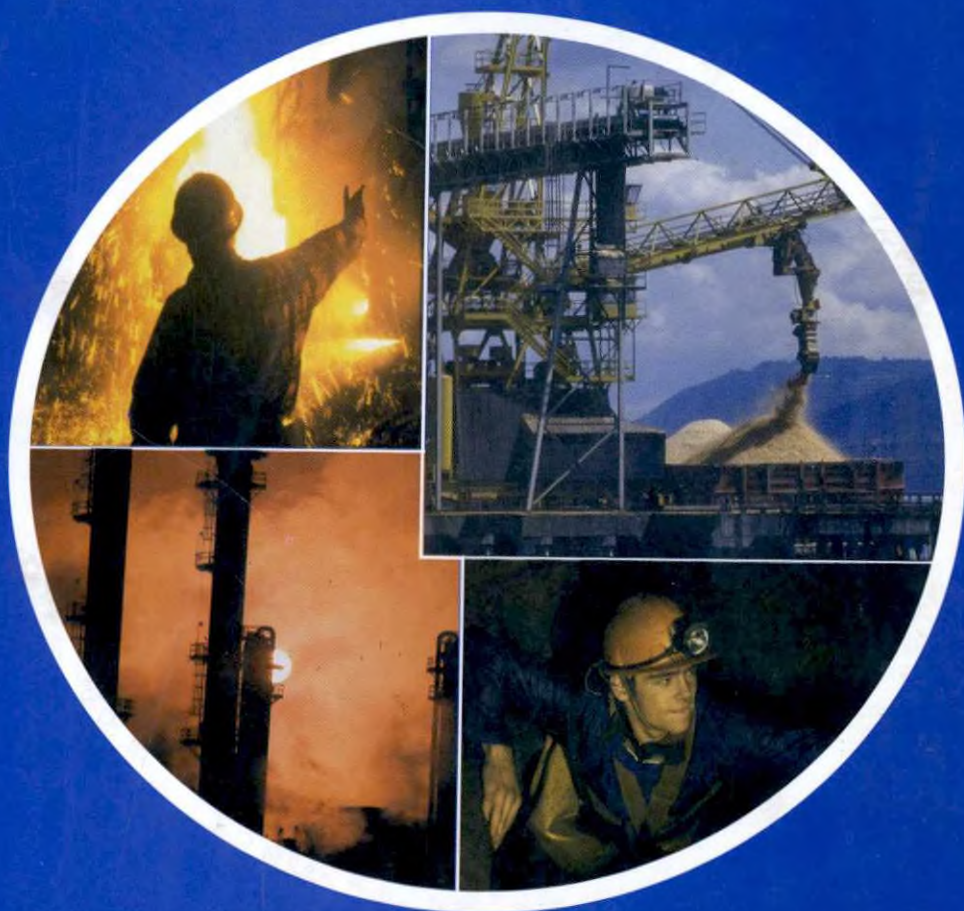


Orlando Cabrales Martínez



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

MEMORIAS AL CONGRESO NACIONAL 1997 - 1998



Orlando Cabrales Martínez

MEMORIAS AL CONGRESO NACIONAL 1997 - 1998



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

MEMORIAS AL CONGRESO NACIONAL 1997 - 1998

Orlando Cabrales Martínez

Coordinación:

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME
Ministerio de Minas y Energía

Impresión:

EDIFARNI LTDA.
Carrera 31 No. 77 - 00
Tels.: 2402963 - 2252582
www.edifarni.com
E-mail: edifarni@inter.net.co
Santafé de Bogotá, D.C.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Ministro

ORLANDO CABRALES MARTINEZ

Viceministro de Minas

JAIRO ISMAEL RODRIGUEZ SARMIENTO

Viceministro de Energía

GERMAN CORREDOR AVELLA (E)

Secretario General

JUAN MANUEL OTOYA ROJAS

Secretario Privado

DANIEL HERNANDEZ GARCIA

Oficina Jurídica

JUAN GUILLERMO DURÁN MANTILLA

Oficina de Control Interno

NELLY YOLANDA MOYA SARMIENTO

DIRECCIONES TECNICAS DEL MINISTERIO

Dirección General de Energía Eléctrica

OMAR CARDENAS LOPEZ

(hasta el 17 de junio de 1998)

Dirección General de Hidrocarburos

JULIAN PERTUZ BARRERA

UNIDADES ADMINISTRATIVAS ESPECIALES

Comisión de Regulación de Energía y Gas

JORGE PINTO NOLLA

Comisión Nacional de Regalías

FRANCISCO VILLAZON APONTE

Unidad De Planeación Minero Energética

ARCENIO TORRES ARIAS (E)

ENTIDADES VINCULADAS Y ADSCRITAS

Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol
ENRIQUE AMOROCHO CORTES
Antonio José Urdinola (hasta el 20 de noviembre de 1997)

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

Empresa Colombiana de Carbón - Ecocarbón
ALFONSO SAADE MEJIA

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

Minerales de Colombia S.A.-Mineralco
ALFONSO SAADE MEJIA (E)
Francisco Grijalba Silva (hasta el 5 de mayo de 1998)

Financiera Energética Nacional S.A. Fen
ALBERTO MONTOYA PUYANA

Interconexión Eléctrica S.A. ISA
JAVIER GUTIERREZ PEMBERTY

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

Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica - Corelca
RODOLFO B. SMITH KINDERMANN

Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - Icel
Cesar Augusto Piñeros Ramírez (E)
Luis Augusto García Perea (hasta 25 de junio de 1998)

Empresa Multipropósito Urrá S.A.
ALFREDO SOLANO BERRIO

Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas -
MARÍA HELENA RESTREPO RODRÍGUEZ
Gerente Liquidadora (E)
Cesar Humberto Arias Pabón (hasta el 15 de junio de 1998)

CONTENIDO

CARTA REMISORIA

SECCION A

NUEVA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL SECTOR MINERO ENERGETICO

3

SECCION B

EJECUTORIAS 1997-1998

9

1. SUBSECTOR ELECTRICO

9

1.1.	Participación del Sector privado en Generación y Distribución	9
1.2	Inversiones realizadas	12
1.3	Fenómeno del Pacífico	14
1.4	Generación	15
1.4.1	Proyectos Termoeléctricos que entraron en operación comercial	16
1.4.2.	Proyectos de generación térmica en construcción	17
1.4.3	Proyectos de generación hidroeléctrica en construcción	17
1.5	Interconexión y transporte	18
1.6	Electrificación rural y zonas no interconectadas	21
1.7	Fuentes alternativas de energía	22
1.8	Programa Plan de Inversión prioritarias de la Costa Atlántica - Planiep	24
1.9	Precios, tarifas y Subsidios	25
1.10	Gestión Ambiental	27
1.11	Regulación e innovaciones en materia legislativa	28

2. SUBSECTOR HIDROCARBUROS - PETROLEO

31

2.1	Introducción	31
2.2	Fondo de Estabilización petrolera	31
2.3	Inversiones	32
2.4	Exploración, reservas y producción	33
2.4.1	Exploración	33
2.4.2	Reservas	41
2.4.3	Producción	42
2.5	Refinación	43
2.6	Transporte y almacenamiento	44
2.6.1	Transporte de hidrocarburos	44
2.6.2	Almacenamiento	46
2.7	Comercio Exterior	48
2.8	Regalías	49
2.9	Gestión Ambiental	52

3. SUBSECTOR HIDROCARBUROS - GAS

54

3.1	Reservas	54
3.2	Producción	54
3.3	Suministro y consumo de gas natural	56

3.4	Creación de Ecogas	56
3.5	Realizaciones en el Plan de Masificación del uso del gas natural en áreas exclusivas	57
3.6	Gestión Ambiental	61
4.	SECTOR MINERO	62
4.1	Introducción	62
4.2	Recursos minerales	62
4.2.1	Investigación geológica	62
4.2.2	Carbón	63
4.2.3	Esmeraldas	66
4.3	Acuerdos y convenios Interinstitucionales	66
4.3.1	Acuerdo integral entre la Nación, Carbocol e Intercol	66
4.3.2	Convenio de cooperación internacional, entre Colombia y Francia	67
4.3.3	Convenio de cooperación Colombo Chileno	68
4.3.4	Convenio Interinstitucional	68
4.3.5	Convenio Minminas, Mineralco con diferentes gobernaciones	68
4.4.	Proceso de contratación zonas carboníferas	69
4.5	Infraestructura puerto integrado aguas profundas	70
4.6	Realizaciones del Ministerio de Minas y Energía	71
4.6.1	Aspectos técnicos	72
4.6.2	Aspectos legales	73
4.7	Realizaciones de la UPME	77
4.8	Adecuación de políticas para el desarrollo del subsector carbón	78
4.9	Conferencia Interparlamentaria de Energía y Minería	79
5.	GESTION AMBIENTAL MINERO ENERGETICA	80
SECCION C		
PLANES, PROGRAMAS Y PROYECTOS		83
1.	SUBSECTOR ELECTRICO	83
1.1	Plan de expansión	83
1.2	Expansión de la infraestructura	84
2.	SUBSECTOR PETROLEO	88
2.1.	Exploración y desarrollo	88
2.2	Producción	92
2.3	Refinación	93
2.4	Transporte abastecimiento	96
3.	SUBSECTOR GAS NATURAL	96
4.	SECTOR MINERO	98
ANEXOS:		99
ANEXO ESTADISTICO		101
ANEXO LEGAL		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 Regalías
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
FEP	Fondo de Estabilización Petrolera
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.
MINERCOL	Empresa Colombiana de Minerales
MME	Ministerio de Minas y Energía
PNR	Plan Nacional de Rehabilitación
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TEBSA	Termoeléctrica de Barranquilla S.A.
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética

ABREVIATURAS

Bls	Barriles
BOOM	Build Operate Own and Maintenance
BOMT	Build Operate Own, Maintenance and Transfer
BOT	Build Operate
BTU	Unidad Térmica Británica
Bpdc	Barriles por día calendario
Car's	Corporaciones Autónomas Regionales
Kbls	Miles de barriles
Kbdc	Miles de barriles día calendario
kBEP	Miles de barriles equivalentes de petróleo
Km	kilómetros
KUS\$	Miles de dólares americanos
kV	Kilovoltio
KWh	Kilowatio-hora
MW	Megavatio
GLP	Gas licuado del petróleo (propano)
Gpc	Miles de millones de pies cúbicos
GWh	Gigavatio-hora
Lb	Libras
m³	Metros cúbicos
Mbls	Millones de barriles
MBTU	Millones de BTU
MUS	Millones de dólares americanos
Mtm	Millones de toneladas métricas
Mpc	Millones de pies cúbicos
Mpcd	Millones de pies cúbicos-día
Mt	Millones de toneladas
MVA	Megavoltamperios
PAC	Proyecto de Aumento de la Confiabilidad
pc	Pié cúbico
PD	Plan de Desarrollo
PIB	Producto Interno Bruto
PRU	Proyecto de Recuperación de Unidades
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SIME	Subdirección de Información Minero Energética -UPME
STN	Sistema de Transmisión Nacional
tEP	Tonelada equivalente de petróleo
Ton	Toneladas
VIM	Valle Inferior del Magdalena
VMM	Valle Medio del Magdalena
VSM	Valle Superior del Magdalena

CARTA REMISORIA

Santafé de Bogotá, 20 de Julio de 1998

*Honorables
Senadores y Representantes
del Congreso de la República
Santafé de Bogotá, D.C.*

Me complace presentar al Congreso de la República el informe de las ejecutorias, planes y programas desarrollados por el Ministerio de Minas y Energía, sus Unidades Administrativas Especiales y las Entidades vinculadas y adscritas, realizadas en el período comprendido entre el 21 de julio de 1997 y 20 de julio de 1998, según lo dispuesto en el artículo 208 de la Constitución Nacional.

Estas memorias incluyen además de las principales realizaciones del Ministerio de Minas y Energía durante el período antes mencionado, los anexos: estadísticos, legal, así como los programas y proyectos que se están ejecutando y se seguirán ejecutando el próximo año en el Sector Minero Energético.

Honorables Congresistas: Cumple el suscrito con el deber constitucional impuesto en la corte, a los Ministros del Despacho de presentar, dentro de los primeros quince días de cada legislatura, un informe sobre el estado de las actividades relativas a cada Ministerio y sobre las reformas que se consideran pertinentes, según la dinámica sectorial y mundial.

Atentamente,

ORLANDO CABRALES MARTINEZ
Ministro de Minas y Energía

PRESENTACION

PRESENTACION

Este documento presenta las primeras realizaciones del Ministerio de Minas y energía, durante el período transcurrido desde el 21 de julio de 1997 y el 20 de julio de 1998, así como las tareas planeadas y en ejecución previstas en el Plan de Desarrollo durante este Gobierno.

Las estadísticas y otras realizaciones presentadas corresponden al año calendario de 1997, así como en algunos meses del año 1998 cuando fue posible.

El informe contiene 3 secciones y dos anexos. La primera sección comprende la nueva estructura organizacional del sector Minero Energético, la segunda comprende las ejecutorias y realizaciones del sector y la tercera comprende los planes y programas a realizar en las áreas minera y energética.

Se incluyen dos anexos: El primero contiene las estadísticas del sector Minero Energético y el segundo el texto de los principales Decretos.

En los capítulos presenta lo más relevante de cada subsector durante el período comprendido, de acuerdo con las diferentes actividades, inversiones y realizaciones. Igualmente se incorporan la reestructuración y la fusión de algunas entidades adscritas al Ministerio de Minas y Energía.

SECCION A
NUEVA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL
DEL SECTOR MINERO ENERGETICO

RESTRUCTURACION DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

La Constitución Política de 1991 señaló a los Ministerios como organismos de la Administración Pública encargados de definir las políticas generales en el sector administrativo que les ha sido encomendado; en consecuencia, sus funciones no serán de carácter ejecutor sino que tendrán como finalidad la planeación y la regulación del sector bajo su competencia.

Para el Ministerio de Minas y Energía, específicamente sus funciones están orientadas a" *Adoptar la política Nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos, así como la política sobre generación, transmisión, interconexión, distribución y establecimiento de normas técnicas en materia de electricidad, sobre el uso racional de energía y el desarrollo de las fuentes alternas y, en general, sobre todas las actividades técnicas, económicas, jurídicas, industriales y comerciales relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país, en concordancia con los planes generales de desarrollo*", de conformidad con lo establecido en el artículo 3o. del Decreto 2119 de 1992.

Para que las anteriores funciones puedan cumplirse a cabalidad, en forma eficiente, se determinó la reestructuración administrativa del Ministerio de Minas y Energía, cuya estructura orgánica será la dispuesta en el artículo 3o. del Decreto 1674 de 1997, expedido en virtud de las facultades extraordinarias que le fueron conferidas al Presidente de la República por el artículo 30 de la Ley 344 de 1996.

La estructura orgánica se integra por las siguientes dependencias:

1. Despacho del Ministro.
2. Oficina Jurídica.
3. Despacho del Viceministro de Energía
4. Despacho del Viceministro de Minas.
5. Dirección General de Hidrocarburos.
6. Subdirección de Hidrocarburos.
7. Despacho del Secretario General.

A lo anterior debe agregarse el Viceministerio de Hidrocarburos, creado por el artículo 17 de la Ley 401 de 1997.

Debe resaltarse que las funciones suprimidas por el Decreto 1674 de 1997 lo son únicamente en cuanto corresponden a la competencia del Ministerio de Minas y Energía, pero se seguirán cumpliendo por otras entidades del sector energético. Así, específicamente las funciones atribuidas por el Decreto 2119 de 1992 a la Dirección General de Minas se trasladan a la nueva Empresa Colombiana de Minerales - Minercol LTDA., que se crea por la fusión de Minerales de Colombia, Mineralco, y la Empresa Colombiana de Carbón Ltda., Ecocarbón LTDA., conforme lo dispone el Decreto 1679 de 27 de junio de 1997, a través del Ministerio de Minas y Energía, Mineralco, Ecocarbón e Ingeominas conformaron grupos de trabajo encargados de la nueva planta de personal, perfiles profesionales y sus respectivas funciones, se espera que durante el segundo semestre del presente año entre en funcionamiento Minercol.

La Secretaría General del Ministerio de Minas y Energía, se convierte en el núcleo de la actividad administrativa, apoyada con grupos de trabajo, que serán altamente tecnificados en cada una de las áreas que les sean confiadas y el ejercicio de las funciones de planeación y regulación se ve fortalecido con la asignación de funciones a los Viceministerios de Minas, Energía e Hidrocarburos, que son órganos del más alto nivel, con la capacidad técnica necesaria para prestar apoyo en las distintas áreas del sector energético.

Finalmente, debe señalarse que el Decreto 1674 de 1997 suprimió distintos niveles jerárquicos internos, y determinó una estructura plana, flexible, conforme a los postulados de la administración pública más moderna, lo que redundará en el cumplimiento eficiente y eficaz de las funciones públicas encomendadas al Ministerio de Minas y Energía.

REFORMA INSTITUCIONAL

El Decreto 1682 del 27 de junio de 1997, “ Por el cual se suprime el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas”, estableció, en su artículo 5º, la facultad al Gobierno Nacional para distribuir las funciones de ese Organismo en las entidades públicas que determine.

A su turno, de conformidad con lo previsto en el Decreto 1683 del 27 de junio de 1997, el Gobierno Nacional ordenó la fusión de la Unidad de Información Minero-Energética a la Unidad de Planeación Minero-Energética y otorgó un plazo de 90 días para la adopción de la nueva Planta de Personal. Para lo cual se expidieron los siguientes decretos:

- Decreto No. 2741 del 13 de noviembre de 1997, “ Por medio del cual se establece la estructura interna de la Unidad de Planeación Minero Energética y se determinan las funciones de sus dependencias “.
- Decreto No. 2742 del 13 de noviembre de 1997, “ Por medio del cual se establece la Planta de Personal de la Unidad de Planeación Minero Energética, adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

Con base en las disposiciones legales citadas, la Unidad profirió el Manual de Funciones y Requisitos.

- Decreto No. 2740 del 13 de Noviembre de 1997, “ Por medio del cual se asignan unas funciones del Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas a la Unidad de Planeación Minero Energética “.

SECCION B
EJECUTORIAS 1997-1998

EJECUTORIAS 1997-1998

1. SUBSECTOR ELECTRICO

Durante 1997 y 1998 las autoridades energéticas han realizado un estricto seguimiento a la evolución del fenómeno del Pacífico y a la entrada en operación de nuevos proyectos de generación adoptando las medidas necesarias para asegurar la satisfacción de la demanda y mantener la normal prestación del servicio eléctrico.

1.1 PARTICIPACION DEL SECTOR PRIVADO EN GENERACION Y DISTRIBUCION

Durante el año que terminó, grandes hechos nacionales en el sector energético hicieron parte de las actividades a destacar. Igual que en 1996, el Gobierno continuó con el proceso de reestructuración de las empresas del sector energético, principalmente de las dedicadas a la generación eléctrica.

En el caso de la **Empresa de Energía de Bogotá** después de haber sido escindida en tres empresas, una matriz EEB y dos subsidiarias, Emgesa dedicada al negocio de la generación y Codensa dedicada al negocio de la distribución y comercialización, se procedió a su capitalización. El valor capitalizado ascendió a la suma de US\$2.176 millones siendo los nuevos socios de Emgesa la empresa Capital Energía S.A. compuesta por las empresas Endesa Chile y Endesa Desarrollo de España y de Codensa la empresa Luz de Bogotá compuesta por Enersis de Chile, Chilectra de Chile y Endesa Desarrollo de España.

En diciembre de 1996 la Junta Directiva de ISA, aprobó la vinculación de capital privado, con el fin de convertirla en una sociedad anónima abierta, cuyas acciones se transen en las bolsas de valores, pero manteniendo su condición de Empresa de servicios públicos mixta en la cual la Nación participa con más del 50% de su patrimonio.

Este programa propone, además de contribuir al fortalecimiento financiero e institucional de la compañía, desarrollar el mercado nacional de capitales y democratizar la propiedad accionaria, ampliar y

consolidar el mercado de energía. Así mismo, otorgar liquidez a las acciones de los actuales accionistas, y permitir a la Nación disponer de recursos para las soluciones estructurales asociadas a la vinculación de capital privado a las empresas distribuidoras.

Luego de un concurso, en el cual participaron destacadas firmas de banca de inversión nacionales e internacionales, se suscribió un contrato con la Unión Temporal conformada por J.P. Morgan, Schrodgers y Corfivalle, con el objeto de realizar las actividades requeridas para la incorporación de capital privado a ISA, en un proceso desarrollado conjuntamente con la Empresa y sus accionistas.

En el transcurso del año 97 se avanzó decisivamente en la estructuración de la operación, y se definió, por parte de la Junta Directiva y la Asamblea General Extraordinaria, la estrategia mediante la cual se realizará la vinculación del capital privado. Por su parte, la CREG expidió en noviembre la Resolución 218 que modifica la regulación para la actividad de transmisión, y el CONPES aprobó en diciembre el proyecto desarrollado por ISA, enfatizando en el Programa de Participación Ciudadana.

Este último es, justamente, el componente principal de la estrategia que se adelanta para la incorporación del capital privado a la Empresa, toda vez que representa la oportunidad para la vinculación masiva de la ciudadanía a la propiedad patrimonial de ISA, mediante la oferta de condiciones especiales que la propician. El Programa de Participación Ciudadana interviene con cerca del 40% de la emisión accionaria, cuyo valor total se aproxima a los US\$200 millones e incluye, además, tramos para los inversionistas institucionales y para los empleados y jubilados de la Compañía.

La presencia de ISA en los mercados de capital no se limita a esta oferta accionaria. También, como parte del programa de vinculación de capital privado, se preparan emisiones de bonos nacionales e internacionales por un monto autorizado hasta US\$200 millones. Con estas operaciones la Empresa ampliará significativamente sus fuentes de financiamiento, logrando acceder a aquellas que le resulten más favorables, según las condiciones que presente el mercado en un momento determinado.

ISA recibió la calificación de Triple AAA a la emisión de bonos de deuda pública interna por un monto de 130 mil millones de pesos en junio de 1998, esto refleja la fortaleza que tiene la empresa al contar con el respaldo de la Nación para los créditos contratados con el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo.

Proceso Corelca y Electrificadoras de la Costa

En cumplimiento de la Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica), la GREG exigió a todas las empresas del Sector la presentación de estudios de viabilidad técnica y financiera. Los resultados de tales estudios evidenciaron la crisis que afrontaba buena parte de las empresas del sector, siendo las más preocupantes las de CORELCA y las electrificadoras de la Costa Atlántica. Situación que se agravó a raíz de que la mayoría de ellas no contaba con contratos de largo plazo para la compra de energía, lo que les exigió ir a la bolsa de energía durante el tiempo de sequía producido por el fenómeno del Pacífico, dando como resultado altos costos de compra de energía y con ella la cesación de pagos de sus compromisos con las demás empresas del sector, lo que motivó su intervención para liquidación por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos.

Por lo anterior, el Gobierno decidió contratar un asesor internacional que le apoyará en la definición de la mejor alternativa para dar una solución estructural a los problemas técnico y financieros de prestación del servicio en esta importante región del País. A mediados de diciembre de 1997, se firmó el contrato con el consorcio seleccionado, integrado por las firmas CS Frisa Boston - Interlinee. Con un plazo de ejecución de ocho meses, que debe culminar al finalizar el mes de julio de 1998.

De los análisis presentados se determinó como la mejor alternativa jurídica, técnica y comercial la reestructuración de las empresas prestadoras del servicio en la Costa Atlántica, a través de una separación total de negocios, mediante la conformación de las siguientes empresas:

Una empresa de generación, que incluya los activos y pasivos de generación de la costa Atlántica.

Una empresa de transmisión conformada alrededor de la red de 220 kV de propiedad de CORELCA.

Dos empresas de distribución y comercialización-Electrocaribe, conformada mediante la entrega de los activos y pasivos de las electrificadora de Atlántico, Guajira, Magdalena y Cesar; y - Electrocosta, construida alrededor de los activos y pasivos de las Electrificadoras de Bolívar, Magangue, Córdoba y Sucre.

Una empresa distribuidora y comercializadora a San Andrés, conformada alrededor de APL (Archipiélagos Power Light).

Las empresas actuales, además de la liberación de sus pasivos, asumidos por las nuevas empresas, reciben una participación accionaria de estas últimas, con base en el valor de mercado que los inversionistas reconozcan por los activos aportados a cada una de ellas.

El monto de capital a vincular por parte de los inversionistas estratégicos a las nuevas empresas debe ser tal que se asegure no solo la viabilidad técnica y financiera de ellas sino además, la expansión necesaria para la adecuada prestación del servicio en condiciones de calidad, continuidad y mínimo precio.

Proceso Electrificadoras del Centro Sur y Pacífico: Tolima, Huila, Quindío, Meta, Cundinamarca, Caquetá, Cauca, Nariño, Boyacá y Chocó.

Con respecto a estas electrificadoras, se debe mencionar que ya se terminó la elaboración de los términos de referencia para la contratación del asesor (Banca de Inversión), cuyo objetivo principal es la definición de estrategias adecuadas para la vinculación de capital privado a estas empresas. En este momento se está haciendo la preclasificación del asesor que será escogido a finales de julio. El proceso de contratación se realiza a través del Fondo de Apoyo al Sector Eléctrico, administrado por la FEN. El plazo de ejecución del contrato sería del orden de 6 meses.

1.2 INVERSIONES REALIZADAS

Durante el año 1997 la Nación, a través de la FEN, aprobó créditos por aproximadamente US\$1.042,8 millones de los cuales el 57,6% correspondió a créditos en dólares (US\$601,0 millones) y el 42,4% (US\$441,8 millones) a créditos en pesos.

Del total de créditos aprobados, el mayor valor por US\$658,3 millones, 63,1%, se destinó a la financiación de las inversiones, intereses, aportes y otros costos financieros y legales requeridos para adelantar la construcción del proyecto Hidroeléctrico Miel I. Le siguen en su orden los créditos para financiar inversiones de Ecopetrol en cuantía de US\$137,2 millones correspondientes al 13,2%, así como los otorgados a EEB, Urrá, Carbocol para pagos del servicio de deuda externa garantizada por la Nación (10,8%) y a CORELCA para cubrir el déficit del año 1997 y para financiar el programa PLANIEP por US\$

103,4 millones. (10%). Los créditos restantes (US\$31,8 millones), tuvieron por objeto la financiación de programas de inversión en subtransmisión y distribución de energía eléctrica, instalación de redes de gas, y adquisición de acciones de la Empresa de Energía del Pacífico S.A E.S.P-EPISA. A continuación se presenta un resumen de los créditos aprobados durante 1997:

Créditos Aprobados durante 1997				
Empresas públicas	Monto Millones	Moneda	Destino	Subsector
EEB	20.500,0	Pesos	Pagos servicio deuda externa	Eléctrico
	74.539,0	Pesos	Pagos servicio deuda externa	Eléctrico
URRA	14.600,0	Pesos	Pagos servicio deuda externa	Eléctrico
CARBOLCOL	34.977,5	Pesos	Pagos servicio deuda externa	Carbón
CORELCA	93.414,7	Pesos	Cubrir déficit en 1997	Eléctrico
	20.388,4	Pesos	Programa PLANIEP	Eléctrico
	15,0	Dólares	Programa PLANIEP	Eléctrico
EBSA	9.952,0	Pesos	Financiar Proyectos de Inversión	Eléctrico
ESSA	3.433,8	Pesos	Diseños básicos Proyecto Hidroeléctrico del Río Sogamoso	Eléctrico
ECOPETROL	80.000,0	Pesos	Financiación de Inversiones	Petróleo
	75,0	Dólares	Financiación de Inversiones	Petróleo
HIDROMIEL	407,4	Dólares	Financiación del Proyecto Hidroeléctrico Miel I	Eléctrico
Total	509.091,5	Pesos		
	497,4	Dólares		

Fuente : FEN

Se puede observar que un porcentaje significativo de los recursos (83,9%), fueron canalizados hacia el subsector eléctrico, el 13,4% al sector petróleo, en tanto que el 2,7% al subsector de carbón y el 0,1% a inversiones en el subsector de gas. Es importante destacar que el 85,6% de los créditos se orientó a empresas públicas.

Programa de Refuerzo del Sector Eléctrico en transmisión y otras actividades

Este programa está financiado con participación del Export-Import Bank of Japan, en yenes con una asignación equivalente a US\$300 millones. El costo total actualizado del programa a 31 de diciembre de 1997 se estima que asciende a US\$539.4 millones, incluyendo los recursos propios de las empresas y otras fuentes de financiación. El

programa registró un avance físico del 95% y un avance financiero de 97,7%.

Empresa	Proyectos	Cupo de Crédito Eximbank	Desembolso 31-dic-97 (Miles US\$)
EPM	Río Grande II, Subtransmisión, Distribución y otros	93.000	92.062
EEB	Recuperación Plantas Termozipa, II,III,Proyectos de Descontaminación, Refrigeración, Basuras Adquisición de Repuestos, de Reguladores y Recuperación Proyecto Hidroeléctrico Salto I	25.000	24.377
ISA	Segundo plan transmisión, proyecto de refuerzo de transmisiónlínea Betania-Mirolindo, Línea Cerromatoso-Urabá, Interconexión con Venezuela, Subestación San Marcos Etapa I, Modernización Red.	80.000	78.902
EEB	Hidroeléctrica El Guavio	36.800	33.406
EPSA	Subestaciones Meléndez, Juanchito, Candelaria, Pance, Tabora, Cartago, Bosa, Pradera, Yotoco	5.186	5.165
CORELCA	Línea Valledupar-Cuestecita y líneas Prioritarias de Transm.	15.400	15.391
CENS	Subestación Ocaña - Aguachica, Línea Ocaña - Aguachica, Compensación Reactivos	4.000	3.999
EMCALI	Aumento Capacidad, Subestaciones San Luis, Aguablanca Guachal Equipos Flexibilidad, Red Subterránea	16.200	16.200
ISA	Línea de Transmisión Bucaramanga - Ocaña - Cúcuta	24.400	23.761
	Total	299.986	293.263

Fuente :FEN

1.3 FENOMENO DEL PACIFICO

Para entender los efectos de este fenómeno en el sector eléctrico se necesita comprender el funcionamiento del sistema y la relación del mismo con el clima. Esta relación se presenta en dos niveles: El de la oferta y el de la demanda de energía eléctrica.

Desde el punto de vista de la oferta, la infraestructura de generación se basó, hasta hace poco tiempo, en la utilización de plantas hidráulicas; que representaban durante 1997 el 69% de la capacidad instalada y son, en su mayoría, plantas filo de agua, condición que hace vulnerable el sector ante las imprevisibles condiciones climáticas.

En épocas de abundante lluviosidad, el sistema se beneficia con una generación a bajo costo, y en temporadas secas (menos frecuentes que las primeras) se utiliza el recurso térmico para atender la demanda. Sin embargo, si las condiciones de sequía son extremas o muy prolongadas, puede afectarse la confiabilidad de la atención de la demanda y llegarse incluso a la necesidad de racionar.

En los análisis de desempeño del sistema se considera que el país presenta dos estaciones una de verano (registrada entre los meses de diciembre y abril) y otra de invierno (entre mayo y noviembre).

Altas temperaturas acompañan por lo general la temporada seca, de modo que se intensifica durante su permanencia el uso de equipos de riego y aire acondicionado, el resultado es un incremento en la demanda de energía eléctrica lo que también puede disminuir la confiabilidad del sistema.

Por la amarga experiencia vivida en 1992 nos hemos prevenido, anticipándonos a la repetición de esta eventualidad climática por eso el sector energético tomó decisiones como la de intervenir a los 17 embalses del país para lograr un promedio en el almacenamiento del agua del 70%, en contraste con el 30% en que se encontraban cuando se tomó la decisión en 1992.

La crisis en 1992 fue la oportunidad para que las autoridades energéticas colombianas pusieran en acción grandes planes de prevención energética como el Plan de Expansión Eléctrico, el aceleramiento al Plan de Masificación del Gas domiciliario, la repotenciación de las Centrales Térmicas, el papel de la CREG y el nuevo ordenamiento institucional del sector eléctrico, así como otras medidas más recientes: la disponibilidad en el suministro de combustible para las plantas, el plan para el Uso Racional de la Energía, la interconexión con Venezuela, el seguimiento pormenorizado al fenómeno del Pacífico.

1.4 GENERACION

La demanda nacional durante el año 1997 fue de 44.122 GWh, atendida con: 71,3% de generación hidráulica y 28,7% de generación térmica.

1.4.1 PROYECTOS TERMoeLECTRICOS QUE ENTRARON EN OPERACION COMERCIAL

Proyecto de renovación de la planta de Termobarranquilla (TEBSA): Este proyecto, con una capacidad de 747 MW, de los cuales 507 MW son netos adicionales, lo ejecuta CORELCA y el consorcio privado ABB-Distral-LasCaster- Steel-Energy Initiatives. El proyecto comprende la instalación en predios de Termobarranquilla de una nueva central que contará con 5 unidades de turbogas y 2 unidades de vapor. Durante 1997 entraron 131 MW de la unidad 4, 5, y 6 en agosto, septiembre y noviembre respectivamente.

Planta a gas en el centro del país - Termocentro: ISAGEN adelantó 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 inició operación en marzo de 1997.

Termodorada: Se instaló una central termoeléctrica a gas de ciclo simple de 50 MW ubicada en el municipio de La Dorada, Caldas, la cual tuvo un costo total de US\$ 28,5 millones, y entró en operación en septiembre de 1997.

La Sierra: 1 y 2 (150 MW c/u). Estas unidades a gas entraron en operación en febrero y marzo de 1998 se localiza en el municipio de Puerto Nare (Antioquia), propiedad de Empresas Públicas de Medellín.

Termoflores III: A finales de abril de 1998 se puso en marcha esta unidad de 150 MW, ubicada en la zona de Barranquilla. Con esta unidad se completan 400 MW de propiedad de la compañía Termoflores.

Termo Opón 1 y 2 (100 MW c/u): Estas unidades a gas entraron en operación en enero y marzo de 1998, sin embargo tuvieron problemas con el suministro de gas lo cual obligó a ponerlas fuera de servicio a mediados de abril. Propiedad de Termo Santander- AMOCO.

Termo Merilétrica: (160 MW) térmica a gas entró en funcionamiento en febrero de 1998, localizada en Barrancabermeja. Propiedad de Merilétrica S.A.

Termo Valle 1: (130 MW), térmica a gas ciclo abierto, el promotor de este proyecto declaró esta planta en operación comercial a mediados de febrero. Luego de suministrar energía al Sistema tuvo que

declararse fuera de servicio por problemas técnicos. Esta planta estará operativa nuevamente a finales de julio de 1998.

1.4.2 PROYECTOS DE GENERACION TERMICA EN CONSTRUCCION

Termo Valle 2: (69 MW), esta unidad cierra el ciclo de la unidad 1 de TermoValle, estar{a operativa en noviembre de 1998.

Termo Paipa IV: (150 MW), unidad térmica a carbón, se prevé su entrada en noviembre de 1998. El avance de obra civil es de 95%.

Termo Emcali: (220 MW) planta térmica a gas, avanza en la instalación de los equipos principales. Se proyecta su entrada en febrero de 1999.

1.4.3 PROYECTOS DE GENERACION HIDROELECTRICOS EN CONSTRUCCION

Miel I: (375 MW) 3 unidades, ubicada en el departamento de Caldas, inició su construcción a mediados de diciembre de 1997. Hasta el momento está en la adecuación de las vías de acceso y consecución de suministros. Se estima su entrada en operación en enero, abril y julio del 2002

Porce II. Es un proyecto de 392 MW que consta de 3 unidades. Se prevé su ingreso en enero, marzo y mayo del 2000.

Urrá I: (340 MW) consta de 4 unidades. el adelanto de la obra civil es del 90% mientras que el del montaje electromecánico es del 50%. Se han presentado problemas con la ampliación de las licencias ambientales. Estas unidades entraran en operación entre marzo y septiembre de 1999.

Río Piedras: (22.4 MW) este proyecto promovido por la Generadora Unión está localizado en el departamento de Antioquia. Se prevé su entrada en operación comercial para noviembre de 1998.

Sonsón II: (9.8 MW) este proyecto ha presentado problemas en su construcción debido a las continuas incursiones de la guerrilla. Esperan recibir apoyo del Ejército Nacional y culminar las labores de montaje en diciembre de 1998.

1.5 INTERCONEXIÓN Y TRANSPORTE

ISA logró terminar los siguientes proyectos de expansión durante 1997 y primeros meses de 1998:

Región Centro

Subestación Primavera a 230 kV

Este proyecto, ubicado en el Magdalena Medio, incluyó obras de ampliación de la red y la construcción de líneas de transmisión asociadas a la subestación. Permitió la conexión de las plantas generadoras Termo Centro y Termo Opón. El proyecto alcanzó una inversión de US\$23,9 millones.

Subestación Purnio a 230 kV

Localizada en el municipio de La Dorada - Caldas -, Purnio es una subestación con ocho campos de línea a 230 KV que hace parte del Sistema Interconectado Nacional.

La Subestación Purnio mejora la calidad de la evacuación de la energía generada en el Magdalena Medio y aumenta la capacidad de transporte de la región. En un futuro será un nodo de conexión para evacuar la energía de la Central La Miel.

El proyecto alcanzó una inversión cercana a los US\$15,3 millones.

Variantes a La Subestación La Sierra a 230 kV

Localizada en el municipio de Puerto Nare - Antioquia -, esta subestación tiene 4 campos de línea de propiedad de ISA y 2 campos de generación de propiedad de Empresas Públicas de Medellín, todos a 230 kV. El proyecto fue ejecutado por EPM, y una vez terminado fue transferido a ISA para su manejo.

La Subestación La Sierra entra a fortalecer la transmisión de energía en el Magdalena Medio y permite la conexión de la Termoeléctrica La Sierra (300 MW), facilitando el transporte de energía en forma confiable y segura. En diciembre de 1997 la subestación se conectó al circuito San Carlos - Primavera. Las obras de propiedad de ISA tienen un costo de US\$8,8 millones.

Ampliación Subestación Comuneros a 230 kV

Localizada en Barrancabermeja - Santander -, la Subestación Comuneros fue ampliada en un campo de conexión que incluye el nodo de conexión para la planta termoeléctrica de 160 MW, propiedad de Merieléctrica S.A., la cual, una vez entre en operación, será un refuerzo energético para la zona de Santander. La inversión total de la obra fue de US\$3,3 millones.

Línea Guatapé - Jaguas a 230 kV

Está localizada entre las subestaciones de Guatapé y Jaguas en el municipio de San Rafael, Antioquia. Es una línea de circuito sencillo y 16 km. El proyecto incluye la ampliación de campos de línea en las subestaciones Guatapé y Jaguas 230 kV

Estas obras garantizan la evacuación confiable de los 862,5 MW que se encuentran con contrato de conexión en el Magdalena Medio, y reducen pérdidas en potencia y energía en el Sistema Interconectado Nacional. La línea alcanzó un costo de US\$7,9 millones.

Región Nordeste

Línea Los Palos - Ocaña - San Mateo a 230 kV

Es una línea de doble circuito que va desde la Subestación Palos en Bucaramanga, pasa por la Subestación Ocaña y termina en la Subestación San Mateo, en Cúcuta.

Esta línea, además de suministrar más energía y de mejor calidad a Ocaña - localidad que antes era atendida a 115 kV, incrementa la confiabilidad del sistema del nordeste, el cual cubre una importante zona del país. Adicionalmente garantiza la evacuación de la energía de Termotasajero y mejorará las condiciones de operación y transferencia de energía con Venezuela.

Este proyecto comprendió, además, la ampliación de los campos de línea hacia Ocaña en las subestaciones Los Palos y San Mateo y la construcción de la Subestación Ocaña a 230 kV

La línea Los Palos-Ocaña-San Mateo alcanzó una inversión de US\$48 millones.

Región Suroccidente

Compensación Serie en la Subestación San Marcos a 230 kV

Con el propósito de disminuir los sobre costos de operación del Sistema Interconectado Nacional, mediante inversiones eficientes de compensación reactiva, se instaló la compensación serie en la Subestación San Marcos. Esta obra mejora las condiciones de transferencia de energía, en particular en época de verano, y la confiabilidad del suministro de energía en todo el suroccidente colombiano, especialmente en el Valle y la zona cafetera.

Con la compensación se obtiene una disminución en las pérdidas totales, y se mejora la capacidad de respuesta transitoria y dinámica y el comportamiento de las variables del sistema.

La obra, ubicada en el municipio de Yumbo, incluye una compensación capacitiva de 72 MVA que incrementa las transferencias de energía al Valle del Cauca en 720 MVA. El costo fue de US\$6,6 millones.

Línea Betania – Ibagué a 230 kV

Esta línea opera como complemento de la Línea La Mesa - Mirolindo y conforma un anillo de la red interconectada hacia el sur del país, permitiendo mayor confiabilidad al sistema de transmisión y mejorando las condiciones para la evacuación de la energía de la Central Hidroeléctrica de Betania.

Localizada entre Yaguará-Huila e Ibagué Tolima, la Línea Betania-Ibagué tiene una longitud de 206 Km, consta de un circuito sencillo y capacidad de transferencia de 347 MVA.

Su amplia capacidad de transferencia aumenta la confiabilidad del servicio de energía, principalmente en los departamentos de Huila, Tolima, Caquetá, Cauca, Valle del Cauca y Nariño.

La inversión en la Línea Betania - Mirolindo fue de US\$31 millones.

Región Norte

Ampliación Transformación Subestación Chinú 500/230/115 kV

Con la conexión definitiva de nuevos equipos en la Subestación Chinú, los departamentos de Córdoba y Sucre reciben una mejor calidad en el servicio de energía eléctrica.

Con esta obra finaliza la tercera etapa del desarrollo del proyecto Chinú, el cual amplía la capacidad de transformación, al adicionar un segundo banco de autotransformadores que garantiza la atención de la demanda a los usuarios de Electrocórdoba, Electrosucre y Electromagangué. En el proyecto se hizo una inversión cercana a los US\$ 9 millones

1.6 ELECTRIFICACION RURAL Y ZONAS NO INTERCONECTADAS

Los proyectos más importantes que se adelantaron en la vigencia de 1997, que serán concluidos y puestos en funcionamiento durante el año 1998 son los siguientes:

Pequeña Central Hidroeléctrica de López de Micay - (departamento del Cauca), con una capacidad total instalada de 500 KW y un costo de \$5.000 millones, entró en operación a finales de 1997 sin embargo se presentaron daños en las turbinas que obligaron su para y reparación. Se prevé la entrada para finales de julio del presente año. su puesta en operación fue en marzo de 1998.

Pequeña Central Hidroeléctrica de Bahía Solano – (departamento del Chocó), con una capacidad total instalada de 2.200 KW y un costo de \$18.000 millones. De acuerdo con la programación de las obras, la línea y la subestación a la fecha están terminadas quedando pendiente la entrada en operación de la central se espera ocurra a finales de octubre del presente el proyecto estará concluido para el mes de julio de 1998.

Plan de Energización del Putumayo: Actualmente se adelantan las obras correspondientes a la construcción de la Línea Mocoa - Puerto Caicedo a 115 kV y las subestaciones de Puerto Caicedo a 115 y Puerto Asís a 34.5 kV con una inversión de \$6.000 millones. En la actualidad existen problemas de servidumbre con línea y de orden público que han llevado a reprogramar las obras hasta septiembre de 1998.

Repotenciación de la Central Termoeléctrica de Guapi - (departamento del Cauca): Se han construido las obras civiles de adecuación de la Subestación, se reparó una unidad generadora de 2.100 KW, las cuales están en operación. Por otro lado se adquirió un nuevo grupo electrógeno de 1.300 KW. El cual se espera entre en tres meses tiempo necesario para la adquisición del transformador requerido valor total del proyecto es de \$1.000 millones.

Microcentral de La Vuelta - Municipio de Lloró (departamento del Chocó). Durante 1997 se procedió a la adquisición y legalización de la microcentral en el departamento del Chocó por un valor de \$800 millones, la cuál será sometida a un diagnóstico para su reparación y repotenciación.

Pequeña central Hidroeléctrica de Mitú (departamento del Vaupés). Durante el mes de diciembre de 1997 se contrataron las obras correspondientes a la construcción de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Mitú, por un valor de \$12.500 millones de pesos. El 23 de abril se iniciaron las obras preliminares y se espera terminar dentro de un periodo de 24 meses.

Interconexión Eléctrica Puerto Rico - San Vicente del Caguán (departamento del Caquetá). Actualmente en operación, comprende dos subestaciones de 34.5 / 13.2 kV y una línea de 50 kilómetros a 34.5 kV por un valor de \$2.000 millones y 2.500 usuarios beneficiados.

Parte de la contribución al mejoramiento de las condiciones de vida que ISA brinda a las comunidades de sus áreas de influencia, se basa en el desarrollo de un programa de electrificación rural. Este programa se ha ido consolidando como una de las acciones de inversión social más significativas de la Empresa para el país. Durante 1997 ISA invirtió aproximadamente \$2.226 millones con beneficios para 1904 familias de 21 municipios en diferentes localidades del territorio Nacional.

Inerconexión Puerto Carreño Venezuela: Se terminaron los estudios de esta interconexión y se están buscando los recursos financieros para el desarrollo de la obra.

1.7 FUENTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA

El Gobierno Nacional, durante 1997 y 1998, ha continuado los programas de divulgación de Uso Racional de Energía - URE-, promoviendo la sustitución de fuentes de energía no adecuadas al uso final y optimizando la conversión de energéticos mediante la cogeneración. Tal es el caso, de los estudios que se vienen desarrollando en materia de energía eólica en la Costa Atlántica, zona con un alto potencial de desarrollo de energía de este tipo.

Finalmente, durante 1997 la empresa multinacional British Solar inició operaciones en Colombia confirmando así la potencialidad del país para el desarrollo de proyectos bajo este tipo de tecnología.

La UPME elaboró el documento "Evaluación de Escenarios de Penetración de Programas de Uso Racional de Energía en el Sector Residencial. (Modelo de Dinámica de Sistemas)", en éste se estimaron los efectos de los programas de URE en la proyección de la demanda de energía.

Como parte de los análisis que la UPME viene realizando en esta área, se elaboró, junto con la FEN, un documento en donde se evalúan los beneficios de la sustitución de bombillería incandescente tradicional por bombillería eficiente en el sector residencial.

Así mismo desarrolló un seminario con las empresas distribuidoras de gas natural con el objetivo de establecer las estrategias para la penetración del programa en los sectores industrial y residencial.

Hasta la fecha se han coordinado las actividades previas a la firma del préstamo BID – URE para apoyo a los programas de uso racional de energía; se prepararon los perfiles de los proyectos involucrados dentro de la cooperación y se contrató la coordinación de la misma. Igualmente, se prepararon términos de referencia para revisar el esquema institucional del URE en el país, así como la aplicación de incentivos.

Por solicitud del Ministerio de Minas y Energía La UPME hizo el seguimiento y publicó los informes de avance del documento CONPES 2801 "Estrategias y Acciones para fomentar el uso eficiente y racional de energía".

ISA, La UPME, y otros organismos sectoriales y estructuraron el desarrollo de la campaña de uso racional de energía. En el mes de diciembre de 1997 se inició su emisión en los principales medios de comunicación, desde diciembre de 1997 y hasta la fecha se presenta por todos los medios de comunicación.

Se contrataron estudios de medición de eficiencias de equipos de uso final en electrodomésticos en el sector residencial rural y urbano, así como la estimación de potencial de cogeneración en el sector terciario y el diseño de metodologías para ahorrar energía en el sector público.

Dentro del conjunto de actividades propuestas por el Comité Evaluador de la Situación Eléctrica, se diseñó un plan de uso racional de energía a corto plazo, ante la presencia del fenómeno del Pacífico, el cual incluye: edición de 10.000 cartillas con recomendaciones sobre URE y su distribución en colegios a través

de un programa de creación de líderes universitarios; seminarios con los gremios de la industria y comercio sobre recomendaciones de URE.

1.8 PROGRAMA PLAN DE INVERSIONES PRIORITARIAS DE LA COSTA ATLANTICA - PLANIEP

Comprende la financiación de Proyectos Regionales de Inversión en materia de subtransmisión y distribución de energía eléctrica y comunicaciones en los ocho (8) departamentos de la Costa Atlántica, tendientes a: evitar que en la región se continúen presentando racionamientos de energía por causa de los sistemas de subtransmisión y distribución, ampliar la cobertura del servicio esencial de electricidad, mejorar la calidad de la prestación del servicio, garantizar la infraestructura de servicios públicos para que en la región se desarrollen industrias y ejecutar obras que por su sentido social son de baja rentabilidad económica que de otra manera las electrificadoras de la Costa no podrían financiar.

En el año de 1996 la FEN otorgó créditos en pesos por la suma de \$209.704,3 millones y en dólares por la suma de US\$584 millones y en el primer semestre de 1997 créditos adicionales en pesos por \$197.699,3 millones y en dólares por US\$15 millones, para un total de créditos por la suma de \$407.403,6 millones y US\$73,4 millones.

El proyecto se encuentra en ejecución, dirigido por la Gerencia constituida en CORELCA para el efecto. A 31 de diciembre de 1997 se lleva un avance físico del 50,18%. Por otra parte, se han efectuado desembolsos por \$100.473,8 millones con cargo a los créditos contratados en pesos y US\$43,4 millones de los contratos en dólares.

Plan de Obras Prioritarias de la Región Caribe -PLANIEP-

OBRAS	UBICACIÓN	FECHA
Electrificación Veredas de Tamalameque	Cesar	15-Mar-98
Construcción dos Circuitos Primarios Riohacha	Guajira	15-Mar-98
Proyecto de electrificación Remolino	Magdalena	30-Mar-98
Remodelación Línea 34.5 kV. Riohacha-Camarones	Guajira	30-Marz-98
Subestación Coveñas 110/34.5 kV 14 MVA Encapsulada	Sucre	31-Marz-98
Líneas Chinú- San marcos 110 kV (60 Km)	Córdoba-Sucre	30-Abr.-98
Línea San Marcos -Majagual (90 Km)	Sucre	30-Abr-98
Electrificación localidades Achi y Montecristo	Bolívar	30-Abr-98
Segundo Circuito Chinú-Boston (Sincalejo) 110 kV (20 Km)	Córdoba-Sucre	30-Abr-98
Cambio Calibre conductores Riohacha y Maicao	Guajira	30-Abr-98
Ampliación Subestación Cerromatoso 30 MVA y subtransmisión Asociada 34.5 kV	Córdoba	01-May-98
Ampliación Subestación manzanares 14 MVA	Magdalena	01-May-98
Línea Tolvujejo-El Carmen 110 kV (58 km)	Sucre-Bolívar	15-May.98
Línea Bostons Tolvujejo 110 kV (26 Km)	Sucre	15-May-98

Línea Toluviéjo-coveñas 110 kV (27 Km)	Sucre	15-May-98
Ampliación Sbestación Fundación 20 MVA	Magdalena	15-May-98
Ampliación S/E Codazzi	Cesar	15-May-98
Ampliación S/E Sabanalarga	Atlántico	31-May-98
Ampliación S/E Boston	Sucre	31-May-98
Ampliación S/E Montería	Córdoba	31-MAY-98
Línea 34.5 kV Valledupar-Valencia de Jesús Aguas Blancas -Mariangola (50 Km) y Subestaciones Asociadas.	Cesar	31-May-98
Subestación 5 MVA y línea San Onofre-Berrugas 34.5 KV (12 Km)	Sucre	31-May-98
Línea Carreto-Calamar 66 kV (30 Km)	Bolívar	31-May-98
Subestación río Sinú (Montería) 110 kV	Córdoba	05- Jun- 98
	Magdalena	05-Jun-98
Adecuación línea El Banco – Guamal 34.5/13.8 kV		
Lineas Plato- Real del Obispo 28 Km y Plato – Apure	Magdalena	05-Jun-98
Ampliación S/E Malambo	Atlántico	05- Jun- 98
Línea Codazzi- zona Carbonífera 110 kV(55 Kms)	Cesar	10-Jun-98
Subestación Salamina 30 MVA y línea Sabanalarga Salamina 110 kV(25 Km)	Atlántico-Bolívar	15-Jun-98
Subestación Tierra Alta 30 MVA y línea Tierra Alta Montería 10 KV (74 Km)	Córdoba	15-Jun-98
Línea Sabanalarga- Malambo 110 kV (32 Km)	Atlántico	15-Jun-98
Subestación Sincé 110 KV 30 MVA	Sucre	15-Jun-98
Subestación Planeta Rica 110 kV 50 MVA y línea Planeta Rica Cerromatoso 110 KV (53 Km)	Córdoba	30- Jun-98
Remodelación Redes Primarias y Secundarias Riohacha	Guajira	30 -Jun- 98
Subestación Sierra Flor (Sincelajo) 110 KV	Sucre	30-Jun-98
Subestación Gaira 110 KV 60 MVA y Subtransmisión Asociada	Magdalena	30-Jun-98
Ampliación Subestaciones planta Valledupar 30 MVA y Salguero Valledupar 14 MVA y Subtransmisión	Cesar	30- Jun-98
Subestación Nueva Riohacha 110 kV 30 MVA	Guajira	30-Jun- 98
Línea Silencio Nueva Barranquilla 110 kV(3 Km)	Atlántico	30-Jun- 98
Adecuación Lineas y Subestaciones Sur de la Guajira 34,5 kV	Guajira	30- Jun- 98
Ampliación Subestación Zambrano 66 kV 48 MVA	Bolívar	30- Jun-98
Ampliación S/E Riohacha	Guajira	30- Jun-98
Ampliación S/E Toluviéjo	Sucre	30- Jun- 98
Subestación Cordialidad 110 kV	Atlántico	10- Jul -98
Subestación El Carmen 110 kV	Bolívar	15-Jul-98
Remodelación Redes Primarias y Secundarias Islas Providencia- Santa Catalina	San Andrés	15-Jul-98
Remodelación Subestación zona Bananera	Magdalena	15-Jul-98
Construcción nueva subestación Isla San Andrés (25 MVA) línea (34.5 kV)	San Andrés	31- Jul-98
Construcción red subterránea y remodelación redes	San Andrés	31-Jul-98

Fuente: CORELCA – PLANIEP

1.9 PRECIOS, TARIFAS Y SUBSIDIOS

En relación con el comportamiento de la Bolsa de Energía durante 1997, los precios de la energía mostraron una evolución muy diferente a la del año 1996, período en el cual, en términos generales, dichos

precios fueron bajos y estables. Para 1997, el incremento de los precios se debió básicamente a la drástica reducción de lluvias por el fenómeno del Pacífico, el cual fue muy intenso durante el segundo semestre. Si bien, durante el primer semestre de 1997 la energía en bolsa tuvo un precio promedio estable cercano a los \$30/kWh, fue siempre superior al de 1996 (\$21/kWh), pero para el segundo semestre de 1997 y en especial a partir de septiembre, el precio promedio se incrementó sustancialmente superando en todos los meses los \$134/kWh, por lo que el precio promedio del segundo semestre fue de \$106/kWh y para el año total alcanzó los \$68/kWh, es decir, más de tres veces el precio promedio del año anterior. Durante el primer semestre de 1998 con las medidas adoptadas por la CREG sobre la intervención de los embalses, los precios de bolsa tuvieron una disminución con relación al último trimestre de 1997, situación que se fue reafirmando en la medida en que comenzó a ceder el fenómeno del Pacífico y las condiciones han venido tendiendo a la normalidad.

En cuanto al volumen de ventas en la bolsa se mantuvieron siempre cercanas al 30% del total de la demanda, y al igual que en 1996, corresponden principalmente a transacciones entre generadores.

Durante 1997 entraron en operación 454 MW de capacidad térmica en el país (Termodorada 50 MW, Termocentro 200 MW, TEBSA5 97 MW, TEBSA6 97 MW, y durante 1998, han entrado 940 MW (Merilétrica 160, Opón 200, Flores III 150, termo Valle1 130, Termo Sierra 300), y se espera que entren antes de finalizar el año 200 MW (termo Valle 2 130 y TEBSA 130) con lo que se alcanzaría 1040 MW durante 1998.

Por otro lado la CREG expidió el Estatuto de Racionamiento inspirado en los principios de equidad y solidaridad, de tal manera que, todas las regiones atendidas por el Sistema Interconectado Nacional participen en la distribución de eventuales déficits de electricidad y en junio del presente año emitió el reglamento de distribución en el cual regula los aspectos de calidad y continuidad del servicio.

En materia de tarifas para el subsector eléctrico, durante 1997 se definió totalmente la metodología para la aplicación, a partir de 1998, del régimen de libertad regulada, el cual promueve la competencia e incentiva al comercializador a ser más eficiente, permitiéndole obtener beneficios sobre la mayor eficiencia.

Distribución de subsidios. La asignación de transferencias del presupuesto Nacional a mercados débiles en 1997 se detalla:

EMPRESAS	TRANSFERENCIA	EMPRESAS	TRANSFERENCIA
Atlántico	1075,01	Tuluá	1382,34
Bolívar	2545,66	Cartago	833,69
Cesar	2845,41	Tolima	2867,70
Córdoba	6718,95	Huila	2771,99
Chocó	2381,45	Caquetá	555,44
Guajira	2798,04	Cauca	5709,15
Magdalena	4293,09	Nariño	10467,45
Sucre	3651,82	Cundinamarca	536,47
Magangué	1570,63	Meta	1908,71
EADE	11345,71	Putumayo	749,16
		(Interconectada)	
Santander	594,73	San Andrés	1555,49
Norte de Santander	3367,45	Amazonas y Providencia	1575,41
Caldas	4010,40	Arauca	688,54
Pereira	1173,58	Casanare	688,54
Quindío	1370,57	Zona no interconectada	15000,00
EPSA	3799,95	Total	109.339,21

Fuente : MME - Resolución Número 8 0270, 18 Feb/98

1.10 GESTION AMBIENTAL

Estudios Ambientales para Proyectos en Diseño

En cumplimiento de la legislación ambiental, y para garantizar la viabilidad de los proyectos, se realizaron los siguientes estudios:

Diagnóstico Ambiental de Alternativas -DAA-: para las líneas Purnio-Miel – San Felipe e Interconexión con Ecuador 138 kV.

Estudio de Impacto Ambiental -EIA-: para las líneas Urrá I - Cerromatoso, Sochagota-Guatiguará, Copey -Pailitas-Ocaña, La Sierra-Purnio, Primavera-Playas, Interconexión con Ecuador a 138 kV, Virginia-La Hermosa y Variante conexión Páez

Documento de Evaluación y Manejo Ambiental -DEMA-: para la construcción de las subestaciones Páez y Urabá; ampliaciones de las subestaciones Cerromatoso y San Felipe; y compensaciones en las subestaciones Sabanalarga, Fundación, San Bernardino y San Marcos.

Durante 1997, ISA tramitó la viabilidad ambiental ante el Ministerio del Medio Ambiente, para trece subestaciones y seis líneas de transmisión, mediante las figuras jurídicas del documento de Evaluación y Manejo Ambiental- DEMA, y obtuvo las respectivas licencias. Para ello fue necesaria la participación de ISA con FONADE,

Mineralco, ECOPETROL y FEN para reforzar la argumentación ante el Ministerio y, de esta forma, agilizar dicha gestión.

1.11 REGULACION E INNOVACIONES EN MATERIA LEGISLATIVA

Decreto 1342 del 19 de mayo de 1997. Reglamentó parcialmente el artículo 86 de la Ley 143 de 1994, en lo relativo al paz y salvo eléctrico y determinó que debe ser requerido y presentado por la empresa interesada, previamente a la iniciación del trámite relacionado con la obtención de créditos externos o de aquellos que requieran autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público o que deban ser otorgados por los organismos oficiales de financiación del orden nacional.

Decreto 3087 del 23 de diciembre de 1997. Creó una contribución de solidaridad a cargo de los usuarios de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible por red física, pertenecientes a los estratos 5 y 6 y a los industriales y comerciales, y su finalidad es la de cubrir los subsidios en este servicio. Se establece quienes son los responsables de la facturación y cobro de la contribución. A través de este decreto se determina la naturaleza del "Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos" y la forma como el mismo debe operar.

Después de realizar el análisis de la propuesta presentada por cada comercializador y de las observaciones expuestas, la Comisión aprobó la fórmula tarifaria general, expidiendo las siguientes resoluciones:

Decreto 190 del 30 de enero de 1998. Por el cual se reglamenta parcialmente la financiación de Los subsidios para el servicio público domiciliario de energía eléctrica para la vigencia fiscal de 1998.

N° 031 del 04.04.97 Por la cual se aprueban las fórmulas generales que permiten a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

Mientras entraban a regir estas fórmulas, era necesario establecer, para efectos tarifarios, el costo sobre el cual debe aplicarse el programa contenido en los artículos 5° y 7° de la Resolución CREG-113 de 1996. Por consiguiente, la CREG expidió la siguiente resolución:

N° 078 29.04.97. Por la cual se establece la transición en materia de tarifas a usuarios regulados, mientras entran a regir las fórmulas generales que permiten determinar el costo de prestación del servicio

de electricidad a usuarios finales regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

Adicionalmente, debido a las disposiciones de la resolución CREG-031 de 1997, era necesario adecuar la resolución CREG-113 de 1996, por lo que se expidió la siguiente resolución:

Nº 079 29.04.97. Por medio de la cual se adecua la Resolución CREG-113 de 1996 a las decisiones que, en materia tarifaria, adoptó la CREG en la Res. 031 de 1997.

Nº 074 4.04.97. Por la cual se fija el costo base de comercialización para la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP, aplicable a los usuarios regulados que estén conectados al Sistema de Transmisión Regional y/o Sistema de Distribución Local de la misma empresa.

Nº126 29.07.97. Por la cual se divulga el resultado del análisis del estudio de viabilidad empresarial presentado por la Empresa de Energía de Bogotá S.A., ESP, y se toman decisiones orientadas a la transformación de dicha empresa.

Nº008 29.01.97. Por la cual se ajustan algunos aspectos metodológicos para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y se aprueban los Cargos correspondientes al período regulatorio 1997-2001.

Nº029 18.03.97. Por la cual se prorroga el plazo para la aprobación de la fórmula tarifaria aplicable para la determinación del costo de prestación del servicio de electricidad en las áreas no interconectadas del territorio nacional.

Nº077 11.04.97. Por la cual se aprueba la fórmula general que permite determinar el costo de prestación del servicio y la fórmula tarifaria para establecer las tarifas aplicables a los usuarios del servicio de electricidad en las Zonas No Interconectada (ZNI) del territorio nacional.

Nº082 del 29.04.97. Por la cual se aprueban los costos unitarios máximos de prestación del servicio de electricidad para establecer las tarifas aplicables a los usuarios finales en las Zonas No Interconectadas (ZNI) del territorio Nacional.

Referente a los indicadores de gestión, se expidió la resolución CREG-232/97 por la cual se define una metodología que le permite a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios evaluar la

gestión financiera, técnica y administrativa de las Empresas de Servicios Públicos

Nº070 del 28.05.98. Por la cual se establece el Reglamento de distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

2. SUBSECTOR DE HIDROCARBUROS-PETROLEO

2.1 INTRODUCCIÓN

El Ministerio de Minas y Energía adelantó estudios, otorgó permisos, preparó y promovió la expedición de documentos legales y atendió la reversión de concesiones, como se presenta en el siguiente resumen:

- Por sus propias exigencias ambientales y del Ministerio del Medio Ambiente, dió inicio a los proyectos de Inyección de Aguas Residuales en los campos de Palagua, Teca, Velásquez; en el Valle medio del Magdalena, Trinidad, Tocaria, Los Toros, Sardina y La Gloria en los Llanos Orientales
- Dió aprobación al proyecto de inyección de agua en las arenas K-2A del cretáceo del área de Matanegra en el campo Caño Limón, con lo cual se espera recuperar volúmenes adicionales de crudo
- Adelantó los estudios pertinentes para la elaboración de los nuevos formatos técnicos que deben ser diligenciados por las compañías operadoras con el fin de presentar los informes y tramitar los permisos respectivos para los trabajos a realizar
- Aprobó el Plan Integral para la explotación unificada de la estructura petrolífera de Cusiana
- Aprobó la iniciación de explotación del campo Río Chitamera como parte del plan integral para la explotación unificada del campo Cusiana
- Aumentó la producción para generar mayores ingresos a la economía y autoabastecer el consumo interno, durante el periodo 1995-1998 en 246 Kbd con la entrada de Cusiana y Cupiagua
- Aseguró el autoabastecimiento de crudo durante el periodo 1995-1998 se aumentó en 10 el número de pozos perforados

2.2 FONDO DE ESTABILIZACION PETROLERA

El Gobierno Nacional vio la necesidad de regular el crecimiento del gasto público y apuntar de esta manera a una estrategia de estabilización macroeconómica frente a la posibilidad de mayores ingresos petroleros. Dada la experiencia en otros países se creó el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera con el propósito de ahorrar en el exterior parte de los recursos petroleros generados por el 'boom' petrolero de la exportación de los campos Caño Limón, Cusiana, Cupiagua, Piedemonte Llanero y áreas nuevas.

En el caso colombiano, la política económica que se adelantó con el manejo de la apertura, cambió los eventuales escenarios en los que se presentaría la típica enfermedad holandesa por efectos de los mayores ingresos de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua, con el fin de aliviar al

gran déficit de la cuenta corriente y la revaluación del peso no puede atribuirse sólo al efecto de los términos de intercambio.

La creación del Fondo de Estabilización Petrolera ha permitido la distribución uniforme en un plazo más largo de los mayores ingresos hasta el año 2006, contribuyendo así a aumentar la tasa de ahorro de la economía según el siguiente cuadro:

FONDO DE ESTABILIZACION PETROLERA TOTAL

Cifras en miles de pesos

	Cusiana y Cupiagua		Caño Limón		Incluye Producción Piedemonte y Areas Nuevas		Total	
	Aportes reales al fondo	Saldo FEP	Aporte real al fondo	Saldo FEP	Aportes reales al fondo	Saldo FEP	Aporte Real al Fondo	Saldo FEP
AÑO								
96	31.850	31.850	17.543	17.543	0	0	49.393	49.393
97	98.524	130.374	(4.596)	12.947	0	0	93.927	143.321
98	265.322	395.696	(3.392)	9.555	0	0	261.930	405.251

Fuente : Ecopetrol – Planeación Corporativa

2.3 INVERSIONES

Para desarrollar el subsector de hidrocarburos se requirió durante el periodo 1995-1998 de \$9.084 miles de millones de pesos de los cuales se habían previsto 4.565,1 miles de millones de pesos en el Plan Nacional de Desarrollo PND y los otros 4.523 miles de millones en inversiones directas por parte de Ecopetrol distribuidos así:

Comparación Inversiones Ecopetrol contra el

Plan de Desarrollo 1995 - 1998

Miles de Millones de Pesos 1997

Programa considerado	1995	1996	1997(*)	1998	Total Periodo
Plan de Desarrollo – PD					
Exploración y producción	207,2	561,4	467,9	512,0	1.748,5
Cusiana	398,3	467,9	398,3	173,8	1.438,3
Refinación y petroquímica	141,7	279,4	291,4	355,6	1068,1
Transporte de crudos y productos	74,9	53,5	53,5	58,8	240,7
Areas de soporte e investigación	16,0	17,4	17,4	18,7	69,5
Total inversiones directas ECP	838,1	1.379,6	1.228,5	1.118,9	4.565,1
Inversiones asignadas a Ecopetrol (1)					
Exploración y producción	123,7	306,9	225,4	482,6	1.138,5
Cusiana	458,6	568,3	772,2	232,7	2.031,8

Refinación y petroquímica	109,6	135,7	203,9	252,1	701,3
Transporte de crudos y productos	79,2	111,2	178,2	138,1	506,7
Áreas de soporte e investigación	30,7	18,1	44	51,8	144,6
Subtotal	801,8	1.140,1	1.423,6	1.157,3	4.522,9
Plan nacional de gas	151,5	146,1	59,4	14,3	371,3
Capitalización Ocesa	25,8	36,3	46,7	7,9	116,7
Capitalización Gas Natural	3,9				3,9
Cánones Leasing	21,2	22,2	13,5	8,6	65,5
Subtotal	202,4	204,6	119,6	30,8	557,4
Total	1.004,2	1.344,8	1.543,2	1.188,1	5.080,3

Fuente: Ecopetrol

(*) - Tasas de cambio inicialmente estimada para 1997: 1156 \$/US. Inflación para 1998: 16%

(1) Las cifras de 1998 corresponden a las solicitadas en el anteproyecto de presupuesto en octubre de 1997.

Durante 1997 se realizaron inversiones de Ecopetrol por un total de \$15,43 miles de millones, con base en un presupuesto inicial aprobado por el Confis de \$1.236 miles de millones y una adición por ventas de activos y titularización, que alcanzó los \$404 miles de millones. El 65% del monto estuvo destinado al upstream, el 29% al downstream y el 6% restante corresponde a la capitalización de Ocesa, el Instituto Colombiano del Petróleo ICP y los cánones de leasing.

Con el fin de asegurar recursos provenientes del sector privado nacional e internacional que permita asegurar las actividades de exploración y producción necesarias para la producción de hidrocarburos más allá del 2000 y contar con excedentes exportables, Ecopetrol, con el aval del gobierno nacional, ha generado nuevas oportunidades de inversión en áreas con potencial petrolífero para campos pequeños así como para campos operados por la empresa. Para llevar a cabo la iniciativa de exploración en zonas con potencial para campos pequeños, la empresa estatal identificará áreas prospectivas y prospectos con suficiente información geológica y de pozos que permita definir este tipo de oportunidades.

Estas zonas se delimitarán para organizar procesos de licitación, en las cuales las compañías realizarán el 100% de las inversiones de exploración y desarrollo, y ofrecerán, después de regalías, un porcentaje de participación a Ecopetrol.

2.4 EXPLORACION, RESERVAS Y PRODUCCION

2.4.1 EXPLORACION

El 1997 se dio inicio a 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 97 contratos, en 1994, a 104 contratos vigentes a finales de 1997 (7.852.000 hectáreas), de los cuales 68 se encontraban en fase de exploración (693.000 hectáreas).

En la actividad sísmica, durante 1997, se adquirieron un total de 2.427 kilómetros de perfiles, es decir, un 13% mayor que la lograda en el año anterior. Así mismo se realizaron 14 estudios regionales que dieron lugar a 9 nuevos prospectos exploratorios, con lo que el portafolio actual es ahora de 28 prospectos explotatorios.

La perforación exploratoria desarrollada en el país registró un aumento de más del 30% con la terminación de 28 pozos exploratorios frente a los 22 de la vigencia de 1996, que significó además una ejecución mayor a los 27 pozos que se habían proyectado para 1997.

Cuenca	Llanos Orientales	VSM	VMM	Cauca-Patía	Cesar-Ranchería	Bogotá	Catatumbo
No. Pozos	9	7	7	2	1	1	1

Fuente. Ecopetrol

Durante 1997, después de varias décadas de experiencias exitosas en las asociaciones con compañías petroleras, se modificaron aspectos importantes de la política de contratación, estableciendo un esquema más amplio y diverso en el portafolio de oportunidades que ofrece el estado colombiano al inversionista, con lo cual Colombia se convierte en una opción más competitiva a nivel internacional.

Exploración y Producción Desarrolladas por Ecopetrol

Al área estratégica de Exploración y Producción (upstream) le correspondió propiciar el aumento de los niveles de actividad exploratoria directa y asociada para el hallazgo de nuevas reservas de hidrocarburos, maximizar el recobro de los campos en producción, satisfacer la demanda interna de petróleo y gas natural, mantener excedentes exportables de crudo y atraer mayores capitales privados de inversión.

Operaciones en Asociación

La actividad exploratoria desplegada por Ecopetrol y el sistema asociado permitió avanzar en el conocimiento geológico del país, al tiempo que la relación contractual presentó una significativa dinámica en la contratación de nuevas áreas como resultado de los recientes descubrimientos (durante 1996) y los ajustes al modelo de asociación. Igualmente dio comienzo al Plan Internacional de Promoción de

Oportunidades de Exploración y Producción con la participación de Ecopetrol.

En cuanto al proyecto Piedemonte, los resultados exploratorios permiten comprobar la presencia de al menos tres estructuras independientes: Floreña, Pauto y Volcanera. Para 1997 se definió la comercialidad de dichos campos.

Nuevas perforaciones petroleras

Ecopetrol y seis compañías asociadas están pendientes de los resultados de ocho pozos exploratorios perforados este año en cumplimiento de las tareas trazadas para la búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos en el país.

El programa exploratorio en 1998 contempla la perforación de 32 pozos. Ecopetrol asumirá en forma directa siete perforaciones y, en cumplimiento de los contratos de asociación, las compañías privadas perforarán en total 25 pozos.

Al finalizar el mes de febrero de 1998 se habían perforado tres pozos en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, tres en el Valle Superior, uno en la cuenca de los Llanos y otro en el Putumayo.

Las actividades exploratorias mencionadas fueron adelantadas por las compañías Harken, Pluspetrol, Ámoco, GHK, Braspetro y Ram en desarrollo de ocho contratos de asociación con Ecopetrol.

Colombia tiene definidas 18 regiones que cuentan según los estudios técnicos con potenciales reservas de hidrocarburos y que la industria petrolera denomina como "cuencas sedimentarias".

Estas actividades, generadoras de importantes fuentes de empleo y activación de la economía regional, demandan grandes inversiones y la aplicación de las tecnologías más avanzadas, serán ejecutadas en su mayor parte por no menos de 70 compañías privadas asociadas con Ecopetrol para el desarrollo de la industria petrolera de Colombia.

Durante los dos primeros meses de 1998 fueron perforados diez de los 137 pozos a cargo de las compañías petroleras en las cuencas sedimentarias del Cesar, Catatumbo, Valle Superior del Magdalena y los Llanos.

La profundidad de estas perforaciones con las cuales se pretende establecer la extensión de campos ya descubiertos, la magnitud de las

reservas halladas en esos yacimientos o el mejoramiento de la producción de campos petrolíferos activos de tiempo atrás, osciló entre los tres mil seiscientos pies y los diecinueve mil pies.

Ecopetrol inició igualmente la perforación de dos pozos de desarrollo en la cuenca del Putumayo para optimizar la producción de uno de sus campos. Además continúa con la perforación de otros doce pozos para el desarrollo de la producción asociada en dos de las 18 cuencas sedimentarias del país.

Avance en actividades de exploración sísmica

Un sustancial avance en las actividades de exploración sísmica en la búsqueda de nuevas reservas de petróleo mostraron al finalizar el primer trimestre del presente año Ecopetrol y las compañías asociadas. En forma directa y asociada se ha realizado el levantamiento de 755 kilómetros de perfiles sísmicos en las diferentes cuencas sedimentarias del país, en las cuales se presume la existencia de hidrocarburos. Además concluyeron la perforación de once pozos exploratorios de los cuales dos son productores, seis se encuentran pendientes de los resultados alcanzados y otros tres resultaron secos.

Adicionalmente ocho compañías adelantan actualmente la perforación de otros 12 pozos exploratorios, cinco de ellos localizados en la cuenca de los llanos, uno en la del Cesar, dos en el Valle Superior del Magdalena, uno en el Catatumbo, uno en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y otros dos pozos en la cuenca sedimentaria del Cauca.

Exploración en el Suroccidente

El Gobierno nacional abrió a la industria petrolera nacional e internacional varios prospectos exploratorios en el sur-occidente colombiano para el descubrimiento de un importante potencial de hidrocarburos que podrían impulsar sustancialmente las posibilidades económicas de esa región.

A través de Ecopetrol se llevó a cabo la primera ronda de la actual licitación en la cual se presentan bloques exploratorios llamados Cauca, Patía, Buenaventura, Tumaco y San Juan localizados en el sur-occidente del país.

Además, precisaron que dentro de la primera ronda de la licitación de áreas se incluyeron los bloques San Juan, Buenaventura y Tumaco en la cuenca pacífica con extensiones, cada uno de éstos, entre dos millones y dos millones y medio de hectáreas. Adicionalmente, están

los bloques Valle del Cauca y Valle del Patía cada uno con una extensión de 600 mil hectáreas.

Ecopetrol informó a los dirigentes empresariales vallecaucanos que con el ofrecimiento de un total de 36 proyectos exploratorios a los inversionistas, la empresa estatal está impulsando un proceso dinámico con el cual se busca lograr para el país el auto-abastecimiento interno de hidrocarburos y de excedentes exportables que generen ingresos externos en forma sostenida a la economía nacional para financiar el progreso futuro de los colombianos. Así mismo están sin definir aún las fechas de iniciación, para la perforación de tres nuevos pozos para el mejoramiento de la producción de sus campos del Putumayo y el Huila.

Actualmente se están elaborando los pliegos de licitación de servicios para las perforaciones Orito-105, Orito-106 en la cuenca del Putumayo y Quimbaya, en la cuenca del Valle Superior del Magdalena.

Coporo-1 sin capacidad de explotar hidrocarburos

El pozo Coporo-1 demostró la existencia de hidrocarburos que no son explotables, debido a la baja porosidad y a la permeabilidad de las rocas, pero Ecopetrol estudia la posibilidad de explorar otros sectores de la misma estructura la cual tiene una extensión de unos 40 kilómetros y un ancho aproximado a los 5 kilómetros. Para extraer el crudo.

Las evaluaciones sobre los resultados del Pozo Coporo-1, se terminaron durante el primer trimestre de 1997 y arrojaron los siguientes resultados:

- El pozo, además de fluir agua en las pruebas, mostró que, principalmente en la formación Mirador, existen hidrocarburos que ocupan una porción importante del espacio poroso y que no son producibles por las bajas porosidades y permeabilidades de las rocas que los contienen.
- Con el pozo Coporo-1 solamente se ha investigado el sur de la estructura. Aún existen otros sectores o bloques, dentro de la misma estructura y otras formaciones geológicas, que siguen presentando interés exploratorio.

Así mismo con la aplicación de nuevas tecnologías la compañía estatal elevará entre el 31 y el 36 por ciento la producción de crudo en el campo Apiay departamento del Meta.

Igualmente se adelantaron actividades que permitieron establecer que en la perforación de un pozo horizontal se obtendrá el recobro de 2 millones de barriles más que con la perforación de pozos verticales.

Al comparar los nuevos parámetros de producción con el pozo Guatiquia-3H, se estableció que podrá producir cerca de 16.000 mil barriles de petróleo lo cual incrementa significativamente la producción total de Apiay. Este proyecto cuenta con todos los requisitos exigidos por el Ministerio del Medio Ambiente y las autoridades locales, y se encuentra a la vanguardia en el control ambiental.

Terminan perforación de cinco pozos

Las actividades exploratorias adelantadas por las compañías asociadas con Ecopetrol, lograron en los cuatro primeros meses del año terminar la perforación de cinco pozos y la iniciación de cinco perforaciones más en diferentes regiones del país.

Están pendientes los resultados de los pozos Estero Uno, localizado en la cuenca de los Llanos Orientales y con el cual la compañía Harken adelanta operaciones exploratorias en búsqueda de un nuevo campo y en cumplimiento de sus compromisos del contrato Alcaravan, y del pozo de avanzada Opón Seis, perforado por la compañía Amoco en el Valle Medio del Magdalena, con el fin de desarrollar y establecer el tamaño y volumen de las reservas de gas y, eventualmente, otros hidrocarburos presentes en el yacimiento.

Los pozos Tamauka Uno, perforado por OXY en la cuenca sedimentaria de Bogotá y Yumeca Dos, perforado por Triton en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, resultaron secos.

El pozo de avanzada Río Ceibas-17, perforado hasta una profundidad de 5.370 pies, por Braspetro en la cuenca del Valle Superior del Magdalena confirmó la existencia de volúmenes adicionales de reservas de hidrocarburos.

Actualmente se están perforando los pozos Chawina Dos, en el Valle Superior del Magdalena, a cargo de la compañía Emerald; Compae Uno, en la cuenca sedimentaria del Cesar a cargo de Coplex; Floreña C-3F, Floreña N-2 y Pauto Sur C-2 de la British Petroleum, en la

cuenca de los Llanos Orientales y en cumplimiento del contrato de asociación Piedemonte.

Licitación privada para "Riesgo Compartido"

Ecopetrol abrió nueva licitación privada internacional para la contratación asociada bajo el esquema de "riesgo compartido" de una estructura en el piedemonte oriental del Valle Medio del Magdalena, departamento de Santander.

El prospecto denominado "Retorno-1" está compuesto por dos bloques en el subsuelo, localizados a profundidades superiores a los doce mil pies, por debajo del campo petrolero de Provincia, del que lo separa una falla geológica del mismo nombre.

Las expectativas para el hallazgo de nuevas reservas de petróleo en el área van de los 74 hasta los 300 millones de barriles.

Con la apertura de esta nueva licitación, Ecopetrol está proponiendo a las compañías más importantes de la industria petrolera mundial vincular sus inversiones y tecnologías más avanzadas a la exploración de un sector reservado a las operaciones directas de la petrolera estatal, ampliamente estudiado y con grandes probabilidades de éxito.

Las características fundamentales del contrato de asociación de riesgo compartido son:

Ecopetrol asume el 50% de las inversiones en la exploración del área, además es el operador, tanto en la fase exploratoria como en la de producción de los hidrocarburos que se descubran. El oferente ganador de la licitación será la compañía que proponga el más alto porcentaje de participación para Ecopetrol, por encima del 50% básico.

El esquema de riesgo compartido fue recientemente implantado en Colombia con la adjudicación de dos estructuras ubicadas en las regiones del Putumayo y los Llanos Orientales.

La Japan National Oil es la adjudicataria de la estructura de "Tocoragua", ubicada en el piedemonte oriental entre los departamentos de Arauca y Casanare. En noviembre comenzará la perforación del primer pozo exploratorio en este bloque. La Japan acordó aportar a Ecopetrol el 21 por ciento adicional a la producción que tradicionalmente se distribuye por mitades entre los socios. Es decir que, en caso de descubrirse petróleo, el país recibirá el 71 por

ciento de la producción, después de descontarse el volumen correspondiente a regalías.

El segundo bloque, "Troyano", fue adjudicado a la Canadian Petroleum International Resources, la cual ofreció a Ecopetrol el 8% adicional a los hidrocarburos que se descubran y produzcan en el piedemonte del Putumayo.

Trece multinacionales y Ecopetrol negocian Contratos de Asociación

Trece compañías y consorcios internacionales negocian actualmente con Ecopetrol la celebración de contratos de asociación para la exploración y eventual explotación de hidrocarburos en el país.

Las negociaciones giran en torno a áreas actualmente libres, ubicadas en seis de las trece cuencas sedimentarias de Colombia. La distribución de los contratos sería así: cuatro en el Valle Medio del Magdalena, cuatro en el Valle Superior del Magdalena, cuatro en la cuenca de los Llanos Orientales, dos en la cuenca de Bogotá, uno en el Valle Inferior del Magdalena y otro en la cuenca del Cesar.

Además de compañías que están establecidas en el país como la Shell, Texas, Hocol, Ominex, San Jorge y Amoco, también figuran en las conversaciones para asociarse con Ecopetrol las empresas Doreal Energy, Kappa-Geopozos, Belwood-Golsen, GHK y Casa Inglesa-Orbit.

Estas compañías aspiran a celebrar contratos de asociación petrolera para adelantar sus tareas de búsqueda de nuevas reservas y producción de hidrocarburos en cerca de siete millones de hectáreas del territorio colombiano.

Colombia un buen socio

Los cambios en la política petrolera y la revaluación del potencial petrolero del país, modificaron favorablemente la posición de Colombia en el ranking mundial petrolero.

Petroconsultans, una de las más prestigiosas firmas en materia petrolera, clasifica a Colombia entre los países más competitivos ocupando el puesto once entre noventa países analizados.

El mejoramiento de la clasificación de Colombia está relacionado con las modificaciones introducidas en el sistema de contratación petrolera

el pasado mes de octubre y la elevación del cálculo de reservas potenciales del país de 24 mil a 37 mil millones de barriles equivalentes de petróleo.

Otra firma especializada en este tipo de estudios, Robertson, ubica al país en el puesto 16 dentro de la encuesta anual correspondiente a 1998.

La metodología utilizada por Petroconsultans combina varios factores, dándole un peso específico a cada uno en el siguiente orden: prospectividad reciente, 50 por ciento; términos fiscales, 35 por ciento y riesgo político, 15 por ciento. Dentro de cada uno de los factores se ponderan algunas características específicas. Así, en prospectividad se consideran los últimos niveles de producción de petróleo y gas con un 15 por ciento; el volumen de reservas remanentes con 15 por ciento; la actividad exploratoria en los últimos cinco años con el 20 por ciento y los éxitos en este mismo período con el 50 por ciento.

En términos fiscales se pondera con un 5 por ciento el denominado "government take", es decir la parte de los impuestos que toma el gobierno; otro 5 por ciento se asigna al "state take" equivalente a la participación del estado y el resto se le asigna a factores de rentabilidad de la inversión -valor presente neto y tasa interna de retorno, según el tamaño de los campos. En el riesgo político se evalúan las posibles amenazas por guerra, expropiación, violencia y estabilidad institucional, asignándole un 60%; el riesgo económico con un 20% y el riesgo comercial con otro 20%.

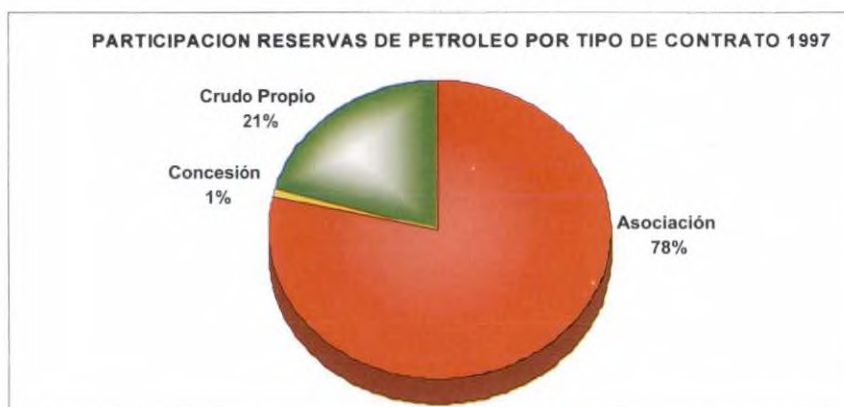
Usualmente los criterios utilizados por los consultores internacionales para clasificar la competitividad de los países se han centrado exclusivamente en el "government take", el cual se define para cada proyecto petrolero como el porcentaje de los ingresos del gobierno provenientes de ese proyecio -representado en regalías, impuestos, bonos, participación en la producción, etc, así como los ingresos netos del proyecto (ingresos menos costos).

2.4.2 RESERVAS

Las reservas de petróleo a diciembre 31 de 1997, probadas son de 2.625,3 Mbbls. El siguiente cuadro muestra la distribución por tipo de contrato:

Contrato	Mbls
Asociación	2.062,2
Concesión	20,6
Crudo Propio	542,5
Total	2.625,3

Fuente : MinMinas - DGH, 28-abril/98



Por Cuenca la distribución en el año 1997 fue la siguiente:

Cuenca	Mbls
Catatumbo	49,5
Llanos	2.135,8
Putumayo	103,3
Valle Inferior del Magdalena	8,0
Valle Medio del Magdalena	215,8
Valle Superior del Magdalena	112,9
Total	2.625,3

Fuente : MinMinas - DGH, 28-abril/98

La Nación cuenta con el 67,8% correspondiente a 1.783,9 Mbls, donde el Gobierno Nacional posee el 20% y Ecopetrol 47,8%.

2.4.3 PRODUCCION

La producción fiscalizada de petróleo en 1997 fue de 652.483 Bpdc con un incremento del 4,4 % con respecto a 1996 como resultado principalmente de los aumentos registrados en Cusiana y Cupiagua, cuya participación en la producción nacional fue del 33,8% equivalente a 220.587 Bpdc.

El siguiente cuadro muestra la distribución de la producción fiscalizada de petróleo por cuenca durante 1997.

Cuenca	Bpdc
Catatumbo	4.420,7
Llanos	504.101,5
Putumayo	20.797,0
Valle Inferior del Magdalena	378,6
Valle Medio del Magdalena	53.046,1
Valle Superior del Magdalena	69.739,4
Total	652.483,3

Fuente : MinMinas - DGH, 28-abril /98

La producción total para 1997 fue de 238.156,4 Kbl, durante los cinco primeros meses de 1998 la producción acumulada fue de 109.388 Kbl y se espera que al finalizar el año alcance entre 313.900 y 328.500 Kbl, es decir entre 860.000 y 900.000 Bpdc.

2.5 REFINACION

La carga total de crudo al sistema de refinación en 1997 fue de 277,9 Kbdc y 279,8 Kbdc en 1996, de los cuales 272 Kbdc corresponden a Barrancabermeja y Cartagena.

Durante el periodo 1995-1998 se aumentó la capacidad de refinación en 34,4 Kbdc y en la actualidad la capacidad es de 317 Kbdc, dicha ampliación ha permitido dejar de importar 15.000 Kbdc de gasolina corriente, lo que significa un ahorro al país de aproximadamente US\$110 millones al año.

En el área de refinación Ecopetrol obtuvo un significativo aumento en el margen operativo de pasar éste de 2,08 US\$/Bbl en el año de 1996 a 3,01 US\$/Bbl en 1997.

Con la inversión de 50 millones de dólares, Ecopetrol puso en marcha un significativo programa para eliminar las emisiones atmosféricas de azufre del Complejo Industrial de Barrancabermeja.

La refinería de Ecopetrol en Cartagena aumentará a finales de 1998 la capacidad de almacenamiento de gas propano y gas butano con lo cual garantizará un mayor abastecimiento de estos combustibles en la costa norte de Colombia. Se espera que dicha ampliación y modernización de la planta (Plan Maestro) llegue a 140.000 Bpdc con una inversión aproximada de US\$ 661,6 millones.

Con una inversión cercana a \$1.300 millones, serán montadas en el Distrito de Ecopetrol en la capital de Bolívar tres tanques esféricos que se encontraban inactivos en el Complejo Industrial de Barrancabermeja-CIB.

Plan de Desarrollo Petroquímico

Se estructuró el proyecto de desarrollo petroquímico nacional de acuerdo con los lineamientos CONPES de octubre/96 en los cuales Ecopetrol debe promover el desarrollo petroquímico por medio del suministro de materia prima básica. Con tal fin se adelanta la ejecución de los siguientes proyectos:

Se realizó la expansión de la planta de aromáticos del CIB para producir la totalidad del orto-xileno, ciclohexano y los xilenos que demanda el país, generando excedentes exportables. Ampliación de la planta de polietileno de baja densidad de Barrancabermeja, de 55.000 a 77.000 toneladas por año. Sondeo de Mercado para contratar el suministro a largo plazo de 210.000 toneladas por año de propileno provenientes de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. El Sondeo de Mercado se encuentra en la etapa de audiencias informativas y se espera recibir ofertas durante el primer semestre de 1998.

2.6. TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

2.6.1 TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

En promedio, durante 1997 se transportaron 204,4 miles de barriles por día calendario de productos refinados que permitieron elevar el inventario de productos en los centros de distribución hasta 9 días de consumo y 396,6 miles de barriles por día calendario de crudo en las redes.

De otra parte, Ocesa amplió su capacidad instalada para evacuar crudo de Cusiana y transportar en promedio entre Porvenir y Vasconia 371,3 miles de barriles por día calendario durante 1997 y 266,2 miles de barriles por día calendario durante 1996. Además se desarrolló la

fase II de ampliación del oleoducto en la construcción de las líneas Cupiagua-Cusiana, Cusiana-Porvenir y Porvenir-La Belleza, así mismo las ampliaciones de las estaciones Porvenir, Miraflores y Vasconia.

Se transportó nafta y gasolina regular en el sistema Pozos-Galán, segregando la gasolina extra.

Se transportó diesel (A.C.P.M.) de exportación desde Cartagena hasta Balboa Panamá y gasolinas desde Punta Cardón a Cartagena y desde St. Eustatius, Antillas Holandesas, hasta Santa Marta.

Transporte de productos

Para aumentar la capacidad y confiabilidad del suministro de combustibles hacia el centro, occidente y sur del país, se acondicionó a la red de poliductos un tramo de 110 kilómetros, entre Galán y Sebastopol de 12 pulgadas de diámetro que antiguamente operaba como oleoducto. En el año de 1995 la capacidad de transporte de poliductos era de 245 Kbdc y pasó a 333 Kbdc durante el año de 1998, lo cual significa un aumento de 88 Kbdc.

En el sistema Buenaventura-Yumbo, se inició la construcción en 1995, de la reposición de la tubería del sector Gallinero Mulaló y se terminó de construir el 21 de febrero de 1998, la inversión estimada fue de \$30.000 millones aproximadamente y este sistema permitió ampliar la capacidad de suministro de 5 Kbdc.

La red Nacional de transporte durante el periodo de 1994-1998 aumentó de 4.571 km a 5.061 Km, de la cual se construyeron 490 km adicionales. Este aumento se debió a la construcción del oleoducto central, así mismo se aumentó la capacidad de transporte de crudos, según se muestra en el siguiente cuadro:

Red Nacional de Transporte (Km)

Medio de Transporte	1994	1995	1996	1997
Oleoductos	4.571	4.585	4.585	5.061
Combustoleoductos	663	663	663	663
Poliductos	2.619	2.619	2.666	2.666
Propanoductos	378	378	378	378
Gasoductos	2.425	2.442	3.087	4.438
Total	10.656	10.687	11.379	13.206

Tipos de Productos	(Kbdc) Redes Primarias			
	1994	1995	1996	1997
Refinados	183,2	191,6	198,2	204,5
Crudos	423,0	555,4	598,4	628,5
Combustóleo	18,7	19,4	21,7	27,9
Transporte Marítimo	25,1	16,4	24,8	20,9

Fuente: Ecopetrol

Transporte Fluvial

Durante 1997 se transportaron 5,92 millones de barriles de productos, correspondiendo la mayor ocupación al combustóleo con 3,39 millones de barriles. Estas cifras son inferiores a las transportadas durante 1996, debido a la huelga de los empleados de las compañías encargadas del transporte fluvial. El movimiento de otros hidrocarburos se estableció así: nafta 0,52 millones de barriles, ACPM 0,97 millones de barriles y otros productos 1,05 millones de barriles. Del total del volumen transportado el 79,6% se realizó en la ruta Barrancabermeja – Cartagena.

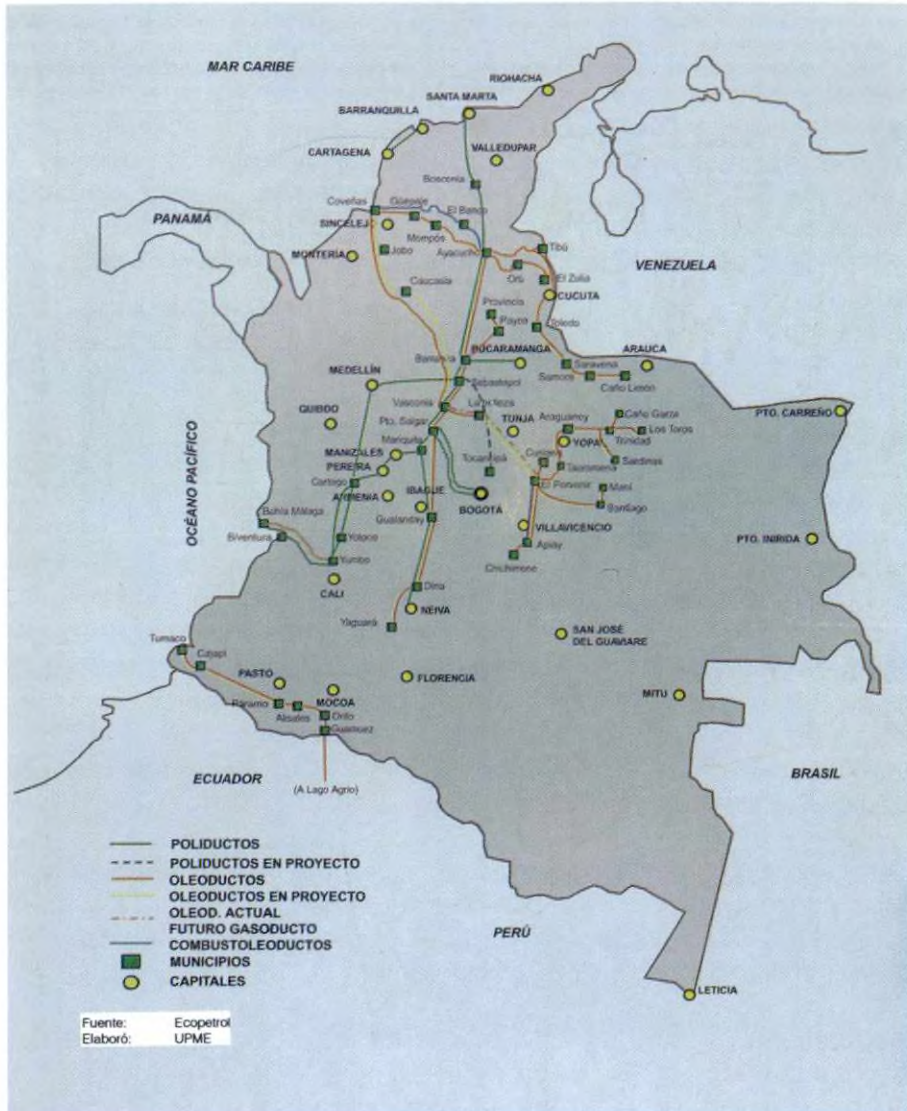
2.6.2 ALMACENAMIENTO

Se realizó el proyecto de ampliación de capacidad de almacenamiento en las estaciones de Sebastopol en 220.000 Bls. y Puerto Salgar en 215.000 Bls. El total del almacenamiento del país durante 1998 es de 1.900 Kbd, lo cual fue aumentado durante el periodo 1995-1998 en 435 Kbd durante dicho periodo.

Almacenamiento en Buenaventura: en abril de 1997, se firmó contrato con la Esso Colombiana cuyo objeto es disponer de las instalaciones de la Esso en Buenaventura para el manejo de productos en tránsito hacia Yumbo, por una suma de \$212 millones (9 meses), reajutable según el IPC, vigente hasta diciembre de 1997 y prorrogable hasta por un periodo de cinco años, dependiendo de la aprobación de las vigencias futuras.

Almacenamiento de GLP: La nueva estación de almacenamiento de GLP tiene como objetivo primordial reducir los riesgos para el personal y las instalaciones y prevenir la ocurrencia de eventos catastróficos en los sistemas de GLP existentes. Fue puesta en servicio el 1 de agosto de 1997 con una capacidad de 75.000 Bls de GLP y 6.000 Bls de butanos.

TRANSPORTE DE CRUDOS 1997



2. 7. COMERCIO EXTERIOR

Exportaciones en Alza

Pese al vaivén de los precios en el mercado internacional, las exportaciones colombianas de hidrocarburos durante los meses de enero a mayo de 1998 lograron superar la barrera de los US\$870 millones. El volumen exportado, en su mayor parte petróleo crudo, fuel oil, nafta y diesel, fue de 64 millones de barriles con los cuales el país obtuvo importantes divisas. Las importaciones realizadas durante los cinco primeros meses del presente año fueron de gasolinas para completar el abastecimiento interno de 3.911 KBIs, y un costo aproximado de US\$80 millones.

La balanza comercial de hidrocarburos al finalizar los cinco primeros meses del año 98, arroja un saldo favorable al país cercano a los US\$800 millones.

Precios del Petróleo

Durante 1997 se acentuó la volatilidad del mercado mundial observada durante 1996 pero con tendencia a la baja, especialmente en los últimos meses del año, como resultado del aumento establecido en diciembre por la OPEP a sus cuotas de producción (de 25 a 27.5 millones de barriles por día calendario, así como la incertidumbre sobre el posible aumento de la producción de Irak como parte del acuerdo con las Naciones Unidas. Fue así como, mientras a comienzos de 1997 la cotización del WTI era cercana a 23 US\$/barril, al finalizar el año se registraba un precio cercano a los 18 US\$/barril.

Otros hechos como las proyecciones sobre una baja en la demanda en la región del asia-pacífico por la crisis económica de varios de sus países, generaron una caída rápida de la cotización del petróleo en los primeros días de 1998 (WTI: 15 US\$/barril).

Sin embargo, según las expectativas de proyecciones para 1998, se espera que los precios estén entre 16 y 18 US\$/barril en promedio, donde se asume que Irak está exportando cerca de un millón de barriles por día.

Los precios de exportación de los principales crudos colombianos (US\$/barril) durante 1997, igualmente se vieron afectados con el mercado externo así:

Precios de exportación FOB

Meses	Crudo Caño Limón	Crudo Cusiana	Crudo Orito
Enero	23,38	24,83	22,60
Febrero	19,94	21,10	20,23
Marzo	18,64	20,81	17,75
Abril	16,90	18,78	16,26
Mayo	17,58	18,24	17,95
Junio	16,09	18,09	15,54
Julio	16,69	18,28	16,64
Agosto	17,38	18,92	16,50
Septiembre	18,00	18,62	15,83
Octubre	19,15	19,98	17,77
Noviembre	17,69	18,86	15,80
Diciembre	16,27	17,59	14,49

Fuente: Ecopetrol

Las exportaciones totales del país durante 1997, ascendieron a US\$11.593 millones, de los cuales el sector hidrocarburos contribuyó con US\$2.638 millones, es decir con un 23% dentro del total exportado.

A pesar de que el país durante 1997 exportó un mayor volumen de crudos, el efecto de la baja de precios de crudos internacionales en la balanza comercial no fue tan favorable con respecto al año 1996, según se muestra en el siguiente cuadro:

BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS

AÑOS	EXPORTACIONES		IMPORTACIONES		SALDO	
	Volumen KBIs	Valor KUS\$	Volumen KBIs	Valor KUS\$	Volumen KBIs	Valor KUS\$
1990	92.630	1.901.849	10.814	301.368	81.816	1.600.481
1991	90.440	1.506.509	9.632	254.886	80.808	1.251.623
1992	86.749	1.440.100	13.803	321.475	72.946	1.118.625
1993	92.181	1.378.579	14.378	280.586	77.803	1.097.993
1994	91.116	1.310.101	14.777	270.504	76.338	1.039.597
1995	132.268	2.167.241	13.718	272.373	118.550	1.894.868
1996	143.954	2.950.907	9.686	255.930	134.268	2.694.976
1997(p)	146.021	2.638.056	12.207	318.828	133.814	2.319.229
Total	875.358	15.293.341	99.014	2.275.950	776.344	13.017.391

Fuente: MME; Ecopetrol y Compañías Exportadoras

(p): Preliminar

2. 8 REGALIAS

Durante el año de 1997 el Ministerio de Minas y Energía liquidó a los departamentos por concepto de regalías \$597.789 millones, de los cuales los departamentos que más se beneficiaron son Arauca, Casanare y Meta, a estos les correspondió un 72,6 % del total liquidado, debido principalmente a los altos niveles de producción de

los campos de Caño Limón; Cusiana y Cupiagua respectivamente. Con respecto al valor liquidado del año 1996 se incrementó un 6%.

Según la ley 141/94, se creó el Fondo Nacional de regalías y la Comisión Nacional de Regalías-CNR. La CNR realizó la distribución de los recursos presupuestados por un valor de \$194.733 millones de los cuales comprometió dichos recursos por un valor de \$181.452 millones en obras de energización rural, proyectos específicos, medio ambiente y proyectos regionales de inversión general.

El sector petrolero pagó en enero de 1998 por concepto de regalías y según liquidaciones provisionales del Ministerio de Minas y Energía, \$9.185 millones a los 70 municipios y \$2.447 millones a los departamentos productores de petróleo en Colombia.

Los diez municipios con mayores ingresos por regalías son: Arauca con \$1.376 millones, Tauramena con \$1.192 millones, Aguazul con \$1.017 millones, Villavicencio con \$593 millones, Neiva con \$413 millones, Manaure con \$395 millones, Castilla La Nueva con \$329 millones, Barrancabermeja con \$271 millones, Sabana de Torres con \$267 millones y Acacias con \$248 millones de pesos.

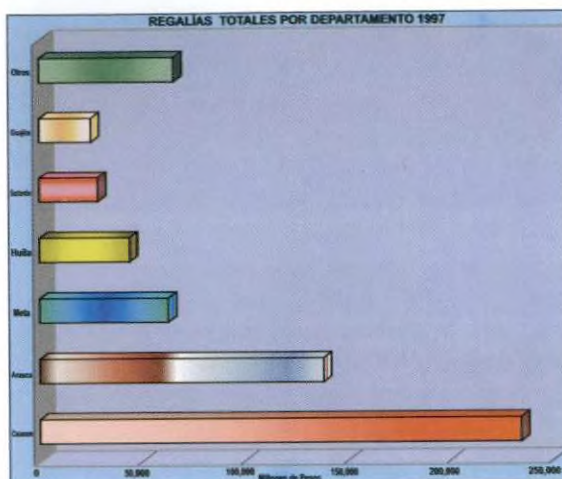
Y los diez departamentos con mayores ingresos por regalías son: Casanare con \$7.286 millones, Arauca con \$5.421 millones, Meta con \$2.551 millones, Huila con \$1.811 millones, Guajira con \$1.426 millones, Santander con \$1.287 millones, Antioquia con 781 millones, Tolima con 515 millones, Putumayo con 498 millones y Norte de Santander con \$180 millones.

REGALIAS DE PETROLEO Y GAS 1997
Millones de pesos

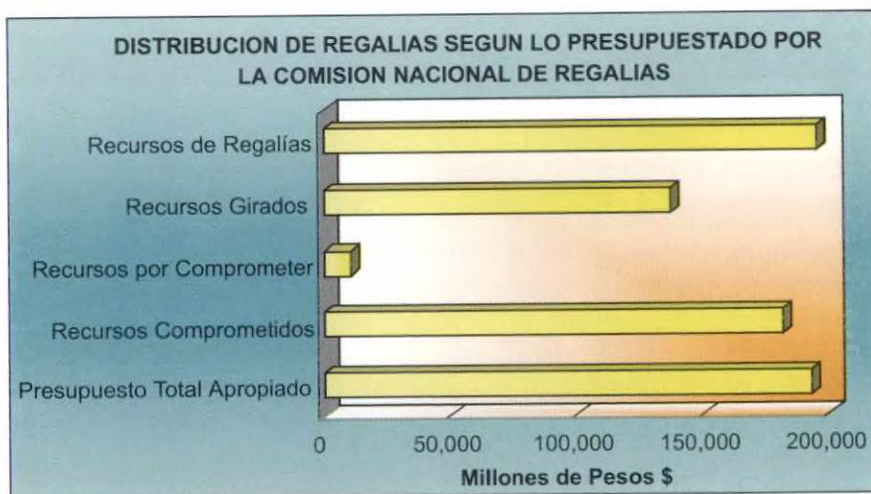
Departamento	Total
Antioquia	17,657
Arauca	137,801
Bolívar	4,872
Boyacá	3,422
Casanare	233,795
Cauca	4,299
Cesar	1,325
Guajira	25,307
Huila	44,005
Meta	62,608
Nte de Santander	4,833
Nariño	236
Putumayo	13,562
Santander	28,616
Sucre	2,725
Tolima	12,725
Total	597,789

Fuente: MME abril 28 de 1997

Otros : Incluye los departamentos de Antioquia, Boyacá, Cauca, Cesar, N. Santander, Nariño, Putumayo, Sucre y Tolima.



Distribución de regalías según ley 141/94: Para 1997



A los Municipios Portuarios que cubren el área de exportación de hidrocarburos, el sector petrolero canceló en el mes de enero \$1.830 millones distribuidos así: Zona de Influencia Golfo de Morrosquillo con \$742 millones, Tumaco con \$482 millones y Cartagena con \$605 millones de pesos.

Y a los Municipios Portuarios que transportan derivados, el sector petrolero pagó en el mes de enero \$527 millones distribuidos así: Cartagena con \$261 millones, Barrancabermeja con \$82 millones, Buenaventura y Santa Marta con \$70 millones, Coveñas con \$18 millones, San Andrés con \$9 millones, Tamalameque con \$7 millones, Turbo con \$3 millones, Barranquilla con \$2 millones y Magangué con \$1 millón 875 mil pesos.

Las Corporaciones de Desarrollo Regional recibieron en enero de 1998 \$176 millones, distribuidos así: Corpoamazonia con \$142 millones, Corponor con \$32 millones y Corponariño con \$1.608 mil.

Los Fondos de Inversión a su vez obtuvieron regalías por \$1.187 millones en enero de 1998, distribuidos así: Orinoquía \$803 millones, Centro Oriente con 209 millones, Costa Atlántica con 94 millones, Occidente con 48 millones y Amazonía con 31 millones de pesos.

El total de las regalías pagadas en enero de 1998 ascienden a \$60.010 millones.

El monto de las regalías pagadas entre enero de 1994 y enero de 1998 ascienden a \$1.927.568 millones

2.9 GESTION AMBIENTAL

Se obtuvieron nueve licencias ambientales para pozos exploratorios de los campos: Andino, Camarita, Cocuyo, Infantas 1649, Jerrejere, La Pinta, Retorno, Sanjuanero y Toragua.

Respecto a las áreas de exploración sísmica se realizaron seis gestiones, entre licencias y permisos, en Caipal, Guamito, Mocoa, Ortega, Río Charte y Tierra Negra.

Se invirtieron en medio ambiente, en los distritos operados por Ecopetrol, aproximadamente US\$6.000 millones durante 1997. En exploración se invirtieron US\$79 millones

A comienzos del siglo XXI los pobladores del puerto petrolero gozarán de una mejor calidad del aire, gracias a los trabajos tendientes a

minimizar las emisiones atmosféricas resultantes de los procesos de transformación del petróleo. La ejecución del proyecto demanda en el primer año inversiones por US\$1.7 millones destinados a la compra de equipos para una de las plantas de azufre del Complejo, así como de equipos para el procesamiento de gases ácidos y la elevación de la eficiencia en el tratamiento y recuperación del azufre resultante de la destilación de los crudos.

La infraestructura petrolera ha sufrido durante la última década 532 atentados. En lo que va corrido del presente año se han producido 34 atentados, lo cual significa el derramamiento de crudo de 111.617 barriles. Por lo cual el país ha dejado de recibir por concepto de regalías \$8.419 millones. El costo por reparaciones ascendió a \$1.806 millones y el valor de crudo dejado de producir es de \$59.713 millones.

Por lo anterior se han visto afectadas las áreas de influencia especialmente las regiones de Arauca, Norte de Santander y Boyacá por el derramamiento del crudo cuyos costos son incalculables, sin embargo El gobierno Nacional a través de Ecopetrol realizó inversiones por descontaminación ambiental por un valor de \$669 millones durante el primer semestre del presente año.

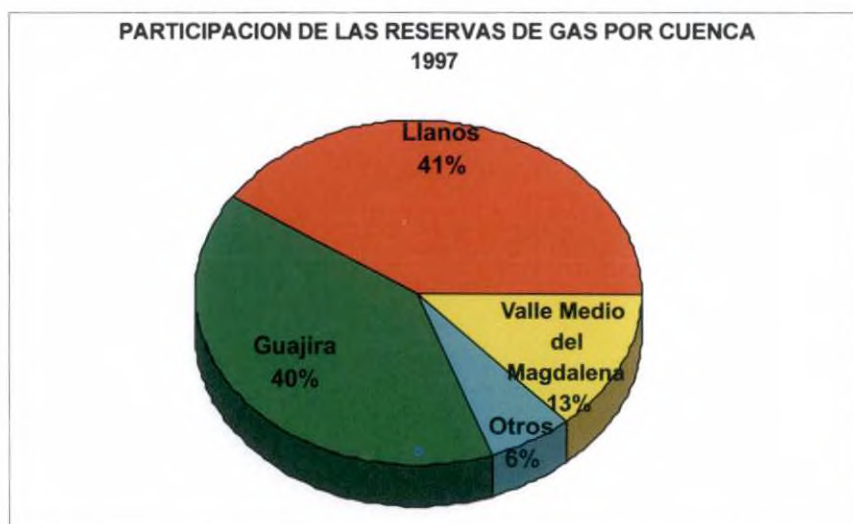
3. SUBSECTOR HIDROCARBUROS-GAS

3.1 RESERVAS

Las reservas de gas probadas a diciembre 31 de 1997 fueron:

Cuenca	(Gpc)
Catatumbo	61.4
Guajira	3,155.7
Llanos	3,198.1
Putumayo	101.5
Valle Inferior del Magdalena	196.3
Valle Medio del Magdalena	1,062.7
Valle Superior del Magdalena	119.9
Total	7,895.6

Fuente : MinMinas – DGH, 28-abril-98



3.2 PRODUCCION

La producción fiscalizada de gas durante 1997 fue de 459.448,6 Mpc con un incremento del 38,15 % con respecto a la producción de 1996, este incremento obedeció particularmente a aumentos registrados en Cusiana, Cupiagua y Chuchupa y Guajira.

El siguiente cuadro representa la producción fiscalizada de gas por cuenca durante 1997:

Cuenca	(Mpc)
Catatumbo	2.668,6
Cesar – Ranchería	675,4
Guajira	157.578,9
Llanos *	228.452,1
Putumayo	8.448,5
VIM	15.413,5
VMM	35.744,4
VSM	10.467,1
Total	459.448,5

Fuente : MinMinas - DGH, 28-abril/98

*: Incluye reinyección y gas lft

Plataforma B Campo Chuchupa

En el campo de Chuchupa del Contrato de Asociación Guajira se efectuaron durante 1997 las pruebas extensas de potencial de los pozos horizontales perforados (Chuchupa –15 y Chuchupa –17). Estas pruebas se realizaron con el fin de demostrar la capacidad de producción de la plataforma Chuchupa-B, la cual quedó establecida en 457 Mpcd, de acuerdo con la capacidad de la línea de transferencia a la estación Ballena.

En funcionamiento tercer tren de gas en Cusiana

La British Petroleum Exploration informó que desde el 5 de marzo de 1998 entró en funcionamiento el tercer Tren de Gas de la Central de Procesamiento de Cusiana, el cual logrará elevar la capacidad de compresión de gas de la planta en más de 1,4 billones de pies cúbicos estándar por día, e incrementar los niveles de producción de crudo. Esta nueva capacidad permitirá, además, que entren en producción pozos que han estado cerrados por tener un alto grado de relación gas-petróleo.

Este tercer tren también aumentará la capacidad de reinyección de gas de la Central de Procesamiento de Cusiana, y a su vez ayudará a incrementar la presión del yacimiento, con el fin de lograr niveles más altos de producción en Cusiana.

Planta de Gas en Cusiana

Durante el primer semestre de 1998 entró en funcionamiento la nueva Planta de Reinyección de Agua de la Central de Procesamiento de

Cusiana, la cual agilizará la producción de 100 millones de barriles de crudo, por medio de la reinyección de agua. La British Petroleum informó que a finales del primer semestre se pondrá en marcha el primer Tren de Procesamiento de Cupiagua, ya que los trabajos de líneas de flujo en el área han avanzado y se ha conectado la Central de Procesamiento de Cupiagua a todos aquellos pozos productores y de inyección de gas que ya están disponibles al sur y oeste de la nueva planta de procesamiento.

3.3 SUBSECTOR HIDROCARBUROS GAS

El suministro de gas natural durante 1997 ascendió a 570.742 Mpcd lo que significa una oferta superior del 26,81% respecto a 1996, principalmente con el aporte de producción adicional de los campos de Cicuco y Montañuelo y la Guajira.

El consumo al finalizar el año de 1997 fue de 567.948 Mpcd¹ y en el año de 1996 fue de 441.375 Mpcd. Dicho incremento en el consumo se debió principalmente a los sectores residencial y termoeléctricas, esta última para mejorar la composición térmica frente al eventual fenómeno del Pacífico que tuvo el país durante los primeros cuatro meses del año 98.

3.4 CREACION DE ECOGAS

Mediante la Ley 401 del 20 de agosto 1997 se creó Ecogas empresa industrial y comercial del Estado cuyo objeto es la planeación, organización, ampliación y mantenimiento operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios y la explotación comercial de la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros por los cuales se pague una tarifa de disponibilidad, o por acuerdos con estos

Posteriormente el Gobierno reglamentó mediante decreto 958 de mayo de 1998, el esquema y demás condiciones financieras de los pagos que la Empresa Colombiana de Gas-Ecogas deberá hacer a la Empresa Colombiana de Petróleos- Ecopetrol en desarrollo de la escisión ordenada en la Ley 401/97

Ecogas es la propietaria de todos los gasoductos del país incluyendo el gasoducto Centro Oriente y la cesión de Ecopetrol de los contratos BOMT de Transgas, Centragas y de los ramales de Boyacá-Santander, donde Ecopetrol continúa respondiendo por el pago de las obligaciones derivadas de dichos contratos y a su vez Ecogas por su

¹ Parte del suministro de gas se utilizó en llenado y comprensión de gasoductos

parte reembolsará a la Empresa Colombiana de Petróleos el esquema de pagos a partir de 1999 al 2007 lo proyectado en el decreto 958 de 1997

3.5 REALIZACIONES EN EL PLAN DE MASIFICACION DEL USO DEL GAS NATURAL EN AREAS EXCLUSIVAS

En desarrollo del Plan de Masificación del uso del gas natural, en este cuatrenio el gobierno Nacional se dedicó intensivamente a la construcción de la infraestructura de transporte. Durante el periodo 1995-1998 se aumento el número de instalaciones domiciliarias pasando de 790.000 a 1.624.000 durante este periodo, lo cual significa que en la actualidad el numero de hogares que disponen de este energético son cerca de 7.300.000 personas

Así mismo, en este campo se destacan los siguientes logros:

Estado de los principales proyectos de transporte de gas:

Ecogás es propietaria del gasoducto Centroriente y del gasoducto Cusiana-APIAY - Bogotá y coordina las actividades de transporte de gas natural en el país, con excepción del gasoducto de Promigas y otros transportadores privados.

Gasoducto Ballena-Barrancabermeja

Fue construido mediante contrato BOMT suscrito con la firma Centragas para prestar el servicio de transporte de gas natural desde Ballena (Guajira) hasta Barrancabermeja (Santander) iniciando operación en el mes de marzo de 1996. En dicho contrato se estableció que la transferencia de la propiedad debe realizarse al culminar los 15 años de la fase operativa. Este gasoducto sirve directamente el consumo domiciliario de 36 municipios de los departamentos de La Guajira, Cesar y Santander y alimenta las redes de los gasoductos Centroriente y de Occidente.

Gasoducto Centroriente

El Gasoducto Centroriente está conformado por un primer sector desde Barrancabermeja hasta Neiva y un segundo sector desde Vasconia hasta Bogotá (Cogua). El primer sector suministra gas natural en su recorrido a 18 municipios de los departamentos de Caldas, Cundinamarca y Tolima; en Sebastopol al Gasoducto Sebastopol-Medellín; a las plantas térmicas de generación eléctrica Termocentro, Termodorada, Termomerilétrica, Termosierra y en Mariquita al

Gasoducto Mariquita-Cali o de Occidente. El segundo sector realiza el suministro de gas natural a 18 municipios de los departamentos de Cundinamarca, Santander y Boyacá y a la capital del país.

Gasoducto de Occidente

La construcción y operación de este gasoducto fue adjudicado a la firma Transgas de Occidente S.A. por el sistema BOMT y la fase operativa será de 20 años, la cual se inició en el mes de septiembre de 1997. Este gasoducto atenderá el suministro de 47 municipios de los Departamentos de Valle del Cauca, Quindío, Caldas, Risaralda y Tolima.

Gasoducto Cusiana-APIAY-Bogotá y Ramales del Casanare y Cundinamarca

El Gasoducto Cusiana-APIAY inició operación en junio de 1995 para abastecer la Central de Termo-Ocoa y los ramales de Aguazul, Tauramena y Monterrey en el departamento de Casanare y actualmente refuerza el suministro a Villavicencio y Bogotá. El Gasoducto Cusiana-APIAY-Bogotá además atiende el suministro de gas natural de los municipios de Guayabetal, Quetame, Fosca, Une, Chipaque y Cáqueza localizados en el departamento de Cundinamarca, los municipios de Cumaral, Restrepo y Acacías en el departamento del Meta y Aguazul, Monterrey y Tauramena en el departamento del Casanare.

Con los ramales del Casanare se benefician los municipios de Villanueva, Aguaclara y Sabanalarga.

Gasoducto Montañuelo-Gualanday

Este gasoducto conecta el campo Montañuelo con la planta térmica de Gualanday en el departamento del Tolima y con el Municipio de San Luis en el mismo departamento.

Gasoducto Morichal-Yopal

Atiende el suministro de gas natural domiciliario del municipio de Yopal, con gas del campo Morichal.

Ramales de Boyacá y de la Provincia de Vélez

La construcción y operación de estos ramales se realizó por el sistema de BOMT, se adjudicó el 30 de abril y el 19 de mayo de 1998 se firmó

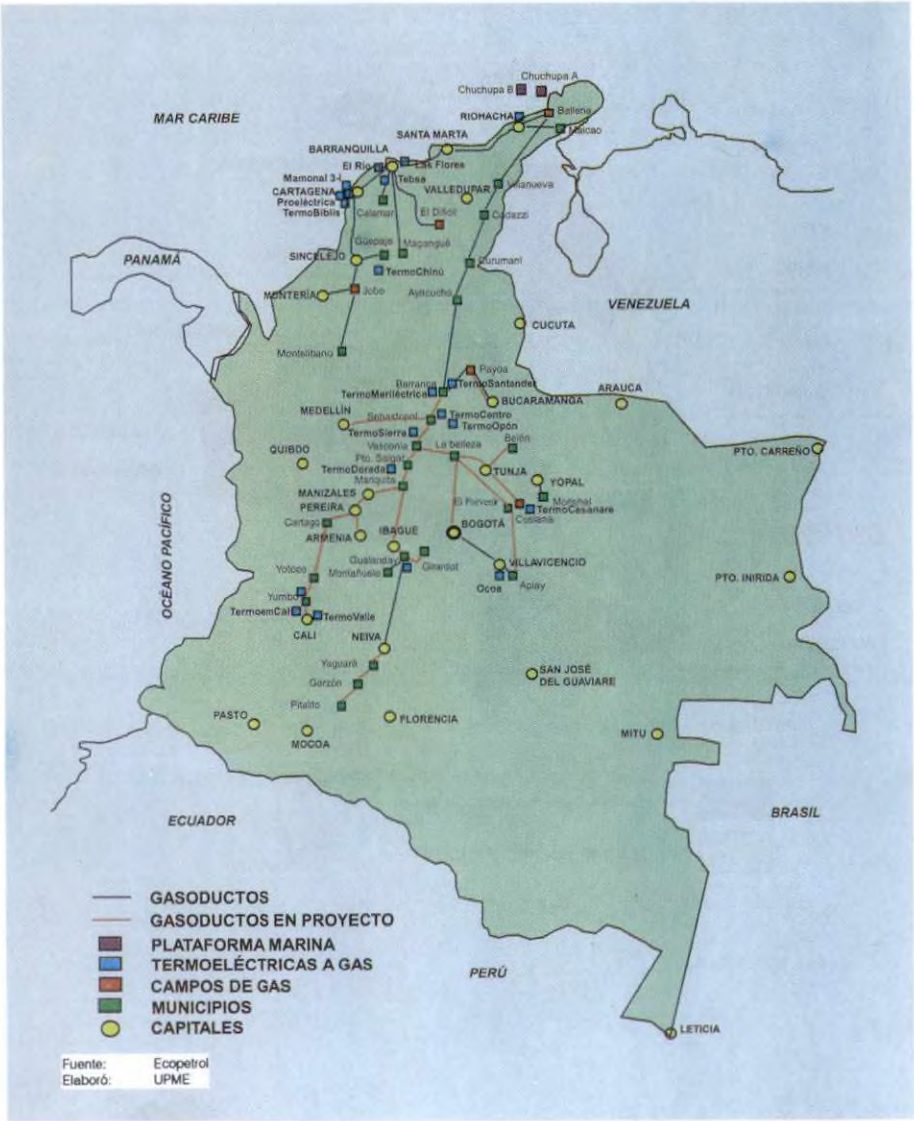
contrato. Con estos ramales se atenderá la demanda de gas natural domiciliario de 39 municipios de los departamentos de Cundinamarca y Boyacá.

Gasoducto Cusiana El Porvenir La Belleza

Actualmente se están realizando las gestiones para llevar a cabo la conversión del oleoducto Central de los Llanos Cusiana El Porvenir La Belleza, el cual conectará los campos de Cusiana Cupiagua, Volcanera, Floreña y Pauto con la red Nacional de gaseoductos.

La inversión total en el desarrollo del sistema de transporte de gas natural entre los años de 1996-2016 se espera sea de US\$4.250 millones (sin incluir exploración y producción). De este monto US\$ 2.100 corresponden a construcción de infraestructura básica de gasoductos, US\$1.150 a redes de distribución urbana y US\$1.100 a equipos de conversión para poder utilizar el gas natural.

TRANSPORTE DE GAS



4.2.2 CARBON

Ecocarbón, Planificación y seguimiento al desarrollo de la industria del carbón

A finales de 1996 y durante el primer semestre de 1997, Ecocarbón divulgó a nivel regional y Nacional, así como a entidades y firmas internacionales, el Plan Indicativo de Desarrollo del Subsector Carbón 1997-2005, en el cual se establecen los diferentes lineamientos tendientes a lograr el desarrollo integrado de la industria carbonífera dentro del horizonte de planeación definido, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y los planes minero-energéticos nacionales que se relacionan con el subsector.

Dentro del proceso de planeación para el subsector, y en particular en lo referente a la evaluación del plan, siguiendo las directrices del Ministerio de Minas y Energía y con la colaboración de la UPME y del DNP, durante 1997, Ecocarbón definió la metodología de evaluación y seguimiento del plan, la cual se aplicó a los resultados de ejecución alcanzados durante 1996 y de buena parte de 1997. Resultado de lo anterior, es el documento "Evaluación y Seguimiento del Plan de Desarrollo del Subsector Carbón", el cual se divulga entre las diferentes entidades públicas y privadas del sector minero - energético del orden regional y nacional. Este documento fija pautas que contribuirán a la actualización del plan programado para 1998.

Recursos, reservas y calidades.

Se han calculado, a diciembre de 1997, reservas geológicas del orden de 6.648Mtm de reservas medidas y 2.597Mtm de reservas indicadas, contra 6.748Mtm de reservas medidas y 2.322Mtm de reservas indicadas, reportadas en diciembre de 1996, con un decrecimiento de 100Mtm, mientras que durante este año se explotaron 32,2Mtm. Las anteriores cifras permiten mantener una relación adecuada, entre el nivel de explotación y los recursos y reservas estudiadas.

En cuanto a la calidad de los carbones colombianos, se presenta en la siguiente tabla un resumen de la calidad promedio por zonas carboníferas, en base boca de mina.

Calidad de los carbones colombianos. base bocamina					
Zona área	Azufre %	Poder Calorífico BTU/Lb	Humedad %	Cenizas %	Materia Volátil %
Antioquia	0,6	10.910	10,1	9,1	38,0
Boyacá					
Sogamoso - Jericó	1,4	12.401	5,2	11,6	35,4
Cesar					
El Descanso	0,57	10.370	13,6	10,6	32,3
La Jagua	0,62	12.570	7,3	5,3	35,6
La Loma	0,59	11.620	10,3	5,6	36,8
Córdoba					
San Jorge	1,50	8.180	17,0	17,0	37,0
Cundinamarca	3,90	13.194	10,2	28,4	0,8
Guajira					
Cerrejón Norte	0,70	11.770	11,9	7,0	33,4
Cerrejón Central	0,66	12.220	8,2	8,3	34,0
N. de Santander					
Tasajero	0,85	13.925	2,6	7,7	33,7
Valle del Cauca	2,70	9.663	2,1	30,5	27,3

Fuente : Ecocarbón,

En Colombia los carbones térmicos están localizados, principalmente, en los departamentos de La Guajira, El Cesar, Córdoba, Antioquia, Valle del Cauca y Cauca.

Los carbones coquizables, aptos para usos metalúrgicos, se localizan en la parte central y oriental del país en los departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Santander y Norte de Santander. En estos departamentos se encuentran también carbones especiales, tales como semiantracitas y antracitas para usos industriales.

Exportaciones

Las exportaciones de carbón, durante 1997, alcanzaron la cifra de 27,6 millones de toneladas.

Exportaciones de carbón. En miles de toneladas		
Región	1996	1997(p)
Guajira	17.669	18.695
Cesar	6.344	8.058
Norte de Santander	751	730
Cundinamarca	97	12

Boyacá	60	85
Total	24.920	27.580

Fuente: Ecocarbón, 3 /abril /98

(p) :Preliminar

Esta cifra es consecuencia del incremento en la producción del proyecto Drummond y el crecimiento de otros proyectos mineros del Cesar y la Guajira.

Valor de las exportaciones. Los precios de exportación durante 1997 fueron del orden de 34U\$/Ton, según la Dirección de Impuestos y Aduanas DIAN. El valor total de las exportaciones de carbón durante 1997 fue de US\$937,7 millones.

Carbocol

Resultados de la operación Zona Norte. La producción de carbón alcanzó 15,4 millones de toneladas (Mtm) con una ejecución del 105,6% sobre lo planeado.

Los costos de operación fueron de US\$323,7 millones y las inversiones en el complejo ascendieron a US\$72,6 millones representados esencialmente en la adquisición de equipos.

En cuanto a la protección y conservación del medio ambiente, se continuaron los programas relacionados con control y monitoría de los principales ecosistemas influenciados por la operación. En materia de adecuación de tierras, se rehabilitaron 150 hectáreas y revegetaron 141 hectáreas. El acumulado a la fecha es de 924 hectáreas rehabilitadas y 428 hectáreas revegetadas.

Es importante mencionar que durante este período la operación se vió afectada por tres atentados al ferrocarril que ocasionaron además de daños directos, una grave lesión desde el punto de vista socio - económico por el impacto en regalías e impuestos que perdieron las entidades territoriales de la Guajira por el carbón perdido y el dejado de transportar mientras se restableció la normalidad.

Dentro de su gestión comercial Carbocol consolidó su posición en el mercado internacional incrementando en casi 1% su participación especialmente en Europa y, como Asociación, alcanzó un 6 % del mercado mundial de importación de carbón térmico.

4.2.3 ESMERALDAS

Se realizó en Santa Fe de Bogotá entre el 23 y el 25 de febrero de 1998 el I Congreso Mundial de la Esmeralda con la participación de reconocidos expositores nacionales e internacionales, y la presencia de países de gran trayectoria y amplia participación en el mercado mundial de las esmeraldas como Estados Unidos, Tailandia, India, Francia, Italia y Brasil entre otros.

4.3 ACUERDOS Y CONVENIOS INTERINSTITUCIONALES

4.3.1 ACUERDO INTEGRAL ENTRE LA NACIÓN, CARBOCOL E INTERCOR

Acuerdo firmado el 22 de mayo de 1998 entre La Nación (Ministerios de Minas y Energía y Ministerio de Hacienda y Crédito Público), Carbocol e Intercor, El acuerdo incluye lo siguiente:

- Permitir que terceros productores de carbón de la zona de el Cerrejón puedan acceder al uso de la infraestructura de transporte y embarque del Complejo Carbonífero el Cerrejón Zona Norte, de propiedad de Carbocol e Intercor.
- Vincular capital privado a la participación de Carbocol como asociado en el Cerrejón Zona Norte.
- Expandir la capacidad actual de producción de 15 Mtm del Cerrejón Zona Norte hasta alcanzar una capacidad máxima de 36 Mtm de toneladas de carbón anuales.
- Prorrogar por 25 años del termino de duración del Contrato de Asociación contados a partir del 26 de febrero del año 2009.
- Recibir compensaciones adicionales a la Nación así:
 - Regalías de un 15 %, es decir 5 puntos porcentuales por encima del 10% establecido como regalías mínimas para explotaciones de carbón mayores de 3 millones de toneladas anuales en la Ley 141 de 1994, artículo 16.
 - Intercor pagará a Carbocol el 5% del valor de las utilidades operacionales anuales de Intercor a partir del 26 de febrero del año 2009.

4.3.2 CONVENIO DE COOPERACION INTERNACIONAL, ENTRE COLOMBIA Y FRANCIA

Teniendo en cuenta la importancia de las transformaciones que se realizan en el mundo y deseosos de participar en el desarrollo de la cooperación cultural y científica entre Colombia y Francia, el Ministerio de Minas y Energía suscribió un convenio de cooperación internacional con la Escuela de Minas de Alés (Francia).

Dentro del marco del citado convenio se han adelantado entre otras las siguientes actividades:

- Capacitación y actualización de funcionarios del Ministerio de Minas y Energía en la Escuela de Minas de Alés (Francia), en Seguridad y Protección del Medio Ambiente Minero.
- Presentación de conferencias por parte de un experto francés en la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia - Sede Sogamoso y la Universidad Tecnológica de Chocó, sobre las explotaciones mineras y la protección del Medio Ambiente.
- Con el apoyo de la Escuela de Minas de Alés, en marzo de 1997 se presentaron cuatro (4) proyectos de investigación para generación de energía, dentro del programa ALURE para América Latina, que la Comunidad Económica Europea patrocina sobre el uso racional de energía. Los proyectos presentados son:
 - Generación de electricidad mediante la combustión de carbones Nacionales en reactor de lecho fluidizado.
 - Gasificación de carbones colombianos en lecho fluidizado.
 - Reducción del impacto ambiental de las cenizas volantes del carbón mediante su utilización en la industria de los materiales de construcción.
 - Propuesta de creación de un postgrado en Estudios Ambientales.
 - En Colombia, en la ejecución y apoyo económico de los proyectos, participan las siguientes entidades: Ministerio de Minas y Energía, Ecocarbón Ltda., Colciencias y el Centro Nacional del Carbón de la Universidad Nacional de Medellín.

Para la presentación de los proyectos ante la Comunidad Económica Europea se contó con la representación y colaboración de las siguientes empresas europeas: Cerchar (Francia), Aicia (España) y Rheinbraum Engineering (Alemania) bajo la interlocución de la Escuela de Minas de Alés (Francia).

En el mes de Abril de 1997 se obtuvo la aprobación sobre el apoyo de la Comunidad Económica Europea a los proyectos presentados, dentro del programa ALURE para América Latina "Uso racional de energía".

En reunión del 18 de noviembre de 1997, en Bruselas, fue aprobada la ayuda económica con un monto de 400.000 Ecus, para la ejecución y asistencia técnica y tecnológica de los proyectos presentados, involucrando la planta de Termopaipa como generadora de energía eléctrica, para adelantar los respectivos estudios de investigación.

Se presentó el proyecto titulado: "Mitigación Ambiental de los Impactos Generados por la Explotación Subterránea del Carbón en Colombia", a desarrollarse por Ecocarbón y el Ministerio de Minas y Energía con la colaboración de Colciencias por Colombia y Ecos-Nord por Francia, quienes estudiarán el proyecto y asignarán los recursos estimados.

4.3.3 CONVENIO DE COOPERACION COLOMBO CHILENO

Se logró la suscripción, en abril de 1998, del acuerdo Inter - ministerial con el Ministerio de Minería de Chile, para la cooperación técnica en temas mineros como la estructura institucional del sector, programas de asistencia técnica y salvamento minero.

4.3.4 CONVENIO INTERINSTITUCIONAL

El objeto de este convenio se orienta al fortalecimiento de la gestión de evaluación, licenciamiento y seguimiento ambiental de los proyectos del sector minero energético que se encuentren bajo responsabilidad de la Dirección Ambiental Sectorial del Ministerio del Medio Ambiente, en lo que corresponde a la gestión ambiental del Ministerio de Minas y Energía. El convenio fue firmado por FONADE como administrador de los recursos, los Ministerios de Minas y Energía, Ministerio del Medio Ambiente, Ecopetrol, ISA, Mineralco y La FEN.

4.3.5 CONVENIOS MINMINAS - MINERALCO CON DIFERENTES GOBERNACIONES

Dentro del marco de los convenios de cooperación técnica y económica, suscritos entre el Ministerio de Minas y Energía, Mineralco S.A. y quince (15) departamentos mineros del país, se viene cofinanciando la formulación y ejecución del "Programa de Desarrollo Integral de Distritos Mineros Productores" en dieciocho (18) regiones de Colombia, lo cual ha permitido la instalación de centros de capacitación minera en yeso y caliza, plantas de beneficio de oro filoniano, planeación y desarrollo de minas, organización empresarial, talla y corte de esmeraldas y joyería, entre otras.

4.4 PROCESO CONTRATACION ZONAS CARBONIFERAS

En desarrollo del proceso de contratación de áreas para adelantar proyectos carboníferos de gran minería con vocación exportadora, Ecocarbón, con base en los resultados de un concurso público internacional, celebró la contratación de exploración y explotación de las áreas carboníferas localizadas entre el sur de la Guajira y el norte del Cesar, denominadas: Cerrejón Sur, Guaimaral y el Descanso. Cerrejón Sur se adjudicó al Consorcio del mismo nombre conformado por las compañías Anglo American Coal Ltd., Minorco Colombia Ltda., Sudelektra Holding Ag., Oreganal S.A., Oc Inversiones, Sucursal Colombia de Río Tinto Ltd., Ob Inversiones y Sucursal Colombia de Río Tinto Plc.

Las áreas de Guaymaral y El Descanso fueron adjudicadas al Consorcio Drummond conformado por las compañías Drummond Ltd. y Drummond Coal Mining Lic. sucursal Colombia.

De acuerdo con lo estipulado en el Decreto número 159, de enero de 1997, Ecocarbón contrató el área de El Hatillo, localizada en el Departamento del Cesar, con la Empresa para el Desarrollo de la Zona Carbonífera del Cesar y la Guajira S.A., Emcarbón.

El potencial de producción previsto para estos proyectos en el año 2005, los cuales iniciarán su producción a comienzos del próximo siglo, es como sigue:

Potencial de producción. Año 2005

Región	Proyecto	Producción (Mt)
Guajira	Cerrejón sur	3
Cesar	Guaimaral	ND
Cesar	El Descanso	6
Cesar	El Hatillo	1

Fuente Ecocarbón

ND: No disponible

Dentro del proceso de integración de áreas en Gran Minería, se integró el Sector Nororiental del sinclinal de la Jagua con Carboandes S.A; en Mediana Minería, Cerro Largo Norte, con Norcarbón S.A. y Cerro Largo Centro, con Carbones Sororia.

En lo que respecta a la pequeña minería, se está dando el trámite correspondiente a 2.189 solicitudes de contratación, de las cuales 1.538 fueron archivadas.

4.5 INFRAESTRUCTURA PUERTO INTEGRADO AGUAS PROFUNDAS

Con excepción de la Compañía Drummond, los exportadores de carbón del Cesar y del Interior del país, no disponen de un puerto eficiente por donde enviar su carbón a los mercados externos.

Con miras a solucionar este problema, la Ley 188 de 1995 asignó, en su numeral 4.1.4.7, y durante el cuatrienio 1994 -1998, el 10% de la porción de las regalías que la Ley 141/94 destinó para el sector carbón, a la promoción de un terminal marítimo carbonífero de gran calado y de su infraestructura asociada, el cual estará ubicado en el departamento del Atlántico o en el de Magdalena.

En atención a este mandato, Ecocarbón, junto con otras entidades del Estado, participó activamente en la preparación del documento CONPES 2825 Minminas-Mintransporte-Sgp-Ecocarbon-Dnp-Uinif-Ditran: "Estrategia para el Desarrollo de un Puerto Carbonero Integrado en la Costa Caribe para los Carbones del Cesar, Córdoba y el Interior del País".

El presupuesto asignado equivale a la porción de regalías suficiente para cubrir una inversión total del orden de 6.000 millones de pesos, la cual se ha venido ejecutando durante los años 1996 a 1998.

De acuerdo con el documento CONPES mencionado, el proyecto del terminal carbonífero debe ser adelantado por el sector privado con el apoyo de Ecocarbón y ejecutarse en tres fases:

- Elaboración del estudio de factibilidad
- Promoción del proyecto
- Construcción del terminal portuario

En lo referente a la primera parte, el 26 de noviembre de 1995 fue constituida la sociedad Promotora del Puerto Integrado S.A., Propuerto S.A. y hoy se encuentra conformado por las siguientes firmas: Consorcio Minero Unido S.A., Carboandes S.A., Dupela Ltda., Carbones Sororia Ltda., Comercializadora Central de Carbón S.C., Carbones y Suministros Minerales Ltda., Carbones del Caribe S.A., C.I. Prodeco S.A. y Siminera S.A.

El día 30 de agosto de 1996 Propuerto S.A., mediante concurso, seleccionó y adjudicó el contrato del estudio de Factibilidad a la Unión Temporal conformada por Moffatt & Nichol Internacional, Soros

Associates Inc., Hidroestudios S.A. y Estudios Técnicos. El contrato fue suscrito el 4 de octubre de 1996.

El día 5 de noviembre de 1996 se suscribió el acta de iniciación de estudios, con un plazo para su ejecución de 6 meses: 3 meses para prefactibilidad y 3 meses para factibilidad.

La interventoría de los estudios del puerto le fue asignada al consorcio formado por las firmas Salgado, Melendez y Asociados Ltda. y Silva Carreño y Asociados S.A., mediante concurso.

La etapa de prefactibilidad se desarrolló entre el 5 de noviembre de 1996 y el 11 de febrero de 1997.

Los estudios de factibilidad se adelantaron entre el 20 de marzo de 1997 y el 26 de noviembre, fecha de aprobación de los estudios por parte de la Interventoría.

El Diagnóstico Ambiental de Alternativas, incluido en el estudio de factibilidad, fue radicado ante el Ministerio del Medio Ambiente el 18 de octubre de 1997.

El valor total facturado por los componentes de la Unión Temporal que ejecutó los estudios fue de \$584,25 millones. El valor total facturado por los componentes del Consorcio que ejecutó la interventoría fue de \$95,5 millones.

Los resultados del estudio de factibilidad señalaron el área de Puerto Zúñiga como primera opción y Don Jaca como segunda alternativa para el desarrollo del puerto.

El Ministerio del Medio Ambiente se pronunció sobre el Diagnóstico Ambiental de Alternativas presentado por Propuerto S.A, mediante el auto No. 152 del 16 de marzo de 1998 de la Subdirección de Licencias Ambientales, señalando el sitio de Papare como el más indicado para continuar con el estudio de impacto ambiental. Propuerto S.A, presentó el día 6 de abril un recurso de reposición para que se reconsidera nuevamente el sitio de Puerto Zúñiga. Se está a la espera del pronunciamiento definitivo del Ministerio.

4.6 REALIZACIONES DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

A pesar de su extensión, Colombia ocupa un modesto lugar a nivel latinoamericano en producción minera. Pese a los esfuerzos realizados

en los últimos años, la presencia del Estado en fiscalización y control de estas actividades es deficiente, por lo que se debe fortalecer.

Con el propósito de cumplir con el papel del estado, a pesar de la carencia de recursos para tal fin, el Ministerio de Minas y Energía adelantó las siguientes labores:

4.6.1 ASPECTOS TECNICOS

Visitas de seguimiento y control a las explotaciones mineras

Durante 1997 se realizaron 482 visitas de seguimiento y control en 105 municipios del país. De las 482 explotaciones inspeccionadas, 385 correspondientes al 79,9%, tenían título minero; mientras que 97 equivalentes al 20,1% restante eran explotaciones ilegales.

De las labores de fiscalización adelantadas se visitaron 63 contratos mineros, de los 225 vigentes, 10 legalizaciones de minería de hecho, 292 correspondientes a licencias de exploración y explotación, 15 permisos, 2 procesos mineros especiales, 4 registros mineros de cantera. Todos los informes de las visitas fueron notificados y en algunos casos se hizo requerimiento por parte de la División Legal de Minas.

Respecto a las explotaciones ilegales, se abrieron los procesos mineros especiales, para adelantar el cierre de éstas.

Seguridad e higiene minera. Dentro de este programa se adelantaron 137 visitas de inspección, correspondientes a visitas técnicas de seguimiento y control, en 42 municipios.

A nivel departamental se buscó fortalecer y crear grupos operativos de seguridad e higiene minera; se crearon comités operativos en el Norte de Santander, Guajira y Risaralda. Se realizaron seminarios para los grupos operativos de Boyacá, Cesar, Tolima, Huila y Cundinamarca.

Para fortalecer el proceso de divulgación y seguridad minera se elaboró una cartilla sobre el uso de explosivos en minería a cielo abierto y minería subterránea.

Se inició la revisión de la normatividad vigente en seguridad e higiene minera conjuntamente con representantes de Ecocarbón Ltda, Indumil, Utramicol y Sena, para actualizar las normas a la realidad vigente.

Coordinación de actividades mineras en zonas de la Ley 70 de 1993

La promulgación de la Ley 70, conocida como la Ley de Negritudes, ha impedido el desarrollo minero en zonas de estas comunidades debido a la falta de una reglamentación al respecto.

Se debe tener en cuenta la importancia que adquiere la reglamentación del capítulo V de la Ley 70/93, en donde se otorgan derechos a las comunidades y se plantean unos compromisos por parte del Ministerio en el proceso de otorgamiento de títulos mineros. Para 1997 se presentaron 324 solicitudes al Ministerio de Minas y Energía, ubicadas en la cuenca del pacífico; de las cuales la División Regional de Minas de Quibdó atiende el 55%, la División Regional de Minas de Pasto el 31%, la sede central Bogotá el 12% y la Secretaría de Minas de la Gobernación de Antioquia el 2%.

Se efectuaron visitas a 216 áreas de 324 solicitudes de títulos mineros presentadas de las cuales 31 áreas el 15%, se les emitió un concepto técnico favorable.

Teniendo en cuenta la cobertura que tienen las regionales de Quibdó y Pasto, zona del Pacífico, en las comunidades negras, se elaboró un instructivo por parte del Ministerio, que sirve para evacuar las solicitudes de títulos mineros que se encontraban represadas, lográndose un alcance del 67%.

Al reglamentarse el capítulo V, se pueden legalizar los trabajos mineros hechos por las comunidades y al mismo tiempo éstas podrán beneficiarse a través de los Fondos existentes para desarrollar proyectos mineros, ambientales o del orden social (Fondo de Metales Preciosos, Fondo del Carbón o el Fondo Nacional de Regalías).

Otros aspectos. Se resolvieron 1.230 consultas al Registro Minero Nacional, se efectuaron 3.028 confrontaciones de alinderación de títulos en los instrumentos de soporte del catastro minero. Igualmente, se expidieron 1.332 certificados de registro minero, así como se adelantaron convenios con Ecocarbón Ltda y las Corporaciones autónomas para planes de manejo ambiental en el sur de Bolívar.

4.6.2 ASPECTOS LEGALES

Durante 1997 la División Legal de Minas aprobó 310 licencias de las cuales el 27%, es decir 84, correspondieron a licencias de explotación y el 73%, unas 226, fueron de exploración. Se autorizó la cesión para

Departamento de Antioquia	
Sector Medellín - Valle de Aburrá	\$40.000.000
Sector Puerto Berrio	\$25.000.000
Sector Frontino	\$20.000.000
 Departamento de Boyacá	
Sector Iza - Sogamoso	\$20.000.000
 Departamento de Santander	
Sector California	\$15.000.000
 Departamento del Tolima	
Sector Ibagué	\$25.000.000
Sector Coello	\$15.000.000

En el desarrollo del proyecto se realizaron visitas técnicas minero-ambientales conjuntamente con las 2 autoridades correspondientes, las cuales tuvieron un costo de \$266 millones para el cubrimiento de las minas a cargo de Ecocarbón Ltda. y Mineralco S.A., programa dirigido directamente por la Dirección General de Minas.

Con la expedición del decreto 2.150 de diciembre de 1995, se incluyó una obligación adicional a las autoridades ambientales del SINA por cuanto en el artículo 217 se ordenó la formulación de los Planes de Manejo Ambiental para cada una de las explotaciones que resultaran legalizadas en dicho programa, por lo cual fue también necesario conseguir y asignar recursos adicionales por parte del Ministerio de Minas y Energía para cumplir con este propósito.

De esta forma, y mediante convenios suscritos entre el Ministerio de Minas y Energía y las Corporaciones Autónomas Regionales se transfieren recursos por \$566,3 garantizando de esta manera que todas las pequeñas explotaciones de minera de hecho que obtuvieran su legalización contaran con su respectivo y específico Plan de Manejo Ambiental.

Con la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca el procedimiento utilizado, a diferencia de las demás corporaciones, fue el de contratación directa de todos los recursos humanos y logísticos necesarios, los cuales fueron puestos al servicio de dicha entidad.

A continuación se presentan los resultados:

Para el desarrollo del programa se establecieron contactos con las autoridades ambientales como Ministerio de Medio Ambiente y las Corporaciones Autónomas Regionales y se diseñó un programa de trabajo que se inició en el mes de diciembre de 1994 con visitas técnicas minero-ambientales a las minas a fin de determinar la viabilidad técnico - ambiental.

Para el programa se presentaron un total de 2.578 solicitudes, distribuidas de la siguiente forma:

Entidad	N°
Ministerio de Minas - Bogotá	695
Divisiones Regionales Mineras	238
Gobernaciones delegadas	462
Ecocarbón	841
Mineralco	342
Total	2.578

Los costos y la programación de visitas fueron realizadas con base en las solicitudes presentadas en las Gobernaciones delegadas, Divisiones Regionales y la sede de Bogotá que serían financiadas con cargo al Convenio 028 suscrito entre Ecocarbón y Mineralco.

El Convenio contó con un presupuesto total de \$566 millones, de los cuales \$290 millones fueron destinados para la realización de estudios de Impacto Ambiental Regional.

El decreto 2150 en su artículo 217 ordena a las Corporaciones Autónomas Regionales formular el respectivo plan de manejo ambiental. Se asignaron \$396,4 millones y se firmaron los convenios con las Corporaciones Autónomas Regionales para que todas las minas legalizadas cuenten con sus respectivos planes formulados por tales autoridades.

Los mencionados estudios se realizaron en aquellas zonas donde existe concentración de solicitudes de legalización de explotaciones mineras de hecho de pequeña minería, como elemento básico para la formulación y diseño de planes de manejo ambiental, distribuidos de la siguiente forma:

Departamento de Cundinamarca	
Sector Mosquera - Cogua y tauta	\$70.000.000
Sector Mosquera Usme - Soacha	\$60.000.000

31 licencias, se elaboraron 20 contratos de concesión y se autorizaron 10 licencias de explotación temporal.

Se cancelaron 140 títulos mineros y se adelantaron 60 procesos mineros especiales o cierre de explotaciones ilícitas.

Se rechazaron 167 solicitudes de las 1.174 presentadas para estudio y se retiraron 50 solicitudes.

Delegaciones sobre administración de títulos mineros

En el proceso de descentralización, el Ministerio de Minas y Energía ha trasladado a algunos departamentos la titulación minera, delegándola en las gobernaciones del Cesar, Guajira, Norte de Santander, Caldas, Antioquia y Boyacá.

Las anteriores gobernaciones, a través de sus secretarías de minas departamentales en 1997, tramitaron 751 solicitudes de licencia de exploración, se aprobaron 141 solicitudes, el 18,8%. El mayor volumen de solicitudes se tramitó ante la Secretaria de Minas de Antioquia 612, el 83,3%, de las cuales se aprobó el 8,5%, es decir 52 licencias.

Se efectuaron 162 visitas de fiscalización, seguridad y control. Se prestó asistencia técnica a 52 áreas y se realizaron 99 visitas de Seguridad e Higiene Minera, de las cuales el 66,7% se desarrollaron en el departamento de Antioquia.

Programa de legalización de explotaciones mineras de hecho

El Programa de Legalización de explotaciones mineras de hecho se inició en cumplimiento del Artículo 58 de la Ley 141 de 1994, Ley de Regalías, que permitía la titulación en las explotaciones mineras de hecho de pequeña minería ocupadas permanentemente hasta Noviembre 30 de 1993, y cuyas solicitudes fueran presentadas en un plazo de seis (6) meses ante la autoridad competente.

Posteriormente, el artículo fue reglamentado por el Decreto 2636 de 1995, mediante el cual se aclaraban los procedimientos y establecían las condiciones y requisitos técnicos y ambientales a ser considerados para la legalización y realización de las visitas y los conceptos de viabilidad técnica y ambiental, que deberían ser emitidos en coordinación con las Corporaciones Autónomas Regionales. Igualmente, la ley preveía que los costos del Programa serían divididos por partes iguales entre Ecocarbón y Mineralco.

julio 98

MINMINAS	SOLICITUDES	PORCENTAJE
Otorgados	491	35,2%
Archivados	576	41,3%
Trámite	328	23,5%
Subtotal	1.395	
Ecocarbón	841	
Mineralco	342	
Total	2.578	

Fuente : MME - DGM

Proyecto de reforma al Código de Minas

El proyecto de reforma al Código de Minas presentado por el Ministerio al Honorable Congreso de la República, luego de surtir un proceso de concertación con los diferentes actores y gremios de la minería, fue aprobado en primer debate en el seno de la Comisión V de la Cámara de Representantes el 18 de junio de 1997. A pesar del esfuerzo prioritario que tanto el Ministerio como el sector productivo dedicaron a lograr su avance a las siguientes instancias legislativas, la obligación de concertar su contenido con las minorías étnicas, ha sido la causa para que el proyecto referido no haya logrado superar el segundo debate.

El Ministerio continúa participando decididamente en las actividades interinstitucionales encaminadas a lograr la definitiva reglamentación de los procesos de consulta e insiste en la necesidad de propiciar la adecuación de la legislación minera a las realidades del país en materia extractiva.

4.7 REALIZACIONES DE LA UPME

El logro más importante de la Subdirección de Planeación Minera de la UPME durante el año 1997 fue el lanzamiento en el mes de septiembre del Plan Nacional de Desarrollo Minero(PNDM).

Desde 1986, el país no contaba con un plan de esta naturaleza, el PNDM diseñó un esquema matricial que permite un fácil manejo de las acciones y responsabilidades por parte de los actores encargados tanto de la planeación, como de la operación minera en Colombia.

El plan fija de manera perentoria los papeles que han de desempeñar hacia el futuro tanto el capital privado como la acción pública, asignándole a ésta la responsabilidad del diseño y adopción de políticas, así como la indelegable función de regulación y control.

Otra de las características del plan es su diseño ágil, flexible, indicativo y verificable. El documento fue aprobado el 15 de enero de 1997, es obra de una prolongada tarea que se inició en 1994.

La UPME en conjunto con Ingeominas gestionó el apoyo del gobierno colombiano para la asignación de recursos a esa entidad destinados a completar el Plan de Exploración. En efecto, a partir de octubre de 1997 comenzaron a llegar los recursos de regalías destinados a la exploración geológica.

Como parte de las acciones a seguir dentro de la consolidación del PNDM se presentó a consideración del DNP, la matriz de asistencia técnica establecida en el documento CONPES. Documento que se encuentra en espera de la etapa final de elaboración.

4.8 ADECUACION DE POLITICAS PARA EL DESARROLLO DEL SUBSECTOR CARBON

El objetivo general para esta finalidad es: preparar, concertar y lograr la implantación de ajustes en las políticas aplicables al subsector carbón para lograr una industria carbonífera técnica, ambiental y económicamente sostenible, dadas las grandes reservas con que se cuenta en el país, su bajo costo, las nuevas tecnologías que permiten su utilización de manera compatible con la preservación del medio ambiente y las condiciones del carbón que, además de ser un recurso mineral estratégico, tiene características de recurso energético.

En desarrollo del objetivo propuesto, durante 1997 se adelantaron las siguientes acciones: se realizaron dos convenios, uno con UPME e ISAGEN mediante el cual se contrató la optimización ambiental, técnica y económica del catálogo de nuevos proyectos carboeléctricos, cuyo resultado será la definición de la mejor ubicación para un conjunto de nuevos proyectos que sumen 1200 MW. El otro convenio, firmado con la UPME, tiene por objeto desarrollar actividades conjuntas que se consideren prioritarias para el subsector carbón y, dentro de ellas, se inició el estudio de costos económicos del carbón aplicando la metodología previamente desarrollada en una asesoría dada a la UPME por el Instituto de Economía Energética de Bariloche.

Conjuntamente con el Ministerio de Minas y Energía y algunas empresas del sector eléctrico se participó en la elaboración, trámite, análisis jurídico y soporte a los congresistas ponentes de un Proyecto de Ley que hace trámite en el Congreso de la República para crear un Cargo por Firmeza y Confiabilidad del Sistema Interconectado

Nacional, el cual será el instrumento para desarrollar nuevos proyectos carboeléctricos, porque permite remunerar la electricidad producida por las carboeléctricas a valores que las hacen igualmente rentables a las plantas en ciclo combinado a gas.

Se divulgó ante embajadas de Colombia en el exterior y embajadas de países extranjeros en Colombia, documentos actualizados para promover ante posibles inversionistas los proyectos carboeléctricos.

Igual labor se realizó con entidades nacionales y en diferentes eventos de carácter nacional e internacional.

Se preparó, con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía y se puso a consideración de la Comunidad Económica Europea, un proyecto para el mejoramiento de las actuales plantas térmicas a carbón del país.

Se concretaron los estudios requeridos para la carboeléctrica del suroccidente colombiano y se hizo el aporte de Ecocarbón en la sociedad promotora de este proyecto.

4.9 CONFERENCIA INTERPARLAMENTARIA DE ENERGIA Y MINERIA

La Conferencia Interparlamentaria de Energía y Minería otorgó la sede de la segunda edición de este evento a Cartagena de Indias. Delegaciones de los países con mayores desarrollos en minería y energía se reunieron durante la tercera semana del mes de mayo de 1998 en un certamen que trató problemas relacionados con la minería artesanal, la realización de proyectos binacionales en el campo minero, las reformas de los códigos de minas, las privatizaciones en el sector energético y la defensa de los derechos de los usuarios de los servicios públicos, temas que darían lugar a la Declaración de Cartagena de Indias. Toda la actividad de soporte logístico y la secretaría técnica fue realizada por la UPME.

5. GESTION AMBIENTAL MINERO ENERGETICA

En lo referente a producción limpia, se establecieron convenios de producción con los sectores eléctrico, de hidrocarburos y del carbón, en los cuales se adquirieron compromisos voluntarios de mejoramiento ambiental por parte de las empresas y se definen acciones de apoyo por parte de los Ministerios del Medio Ambiente y Minas y Energía.

En lo que concierne a reconversión de tecnologías limpias del parque termoeléctrico, se definió el programa general de reconversión y su planteamiento estratégico entre la UPME, Ecocarbón, Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio del Medio Ambiente el cual define que plantas existentes pueden ser reconvertidas o actualizadas tecnológicamente con consideraciones de eficiencia energética, contaminación atmosférica, hídrica y de suelos por la producción de desechos sólidos.

Como parte de la evaluación del Plan Energético Nacional, La UPME realizó estimaciones y proyecciones de emisiones de CO₂ equivalente de la cadena energética, advirtiendo que este efecto es menor que el que le causa el proceso deforestador en las áreas rurales de Colombia. Así como la estimación de los efectos de posibles reducciones de gases de los países desarrollados sobre las exportaciones Colombianas de carbón e hidrocarburos, en el marco de los compromisos a adquirir en el Protocolo de Kioto y de la Convención de cambio Climático.

SECCION C
PLANES, PROGRAMAS Y PROYECTOS

PLANES, PROGRAMAS Y PROYECTOS

1 SUBSECTOR ELECTRICO

1.1 PLAN DE EXPANSION

En desarrollo de sus funciones, la UPME llevó a cabo en 1997 la revisión y actualización del Plan Energético Nacional. Para estos efectos se actualizaron los diagnósticos de la situación internacional y nacional y de las relaciones energía y desarrollo. Asimismo se revisaron las estimaciones sobre escenarios de demanda de energía para el período 1997-2010 y se actualizaron las estrategias de largo plazo establecidas en la primera versión del PEN.

La nueva versión titulada "Plan Energético Nacional 1997-2010, Autosuficiencia Energética Sostenible", fue publicada en agosto de 1997. El título del Plan refleja la orientación de la política energética hacia el fortalecimiento y consolidación de este sector como una de las bases fundamentales del desarrollo económico nacional.

Uno de los principales insumos del Plan Energético Nacional, es el estimativo sobre la demanda futura de energía. En 1997 se avanzó en el diseño y la aplicación de la metodología para la determinación de la demanda global de energía. El principal elemento de análisis integrado de la demanda es el modelo de simulación Energy and Power Evaluation Program -ENPEP-, complementado con la utilización de modelos econométricos de la demanda de los diferentes energéticos, en función del producto interno bruto (PIB), la población, los consumos históricos y los precios de cada producto y sus sustitutos.

PLAN DE EXPANSION DE GENERACION 1998-2002

PROYECTO	CAPACIDAD MW		FECHA *	PROCESO ACTUAL
	Total	Por unidad	REPORTADA	
Térmico a Gas				
La Sierra	300	150	7-Feb-98	En operación comercial
		150	28-Mar-98	En operación comercial
Flores III	150	150	28-Abr-98	En operación comercial
Merilétrica	160	160	5-Feb-98	En operación comercial
Opón (Santander)	200	100	01-feb/98	A finales de abril se declaró fuera de operación comercial**
		100	9-mar/98	En operación comercial
Valle	199	130,5	28-ene-98	Montaje nuevo generador. Pruebas
		68,5	Oct-98	Montaje

Barranquilla	130		Nov-98 Montaje
Emcali	220		May-99 Montaje
Berrío	300		sin definir Indefinido
Casanare	160		sin definir Indefinido
Térmico a Carbón			
Cesar	300		Sin definir Indefinido
Paipa IV	150		Mar-1999 Montaje
Hidroeléctrico			
Porce II	393	131	Abr-2000 Construcción
		131	Jun-2000
		131	Ago-2000
		85	Jun-99 Construcción
Urrá	340	85	Ago-99
		85	Oct-99
		85	Dic-99
		125	Abr-2002 Construcción
Miel	375	125	Jul-2002
		125	Oct-2002

Fuente : UPME-15- Junio-98

* : Fecha para análisis energético, en el corto plazo

** : Luego de suministrar energía al sistema por casi 4 meses, tuvo problemas con el suministro de combustible. En los análisis energéticos esta planta de incluye en junio y julio de 1999

Proyectos de generación que no han iniciado construcción:

Termorío (340 MW): Proyecto térmico a gas de ciclo combinado. Cuenta con estudio de conexión al STN aprobado por la UPME y se encuentra en proceso de gestión de sus contratos de suministro y transporte de gas. Se prevé su entrada en enero del año 2.000.

Termo Candelaria (300 MW): Proyecto térmico a gas de ciclo abierto. La UPME aprobó su estudio de conexión al STN, actualmente se hacen análisis acerca de la disponibilidad de gas para este proyecto.

Termo Biblis (500 MW): Proyecto térmico a gas de ciclo abierto. Su estudio de conexión al STN se encuentra en evaluación. Al mismo tiempo se adelantan los análisis de disponibilidad de gas para determinar la posibilidad de instalar este proyecto.

Nota: La puesta en marcha del montaje de estos tres proyectos está sujeta a la disponibilidad de combustible.

1.2 EXPANSION DE LA INFRAESTRUCTURA

Descripción de proyectos por regiones:

PROYECTO	LONG. (Km)	ENTRADA PREVISTA (AÑO)	NOTAS
TERCER PLAN DE TRANSMISION			
* Conexión línea La Esmeralda – La Mesa a la S/E San Felipe a 230 kV		1998	En operación
* S/E La Virginia, siete campos de línea a 230 kV		1998	Nueva subestación
* Ampliación S/E San Carlos, un campo de línea a 230 kV y dos campos de transformación a 500 y 230 kV Respectivamente		1998	Avance del 91%, se prevé su entrada en Feb/99
Compensación inductiva en 34.5 kV de 4x50 Mvar			
Transformador 500/230/34.5 kV, 450 MVA, S/E San Carlos			
* Ampliación S/E San Marcos, un campo de línea a 230 kV.		1998	
* Línea San Carlos - La Virginia, 1C a 500 kV.	216	1998	Entra en Dic/98
* Línea La Virginia – San Marcos, 1C a 500 kV.	168	1998	Entra en Dic/98
* Ampliación S/E La Hermosa, un campo de línea a 230 kV.		1998	
* Línea La Virginia - La Hermosa, 1C a 230 kV.	30	1998	Avance del 84%.
* Ampliación S/E Cartago, dos campos de línea a 230 kV		1998	
Conexión línea La Esmeralda – San Marcos a la S/E Cartago a 230 kV.			
* Conexión línea Cartago – La Esmeralda a la S/E La Virginia a 230 kV		1998	Circuitos 1 y 2
* S/E La Virginia, 2 campos de línea y 1 de transformación a 500 kV		2000	Nueva subestación
Compensación inductiva de 3x20 Mvar en 500 kV			
Compensación inductiva de 3x28 Mvar en 500 kV			
Compensación inductiva de 2x50 Mvar en 34.5 kV			
Transformador 500/230/34.5 kV, 450 MVA, S/E La Virginia			
* S/E San Marcos, un campo de línea y uno de transformación a 500 kV		2001	Se evalúan las 6 ofertas Recibidas
Compensación inductiva de 2x50 Mvar en 34.5 kV			
Transformador 500/230/34.5 kV, 450 MVA, S/E San Marcos			
* Ampliación S/E San Carlos, un campo de línea a 500 kV		2001	Se evalúan las 6 ofertas recibidas
Compensación inductiva de 3x28 Mvar en 500 kV			

* Ampliación S/E Cerromatoso, 2 campos de línea, 1 de transformación y 1 de transferencia a 230 kV * Transformador 500/230 kV, 360 MVA, S/E Cerromatoso * S/E Urabá, un campo de línea a 230 kV y un campo de transferencia * Compensación en 500 kV, -150 +250 Mvar, un campo en S/E Chinú * Compensación en 34.5 kV, 15 Mvar, un campo en S/E Caño Limón * Compensación inductiva a 500/220 kV, 84 Mvar, S/E Sabanalarga * Transformador 500/220 kv., 450 MVA, S/E Sabanalarga * S/E Paipa, seis campos de línea y uno de transferencia a 230 kV. * S/E Bucaramanga, cuatro campos de línea y uno de transferencia a 230 kV * S/E Panamericana, seis campos de línea a 138 kV. Transformador 138/115 kV, 40 MVA, S/E Panamericana Compensación a 138 kV, 15 Mvar, S/E Panamericana * S/E Tulcán, dos campos de línea a 138 kV. Compensación a 138 kV., 15 Mvar, S/E Tulcán * Línea Panamericana – Tulcán, 1 C a 138 kV.	15	1998 <
---	----	---

* Conexión línea La Mesa – Noroeste a la S/E Balsillas a 230 kV.	1	1998	Cambio en topología
* Transformador 230/115 kV, 168 MVA, S/E Noroeste		1998	Avance del 4%
* S/E Mirador, cuatro módulos de línea a 230 kV		1999	Avance del 5.5%
* Transformador 230/115 kV, 168 MVA, S/E Mirador		1999	Avance del 5.5%
* Conexión circuito 1 Circo – Guavio a la S/E Mirador a 230 kV.	1	1999	Cambio en topología
* Conexión circuito 1 Guavio / Torca a la S/E Mirador a 230 kV.	12	2000	Cambio en topología
EMPRESAS PÚBLICAS D MEDELLÍN - E.P.M.			
* Línea Guadalupe IV – Occidente, 1C a 220 Kv.	76,2	1998	Entró en abril/98
* Línea Bello - La Tasajera, 1C a 220 kV.	16	1998	Avance 30%
* Línea Porce II - Guadalupe IV, 1C a 220 kV.	2	1999*	Avance del 80%
* Línea Porce II - El Salto, 1C a 220 kV.	8	1999*	Avance del 30%
* Línea Barbosa - El Salto, 2C a 220 kV.. Esta línea la componen un cto.	40	1999*	Avance del 30%
Del proyecto Barbosa – Porce II y un ducto. del proyecto Bello - El Salto			El Salto
* Línea Barbosa - Bello, 1C a 220 kV.	26	1999	
* Línea Barbosa - El Salto, 1C a 220 kV.	40	1999	Avance del 80%
* Transformador 220/110/44 kV., 180 MVA, S/E El Salto		1999	Se prevé su entrada en mayo/99
* Transformadores 220/110/44 kV., 2x180 MVA, S/E Bello		1999	Avance del 60%.
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. EPSA E.S.P.			
* Conexión línea Cartago – San Marcos a S/E Tuluá a 230 kV.	0,2	1998	Pliegos en preparación
* Transformador 220/115 KV., 90 MVA, S/E Juanchito		1999	Cuarto transformador
* Transformador 220/115 kV., 168 MVA, S/E San Marcos		2000	Avance del 99%
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DE LA COSTA ATLÁNTICA – CORELCA			
* Transformador 220/110/34.5 kV., 100/70/30 MVA, S/E Santa Marta		1998	Montaje electromecánico o 25%
* Transformador 220/34.5/13.8 kV., 60/30/30 MVA, S/E Valledupar		1998	Montaje electromecánico o 60%
* Transformador 220/110/13.8 kV., 90/90/30 MVA, S/E Sabanalarga		1998	Montaje electromecánico o 40%

* Transformador 220/34.5 Kv., 60 MVA, S/E Sabanalarga		1998	Ampliación en transformación
* Transformador 110/34.5/13.8 kV, 60 MVA, S/E Gaira		1998	Nueva subestación
* S/E Barranquilla, 1 módulo de línea a 220 kV.		1998	Nueva subestación
2 Transformadores 220/110 kV, 100 MVA, S/E Barranquilla	5,2		
Línea S/E Barranquilla – Silencio, 1C a 110 kV.			
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ			
* Línea Sogamoso – Termopaipa, 1C a 230 kV.		1998	
* Transformador 230/115 kV, 150 MVA, S/E Termopaipa		1998	Ampliación en transformación
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. –ESSA			
* Transformador 230/115 kV, 60 MVA, S/E Guanentá		1998	Nueva subestación
* Conexión línea Bucaramanga – Paipa a S/E Guanentá a 230 kV		1998	
PROYECTO MIEL I			
* Línea Doña Juana – Miel I, 2C a 230 kV.	22	2000	
* Línea Miel I – San Felipe, 2C a 230 kV.	40	2000	

Fuente : Informe mensual de avance del Plan de Expansión de Transmisión, revisión 31 de diciembre /97: Documento UPME

2. SUBSECTOR PETROLEO

2.1 EXPLORACION y DESARROLLO

Con el ánimo de garantizar el autoabastecimiento de hidrocarburos ECOPETROL abrió al mundo petrolero un nuevo abanico de posibilidades de inversión, el cual incluye desde la exploración de cuencas “inactivas” hasta el mejoramiento de la producción en campos operados hasta ahora por la empresa estatal. Se busca así incorporar la más avanzada tecnología en el descubrimiento de nuevas reservas y el mejoramiento de la producción actual.

Con el fin de incorporar nuevas áreas al portafolio de exploración y producción, dentro de las modalidades a escoger por los inversionistas para la contratación en las áreas activas se aplicará el Contrato de Asociación estándar, en el cual Ecopetrol no invierte en la etapa de exploración y sólo lo hace en un 50% a partir del descubrimiento de un campo comercialmente explotable.

En la modalidad de Contrato de Riesgo Compartido, la inversión a cargo de la compañía estatal es de un 50 por ciento desde el momento mismo en que se inicia la etapa exploratoria. En la modalidad de producción incremental la inversión es 100% a cargo de los socios, quienes obtienen la rentabilidad del volumen de producción adicional que logren extraer de campos que están en operación.

Para poner en marcha este nuevo marco de exploración y desarrollo en la industria petrolera colombiana y generar nuevas opciones que permitan incrementar la base actual de reservas de hidrocarburos con que cuenta el país, el Gobierno Nacional a través de Ecopetrol, realizará las dos rondas de licitación que se detallan en Los cuadros a continuación:

Primera Ronda de Licitaciones (17 Proyectos)

Opciones del negocio	Cuenca	Cantidad	Potencial (Millones de barriles)	Inversiones fase I U\$ millones
Exploración áreas inactivas	Pacífico(3). Cauca- Patía(2) VIM(2), Sinú, Urabá	9	3.000-4.300	Entre 5 y 8
Areas activas	VSM y PUT	2	100-150	Entre 3 y 5
Contratos de riesgo compartido Producción	Piedemonte Llanos	2	800-1.900	Entre 20 y 30
Producción incremental	VSM, VMM(2) y PUT	4	80-120	Entre 15 Y 30

Segunda ronda de licitaciones (19 Proyectos)

Opciones del negocio	Cuenca	Cantidad	Potencial (Millones de barriles)	Inversiones fase I U\$ millones
Exploración				
Campos menores	VMM(2), Llanos y PUT	4	70-180	Entre 3 y 8
Contratos de riesgo compartido Producción	VSM, VMM y VIM	3	300-900	Entre 3 y 5
Campos descubiertos no desarrollados e inactivos	Llanos, PUT, VSM.			
	VMM(2) y VIM	6	30 y 40	Entre 1 y 4

Notas:

VSM: Valle Superior del Magdalena; VMM: Valle Medio del Magdalena; VIM: Valle Inferior del Magdalena; PUT: Putumayo

Fuente: Ecopetrol

Estas rondas comprenden un total de 36 nuevos proyectos de exploración y explotación y se adjudicarán en los meses de julio y septiembre de 1998, con las siguientes alternativas de contratación y desarrollo según el caso:

Exploración

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

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

Campos Menores: Áreas con potencial para descubrimientos menores, con prospectos y áreas prospectivas identificadas, a ser contratadas bajo un esquema diferente al Contrato de Asociación vigente.

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

Desarrollo.

Producción Incremental: Son oportunidades que presentan los campos maduros operados por Ecopetrol, para optimizar la producción e incrementar el recobro mediante la aplicación de tecnologías avanzadas y capital de riesgo.

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

Para fomentar la participación del capital nacional en la segunda ronda, se han destinado 3 proyectos, en la opción de negocio de Campos Descubiertos no Desarrollados, los cuales serán ofrecidos a compañías nacionales, las cuales podrán presentar ofertas de manera individual o en consorcio con otras empresas nacionales o extranjeras.

Proyectos

Durante 1998, Ecopetrol iniciará la perforación de siete pozos exploratorios con los cuales pretende avanzar este año en el descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos para el autoabastecimiento del país.

Las primeras tareas se adelantarán en el Piedemonte Llanero con el pozo Tocoragua en el cual se espera llegar a una profundidad de 18 mil pies.

Tocoragua será el primero de los pozos exploratorios contemplados dentro del contrato de riesgo compartido suscrito con la compañía japonesa Teikoku Oil, en el cual Ecopetrol es el operador del contrato.

El segundo pozo a perforarse bajo esta misma modalidad será Unicornio, en el Putumayo, dentro del contrato Oil Company suscrito con la compañía Canadian.

De acuerdo al programa exploratorio, Ecopetrol deberá realizar durante el primer semestre de 1998, la perforación de los pozos Cocuyo-1, Cretáceo La Cira-1, Morena, Mosquetero en el Valle Medio del Magdalena y otro en el Valle Superior del Magdalena.

Cuatro nuevos contratos de Asociación están listos para firmar por internacionales

Cuatro nuevos contratos de asociación con los cuales se fortalecerá la búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos en Colombia se encuentran para la firma de Ecopetrol e igual número de compañías internacionales.

En la empresa estatal se encuentran pendientes de firma los contratos Capachos, que permitirá a la firma Arco explorar y explotar los hidrocarburos que encuentre en un área de 38.000 hectáreas de la cuenca sedimentaria de los Llanos Orientales; Vuelta Larga, de la compañía Emerald en una extensión de 136.700 hectáreas de la misma cuenca; Sombrerillo de Triton en el Valle Superior del Magdalena, en una extensión de 200.500 hectáreas y Las Moras, con la compañía ICA S.A. también en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, en una extensión de 17.000 hectáreas.

Como resultado de la nueva visión de crecimiento de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en Colombia, se estima que

al finalizar la primera década del próximo siglo se alcance en el país una producción de 1.6 millones de barriles por día calendario.

Adicionalmente, se iniciará una ambiciosa ofensiva exploratoria del potencial petrolífero del país, con la firma de dos nuevos contratos para la exploración de hidrocarburos en el fondo del mar Caribe colombiano.

Igualmente se dio apertura a 2 licitaciones entre los meses de Abril a Agosto de 1998, para la adjudicación de 36 proyectos exploratorios en el territorio Nacional.

Con las compañías Texas y Shell, Ecopetrol suscribió los contratos de asociación "Macuira y Nazareth" para la exploración costa afuera de cinco millones de hectáreas del Litoral Atlántico.

Otros dos contratos, denominados Galeones y Fragata, frente a las costas colombianas en el resto del Litoral Atlántico, de similar extensión, serán suscritos por Ecopetrol con las petroleras Amoco y Arco.

Inversiones

A pesar del rigor de la política ambiental y los problemas de orden público que han generado un ajuste en la planeación y ejecución de los compromisos y metas exploratorias de las diferentes compañías en el país, se aprecia una tendencia alentadora en las inversiones en actividades exploratorias, las cuales fueron de US\$371 millones en 1997.

Para 1998 se espera que se perforen 32 pozos de los cuales 7 estarán a cargo de Ecopetrol. La inversión exploratoria privada se estima en US\$ 134 millones.

2.2 PRODUCCION

Con la entrada en explotación de los campos Cusiana y Cupiagua, el país ha alcanzado los máximos niveles históricos de producción de crudo, pasando de 453 Kbdc durante 1994 a 652 Kbdc durante 1997. Sin embargo, para garantizar la autosuficiencia de suministro de combustibles el país deberá realizar las siguientes acciones:

- Incrementar los niveles de perforación exploratoria en asocio con terceros. Esto significa que para el periodo 1998-2002 se realicen

al menos 50 pozos exploratorios, es decir como mínimo 12 pozos promedio por año por parte de Ecopetrol y 38 pozos neto promedio por año por parte de participación privada o de terceros.

- Incrementar las reservas y producción de los campos existentes. Durante el periodo 1998-2002 se requiere descubrir 2500 millones de barriles, 25% por parte de Ecopetrol en su participación neta y 75% incentivando la participación de terceros.
- Mantener una relación de balance de reservas/producción para Ecopetrol del orden de 12 años y desarrollar al menos 100 millones de barriles de reservas incrementales en los campos de producción de la empresa estatal.
- Reducir el costo de hallazgo y de desarrollo de Ecopetrol a niveles competitivos con los asociados, entre 1.66 US\$/barril y 2.2 US\$/barril dentro de los próximos tres años.
- Generar oportunidades de negocio con base en un portafolio de áreas exploratorias de alta prospectividad, con el fin de aumentar el capital privado en exploración y producción

2.3 REFINACION

En el Complejo Industrial de Barrancabermeja se están adelantando importantes proyectos de ampliación y modernización así:

Recuperación factor de disponibilidad de crudo: Por medio de este proyecto se busca modernizar las unidades de destilación de crudos, algunas de las cuales ya han cumplido su ciclo de vida útil, actualizándolas para procesar un mayor volumen de crudos livianos con lo cual se espera disminuir la importación de gasolinas en 20.0 Kbdc y genera excedentes de destilados de 6.5 Kbdc. El proyecto se desarrolla en tres fases. Durante 1997 se concluyó totalmente la ingeniería de detalle de la FASE I (Modernización de la U-2000) y se llevó a cabo la gestión de equipos principales.

Reformas Unidad de Ruptura Catalítica URC-UOP I: Con este proyecto se actualizará tecnológicamente la unidad para procesar cargas pesadas. Es necesario reemplazar el reactor regenerador y equipos complementarios dado su estado crítico. Este proyecto incrementará la producción de gasolina (2.4 Kbdc) y propano (1.2 Kbdc) con una mayor flexibilidad operacional. Se inició la construcción

de las valijas principales y la configuración para el sistema de Control Distribuido.

Actualización Tecnológica Unidad de Ruptura Catalítica - Orthoflow: Con este proyecto se actualizará tecnológicamente la unidad adecuándola para procesar cargas pesadas. Es necesario reemplazar el reactor regenerador y equipos complementarios dado su estado crítico. La capacidad de procesamiento de gasóleos se incrementará en 4.0 Kbdc y se incrementará la producción de gasolina (2.7 Kbdc) y propano (1.2 Kbdc). Durante 1997 se adjudicó a la compañía Inelectra S.A. la licitación para el suministro de materiales, construcción y puesta en marcha de la Fase 1 (reactor y equipos asociados), ingeniería de detalle, gestión de compras, construcción y puesta en marcha de la Fase 11 (Regenerador, sistema de gases de chimenea, torre fraccionadora principal, sistema de carga y equipos asociados). El costo total del contrato asciende a US\$ 9,6 millones más \$ 19.741 millones y el plazo es de 600 días.

Nueva Planta de Alquilación: Con esta planta se mejorará el valor agregado de las corrientes de butanos y tuluenos, incrementando la producción de gasolina ecológica (de 1.5 Kbdc a 7.2 Kbdc) de alto octanaje, baja presión de vapor y sin contenido de azufre. Durante el presente año se terminó la ingeniería básica para los tres tratamientos (Merox, Hidroisomerización y Alquilación con Ácido Sulfúrico) y se adjudicó la licitación pública para el contrato llave en mano (ingeniería de detalle, compras, construcción y puesta en marcha) de la nueva planta al Consorcio Bufete Industrial - Distral S.A -- CMD S.A. por un valor de US\$ 42,2 y U\$ 43.471 millones y un plazo de 820 días calendario.

Ampliación y Actualización Tecnológica de Elementos Externos: Su objetivo es adecuar los sistemas de almacenamiento para facilitar las operaciones de segregación de crudos, mezcla de gasolinas, destilados medios y combustóleo y a su vez modernizar el sistema de tratamiento de combustibles para garantizar las futuras calidades exigidas por el mercado internacional. Durante 1997 se elaboró la ingeniería básica y se adjudicó la licitación pública para la ingeniería de detalle, compras y construcción de los sistemas de blending de crudos, combustóleo, gasolina y ACPM al Consorcio ABB Industrial Systems - ABB Ltda - Talleres Klein por un valor de US\$ 17.4 millones y \$ 19.674 millones y un plazo de 480 días calendario.

Refinería de Puerto Olaya: Está en proyecto la construcción de esta refinería en Puerto Olaya, departamento de Santander, a un costo de

US\$ 300 millones. En la primera fase, se estima que la capacidad de la refinería procesará unos 18.000 barriles de gasolina extra y 9.000 barriles diarios de diesel.

Proyectos Refinería de Cartagena

Plan Maestro de Desarrollo: Su ejecución permitirá a la refinería de Cartagena una posición más competitiva en el negocio petrolero, por medio de la utilización de procesos y capacidades y la actualización tecnológica para cumplir con las nuevas regulaciones ambientales. Como resultado de este proyecto se produce materia prima para el desarrollo petroquímico (40.0 Kbdc para el cracker de naftas del sector privado) y se tiene una mayor disponibilidad de combustibles para abastecer la demanda nacional (37.5 Kbdc)

En el Plan Maestro de Desarrollo se han integrado todos los proyectos de modernización y actualización tecnológica de plantas más los nuevos proyectos que se requieren para el suministro de materias primas petroquímicas. El presupuesto total asciende a US\$ 692.7 millones de los cuales se ejecutarían con presupuesto propio US\$ 293 millones correspondientes a los proyectos actualmente en marcha (modernización de las unidades de: Crudo, viscorreductora, cracking catalítico y automatización de la refinería) y la suma restante correspondería a financiación externa. En el anterior presupuesto se asume que la industria privada construye las plantas petroquímicas ("cracker de naftas"), de lo contrario sería necesario la inclusión en el Plan Maestro de Desarrollo de una planta de reformado (US\$ 110.4 millones para un costo total del proyecto de US\$ 803,1 millones). Durante 1998 se desarrollarán como actividades principales la selección de tecnologías, el diseño e implementación de los esquemas de financiación y la selección de la firma consultora especializada en Gerencia de Proyectos, la cual brindará asesoría en el desarrollo de ingenierías básicas, elaboración de bases técnicas y comerciales para la ingeniería de detalle compras y construcción de las plantas nuevas. El cronograma de ejecución de los proyectos en las plantas individuales es el siguiente:

PROYECTO MODERNIZACION REFINERIA CARTAGENA

Proyecto	Duración Días	Inicia	Termina
Plan Maestro de Desarrollo Cartagena	1.289	Nov / 97	Oct / 2002
Automatización Unidades de Proceso	692	Nov / 98	Jul / 2000
Modernización Unidad Ruptura Catalítica	1.012	Ene / 98	Nov / 2001
Modernización Unidad de Crudo	938	Feb / 98	Agt / 2001
Modernización Unidad Viscosreductora	523	Ene / 98	Dic / 1999
Proyecto Servicios Industriales	1.100	Ene / 98	Mar / 2002
Selección de Tecnologías	106	Dic / 97	May / 1998
Nuevas Plantas	1.252	Ene / 98	Oct / 2002

Fuente: Ecopetrol, 13 febrero de 1998

2.4 TRANSPORTE Y ABASTECIMIENTO**Poliducto de Oriente**

Se empezó a construir desde el mes de febrero de 1998 el Poliducto de Oriente que atenderá la creciente demanda de combustibles en la zona central del país, a partir de junio de 1999.

Este sistema de transporte de hidrocarburos tendrá una longitud aproximada de 275 kilómetros con diámetros de 16 y 20", con una inversión cercana a los US\$ 200 millones y con la participación aproximada de 1.800 trabajadores.

Almacenamiento Terminal Tocancipá: Ecopetrol, mediante confirmación escrita de abril 8 de 1997, expresó interés en construir almacenamiento hasta 300 Kbls en la primera etapa - 1er semestre de 1999). Las compañías mayoristas, Texas, Mobil y la Esso Colombiana, ya han concretado su interés en participar en el proyecto.

3. SUBSECTOR GAS NATURAL

En el mes de diciembre de 1997 se inició la ejecución del Programa Gas para el campo en los departamentos de Casanare, Tolima, Santander y Nariño, con lo cual se busca aumentar el nivel de vida de

la población rural del país, disminuir los niveles de deforestación actuales y ampliar el mercado del gas propano (GLP), mediante la sustitución de energéticos como la leña y el carbón empleados en la cocción de alimentos en zonas rurales del país no incluidas en el Plan de Masificación de Gas Natural. El programa busca llevar GLP a 750.000 familias (264.000 en esta primera fase), mediante la entrega de un equipo básico de cocción compuesto por una estufa de dos puestos, un cilindro de 40 libras, el regulador, la manguera y tres cargas de gas propano, todo por un precio sustancialmente menor al valor comercial, para facilitar la penetración en el mercado rural.

En cuanto al programa de sustitución de cocinol por GLP, en 1997 1.395 familias se cambiaron. Aún quedan pendientes por sustituir aproximadamente 15.000 usuarios.

Visión del mercado de gas natural para 1998

Durante 1998, el mercado de gas natural continuará evolucionando hacia un mercado desregulado y competido. Ecopetrol ha propiciado el ingreso de Texas Petroleum Company y de los socios privados de la Asociación Opón al negocio de comercialización; la cual es importante para el desarrollo y madurez del mercado con la incursión de comercializadores independientes.

Para llevar a cabo estos esfuerzos se requiere:

- Suministrar directamente, o en conjunto con sus socios privados, el gas natural requerido por los proyectos termoeléctricos.
- Impulsar el mercado secundario del gas a través de la promoción de la venta de gas natural bajo modalidades diferentes al suministro en firme, como son: interrumpible por el vendedor (el vendedor se reserva el derecho de interrumpir el suministro de gas durante el año), en pico (suministro en firme durante periodos inferiores a 1 año).
- Continuar promoviendo la cogeneración a partir de gas natural en la industria nacional. Con esto se logrará un uso más eficiente del recurso, por cuanto se aprovecha el calor de los gases de combustión para generar más energía.
- Participar en el desarrollo del programa de gas natural vehicular, que se traducirá en una reducción de la importación de gasolina motor y en una menor emisión de contaminantes ambientales.

4. SECTOR MINERO

Entre los principales proyectos del Estado a través del Ministerio de Minas y Energía en el sector minero esta el de fortalecer la capacidad en los aspectos tales como: la de trazar las políticas, la regulación y la fiscalización; dejando la administración de los yacimientos en manos de su nueva empresa Minercol.

Es prioritario además para el Gobierno ajustar la normatividad minera, atraer la inversión para el sector e impulsar de manera firme la construcción de la infraestructura portuaria que garantice la evacuación de los carbones de la Costa Atlántica.

De forma paralela al trabajo operativo de la UPME, esta deberá supervisar, vigilar, revisar y adecuar el Plan Nacional de Desarrollo Minero y sus 175 actividades identificadas como responsabilidad estatal. Para 1999 se tiene previsto realizar inversiones del orden \$2.345 millones para los siguientes programas:

- Asesoría para la identificación y evaluación de prospectos relacionados con el impulso a la industria minera.
- Asistencia para la consolidación del Plan Nacional de Desarrollo Minero.

A demás y a cargo de Ingeominas, se debe garantizar tanto los recursos nacionales como los créditos internacionales para la realización del Plan Básico de Exploración, pilar sobre el cual descansa el desarrollo minero Nacional.

ANEXOS

ANEXO ESTADISTICO

PRESENTACION

El presente anexo contiene la información estadística del Sector Minero Energético referente a las cifras del año 1997 con algunas desagregaciones a nivel mensual, departamental 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 y tarifas promedio 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, explotación y comercio exterior de carbón 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 1995 - 1997
Gráfico No. 1	FLUJO ENERGETICO DE COLOMBIA - 1997
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	PRECIOS INTERNOS PROMEDIO EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE POR UNIDAD
Cuadro No. 9	PRECIO DE LOS ENERGETICOS A 31 DE DICIEMBRE DE 1997

II SUBSECTOR ELECTRICO

Cuadro No. 10	CAPACIDAD EFECTIVA DEL SISTEMA INTERCONECTADO
Cuadro No. 11	GENERACION ELECTRICA POR MERCADOS
Cuadro No. 12	VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA Y No. DE SUSCRITORES
Cuadro No. 13	OFERTA DE ELECTRICIDAD
Cuadro No. 14	CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR SECTORES
Cuadro No. 15	EVOLUCION DE LOS INDICES DE PERDIDAS DEL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
Cuadro No. 16	EVOLUCION DE LOS EMBALSES AGREGADO NACIONAL DEL SIN
Gráfico No. 2	EVOLUCION MENSUAL DEL EMBALSE AGREGADO 1992 - 1998
Cuadro No. 17	EVOLUCION DE RESERVAS BRUTAS POR EMBALSE
Gráfico No. 3	EVOLUCION DE RESERVAS BRUTAS POR EMBALSE
Cuadro No. 18	TARIFAS MEDIAS DE ENERGIA ELECTRICA 1996
Cuadro No. 19	TARIFAS MEDIAS DE ENERGIA ELECTRICA 1997

III. SUBSECTOR HIDROCARBUROS

Cuadro No. 20	CONTRATOS VIGENTES A ENERO DE 1998
Cuadro No. 21	PERFORACION DE POZOS DE DESARROLLO 1997
Cuadro No. 22	PRODUCCION DE PETROLEO POR DEPARTAMENTOS
Gráfico No. 4	PRODUCCION DE PETROLEO POR DEPARTAMENTOS
Cuadro No. 23	PRODUCCION MENSUAL Y DESTINO DEL PETROLEO
Cuadro No. 24	CARGA Y PRODUCCION EN REFINERAS - 1990 - 1997
Gráfico No. 5	CARGA Y PRODUCCION EN REFINERAS - 1990 - 1997
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 PETROLEO Y GAS DE ACUERDO A LA PRODUCCION POR DEPARTAMENTO
Gráfico No. 6	REGALIAS TOTALES DE HIDROCARBUROS 1997
Cuadro No. 33	EXPORTACION DE HIDROCARBUROS POR PAIS DESTINO
Cuadro No. 34	IMPORTACION DE GASOLINA
Gráfico No. 7	IMPORTACION DE GASOLINA
Cuadro No. 35	PRODUCCION NACIONAL DE COMBUSTIBLES
Cuadro No. 36	CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES
Gráfico No. 8	CONSUMO DE COMBUSTIBLES
Cuadro No. 37	PRODUCCION NACIONAL DE GAS NATURAL POR DEPARTAMENTOS
Gráfico No. 9	PRODUCCION DE GAS NATURAL
Cuadro No. 38	EVOLUCION DE LAS INSTALACIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL
Gráfico No. 10	EVOLUCION DE LAS INSTALACIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL
Cuadro No. 39	CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES
Gráfico No. 11	CONSUMO DE GAS NATURAL

IV. SECTOR MINERO

Cuadro No. 40	RESERVAS MEDIDAS Y CALIDAD DE LOS CARBONES EN COLOMBIA
Cuadro No. 41	PRODUCCION NACIONAL Y EXPORTACIONES TOTALES DE CARBON
Cuadro No. 42	PROYECCION DE LA PRODUCCION NACIONAL DE CARBON
Cuadro No. 43	EXPORTACIONES DE CARBON POR PAIS DE DESTINO
Cuadro No. 44	PRODUCCION MINERA NACIONAL
Cuadro No. 45	PRECIOS BASE LIQUIDACION DE REGALIAS 1997
Cuadro No. 46	PRODUCCION DE ORO, PLATA Y PLATINO POR DEPARTAMENTO
Cuadro No. 47	VALOR DE LA PRODUCCION DE ORO, PLATA Y PLATINO POR DEPARTAMENTO
Cuadro No. 48	PRODUCCION MENSUAL DE ORO, PLATA Y PLATINO
Gráfico No. 12	PRODUCCION DE ORO, PLATA Y PLATINO 1996 - 1997
Gráfico No. 13	PRODUCCION MENSUAL DE ORO, PLATA Y PLATINO 1997
Cuadro No. 49	VALOR MENSUAL DE LA PRODUCCION DE ORO, PLATA Y PLATINO
Cuadro No. 50	RECAUDO DE IMPUESTOS Y REGALIAS DE METALES PRECIOSOS
Cuadro No. 51	REGALIAS ASIGNADAS A PROYECTOS PRESENTADOS POR LOS ENTES TERRITORIALES

Cuadro No.1

**PRODUCTO INTERNO BRUTO POR GRANDES AGRUPACIONES
DE ACTIVIDAD ECONOMICA
Millones de Pesos de 1975**

	1996 (Pr)	1997 (Pr)	1998 (Py)	Variación 97/96(%)
1.Agropecuario,silvic.caza y pesca	178.101	176.914	182.919	-0,7
2.Explotación de minas y canteras	42.710	44.572	54.440	4,4
3.Industria manufacturera	169.911	174.240	181.814	2,5
4.Electricidad, gas y agua	10.304	10.650	10.967	3,4
5.Construcción	34.365	34.286	34.829	-0,2
6.Comercio, restaurantes y hoteles	109.000	112.253	117.427	3,0
7.Transporte,almacen.y comunicación.	83.733	88.017	94.784	5,1
8.Establecim. financieros,seguros, inmuebles y serv.a empresas	157.363	162.435	168.884	3,2
9.Servicios comunales, sociales y personales.	130.489	135.711	135.084	4,0
Menos: Servicios bancarios imputados.	37.168	38.632	40.371	3,9
Subtotal valor agregado	878.808	900.446	940.777	2,5
Mas: Derechos e impuestos sobre importaciones.	60.967	68.039	71.141	11,6
Producto Interno Bruto (PIB)	939.775	968.485	1.011.918	3,1

(Pr): Preliminar

(Py): Proyectado

Fuente: DANE, cálculos DNP-UMACRO mayo-98

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.2

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

	1995	1996(pr)	1997(pr)	Variación 97/96(%)
Carbón (1)	671	850	938	10,4
Esmeraldas (2)	456	178	129	-27,3
Cemento (3)	45	40	40	0,0
Ferroniquel (3)	190	169	193	14,3
Platino (4)	12	12	3	-75,0
Sub-Total	1.374	1.248	1.303	4,4
Oro (5)	235	268	234	-12,7
Total Mineras	1.609	1.516	1.537	1,4
PETROLEO Y DERIVADOS	2.171	2.901	2.638	-9,1

Fuente:

(1) Ecocarbón

(2) Mineralco

(3) MME-DGM

(4) DIAN

(5) DANE-DIAN

(pr) = Preliminar

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.3

PLAN DE INVERSIONES SECTOR ENERGETICO

Millones de \$ 1995

	1996	1997*e	1998**e	Crecimientos (%)	
				1997	1998
Inversión Total	3.419.610	4.252.169	3.378.905	24,3	-20,5
Energía	3.419.610	4.252.169	3.378.905	24,3	-20,5
Electricidad	967.897	1.550.805	1.559.602	60,2	0,6
Petróleo	1.721.755	2.258.971	1.332.012	31,2	-41,0
Otros	729.958	442.393	487.291	-39,4	10,1
Inversión Privada	2.170.207	2.096.131	1.828.976	-3,4	-12,7
Energía	2.170.207	2.096.131	1.828.976	-3,4	-12,7
Electricidad	395.080	568.449	554.601	43,9	-2,4
Petróleo	1.168.893	1.154.742	856.483	-1,2	-25,8
Otros	606.234	372.940	417.892	-38,5	12,1
Inversión Pública	1.249.403	2.156.038	1.549.929	72,6	-28,1
Energía	1.249.403	2.156.038	1.549.929	72,6	-28,1
Electricidad	572.817	982.356	1.005.001	71,5	2,3
Petróleo	552.862	1.104.229	475.529	99,7	-56,9
Otros	123.724	69.453	69.399	-43,9	-0,1

Fuente : DNP-Unidad de Infraestructura informe mayo - 98

e: estimado.

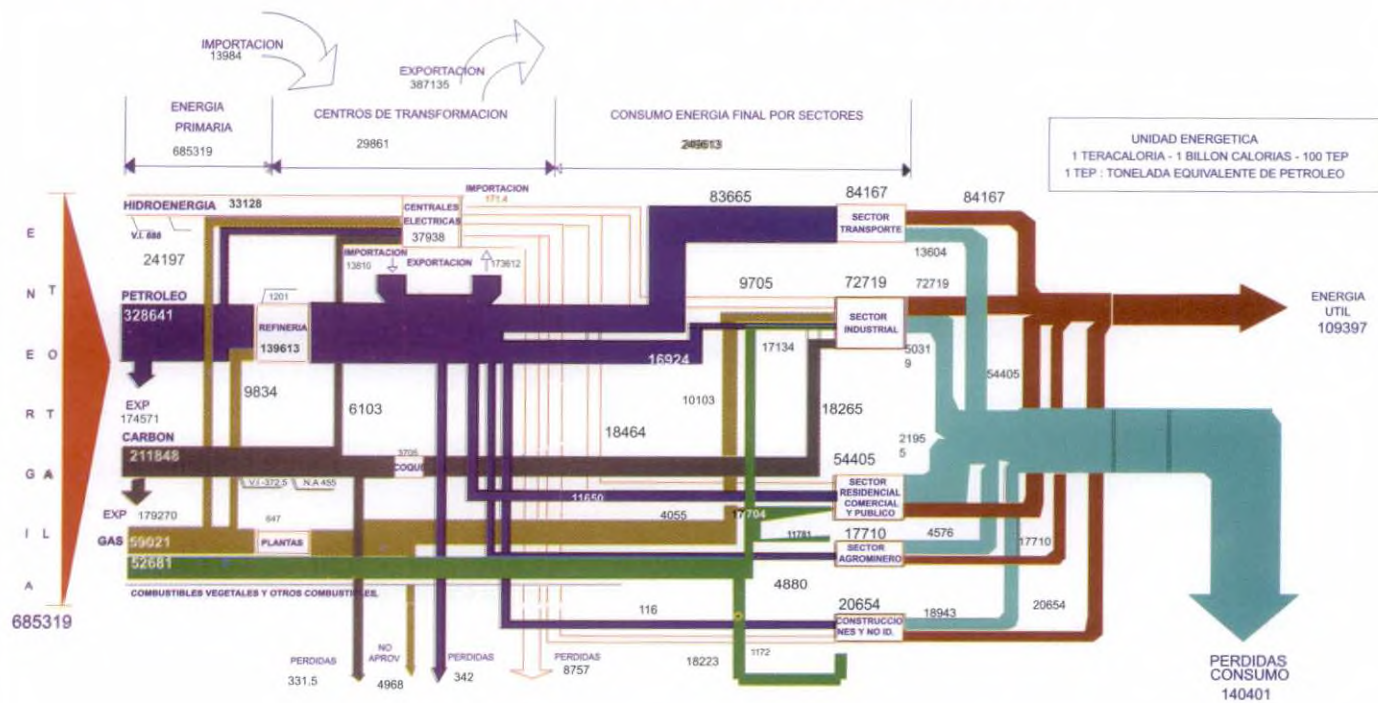
* Se supuso para 1997 y 1998, para cada sector un nivel de pagos correspondiente al observado en 1996 respecto a los compromisos.

** Para la inversión privada, no aplica el término de apropiación ni de compromisos. Sin embargo para fines de comparación con la inversión pública, se asume los pagos y los compromisos son iguales.

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Grafico No.1

REPUBLICA DE COLOMBIA . FLUJO ENERGETICO 97



UPME
 Subdirección de Información Minero Energética

PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO 1997

Hoja No. 1

POZO	COMPAÑIA	CONTRATO	CAMPO	PROFUNDIDAD FINAL PIES
BALCON-12	HOCOL	PALERMO	BALCON	11.206
BALCON-14	HOCOL	PALERMO	BALCON	11.121
BALCON-9	HOCOL	PALERMO	BALCON	11.570
BUENOS AIRES BA - 33	B.P.	TAURAMENA	CUASIANA	15.940
BUENOS AIRES CA - 34	B.P.	TAURAMENA	CUASIANA	15.915
BUENOS AIRES PA - 31	B.P.	TAURAMENA	CUASIANA	13.933
BUENOS AIRES W - 29	B.P.	TAURAMENA	CUASIANA	15.716
BUENOS AIRES WA - 32	B.P.	TAURAMENA	CUASIANA	15.778
BUENOS AIRES XA - 30	B.P.	TAURAMENA	CUASIANA	16.149
BUENOS AIRES CA - 27	B.P.	TAURAMENA	CUASIANA	15.336
BUENOS AIRES DD - 25	B.P.	TAURAMENA	CUASIANA	16.200
BUENOS AIRES PB - 28	B.P.	TAURAMENA	CUASIANA	14.420
CAÑO YARUMAL - 19	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	CAÑO YARUMAL	7.945
CAÑO YARUMAL - 20	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	CAÑO YARUMAL	8.115
CAÑO YARUMAL - 21	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	CAÑO YARUMAL	8.337
CAÑO YARUMAL - 22	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	CAÑO YARUMAL	8.415
CAÑO YARUMAL - 23	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	CAÑO YARUMAL	8.025
CAÑO YARUMAL - 24	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	CAÑO YARUMAL	8.180
CAÑO YARUMAL - 25	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	CAÑO YARUMAL	7.890
CASTILLA 24	CHEVRON	CUBARRAL	CASTILLA	7.500
CHICHIMENE - 16	CHEVRON	CUBARRAL	CHICHIMENE	8.800
CUPIAGUA E 14	B.P.	SDLA	CUPIAGUA	17.294
CUPIAGUA H -15	B.P.	SDLA	CUPIAGUA	17.038
CUPIAGUA K - 12	B.P.	SDLA	CUPIAGUA	17.750
CUPIAGUA S - 16	B.P.	SDLA	CUPIAGUA	17.000
CUPIAGUA XU - 17	B.P.	SDLA	CUPIAGUA	18.750
CUPIAGUA B2ST	B.P.	SDLA	CUPIAGUA	16.526
CUPIAGUA U - 13	B.P.	SDLA	CUPIAGUA	17.493
CUSIANA R - 13	B.P.	SDLA	CUSIANA	15.380
CUSIANA R - 11	B.P.	SDLA	CUSIANA	15.046
CUSIANA VA - 12	B.P.	SDLA	CUSIANA	15.835
LA GLORIA - 10	PERENCO	CASANARE	LA GLORIA	14.100
LA YUCA - 75	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	CAÑO LIMON	7.850
LA YUCA - 76	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	CAÑO LIMON	7.890
LA YUCA - 77	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	CAÑO LIMON	8.400
LA YUCA - 78	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	CAÑO LIMON	7.860
LA YUCA - 79	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	CAÑO LIMON	5.435
LINDA - 5ST	ARGOSY	SANTANA	LINDA	9.212
LOS MANGOS - 39	BRASPETRO	HOBO	YAGUARA	3.553
LOS MANGOS - 47	BRASPETRO	HOBO	YAGUARA	3.571
LOS MANGOS - 48	BRASPETRO	HOBO	YAGUARA	3.236
LOS MANGOS - 49	BRASPETRO	HOBO	YAGUARA	3.500
LOS MANGOS - 54	BRASPETRO	HOBO	YAGUARA	2.930
LOS MANGOS - 55	BRASPETRO	HOBO	YAGUARA	3.001
LOS MANGOS - 56	BRASPETRO	HOBO	YAGUARA	3.412
LOS MANGOS - 57	BