6	16,7	6,9	13,3	14,7	13,7
Araguaney - El Porvenir	29,1	27,4	29,1	39,2	40,0	41,0
Apiay - El Porvenir	21,5	23,8	26,9	30,1	36,7	44,8
El Porvenir - Vasconia	51,5	57,1	66,0	73,2	71,6	213,0
TOTAL	402,1	411,4	401,6	413,3	435,5	601,7

OLEODUCTOS EN ASOCIACION

Caño Limón - Coveñas	189,2	178,7	192,1	200,7	190,8	194,2
Vasconia - Coveñas			19,4	34,6	41,3	147,8

Fuente: Ecopetrol, Distrito de Oleoductos 1995

Cuadro No.26

TRANSPORTE MARITIMO DE HIDROCARBUROS
(Miles de Barriles/año)

PUERTOS EMBARQUE-DESTINO	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Tumaco - Cartagena (1)	0,0	146,0	2949,3	0,0	5036,6	352,0
Cartagena - Buenaventura (2)	0,0	3066,0	3304,0	4221,3	3855,5	3472,1
Cartagena - Pozos Colorados (3)	3468,0	1058,5	197,6	82,1	261,0	805,2
Coveñas - Cartagena (4)	0,0	0,0	0,0	579,3	0,0	700,4
Pozos Colorados - B/Ventura (5)						667,3
TOTAL	3468,0	4270,5	6450,9	4882,7	9153,1	5997,0

Fuente: Ecopetrol, Distrito de Oleoductos 1995

(1) Crudo Orito para la Refinería de Cartagena

(2) Consumo de la Zona Occidental del País

(3) Excedentes de nafta virgen y gasolina motor hacia Barrancabermeja

(4) Crudo Caño Limón para la Refinería de Cartagena.

(5) Faltantes en la Refinería de Cartagena en Gasolina Motor

Cuadro No.27

TRANSPORTE DE PRODUCTOS REFINADOS POR POLIDUCTOS
(Miles de Barriles/día)

TRAYECTO	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Sectores Primarios							
B/Bermeja - Bucaramanga	8,8	8,9	8,5	9,0	8,4	9,3	10,1
B/Bermeja - Sebastopol	120,1	125,1	122,5	132,6	140,5	137,9	144,5
B/ventura - Yumbo	6,8	7,1	10,0	9,8	11,4	10,4	10,1
Cartagena - Barranquilla	11,7	11,5	11,3	11,5	12,0	13,2	13,2
TOTAL	147,4	152,6	152,3	162,9	172,3	170,8	178,0
Otros Sectores							
Sebastopol - Medellín	20,3	29,7	29,7	32,2	35,5	38,4	41,6
Sebastopol - Puerto Salgar	91,4	92,5	91,8	88,1	91,6	97,7	101,9
Puerto Salgar - Bogotá	62,1	64,0	63,9	70,0	73,9	71,5	73,8
Puerto Salgar - Mariquita	26,8	26,3	24,7	26,5	25,3	27,3	28,2
Mariquita - Manizales	16,8	16,0	14,5	15,2	14,4	15,6	14,9
Mariquita - Gualanday	9,0	9,0	9,0	9,4	10,0	10,9	12,1
Gualanday - Neiva	4,1	4,0	4,2	4,5	4,8	5,1	6,0
Manizales - Yumbo	7,1	12,7	11,6	15,1	13,2	19,1	12,0
Medellín Cartago Yumbo	7,9	11,2	11,2	13,3	15,6	17,9	20,9
Pozos Colorados - Galán	31,8	28,5	25,7	31,2	33,3	34,3	28,1
TOTAL	277,3	293,9	286,3	305,5	317,6	337,8	339,6

Fuente: Ecopetrol, Distrito de Oleoductos 1895

Cuadro No.28

BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS
VOLUMEN (Miles de Barriles)
1994-1995

MESES	EXPORTACIONES		Variac. (%)	IMPORTACIONES		Variac. (%)
	1994	1995	95/94	1994	1995	95/94
Enero	8.258	8.477	2,7	1.992	1.018	-48,9
Febrero	10.912	9.062	-17,0	796	1.599	100,9
Marzo	7.939	9.257	16,6	1.326	1.417	6,9
Abril	7.825	9.724	24,3	1.026	1.009	-1,7
Mayo	4.681	11.266	140,7	1.113	739	-33,6
Junio	6.946	11.467	65,1	1.095	1.427	30,3
Julio	7.101	11.510	62,1	1.159	520	-55,1
Agosto	8.555	13.554	58,4	1.325	1.396	5,4
Septiembre	7.803	12.295	57,6	995	939	-5,6
Octubre	8.420	13.486	60,2	1.664	970	-41,7
Noviembre	7.080	12.057	70,3	1.373	898	-34,6
Diciembre	8.175	10.186	24,6	1.699	1.497	-11,9
TOTAL	93.695	132.341	41,2	15.563	13.429	-13,7

Fuente: Ecopetrol; Empresas Petroleras

Cuadro No.29

BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS
VALOR (Miles de US\$)
1994-1995

MESES	EXPORTACIONES		Variac. (%)	IMPORTACIONES		Variac. (%)
	1994	1995	95/94	1994	1995	95/94
Enero	103.231	133.464	29,3	29.003	18.712	-35,5
Febrero	143.784	146.751	2,1	12.998	30.526	134,9
Marzo	98.845	152.491	54,3	22.377	28.347	26,7
Abril	105.231	162.898	54,8	19.328	23.567	21,9
Mayo	67.063	199.120	196,9	20.406	18.146	-11,1
Junio	113.702	187.837	65,2	22.122	30.116	36,1
Julio	120.717	180.102	49,2	23.845	10.043	-57,9
Agosto	130.657	220.237	68,6	28.103	27.150	-3,4
Septiembre	113.688	200.172	76,1	18.536	18.169	-2,0
Octubre	124.455	211.498	69,9	29.760	17.740	-40,4
Noviembre	106.644	194.684	82,6	25.423	15.628	-38,5
Diciembre	120.992	182.041	50,5	29.853	30.175	1,1
TOTAL	1.349.009	2.171.295	61,0	281.754	268.319	-4,8

Fuente: Ecopetrol; Empresas Petroleras

Cuadro No.30

PRECIOS PROMEDIO DE EXPORTACION PETROLEO CRUDO
(US\$ Barril)

Mes	1992		1993		1994		1995	
			Variac. (%)			Variac. (%)		
	1992	1993	93/92	1994	1995	95/94		
Enero	15,74	16,16	2,7	12,38	15,89	28,4		
Febrero	16,05	16,61	3,5	12,23	16,65	36,1		
Marzo	16,26	17,56	8,0	12,58	16,74	33,1		
Abril	17,70	17,36	-1,9	14,22	16,90	18,8		
Mayo	18,32	17,09	-6,7	15,94	17,93	12,5		
Junio	20,23	16,19	-20,0	17,38	16,49	-5,1		
Julio	19,40	14,90	-23,2	17,48	15,82	-9,5		
Agosto	18,41	15,21	-17,4	15,67	16,56	5,7		
Septiembre	18,80	14,48	-23,0	14,95	16,73	11,9		
Octubre	18,89	15,35	-18,7	15,26	15,78	3,4		
Noviembre	17,57	13,82	-21,3	15,37	16,53	7,5		
Diciembre	16,47	11,78	-28,5	14,97	17,90	19,6		
TOTAL	17,75	15,73	-11,4	14,79	16,63	12,4		

Fuente: Ecopetrol, Empresas Petroleras

Cuadro No.31

PRECIOS PROMEDIO DE IMPORTACION DE GASOLINA
(US\$ Barril)

Mes	1992		1993		1994		1995	
			Variac. (%)			Variac. (%)		
	1992	1993	93/92	1994	1995	95/94		
Enero	19,24	20,10	4,5	14,56	18,14	24,6		
Febrero	21,26	19,52	-8,2	16,35	18,93	10,9		
Marzo	21,71	21,44	-1,2	16,73	19,72	8,4		
Abril	23,62	22,87	-3,2	18,85	23,36	0,4		
Mayo	24,85	23,51	-5,4	18,34	24,48	7,5		
Junio	25,68	21,63	-15,8	20,14	21,21	16,0		
Julio	23,77	19,49	-18,0	20,51	19,04	19,4		
Agosto	23,37	19,78	-15,4	21,17	19,48	0,2		
Septiembre	23,32	18,29	-21,6	18,45	19,31	3,2		
Octubre	23,81	19,20	-19,4	17,86	18,20	9,1		
Noviembre	22,93	16,92	-26,2	18,44	17,64	4,7		
Diciembre	20,27	14,29	-29,5	17,52	20,43	3,9		
TOTAL	23,80	19,57	-17,8	18,26	20,01	-3,4		

Fuente: Ecopetrol, Empresas Petroleras

Cuadro No.32

REGALIAS DE HIDROCARBUROS LIQUIDADAS A DEPARTAMENTOS
1995
(Miles de pesos)

DEPARTAMENTO	DEPTO	MUNICIPIO	DEPTO NO		CORPES	CORPORACION	PUERTOS	FNR	TOTAL
			PRODUCTOR	NO PRODUC.					
Antioquia	8.012.417	4.439.009			421.706		2.130.726	2.752.188	17.756.047
Arauca	53.619.535	20.181.817			3.348.397		16.918.214	36.917.156	130.985.119
Bolivar	1.671.097	925.815			102.374		444.391	574.006	3.717.684
Boyacá	1.362.869	755.052			71.730		350.287	452.454	2.992.392
Casanare	56.267.313	20.975.880	206.538	569.216	2.961.341		15.464.505	32.262.034	128.706.826
Cauca	1.241.510	687.817			65.343		330.152	426.447	2.751.268
Cesar	605.192	335.286			31.852		160.937	207.877	1.341.145
Guajira	6.827.940	1.891.396			359.365		1.815.740	4.236.727	15.131.169
Huila	17.856.989	9.309.352			939.842		4.748.673	6.717.419	39.572.274
Meta	17.505.452	8.372.466			921.340		4.655.190	7.336.799	38.793.246
N. Santander	1.670.328	888.646			101.208		511.367	680.515	4.208.820
Nariño	91.635	52.589			5.551		28.047	36.228	230.996
Putumayo	3.731.963	2.191.945			244.982		1.237.805	1.598.831	10.127.286
Santander	11.831.913	6.555.076			622.732		3.146.440	4.064.147	26.220.309
Sucre	511.725	283.504			26.933		136.082	175.772	1.134.016
Tolima	3.467.513	1.921.043			182.469		922.101	1.191.047	7.884.172
TOTAL	186.275.391	79.766.695	206.538	569.216	10.407.165	1.515.461	53.000.656	99.611.647	431.352.769

Fuente: MME-DGH

EXPORTACION DE HIDROCARBUROS
PAIS DE DESTINO
(Miles de Barriles)

Mes	U. S. A.		PUERTO RICO		TRINIDAD Y TOB.		PERU		ARUBA		COSTA RICA		ANTILLAS HOLLAND.		OTROS		TOTAL	
	1994	1995	1994	1995	1994	1995	1994	1995	1994	1995	1994	1995	1994	1995	1994	1995	1994	1995
Enero	7.335	7.115	342	0	0	0	0	0	0	500	202	222	0	0	379	639	8.258	8.477
Febrero	7.450	5.118	1.867	0	200	525	0	0	315	1.056	220	227	0	0	860	1.357	10.912	9.062
Marzo	5.633	6.999	875	0	0	0	0	0	0	0	422	259	300	0	709	1.025	7.939	9.257
Abril	6.036	6.886	805	0	0	0	0	0	0	554	240	268	321	320	423	313	7.825	9.724
Mayo	3.690	6.659	106	0	0	0	0	0	0	2.137	200	0	0	761	685	450	4.681	11.266
Junio	5.302	7.635	767	0	0	525	0	0	0	184	0	241	0	0	877	1.372	6.947	11.467
Julio	6.232	8.793	500	108	0	0	0	0	0	0	0	242	0	0	369	316	7.101	11.510
Agosto	6.989	9.944	884	101	0	0	0	0	929	247	270	0	0	319	435	222	8.555	13.554
Septiembre	5.298	8.367	999	91	0	1.049	0	0	0	258	0	0	0	0	1.257	1.017	7.803	12.295
Octubre	7.893	7.713	0	604	0	524	0	0	527	225	266	0	0	282	302	1.205	8.420	13.486
Noviembre	5.990	8.046	525	643	0	525	0	0	0	0	0	0	0	285	0	280	7.080	12.057
Diciembre	6.468	6.889	770	640	0	0	0	0	0	0	270	0	0	313	623	1.024	8.174	10.186
TOTAL	74.316	90.164	8.431	2.293	200	3.148	1	16.740	315	5.897	2.014	2.265	1.219	1.986	7.199	9.846	93.695	132.341

Fuente: Ecopetrol, Empresas Petroleras

Cuadro No.34

IMPORTACION DE GASOLINA

Mes	VOLUMEN			VALOR		
	(Miles de Barriles)		Variac. (%)	(Miles de US\$)		Variac. (%)
	1994	1995	95/94	1994	1995	95/94
Enero	985	976	-0,9	14.316	17.712	23,7
Febrero	875	1.569	79,4	14.207	29.701	109,1
Marzo	1.263	1.204	-4,7	21.130	23.734	12,3
Abril	1.007	976	-3,1	18.980	22.799	20,1
Mayo	1.094	729	-33,4	20.051	17.851	-11,0
Junio	1.087	1.174	8,0	21.896	24.901	13,7
Julio	1.149	506	-56,0	23.574	9.626	-59,2
Agosto	1.166	1.146	-1,7	24.673	22.337	-9,5
Septiembre	1.199	721	-39,9	22.289	13.921	-37,5
Octubre	1.662	963	-42,1	29.671	17.529	-40,9
Noviembre	1.362	517	-62,0	25.114	9.122	-63,7
Diciembre	1.690	1.249	-26,1	29.604	25.502	-13,9
TOTAL	14.538	11.730	-19,3	265.505	234.736	-11,6

Fuente: Ecopetrol, Empresas Petroleras

PRODUCCION NACIONAL DE COMBUSTIBLES
1990-1995
(Miles de Barriles)

PRODUCTO	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Gasolina Regular	25.015	28.380	28.171	27.495	27.107	29.937
Gasolina Extra	2.834	2.450	2.342	2.576	2.966	3.823
Subtotal Gasolina Motor	27.848	30.830	30.513	30.071	30.072	33.760
Bencina y Cocinol	1.314	1.044	1.241	1.187	867	972
Subtotal Gasolinas	29.162	31.873	31.755	31.258	30.940	34.731
Diesel (ACPM)	15.076	16.296	17.042	18.188	20.612	21.969
Queroseno	2.133	1.756	2.025	1.701	1.437	1.342
JP-A	3.956	4.069	4.660	4.750	5.326	5.662
Subtotal Destilados Medios	21.166	22.120	23.727	24.638	27.375	28.973
Avigas	278	301	288	209	183	214
Propano	4.877	5.101	4.373	4.009	6.204	7.010
Subtotal Blancos	55.483	59.395	60.143	60.115	64.701	70.928
Fuel Oil	25.516	27.280	24.461	20.364	19.886	20.039
TOTAL	80.998	86.676	84.603	80.479	84.587	90.966

Fuente: Ecopetrol

Cuadro No.36

CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES
1994-1995
(Miles de Barriles)

PRODUCTO	1994	1995	Variación (%)
Gasolina Regular	41.930	42.922	2,4
Gasolina Extra	3.046	4.008	31,6
Subtotal Gasolina Motor	44.976	46.930	4,3
Bencina y Cocinol	480	407	-15,2
Subtotal Gasolinas	45.456	47.337	4,1
Diesel (ACPM)	17.385	18.891	8,7
Queroseno	1.323	1.374	3,8
JP-A	5.090	5.332	4,8
Subtotal Destilados Medios	23.798	25.597	7,6
Avigas	198	162	-18,2
Propano	6.303	6.758	7,2
Subtotal Blancos	75.755	79.854	5,4
Fuel Oil	518	1.441	178,2
Crudo Castilla	5.646	5.695	0,9
Subtotal Negros	6.164	7.136	15,8
TOTAL	81.919	86.989	6,2

Fuente: Ecopetrol

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

Cuadro No.37

PRODUCCION DE GAS NATURAL POR DEPARTAMENTOS *
(Millones de Pies Cúbicos)

DEPARTAMENTO	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Antioquia	2.982,2	2.818,7	2.057,3	1.993,4	2.266,3	2.214,5
Arauca	431,4	28,	3,5	4,4	60,7	378,8
Bolívar	1.713,2	1.624,4	1.562,2	1.518,	1.427,5	1.666,6
Boyacá	1.000,7	965,4	964,	602,6	597,8	545,1
Casanare	3.992,8	4.318,	5.922,9	9.070,1	13.061,7	84.939,
Cauca	0,	0,	0,	0,1	0,3	8,5
Cesar	47,4	39,4	28,6	64,3	113,9	192,9
Córdoba	1.418,2	1.490,3	1.181,8	1.071,9	517,5	0,
Cundinamarca	0,	0,	0,	1,6	0,	0,
Guajira	95.252,6	103.102,7	102.208,	102.705,4	103.131,6	112.061,5
Huila	8.499,6	8.178,4	8.452,9	7.786,5	8.086,4	8.680,2
Magdalena	3.869,1	1.356,6	0,	0,	0,	0,
Meta	1.728,7	2.879,1	3.781,3	4.900,	5.401,8	5.475,6
Nariño	823,7	587,8	1.275,3	656,3	626,1	660,7
Norte de Santander	2.755,3	2.160,1	2.394,2	2.582,9	2.543,9	2.547,4
Putumayo	6.563,4	5.214,6	4.995,6	5.547,	5.417,3	7.566,3
Santander	50.938,6	49.642,5	46.412,8	40.220,3	38.370,2	34.779,9
Sucre	1.499,5	988,3	1.129,3	9.060,9	9.073,8	8.460,8
Tolima	162,7	214,5	249,5	596,7	827,4	867,3
TOTAL	183.679,1	185.608,8	182.619,0	188.382,5	191.523,9	271.045,2
NETA	174.268,7	176.059,3	172.734,6	167.072,1	163.171,2	187.595,4

Fuente: MME - DGH

* Producción Fiscalizada, sin descontar Gas Reinyectado y Gas Lift

Cuadro No.38

EVOLUCION DE LAS INSTALACIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL
PERIODO: ENERO 1/95 A DICIEMBRE 31/95

EMPRESA DISTRIBUIDORA	A		B		INCREMENTO EN 1995 %
	DICIEMBRE 31/94	DICIEMBRE 31/95	PROGRAMADAS 1995	EJECUTADAS DURANTE 1995	
GASES DE LA GUAJIRA	12.811	14.566	2.000	1.755	13,7%
GASES DEL CARIBE	191.297	217.329	20.000	26.032	13,6%
SURTIGAS	154.408	181.116	20.000	26.708	17,3%
GASORIENTE	113.764	122.273	6.000	8.509	7,5%
GASES DE BIMEJA	27.240	30.299	3.500	3.059	11,2%
METROGAS	31.913	34.210	1.000	2.297	7,2%
GASES DEL ORIENTE	1.842	4.270	2.000	2.628	160,0%
ALCANOS DEL HUILA	48.870	56.173	3.000	7.303	14,9%
LLANOGAS	35.750	41.602	5.297	5.852	16,4%
GASES DEL CUSIANA	71	2.456	2.300	2.385	3359,2%
GAS NATURAL S.A.	172.103	233.319	60.000	61.216	35,6%
TOTAL PAIS	789.869	997.613	125.097	147.744	18,7%

Fuente: Ecopetrol - División Gas Natural y Combustibles Domésticos

Cuadro No.39

CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES

Mpc

SECTOR	1994		1995		Variación(%)
	1994	1995	1994	1995	
Centrales Térmicas	64817,1	72860,0	12,2	14,6	
Residencial	9367,6	10738,5	14,6	14,6	
Comercial y público	1653,1	1895,0	14,6	3,1	
Industrial	41495,4	42768,1	3,1	10,5	
Transporte	1590,4	1758,0	10,5	-6,6	
Ecopetrol	26130,3	24412,6	-6,6	6,4	
TOTAL	145153,9	154432,2	6,4		

Fuente: Ecopetrol

Cuadro No.40

RESERVAS DE CARBON
(Millones de Toneladas)
1995

ZONAS CARBONIFERAS	MEDIDAS	INDICADAS	TIPO DE CARBON
Guajira	3.670,0	0,0	TERMICO
Cesar	1.933,0	589,0	TERMICO
Cordoba	381,0	257,0	TERMICO
Santander	110,0	150,0	TERMICO Y METALURGICO
C/Marca y Boyacá	433,0	550,0	TERMICO Y METALURGICO
Antioquia	90,0	225,0	TERMICO
Valle del Cauca	19,0	44,0	TERMICO
TOTAL	6.636,0	1.815,0	

Fuente: Ecocarbón

Cuadro No.41

PRODUCCION NACIONAL Y EXPORTACIONES TOTALES DE CARBON
(Miles de Toneladas)
1994 - 1995

PRODUCCION	1994	1995 (p)	Variación (%) 95/94
Antioquia	1.139	1.100	-3,4
Boyaca	1.564	1.600	2,3
Cesar	1.870	3.713	98,5
Cordoba	255	77	1355,9
Cundinamarca	1.638	1.800	9,9
Guajira	14.480	16.031	10,7
N. Santander	1.046	1.200	14,7
Valle	630	500	-20,6
Otros	43	0	-100,0
TOTAL PRODUCCION	22.665	26.020	14,8
TOTAL EXPORTACIONES	17.708	19.714	11,3

Fuente: Ecocarbón
p: Provisional

Cuadro No.42

PRODUCCION DE CARBON POR RANGO DE MINERIA
(Miles de Toneladas)
1995 (p)

RANGO DE MINERIA	MILES DE TONELADAS
Gran Minería	17.251
Mediana Minería	4.241
Pequeña Minería	4.527
TOTAL	26.020

Fuente: Ecocarbón
p: Provisional

Cuadro No.43

PRODUCCION MINERA NACIONAL
1994 - 1995

MINERAL	Unidad	1994	1995	Var. (%)
METALES PRECIOSOS (1)	GRAMOS	27.741.362	27.997.358	0,9
Oro	Gramos	20.759.660	21.135.994	1,8
Plata	Gramos	5.897.930	5.886.389	-0,2
Platino	Gramos	1.083.773	974.975	-10,0
PIEDRAS PRECIOSAS (2)	QUILATES	7.201.704	6.305.903	-12,4
Esmeraldas	Quilates	7.201.704	6.305.903	-12,4
MINERALES METALICOS (5)	TONELADAS	1.504.344	1.689.012	12,3
Mineral de Hierro	Toneladas	609.915	734.000	20,3
Plomo (Concentrado)	Toneladas	290	457	57,6
Zinc (Concentrado)	Toneladas	0 ⁶	0 ⁶	NA
Cobre (Concentrado)	Toneladas	11.894	11.398	-4,2
Manganeso	Toneladas	220	1.000	354,5
Mineral de Níquel	Toneladas	882.025	942.157	6,8
MINERALES COMBUSTIBLES (3)	TONELADAS	22.527.000	26.020.000	15,5
Carbón	Toneladas	22.527.000	26.020.000	15,5
MINERALES NO METALICOS (4)	TONELADAS	21.702.999	28.711.696	32,3
Calizas	Toneladas	14.000.000	19.248.000	37,5
Mineral de Asbesto	Toneladas	128.800	122.000	-5,3
Azufre (Refinado)	Toneladas	53.357	60.000	12,5
Yeso	Toneladas	450.000	450.000	0,0
Barita	Toneladas	7.000	21.300	204,3
Feldespato	Toneladas	76.188	58.100	-23,7
Arcilla y Caolín	Toneladas	6.700.000 ⁷	7.300.000	9,0
Arenas Silíceas Cuarzo	Toneladas	N.D.	1.188.693	NA
Sal Terrestre	Toneladas	93.639	102.910	9,9
Sal Marina	Toneladas	116.361	131.946	13,4
Talco	Toneladas	18.000	18.000	0,0
Magnesita	Toneladas	10.747	10.747	0,0
Fluorita	Toneladas	800	720	-10,0
Roca Fosfórica	Toneladas	48.107	48.107	0,0

Fuentes: (1) Banco de la República(1994) y MME - DGM (1995)

(2) Mineralco S.A.

(3) Ecocarbón S.A.

(4) Dirección General De Minas - MME

(5) Empresas Explotadoras Del Sector

(6) No hubo producción de concentrados de zinc, durante estos dos años.

(7) Producción proyectada por la D.G.M. Incluye producción para industria cerámica y ladrillera durante 1994.

N.D.: No Disponible

N.R.: No Reportado

N.A.: No Aplica

Cuadro No.44

VALOR DE LA PRODUCCION MINERA NACIONAL
(Millones de Pesos Corrientes)

MINERAL	1994	1995	Var. (%)
METALES PRECIOSOS (1)	215.172,7	234.416,9	8,9
Oro	203.273,1	222.353,7	9,4
Plata	666,1	714,4	7,3
Platino	11.233,5	11.348,8	1,0
PIEDRAS PRECIOSAS (5)	358.529,0	416.291,5	16,1
Esmeraldas	358.529,0	416.291,5	16,1
MINERALES METALICOS (1)	120.868,7	198.597,5	64,3
Mineral de Hierro	4.156,1	5.240,8	26,1
Plomo (Concentrado)	17,4	27,4	57,5
Zinc (Concentrado)	0,0	0,0	N.A.
Cobre (Concentrado)	5.436,3	2.827,3	-48,0
Manganeso	N.D.	59,2	N.A.
Niquel (2)	111.259,0	190.442,9	71,2
MINERALES COMBUSTIBLES (4)	214.006,5	247.190,0	15,5
Carbón	214.006,5	247.190,0	15,5
MINERALES NO METALICOS (1)	79.885,7	129.534,6	62,2
Calizas	52.500,0	80.841,6	54,0
Mineral de Asbesto	1.237,8	1.289,1	4,1
Azufre (Refinado)	373,5	600,0	60,6
Yeso	3.480,9	N.D.	N.A.
Barita	245,0	1.239,2	405,8
Feldespatos	415,2	521,9	25,7
Arcilla y Caolín	18.914,1	29.530,9	56,1
Arenas Silic. y Cuarzo	N.D.	12.559,7	N.A.
Sal Terrestre (3)	676,4	895,8	32,4
Sal Marina	946,8	1.293,7	36,6
Talco	210,2	277,2	31,8
Magnesita	504,9	N.D.	N.A.
Fluorita	44,0	79,8	81,3
Roca Fosfórica	336,8	405,8	20,5
TOTAL	988.462,6	1.226.030,5	24,0

Fuentes: (1) Dirección General de Minas - S.E.P.

N.H.: No Hubo Producción

(2) Cerromatoso, Valor del Niquel contenido en Ferroniquel

* Datos provisionales

(3) Concesión Salinas

N.D.: No Disponible

(4) Eco carbón

N.A.: No Aplica

(5) Mineralco

Cuadro No.45

PRODUCCION DE ORO, PLATA Y PLATINO POR DEPARTAMENTO

DEPTO	ORO		PLATA		PLATINO		Variación (%)
	1994	1995(p)	1994	1995(p)	1994	1995(p)	
Amazonas	1.469,4	366,3	114,6	36,8	9.919,8	7.491,7	-24,5
Anloquia	4.911.018,5	5.899.768,8	2.091.656,0	2.033.986,3	3.229,1	10.406,8	222,3
Bolívar	5.797.642,8	7.687.798,9	1.416.043,4	2.021.136,5	1.665,6	2.616,7	58,1
Caldas	1.592.853,9	1.799.593,6	687.289,5	698.505,7	0,4	0,4	-98,9
Caquetá	247,5	9,1	33,7	0,4	150,8	10.039,9	7,1
Cauca	367.053,6	555.356,1	49.421,7	123.926,0	907,8	5.191,6	471,9
Córdoba	2.024.509,6	1.163.688,4	250.226,6	157.883,9	28,1	1.048.376,9	-11,5
Cundinamarca	4.841,2	7.276,5	55,2	823,2	49,4	928.151,2	-11,5
Chocó	1.784.249,4	1.536.554,3	214.571,6	154.269,4	28,1	928.151,2	-11,5
Guainía	154.879,3	118.717,4	4.107,7	2.637,3	35,8	928.151,2	-11,5
Guajira	264,0	257,9	24,8	36,6	55,5	928.151,2	-11,5
Huila	7.339,0	11.357,5	1.431,1	2.967,4	107,4	928.151,2	-11,5
Magdalena	2.700,5	0,0	259,5	0,0	100,0	928.151,2	-11,5
Meta	960,8	172,9	88,0	18,5	79,0	928.151,2	-11,5
Nariño	1.699.176,9	809.181,2	219.486,8	101.009,3	54,0	928.151,2	-11,5
Putumayo	19.135,6	6.598,8	1.813,7	689,6	62,0	928.151,2	-11,5
Quindío	6.663,8	1.856,0	1.037,7	269,4	74,0	928.151,2	-11,5
Risaralda	72.191,1	68.366,9	25.802,8	20.614,6	26,1	928.151,2	-11,5
Santander	1.286.890,9	929.426,5	782.532,4	488.047,0	37,6	928.151,2	-11,5
Sucre	0,0	0,0	0,0	0,0	N.A.	928.151,2	-11,5
Tolima	249.091,3	145.530,4	40.451,0	21.595,8	46,6	928.151,2	-11,5
Valle	766.713,5	393.596,9	110.173,8	57.887,2	47,5	928.151,2	-11,5
Vaupés	9.827,2	650,4	812,3	41,3	94,9	928.151,2	-11,5
Vichada	0,0	89,2	0,0	5,0	N.A.	928.151,2	-11,5
TOTAL	20.759.660,0	21.135.993,9	5.897.929,7	5.886.389,1	-0,2	1.083.772,6	974.975,2

* Fuente: Banco de la República. Incluye solamente las producciones compradas por el Banco (1994) y MME - DGM - Subdirección Evaluación de Proyectos (1995).

N.A.: No Aplica

(p) : Preliminar

VALOR DE LA PRODUCCION DE ORO, PLATA Y PLATINO POR DEPARTAMENTO

1994-1996
(Millones \$)

DEPTO	ORO		Variación (%)	PLATA		Variación (%)	PLATINO		Variación (%)
	1994	1995		1994	1995		1994	1995	
Amazonas	14,4	3,9	-73,3	0,0	0,0	-65,0			
Antioquia	48.014,9	62.066,4	29,3	236,1	246,9	4,5	103,0	87,2	
Arauca		0,0	NA		0,0	NA			
Bolívar	56.856,0	80.876,7	42,2	159,6	245,3	53,7	33,6	121,1	260,5
Boyacá		0,0	NA		0,0	NA			
Caldas	15.592,3	18.932,0	21,4	77,9	84,8	8,8	17,4	30,5	75,1
Caquetá	2,4	0,1	-96,0						
Cauca	3.604,0	5.842,4	62,1	5,6	15,0	169,5	104,3	125,2	20,0
Córdoba	19.776,7	12.242,0	-38,1	28,2	19,2	-31,9	9,2	60,4	556,9
Cundinamarca	46,8	76,5	63,6	0,1	0,1	67,1			
Chocó	17.475,3	16.164,8	-7,5	24,2	18,7	-22,6			
Guainía	1.516,4	1.248,9	-17,6	0,5	0,3	-30,9	10.865,6	10.803,8	-0,6
Guajira	2,6	2,7	4,1	0,0	0,0	76,3			
Guaviare		0,0	NA		0,0	NA			
Huila	71,6	119,5	66,9	0,2	0,4	123,3			
Magdalena	26,2	0,0	-100,0	0,0	0,0	-100,0			
Meta	9,3	1,8	-80,4	0,0	0,0	-76,9			
Nariño	16.652,6	8.512,7	-48,9	24,7	12,3	-50,5	94,4	93,1	-1,3
Putumayo	187,0	69,4	-62,9	0,2	0,1	-58,6			
Quindío	65,2	17,4	-73,2	0,1	0,0	-72,0			
Risaralda	709,3	719,2	1,4	2,9	2,5	-14,2			
Santander	12.604,5	9.777,7	-22,4	88,7	59,2	-33,2	2,4		-100,0
Sucre		0,0	NA		0,0	NA			
Tolima	2.438,8	1.531,0	-37,2	4,5	2,6	-42,3			
Valle	7.511,0	4.140,7	-44,9	12,5	7,0	-43,7	3,6	27,5	663,2
Vaupés	95,7	6,8	-92,9	0,1	0,0	-94,5			
Vichada	0,0	0,9	NA		0,0	NA			
TOTAL	203.273,1	222.353,7	9,4	666,1	714,4	7,3	11.233,5	11.348,8	1,0

* Fuente: Banco de la República. Incluye solamente las producciones compradas por el Banco (1994) y MME - DGM - Subdirección. Evaluación de Proyectos (1995).

N.A.: No Aplica

PRODUCCION MENSUAL DE ORO PLATA Y PLATINO*
(Gramos)

MES	ORO		Variación (%)	PLATA		Variación (%)	PLATINO		Variación (%)
	1994	1995(p)		1994	1995(p)		1994	1995(p)	
Enero	2.137.500,2	1.745.494,7	-18,3	615.266,3	429.752,6	-30,2	90.484,2	91.824,6	1,5
Febrero	2.044.736,4	1.800.091,2	-12,0	600.895,5	451.975,8	-24,8	105.193,1	78.672,4	-25,2
Marzo	2.361.151,6	2.294.160,5	-2,8	676.460,0	530.627,4	-21,6	113.509,9	93.433,5	-17,7
Abril	1.774.156,8	1.736.815,4	-2,1	550.788,4	443.329,5	-19,5	79.297,7	75.288,7	-5,1
Mayo	2.022.719,1	1.638.204,6	-19,0	620.390,8	450.264,8	-27,4	95.762,2	82.392,1	-14,0
Junio	1.945.785,9	1.807.269,7	-7,1	545.703,0	498.108,7	-8,7	74.753,7	59.752,0	-20,1
Julio	1.888.639,6	1.469.670,9	-22,2	515.244,1	418.009,3	-18,9	94.811,3	73.694,7	-22,3
Agosto	1.833.063,7	1.899.446,8	3,1	519.928,7	554.332,1	6,6	74.955,0	95.960,7	28,0
Septiembre	1.631.657,5	1.449.119,9	-11,2	465.916,8	400.686,2	-14,0	89.051,2	94.727,4	6,4
Octubre	1.212.241,2	1.754.990,4	44,8	334.710,9	533.442,3	59,4	79.669,7	80.283,1	0,8
Noviembre	885.707,5	1.747.614,5	97,3	216.668,1	595.988,0	175,1	84.051,1	87.666,2	4,3
Diciembre	1.022.300,5	1.803.115,4	76,4	235.957,1	579.872,6	145,8	102.233,5	61.279,8	-40,1
TOTAL	20.759.660,0	21.135.993,9	1,8	5.897.929,7	5.886.389,1	-0,2	1.083.772,6	974.975,2	-10,0

* Fuente: Banco de la República. Incluye solamente las producciones compradas por el Banco (1994) y MME - DGM - Subdirección. Evaluación de Proyectos (1995).

p: Preliminar

Cuadro No.48

VALOR MENSUAL DE LA PRODUCCION DE ORO, PLATA Y PLATINO
1994-1995
(Millones de Pesos)

MES	ORO		PLATA		PLATINO		Variación (%)	Variación (%)	Variación (%)
	1994	1995	1994	1995	1994	1995			
Enero	20.882,5	16.784,3	66,56	43,91	885,6	954,1	-19,6	-34,0	7,7
Febrero	19.777,4	17.660,3	66,18	47,07	1.048,4	842,6	-10,4	-28,9	-19,6
Marzo	22.955,5	22.462,8	77,26	54,85	1.154,1	1.003,7	-2,1	-29,0	-13,0
Abril	17.237,0	17.535,9	63,22	45,88	810,9	832,1	1,7	-27,4	2,6
Mayo	19.988,0	17.101,7	72,52	55,72	995,3	986,4	-14,4	-23,2	-0,9
Junio	19.319,3	18.659,2	63,45	62,46	775,4	697,8	-3,4	-1,6	-10,0
Julio	18.405,8	15.213,2	57,45	50,45	990,0	861,3	-17,3	-12,2	-13,0
Agosto	17.538,5	19.904,7	56,72	65,77	779,3	1.143,6	13,5	15,9	46,7
Septiembre	16.284,0	15.866,2	54,63	55,96	954,5	1.149,3	-2,6	2,4	20,4
Octubre	12.277,9	19.798,2	39,59	71,91	871,5	1.016,9	61,3	81,6	16,7
Noviembre	8.738,3	20.144,9	24,22	81,14	891,5	1.086,4	130,5	235,0	21,9
Diciembre	9.928,8	21.222,3	24,29	79,27	1.076,8	774,6	113,7	226,4	-28,1
TOTAL	203.273,1	222.353,7	666,1	714,4	11.233,5	11.348,8	9,4	7,3	1,0

* Fuente: Banco de la República. Incluye solamente las producciones compradas por el Banco (1994) y MME - DGM - Subdirección Evaluación de Proyectos (1995).

Cuadro No.49

**RECAUDO DE IMPUESTOS Y REGALIAS
DE METALES PRECIOSOS**
(Millones de pesos)
1995

DEPARTAMENTO	ORO	PLATA	PLATINO	TOTAL
Bolívar	3.236.850.327	9.765.917	6.206.542	3.252.822.786
Antioquia	2.488.461.610	9.824.883	4.392.860	2.502.679.353
Chocó	643.320.788	742.485	539.287.459	1.183.350.732
Caldas	764.202.288	3.416.629	1.500.389	769.119.306
Córdoba	502.649.472	779.728	3.207.568	506.636.767
Santander	378.947.200	2.263.484	0	381.210.684
Nariño	329.500.246	469.301	4.642.440	334.611.987
Cauca	236.148.586	599.354	6.315.736	243.063.676
Valle	163.990.886	267.985	1.405.262	165.664.133
Tolima	60.559.399	102.098	0	60.661.497
Guainía	49.133.732	12.417	0	49.146.149
Risaralda	28.522.278	97.860	0	28.620.137
Huila	4.868.333	14.297	0	4.882.630
Cundinamarca	3.013.848	3.879	0	3.017.727
Putumayo	2.747.303	3.280	0	2.750.583
Quindío	671.478	1.242	0	672.720
Vaupés	251.144	181	0	251.325
Amazonas	143.115	164	0	143.278
Meta	68.598	84	0	68.682
Guajira	100.049	170	0	100.219
Vichada	34.929	22	0	34.951
Caqueta	3.497	2	0	3.498
TOTAL	8.894.189.105	28.365.462	566.958.255	9.489.512.823

* Fuente: MME - DGM - Subdirección Evaluación de Proyectos.

Cuadro No.50

REGALIAS ASIGNADAS A PROYECTOS PRESENTADOS POR LOS ENTES TERRITORIALES
1995

Miles de \$

SECTOR	NACIONAL	COSTA	OCCIDENTE	C. ORIENTE	ORINOQUIA	AMAZONIA	BOGOTA	TOTAL
Energia Zonas Interconec.		4.973.338	3.589.100	2.108.000	500.000	500.000	296.000	11.966.438
Energia Zonas No Interco.			3.701.100	0	2.533.800	2.112.917		8.347.817
Rio Magdalena	14.000.000							14.000.000
Ecocarbón-Minería	12.127.500							12.127.500
Mineralco-Minería	5.197.500							5.197.500
Choc, Amaz, San And, Ind		649.670	612.000	0	361.000	976.080		2.598.750
Cuencas		1.111.000	888.500	691.000	100.000	235.600		3.026.100
Macizo Colombiano				693.000				693.000
Cars Menores Ingresos		1.140.420	603.950	639.000	431.206			2.814.576
Cars Regimes Especiales		628.000	160.000	749.700	578.100	360.334		1.726.434
Cars Distintas		378.000	1.001.600					2.129.300
Cementeras		450.000	512.000	903.880				1.865.880
Acerías		58.020	148.915	1.065.800				1.272.735
Refinacion		1.056.700		2.720.923	38.216	33.323		3.849.162
Parques Naturales			70.000	70.000				140.000
Auríferos			195.550					195.550
Proyectos Regionales		11.851.492	16.030.000	8.258.500	3.020.000	1.450.000	4.880.000	45.489.992
Destinacion Especifica		4.900.000	3.539.450	1.240.000	700.000		3.625.250	14.004.700
TOTAL	31.325.000	27.196.640	31.052.165	19.139.803	8.262.322	5.668.254	8.801.250	131.445.434

Fuente: MME-CNR

Cars: Corporación Autónomas Regionales

ANEXO LEGAL

PRESENTACION

Este anexo contiene la transcripción de las leyes 209, 226 (1995) y 286 (1996) y los decretos 27 y 28 del mes de marzo de 1996.

LEY 209 DE 1995
(agosto 30)

→ DEC. REG N° 0609
MARZO 1996

mediante la cual se crea el funcionamiento del Fondo de Ahorro y Estabilización petrolera.

El Congreso de Colombia,

DECRETA:

Artículo 1°. Créase el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera como un sistema de manejo de cuentas en el exterior, sin personería jurídica y con subcuentas a nombre de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, de los departamentos y municipios receptores de regalías y compensaciones monetarias y del Fondo Nacional de Regalías, por concepto de las retenciones que se hagan a ellos sobre los derechos que en cada unidad de producción les reconoce la legislación vigente, en especial la Ley 141 de 1994.

El traslado de estos recursos al Fondo no significa apropiación de ellos por parte de la Nación. Dicho traslado, tiene un carácter estrictamente temporal y propósitos exclusivos de ahorro fiscal y estabilización macroeconómica.

Los municipios no productores del departamento productor de hidrocarburos, no son objeto de la presente Ley.

Parágrafo. La obligación de retener recursos al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera no se aplica al particular vinculado con la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, mediante contrato de asociación petrolera.

Artículo 2°. Para efectos de lo dispuesto en la presente Ley se entenderá que una unidad de producción la constituye el campo o agrupación de campos de producción petrolera.

Se suprimirá que cada unidad de producción estará integrada por un campo de producción petrolero, salvo que el Gobierno Nacional a través de los Ministerios de Hacienda y Crédito Público y de Minas y Energía disponga que estará

constituido por dos o más campos que se agruparán cuando existan razones como vecindad, desarrollo conjunto o utilización de una infraestructura de servicios común.

Parágrafo. Los campos de Cusiana y Copiagua, constituyen una unidad de producción para los fines de la presente Ley. El Gobierno Nacional no podrá anexar nuevos campos a esta unidad de producción.

Artículo 3°. El Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera será administrado por el Banco de la República, mediante contrato suscrito por los Ministerios de Hacienda y Crédito Público y de Minas y Energía, que sólo requerirá para su validez y perfeccionamiento las firmas del Ministro de Hacienda y Crédito Público, del Ministro de Minas y del Gerente del Banco de la República y su publicación en el **Diario Oficial**, previa aprobación del Comité Directivo del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera.

Parágrafo. La Comisión de Administración de los Recursos del Fondo que se pacte con el Banco de la República, no podrá ser en ningún caso superior al tres por mil (3 x 1000) del valor de los activos patrimoniales anuales.

Artículo 4°. Para la aplicación de la presente Ley, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

1. **Ingreso.** Es la parte del valor de la producción mensual de una unidad de producción que, de acuerdo con la ley, corresponde a cada departamento o municipio receptor de regalías y compensaciones monetarias, al Fondo Nacional de Regalías o la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, calculado al precio de liquidación de regalías, el cual se expresará en dólares de los Estados Unidos de América.

Para la conversión se tomará como referencia la tasa de cambio representativa del mercado promedio del mes o trimestre al cual corresponde la liquidación.

La suma de los valores que corresponde a las entidades señaladas en el primer inciso del presente numeral, constituye el ingreso de la unidad de producción. No formará parte del ingreso de la unidad de producción la porción de petróleo crudo de propiedad de la entidad asociada con Ecopetrol.

2. **Ingreso básico.** Es el ingreso que corresponde según la ley a cada una de las entidades a que se refiere el numeral anterior, cuando el ingreso mensual que pertenece a cada categoría de entidades en la unidad de producción, sea alguno de los siguientes valores:

	Millones
Ecopetrol	US\$ 9.3333
Fondo Nacional de Regalías	2.0911
Departamentos productores	2.2625
Municipios productores	0.4670
Municipios portuarios	0.3421
Departamentos no productores receptores	0.2175

El ingreso básico de las entidades que conforman cada categoría se calculará mensualmente así:

El ingreso básico de la categoría a la que pertenece multiplicado por la participación porcentual de la entidad de los ingresos totales del mes, de la categoría correspondiente.

Cuando la unidad de producción esté integrada por dos campos petroleros: en producción, los valores señalados en el presente numeral se duplicarán. Cuando esté integrada por tres campos se multiplicarán por 2,75 y cuando esté integrada por cuatro o más campos por 3,25.

Los valores indicados en este artículo se ajustarán en el primer mes de cada año con el porcentaje de inflación de los Estados Unidos de América registrado el año inmediatamente anterior, medido por el índice de precios al consumidor.

3. **Ingreso adicional.** Es la suma que supera el ingreso básico.

4. **Ingreso adicional promedio.** Es el promedio de los ingresos adicionales mensuales, calculado a partir del primer mes en que cada una de las entidades a que se refiere el numeral 1° del presente artículo obtuvo ingreso adicional y hasta el mes en consideración.

Artículo 5°. El Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera se formará con las sumas que gire la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol por el exceso que presente el ingreso adicional de las entidades a que se refiere el numeral 1° del artículo anterior sobre el ingreso adicional promedio de las mismas, calculado en el respectivo mes. Sin embargo, la liquidación definitiva se hará cada trimestre.

Ecopetrol girará al Fondo, dentro de los diez (10) días siguientes a la fecha en que reciba la liquidación de los avances, los recursos que de acuerdo con la presente Ley corresponde a ahorrar a las entidades partícipes en él.

Si al efectuar la liquidación trimestral definitiva resulta un valor superior a las sumas pagadas como avance con cargo a ese trimestre, el saldo que deba retenerse con destino al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera deberá girarse dentro del los diez (10) días siguientes al recibo de la liquidación. Si, por el contrario, al efectuar la liquidación definitiva aparece que existe saldo a favor de

Ecopetrol, éste se descontará de las sumas que deba girar al Fondo en el siguiente trimestre.

Parágrafo. Las retenciones en favor del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera a que se refiere el presente artículo, sólo pondrán efectuarse a partir del 1° de enero de 1996. Salvo los municipios productores, cuyas retenciones sólo podrán efectuarse a partir del 1° de enero de 1997.

Artículo 6°. Para llevar a cabo las retenciones en favor del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, el Ministerio de Minas y Energía procederá de la siguiente manera:

1. Liquidará las regalías, compensaciones monetarias y participaciones que corresponden a los departamentos y municipios receptores de regalías y compensaciones monetarias y al Fondo Nacional de Regalías, de acuerdo con lo establecido en la Ley 141 de 1994 y remitirá la liquidación a Ecopetrol, dentro de los cinco (5) días comunes siguientes a su elaboración, la que las girará en pesos a sus destinatarios en porción que no deba ser retenida con destino al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera.

2. La porción de regalías, compensaciones monetarias y participaciones que conforme esta Ley deba ser retenida con destino al Fondo, será girada en dólares de los Estados Unidos de América por Ecopetrol a nombre de cada una de las entidades partícipes, previa conversión a la tasa de cambio representativa del mercado del día en que se haga la liquidación.

Ecopetrol utilizará su liquidez en el exterior para la realización de estos giros.

3. Así mismo, La Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, girará al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera la porción que le corresponda ahorrar sobre la producción de petróleo crudo de su propiedad.

Parágrafo. La entidades partícipes del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera podrán verificar trimestralmente, ante Ecopetrol y el Ministerio de Minas y Energía, la producción de sus yacimientos, las regalías recibidas y la participación o ahorro que conforme esta Ley deba ser retenida con destino al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, en caso de que existan discrepancias las entidades podrán hacer el reclamo correspondiente ante la Junta Directiva del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera y éste a su vez, le dará el trámite correspondiente.

Artículo 7°. Los derechos de las entidades partícipes en el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera estarán representados en unidades de igual monto y características. El número de unidades que corresponda a cada una de ellas se establecerá en proporción a las sumas retenidas.

El valor de las unidades se expresará en dólares de los Estados Unidos de América y se determinará diariamente, de acuerdo con el método que establezca el Banco de la República, previa aprobación del Comité Directivo del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera.

El Banco de la República definirá el método de valuación del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera teniendo en cuenta la clase, naturaleza y liquidez de los títulos en que se inviertan sus recursos. En todo caso, el método que se establezca deberá garantizar la adecuada repartición de las utilidades.

Artículo 8°. El Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera llevará contabilidad separada por cada unidad de producción, al igual que por cada entidad partícipe.

La Contabilidad del Fondo se llevará en dólares de los Estados Unidos de América.

El Gobierno Nacional fijará las normas relativas al manejo de las cuentas y subcuentas que integran el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, previa aprobación del Comité Directivo del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera.

Artículo 9°. Los resultados financieros del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera se contabilizarán diariamente en las subcuentas de las entidades partícipes y se reflejarán en el valor diario de cada una de las unidades que lo componen.

Dentro del primer mes de cada año calendario, el Fondo girará las utilidades acumuladas durante el año inmediatamente anterior, que correspondan a cada entidad, las cuales se utilizarán en la forma prevista por los artículos 14 y 15 de la Ley 141 de 1994.

Artículo 10. El Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera hará reintegro de sus recursos a las entidades partícipes solamente cuando el ingreso adicional promedio exceda al ingreso adicional conforme se indica a continuación:

1. El exceso del ingreso promedio adicional sobre el ingreso adicional, cuando dicho exceso sea igual o inferior al 2.5% del saldo de la cuenta del mes inmediatamente anterior.

2. Cuando el excedente supere el porcentaje indicado en el numeral 1°, el Fondo girará en cuotas mensuales el 2.5% del saldo del mes inmediatamente anterior.

3. Cuando el saldo de una cuenta sea igual o inferior al ingreso básico del mes, se repartirá en tres cuotas mensuales iguales.

Las sumas que de acuerdo con el presente artículo deban reintegrarse a las entidades partícipes en el Fondo, así como los intereses de que trata el artículo 9° de la presente Ley, serán giradas por el Banco de la República a la Empresa

colombiana de Petróleos, Ecopetrol, la cual deberá distribuir las dentro de los diez (10) días siguientes a la fecha en que la reciba. El Banco de la República efectuará los reintegros y pagará los intereses en dólares de los Estados Unidos de América y Ecopetrol hará la distribución de los mismos en moneda legal colombiana, de acuerdo con la tasa representativa del mercado del día en que se hagan los pagos.

Artículo 11. El Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera tendrá un Comité Directivo conformado de la siguiente forma:

- a) EL Ministro de Hacienda y Crédito Público, quien lo presidirá;
- b) El Ministro de Minas y Energía;
- c) El Director del Departamento Nacional de Planeación;
- d) El Presidente de Ecopetrol;
- e) El Gobernador de cada uno de los departamentos productores en cuyo territorio se encuentren los campos a que se refiere esta Ley;
- f) Un alcalde de un municipio productor por cada departamento productor, escogido por la Asamblea Departamental;
- g) Dos representantes de los departamentos y municipios no productores, escogidos por las Comisiones Terceras del Senado y Cámara, independientemente, a razón de uno por Comisión.

El Gerente del Banco de la República, en su calidad de Administrador del Fondo, será miembro del Comité, con voz, pero sin voto.

Los miembros del Comité Directivo sólo podrán delegar la asistencia a sus deliberaciones en el funcionario que les siga en jerarquía dentro de su entidad.

Parágrafo. El Gobierno Nacional tomará las medidas conducentes para la integración del Comité Directivo del Fondo dentro de los cuatro meses anteriores a la fecha en la cual se prevea que se efectuarán las primeras retenciones con destino al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera.

Artículo 12. El Comité Directivo del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera tendrá las siguientes funciones:

1. Estudiar y aprobar el Convenio con el Banco de la República para la administración del fondo.
2. Determinar la política de inversiones financieras con los recursos del Fondo, las cuales se harán en moneda extranjera o en títulos expedidos en el exterior, en condiciones de seguridad, rentabilidad y liquidez. Las inversiones de estos recursos podrán incluir la compra de títulos representativos de deuda externa colombiana.
3. Aprobar los estados financieros del Fondo.

4. Darse su propio reglamento.

Parágrafo. El ejercicio de las atribuciones indicadas en el numeral 2º de este artículo requiere el voto favorable del Ministro de Hacienda y Crédito Público.

Artículo 13. Será facultad del Administrador del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera decidir autónomamente sobre la compra y venta de títulos o valores financieros, de conformidad con la política trazada por el Comité Directivo.

Artículo 14. Los recursos retenidos en el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera sólo constituyen ingreso para las entidades partícipes en él cuando se produzca en favor suyo los reintegros a que tienen derecho.

En consecuencia, no son generadores de impuestos, ni podrán presupuestarse, contabilizarse o utilizarse como contrapartida o garantía de créditos antes de su percepción efectiva.

Sin perjuicio de lo dispuesto en la presente Ley, los departamentos y municipios productores y los nuevos departamentos no productores de la Orinoquía podrán disponer de los recursos ahorrados, con destino exclusivo para el prepagó de deuda contraída antes de la vigencia de la presente Ley.

Artículo 15. Los recursos retenidos en el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera no forman parte de las reservas internacionales del país.

Artículo 16. Las disposiciones de esta Ley se refieren únicamente a la producción de petróleo crudo y, en ningún caso a la de gas.

Artículo 17. Si los ingresos pactados llegaren a ser superiores a los previstos en esta Ley, la parte de los ingresos de Ecopetrol, que no deban ser ahorrados, podrán servir, una vez cubiertos los gastos de inversión de Ecopetrol, para atender las necesidades de recursos de carácter contingente de que trata el artículo 1º de la Ley del Plan Nacional de Desarrollo y de Inversiones Públicas, quedando excluida de esta consideración los recursos de entidades distintas a Ecopetrol.

Artículo 18. La presente Ley rige a partir de su promulgación, modifica la Ley 141 de 1994 y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

El Presidente del honorable Senado de la República,

Juan Guillermo Angel Mejía.

El Secretario General del honorable Senado de la República,

Pedro Pumarejo Vega.

El Presidente de la honorable Cámara de Representantes,

Alvaro Benedetti Vargas.

El Secretario General de la honorable Cámara de Representantes,

Diego Vivas Tafur.

REPUBLICA DE COLOMBIA - GOBIERNO NACIONAL

Publíquese y ejecútese.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a 30 de agosto de 1995.

ERNESTO SAMPER PIZANO

El Ministro del Interior,

Horacio Serpa Uribe.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Guillermo Perry Rubio.

El Ministro de Minas y Energía,

Rodrigo Villamizar Alvargonzález.

Benedetti
2

LEY 226 DE 1995
(diciembre 20)

por la cual se desarrolla el artículo 60 de la Constitución Política en cuanto a la enajenación de la propiedad accionaria estatal, se toman medidas para su democratización y se dictan otras disposiciones.

EL CONGRESO DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA,

DECRETA:

Artículo 1º. **Campo de aplicación.** La presente Ley se aplicará a la enajenación, total o parcial, a favor de particulares, de acciones o bonos obligatoriamente convertibles en acciones, de propiedad del Estado y, en general, a su participación en el capital social de cualquier empresa.

La titularidad de la participación estatal está determinada bien por el hecho de que las acciones o participaciones sociales estén en cabeza de los órganos públicos o de las personas jurídicas de la cual estos hagan parte, o bien porque fueron adquiridas con recursos públicos o del Tesoro Público.

Para efectos de la presente Ley, cuando se haga referencia a la propiedad accionaria o a cualquier operación que sobre ella se mencione, se entenderán incluidos los bonos obligatoriamente convertibles en acciones, lo mismo que cualquier forma de participación en el capital de una empresa.

Principios generales

Artículo 2º. **Democratización.** Todas las personas naturales o jurídicas, podrán tener acceso a la propiedad accionaria que el Estado enajene. En consecuencia, en los procesos de enajenación se utilizarán mecanismos que garanticen amplia publicidad y libre concurrencia y procedimientos que promuevan la masiva participación en la propiedad accionaria. La Ley 80 de 1993 no es aplicable a estos procesos de enajenación accionaria.

Artículo 3º. **Preferencia.** Para organizar el acceso efectivo a la propiedad del Estado, se otorgarán condiciones especiales a los sectores indicados en el siguiente inciso, encaminadas a facilitar la adquisición de la participación social, estatal ofrecida, de acuerdo al artículo 60 constitucional.

Serán destinatarios exclusivos de las condiciones especiales: los trabajadores activos y pensionados de la entidad objeto de privatización y de las entidades donde esta última tenga participación mayoritaria; los ex trabajadores de la entidad objeto de privatización y de las entidades donde ésta última tenga participación mayoritaria siempre y cuando no hayan sido desvinculados con justa causa por parte del patrono; las asociaciones de empleados o ex empleados de la

entidad que se privatiza, sindicatos de trabajadores; federaciones de sindicatos de trabajadores y confederaciones de sindicatos de trabajadores; los fondos de empleados; los fondos mutuos de inversión; los fondos de cesantías y de pensiones; y las entidades cooperativas definidas, por la legislación cooperativa.

Artículo 4º. Protección del patrimonio público. La enajenación de la participación accionaria estatal se hará en condiciones que salvaguarden el patrimonio público. El recurso del balance en que se constituye el producto de esta enajenación, se incorporará en el presupuesto al cual pertenece el titular respectivo para cumplir con los planes de desarrollo, salvo en el caso de que haga parte de los fondos parafiscales, en cuyo evento se destinará al objeto mismo de la parafiscalidad.

Artículo 5º. Continuidad del servicio. Cuando se enajene la propiedad accionaria de una entidad que preste servicios de interés público, se tomarán las medidas necesarias para garantizar la continuidad del servicio.

Procedimientos de enajenación

Artículo 6º. El Gobierno decidirá, en cada caso, la enajenación de la propiedad accionaria del nivel nacional, a que se refiere el artículo primero de la presente Ley, adoptando un programa de enajenación, diseñado para cada evento en particular, que se sujetará a las disposiciones contenidas en esta ley.

Artículo 7º. Corresponderá al Ministerio titular o a aquel al cual estén adscritos o vinculados los titulares de la participación social, en coordinación con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, diseñar el programa de enajenación respectivo, directamente o a través de instituciones idóneas, públicas o privadas, contratadas para el efecto según las normas de derecho privado.

El programa de enajenación accionaria se realizará con base en estudios técnicos correspondientes, que incluirán la valoración de la entidad cuyas acciones se pretenda enajenar. Esta valoración, además de las condiciones y naturaleza del mercado, deberá considerar las variables técnicas tales como la rentabilidad de la institución, el valor comercial de los activos y pasivos, los apoyos de la Nación, que conduzcan a la determinación del valor para cada caso de enajenación.

Parágrafo. Los programas de enajenación de acciones cuya titularidad corresponda a las entidades territoriales, de las sociedades de economía mixta teleasociadas, en las cuales exista participación de capital de Telecom, sólo podrán ejecutarse a partir del primero de enero de 1998.

Del diseño del programa de enajenación se enviará copia a la Defensoría del Pueblo para que ésta, si lo considera necesario, tome las medidas conducentes para garantizar la transparencia del mismo.

Artículo 8º. El ministro del ramo respectivo y el Ministro de Hacienda y Crédito Público presentarán el proyecto de programa de enajenación a consideración del Consejo de Ministros, el cual, previo concepto favorable, lo remitirá al Gobierno para su posterior aprobación.

Parágrafo. El plan de enajenación anual en forma global con sus avalúos preliminares respectivos, debe ser presentado para su conocimiento al Congreso de la República durante los primeros 60 días del año.

El Ministerio de Hacienda en un término de dos meses contados a partir de la vigencia de la presente Ley, presentará al Congreso una relación de las empresas estatales nacionales que pasan por un mal momento económico.

Artículo 9º. La enajenación de la participación accionaria se hará utilizando mecanismos que contemplen condiciones de amplia publicidad y libre concurrencia.

Quando se utilicen las operaciones de martillo se realizarán de conformidad con los reglamentos de funcionamiento de los martillos de las bolsas de valores y las reglas para su operación fijadas por la Superintendencia de Valores.

Artículo 10. Además de lo establecido en las disposiciones legales, el contenido del programa de enajenación, en cada particular, comprenderá los siguientes aspectos:

1. Establecerá las etapas en que se realizará el procedimiento de enajenación, teniendo en cuenta que, de manera privativa la primera etapa estará orientada a los destinatarios de las condiciones especiales indicados en el artículo tercero de la presente Ley.
2. Incluirá las condiciones especiales a las cuales se refiere el artículo siguiente de la presente Ley.
3. Dispondrá la forma y condiciones de pago del precio de las acciones.
4. Fijará el precio mínimo de las acciones que en desarrollo del programa de enajenación no sean adquiridas por los destinatarios de las condiciones especiales, el cual, en todo caso, no podrá ser inferior al que determinen tales condiciones especiales.
5. Indicará los demás aspectos para la debida ejecución del programa de venta.

Artículo 11. La enajenación accionaria que se apruebe para cada caso particular, comprenderá las siguientes condiciones especiales, de las cuales serán destinatarios exclusivos los mencionados en el artículo tercero de la presente Ley.

1. Se les ofrecerá en primer lugar y de manera exclusiva la totalidad de las acciones que pretenda enajenarse.

2. Se les fijará un precio accionario fijo equivalente al precio resultante de la valoración prevista en el artículo séptimo de la presente Ley, el cual tendrá la misma vigencia que el de la oferta pública, siempre y cuando, dentro de la misma, no hubiesen existido interrupciones. En caso de existir interrupción o transcurso del plazo de la oferta, se podrá ajustar el precio fijo por parte del Gobierno siguiendo los parámetros indicados en dicho artículo séptimo.

3. La ejecución del programa de enajenación se iniciará cuando el titular, o una o varias instituciones, hayan establecido líneas de crédito o condiciones de pago para financiar la adquisición de las acciones en venta, que impliquen una financiación disponible de crédito no inferior, en su conjunto, al 10% del total de las acciones objeto del programa de enajenación, las cuales tendrán las siguientes características:

- a) El plazo de amortización no será inferior a cinco años;
- b) La tasa de interés aplicable a los adquirentes destinatarios de las condiciones especiales no podrá ser superior a la tasa de interés bancario corriente certificada por la Superintendencia Bancaria, vigente al momento del otorgamiento del crédito;
- c) El período de gracia a capital no podrá ser inferior a un año. Los intereses causados durante dicho período de gracia podrán ser capitalizados, para su pago, junto con las cuotas de amortización a capital;
- d) Serán admisibles como garantía las acciones que se adquieran con el producto del crédito. El valor de las acciones, para determinar la cobertura de la garantía, será el precio fijo, inicial o ajustado, de venta de aquéllas.

4. Cuando los adquirentes sean personas naturales, podrán utilizar las cesantías que tengan acumuladas, con el objeto de adquirir estas acciones.

Artículo 12. Como consecuencia de la ejecución del programa:

1. Se procederá a cambiar los estatutos, si es del caso.
2. Se perderán los privilegios y terminarán las obligaciones que la entidad tenía, por sustentar el carácter de pública, de acuerdo con el porcentaje de acciones que queden en manos de los particulares.
3. Cesará toda responsabilidad originada en estas acciones por parte de los órganos públicos que sustentaban su titularidad, salvo aquella determinada por la ley o la que expresamente se haya exceptuado en el programa de enajenación.
4. Se adoptarán las demás medidas que correspondan al cambio de titularidad de las sanciones.

Artículo 13. Cuando el Estado decida enajenar las acciones de una empresa, el Gobierno excluirá del programa de enajenación los derechos que tal entidad posea sobre fundaciones, obras de arte y en general bienes relacionados con el patrimonio histórico y cultural.

Tales bienes y derechos serán transferidos a favor de la Nación o de la entidad pública de carácter nacional que el Gobierno determine.

Medidas para garantizar la democratización de la propiedad accionaria.

Artículo 14. El programa de enajenación que para cada caso expida el Gobierno dispondrá las medidas correspondientes para evitar las conductas que atenten contra los principios generales de esta Ley. Estas medidas podrán incluir la limitación de la negociabilidad de las acciones, a los destinatarios de condiciones especiales, hasta por dos (2) años a partir de la fecha de la enajenación; en caso de producirse la enajenación de dichas acciones antes de dicho plazo se impondrán multas graduales de acuerdo con el tiempo transcurrido entre la adquisición de las acciones y el momento de enajenación, dichas sanciones se plasmarán en el programa de enajenación.

Sin perjuicio de las disposiciones penales que le sean aplicables, si en cualquier momento se determina que la adquisición se realizó en contravención a estas disposiciones o a las que la reglamenten para cada caso en particular sobre el beneficiario o adquirente real, el negocio será ineficaz.

Sin perjuicio de las limitaciones que se puedan imponer a los destinatarios de condiciones especiales, los cargos del nivel directivo de la entidad en el proceso de privatización, sólo, podrán adquirir acciones por un valor máximo de cinco (5) veces su remuneración anual.

Artículo 15. La nulidad absoluta de los contratos de compraventa de acciones de entidades estatales sólo podrán ser alegada por las partes contratantes o por el Ministerio Público. La nulidad relativa sólo la podrá alegar aquel en cuyo favor está establecida.

En caso de ineficacia o de declaratoria de nulidad de los contratos de compraventa de acciones, sólo habrá lugar a la restitución de las acciones cuando el órgano público vendedor así lo solicite. En todo caso, no habrá lugar a obtener la restitución de acciones que se encuentran en poder de terceros de buena fe. Cuando no haya lugar a la restitución sólo podrá haber lugar a las reparaciones pecuniarias correspondientes.

Estas disposiciones, por ser de carácter procedimental, son de aplicación inmediata.

Artículo 16. En el programa de enajenación que para cada caso se adopte el Gobierno determinará el órgano encargado de otorgar las autorizaciones relacionadas con la adquisición de un porcentaje determinado de las acciones ofrecidas en venta y de las condiciones que deba reunir cada potencial adquirente, con el fin de preservar la continuidad del servicio.

Otras disposiciones

Artículo 17. Las entidades territoriales y sus descentralizadas, cuando decidan enajenar la participación de que sean titulares, se regirán por las disposiciones de esta Ley, adaptándolas a la organización y condiciones de cada una de éstas y aquéllas.

Los Consejos Municipales o distritales o las Asambleas Departamentales, según el caso autorizarán, en el orden territorial las enajenaciones correspondientes.

Artículo 18. Sin perjuicio de lo dispuesto en la presente Ley, cuando se trate de la enajenación de participación del Estado o del Fondo de Garantías de Instituciones Financieras en instituciones financieras o entidades aseguradoras, se aplicarán las disposiciones del Estatuto Orgánico del Sistema Financiero.

Artículo 19. No estarán incluidos dentro de los beneficiarios de condiciones especiales los fondos parafiscales, los fondos agropecuarios y pesqueros, incluyéndolos los fondos ganaderos y el Fondo Nacional del Café.

Artículo 20. La enajenación accionaria que se realice entre órganos estatales no se ajusta al procedimiento previsto en esta Ley, sino que para este efecto, se aplicarán únicamente las reglas de contratación administrativa vigentes. Así mismo, la venta de activos estatales distintos de acciones o bonos obligatoriamente convertibles en acciones sólo se sujetará a las reglas generales de contratación.

Artículo 21. Con el propósito de facilitar los procesos de enajenación de las propiedad accionaria estatal y la intermediación de valores, las sociedades comisionistas de bolsa podrán tener agentes y mandatarios para el desarrollo de su actividad, sin perjuicio de que la Superintendencia de Valores determine las reglas que considere necesarias para su adecuado funcionamiento.

Artículo 22. La enajenación accionaria de los fondos ganaderos se hará conforme a lo dispuesto en la ley que regula la materia.

Artículo 23. El 10% del producto neto de la enajenación de las acciones o bonos obligatoriamente convertibles en acciones, con exclusión de las correspondientes a las entidades financieras, se invertirá, por parte del Gobierno, en la ejecución de proyectos de desarrollo regional en la misma entidad territorial, departamental o distrital en la cual esté ubicada la actividad principal de la empresa cuyas acciones se enajenen.

Artículo 24. Cuando se produzcan decisiones judiciales que declaren la nulidad de los contratos de compraventa de acciones enajenadas a particulares por hechos no atribuibles a los compradores, el Gobierno podrá adoptar las medidas que considere convenientes destinadas a mantener la estabilidad de la empresa vendida, y podrá propiciar la continuidad de la participación privada en las mismas.

El Gobierno podrá tomar medidas tendientes a brindarles confianza y seguridad a los adquirentes y que prevengan perjuicios derivados de la acción del Estado por los eventos previstos en el inciso anterior.

Artículo 25. Las entidades vendedoras, directamente o a través de firmas especializadas, podrán realizar actividades de promoción de programas de enajenación de que trata la presente Ley con el fin de facilitar y organizar la participación de los beneficiarios de condiciones especiales en dichos programas. Para garantizar el cumplimiento de este propósito, las ofertas que se realicen a los beneficiarios de las condiciones especiales deberán realizarse durante un plazo mínimo de dos (2) meses.

Artículo 26. La presente Ley rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias, entre otras, el parágrafo 3º del artículo 311 del Decreto 663 de 1993.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a los ...

El Presidente del Senado de la República,

Julio César Guerra Tulena.

El Secretario General del Senado de la República,

Pedro Pumarejo Vega.

El Presidente de la Cámara de Representantes,

Rodrigo Rivera Salazar.

El Secretario General de la Cámara de Representantes,

Diego Vivas Tafur.

REPUBLICA DE COLOMBIA - GOBIERNO NACIONAL

Publíquese y ejecútese.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a 20 de diciembre de 1995.

ERNESTO SAMPER PIZANO.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Guillermo Perry Rubio.

LEY 0286 - 3 DE JULIO DE 1996

"Por la cual se modifican parcialmente las leyes 142 y 143 de 1994"

EL CONGRESO DE COLOMBIA,

DECRETA:

Artículo 1º: Tránsito de Legislación: Las empresas de servicios públicos deberán alcanzar progresivamente los límites establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994 y la Ley 223 de 1995 en materia de factores de contribución, tarifas y subsidios en el plazo y con la celeridad que establezca antes del 30 de noviembre de 1996 la respectiva Comisión de regulación. En ningún caso, el período de transición podrá exceder los plazos que se señalan a continuación:

1. Para los servicios de energía eléctrica y de gas combustible hasta el 31 de diciembre del año 2.000, y
2. Para los servicios de agua potable, saneamiento básico y telefonía pública básica conmutada hasta el 31 de diciembre de 2.001.

Artículo 2º: Las entidades descentralizadas, y demás empresas que estén prestando los servicios a los que se refiere la Ley 142 de 1994, se transformarán en empresas de servicios públicos de acuerdo con lo establecido en el artículo 17 de la Ley 142 de 1994, en un plazo hasta de dieciocho (18) meses a partir de la vigencia de la presente Ley.

Artículo 3º. Cuando las entidades territoriales hayan estado prestando directamente un servicio público y no se hayan constituido en empresas de servicios públicos, según lo había establecido el artículo 182 de la Ley 142 de 1994, se les concede un plazo hasta de dieciocho (18) meses a partir de la aprobación de la presente ley, para que se conviertan en empresas de servicios públicos.

Artículo 4º. Amplíase el plazo establecido en el artículo 181 de la Ley 142 de 1994, hasta por seis meses más.

Artículo 5º. Las contribuciones que paguen los usuarios del servicio de energía eléctrica pertenecientes al sector residencial estratos 5 y 6, al sector comercial e industrial regulados y no regulados, los usuarios del servicio de gas combustible distribuido por red física pertenecientes al sector residencial estratos 5 y 6, al

sector comercial, y al sector industrial incluyendo los grandes consumidores, y los usuarios de los servicios públicos de telefonía básica conmutada pertenecientes al sector residencial estratos 5 y 6 y a los sectores comercial e industrial, son de carácter nacional y su pago es obligatorio. Los valores serán facturados y recaudados por las empresas de energía eléctrica, de gas combustible distribuido por red física o de telefonía básica conmutada y serán utilizados por las empresas distribuidoras de energía, o de gas, o por las prestadoras del servicio público de telefonía básica conmutada, según sea el caso, que prestan su servicio en la misma zona territorial del usuario aportante, quienes los aplicarán para subsidiar el pago de los consumos de subsistencia de sus usuarios residenciales de los estratos I, II y III áreas urbanas y rurales.

Quedan excluidas del pago de la contribución, las entidades establecidas en el numeral 89.7 del artículo 89 de la Ley 142 de 1994.

Si después de aplicar la contribución correspondiente a los sectores de energía eléctrica y de gas combustible distribuido por red física, para el cubrimiento trimestral de la totalidad de los subsidios requeridos en la respectiva zona territorial, hubiere excedentes, éstos serán transferidos por las empresas distribuidoras de energía eléctrica o de gas combustible distribuido por red física, dentro de los cuarenta y cinco (45) días siguientes a su liquidación trimestral, al "Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos" de la Nación (Ministerio de Minas y Energía), y su destinación se hará de conformidad con lo establecido en el numeral 89.3 del artículo 89 de la Ley 142 de 1994.

Si después de aplicar la contribución correspondiente al servicio de telefonía básica conmutada para el cubrimiento trimestral de la totalidad de los subsidios requeridos en la respectiva zona territorial hubiere excedentes, éstos serán transferidos por las empresas prestadoras del servicio de telefonía, dentro de los cuarenta y cinco (45) días siguientes a su liquidación trimestral, al "Fondo de Comunicaciones del Ministerio" de la Nación (Ministerio de Comunicaciones) el cual los destinará como inversión social al pago de los subsidios de los usuarios residenciales de estratos I, II y III, atendidos por empresas deficitarias prestadoras del servicio y para lo estatuido en el literal e del numeral 74.3 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994.

Artículo 6º TRANSITORIO. El Gobierno Nacional hará la reglamentación inicial en lo pertinente a las contribuciones y transferencias de la telefonía básica conmutada, antes del 31 de diciembre de 1996.

Artículo 7º. La presente Ley rige a partir de su promulgación y deroga el párrafo 2 del artículo 40 de la Ley 142 de 1994, el artículo 179 de la Ley 142 de 1994 y las demás que le sean contrarias, especialmente las normas pertinentes contenidas en las leyes 142 y 143 de 1994.

EL PRESIDENTE DEL H. SENADO DE LA REPUBLICA

JULIO CESAR GUERRA TULENA

EL SECRETARIO DEL H. SENADO DE LA REPUBLICA

PEDRO PUMAREJO VEGA

EL PRESIDENTE DEL H. CAMARA DE REPRESENTANTES

RODRIGO RIVERA SALAZAR

EL SECRETARIO GENERAL DE LA H. CAMARA DE REPRESENTANTES

DIEGO VIVAS TAFUR

REPUBLICA DE COLOMBIA - GOBIERNO NACIONAL

PUBLIQUESE Y CUMPLASE

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a los - 3 de julio de 1996

ERNESTO SAMPER PIZANO.

EL VICEMINISTRO TECNICO DEL MINISTERIO DE
HACIENDA Y CREDITO PUBLICO, ENCARGADO DE LAS
FUNCIONES DEL DESPACHO DEL MINISTRO DE HACIENDA
Y CREDITO PUBLICO,

LEONARDO VILLAR GOMEZ

EL MINISTRO DE DESARROLLO ECONOMICO

RODRIGO MARIN BERNAL

**DECRETO NUMERO 0609 DE 1996
(marzo 27)**

por el cual se reglamenta la Ley 209 de 1995

El Presidente de la República de Colombia en ejercicio de la facultad prevista en el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política,

DECRETA:

Artículo 1°. Las retenciones en favor del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, a que se refiere el artículo 5° de la ley 209 de 1995, sólo podrán efectuarse a partir del 1° de enero de 1996, salvo que se trate de municipios productores, cuyas retenciones sólo podrán efectuarse a partir del 1° enero de 1997.

El ingreso adicional promedio se determinará tomando en consideración los ingresos obtenidos por cada una de las entidades a que se refiere el artículo 4° de la ley 209 de 1995, desde la fecha en que fue promulgada esta ley.

Parágrafo. Las retenciones a que se refiere el inciso primero del presente artículo se efectuarán con base en los ingresos provenientes de la producción obtenida a partir del 1° de enero de 1996, o del primero de enero de 1997, según el caso, sin perjuicio de que el cálculo del ingreso adicional promedio se efectúe en la forma prevista en el inciso segundo del presente artículo.

Artículo 2°. El Ministerio de Minas y Energía liquidará provisionalmente, cada mes, los avances de las regalías, compensaciones monetarias y participaciones a que se refiere el artículo 6° de la ley 209 de 1995, así como los avances previstos en el artículo 5° de la misma ley.

En dicha liquidación se señalarán los valores correspondientes a las categorías de ingresos definidas en el artículo 4° de la ley 209 de 1995, al igual que el precio de liquidación de las regalías y el monto de las compensaciones monetarias y participaciones.

La liquidación deberá efectuarse dentro de los 15 días hábiles siguientes al vencimiento del respectivo mes y se enviará a Ecopetrol dentro de los cinco días comunes siguientes a su elaboración.

Ecopetrol girará al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera dentro de los 10 días hábiles siguientes al recibo de la liquidación, los recursos correspondientes.

Artículo 3°. El Ministerio de Minas y Energía elaborará trimestralmente la liquidación definitiva de las regalías, compensaciones monetarias, participaciones y de la retención en favor del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera.

En la liquidación definitiva se señalarán los valores correspondientes a cada uno de los meses del trimestre en cuestión de las categorías de ingresos contempladas en el artículo 4° de la ley 209 de 1995, del precio de liquidación de las regalías, del monto de las compensaciones monetarias y participaciones y las retenciones a favor del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera.

Esta liquidación se efectuará dentro de los 30 días hábiles siguientes al vencimiento del respectivo trimestre y se remitirá a Ecopetrol dentro de los cinco días comunes siguientes a su elaboración.

Ecopetrol girará, cuando fuere el caso, dentro de los 10 días hábiles siguientes al recibo de la liquidación, el valor que de acuerdo con la ley corresponda al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera.

Parágrafo transitorio. No obstante, lo previsto en el artículo 2° del presente decreto, las liquidaciones mensuales de los avances correspondientes al primer trimestre de 1996 podrán elaborarse por el Ministerio de Minas y Energía y enviarse a Ecopetrol antes de finalizar el término previsto para efectuar la liquidación trimestral definitiva.

Artículo 4°. El Comité Directivo del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera deberá convocarse por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, mediante escrito dirigido a cada uno de los miembros con, por lo menos, cinco días hábiles de anticipación a la respectiva reunión, salvo que en el reglamento interno del comité directivo se prevea otro mecanismo.

Las reuniones del Comité Directivo se efectuarán en Santafé de Bogotá o en el lugar que señale su reglamento interno.

El Comité Directivo deberá reunirse por primera vez, antes de que se efectúe la primera retención en favor del fondo de ahorro y estabilización petrolera.

Parágrafo. Para efectos de lo previsto en el inciso final del presente artículo, el Ministerio de Hacienda deberá solicitar a la Asamblea Departamental respectiva y a las Comisiones terceras de Senado y Cámara, la designación de los miembros a que se refieren los literales f) y g) del artículo 11 de la ley 209 de 1995.

Artículo 5°. El presente decreto rige a partir de su publicación.

Publíquese y cúmplase

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 27 de marzo de 1996

ERNESTO SAMPER PIZANO

Viceministro de Hacienda Encargado de las funciones del Despacho del Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Santiago Herrera Aguilera.

Ministro de Minas y Energía,

Rodrigo Villamizar Alvargonzález.

DECRETO NUMERO 0625 DE 1996

(marzo 28)

Por el cual se modifica parcialmente el Decreto 2319 de 1994, reglamentario de la Ley 141 de 1994

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de la facultad prevista en el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política y en desarrollo de la Ley 141 de 1994,

DECRETA:

Artículo 1°. Modifícase el artículo 2° del Decreto 2319 de 1994, el cual quedará así:

Artículo 2°. El Ministerio de Minas y Energía elaborará mensualmente liquidaciones provisionales de las regalías y compensaciones monetarias que, de conformidad con la legislación vigente, se causen por la explotación de hidrocarburos de propiedad nacional, así como de las participaciones que en éstas correspondan al Fondo Nacional de Regalías y a los departamentos y municipios con derechos sobre las mismas.

Estas liquidaciones las deberá elaborar dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al vencimiento del mes que se liquida y, una vez efectuado lo anterior, las enviará a la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, para que ésta, como entidad recaudadora de las mencionadas regalías y compensaciones monetarias, gire en moneda legal colombiana a las entidades beneficiarias de las mismas las participaciones que les corresponden dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a su recibo.

Las liquidaciones definitivas las efectuará el Ministerio trimestralmente. Si de ellas resultare un valor superior a las sumas de las cantidades entregadas mensualmente por la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, como avance sobre las participaciones con cargo al trimestre liquidado, el saldo a favor de la entidad beneficiaria lo pagará la empresa dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo de la liquidación trimestral. Si, por el contrario, al efectuar la liquidación definitiva aparece que existe saldo a favor de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, éste se descontará del valor que corresponda a la respectiva entidad beneficiaria en el siguiente trimestre o en trimestres posteriores hasta su total compensación.

La Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, podrá efectuar préstamos de dinero a las entidades territoriales en cuyas jurisdicciones se adelanten explotaciones de hidrocarburos de propiedad nacional, para ser utilizados exclusivamente en los términos y para los efectos establecidos en los artículos 14 y 15 de la Ley 141 de 1994. Tales entidades podrán garantizar la contrapartida

con la pignoración parcial de las participaciones que les correspondan en regalías futuras.

Parágrafo. El procedimiento anterior será aplicado igualmente para las sumas que la entidad recaudadora o la Nación hayan entregado con anterioridad a la presente reglamentación a título de préstamo o avance por concepto de regalías y/o compensaciones por explotación de hidrocarburos y con destino a lo previsto en los artículos 14 y 15 de la Ley 141 de 1994.

Artículo 2º. El presente decreto rige a partir de su expedición, modifica el artículo 2º del Decreto 2319 de 1994 y deroga todas las normas que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Santa Fe de Bogotá, D.C., a 28 de marzo de 1996.

ERNESTO SAMPER PIZANO

Ministro de Minas y Energía,

Rodrigo Villamizar Alvargonzález.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01000362

BIBLIOTECA

Memorias al congreso nacional
1995-1996 / Rodrigo Villamizar
Alvargonzález

333.7 C718ri Ej.1

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA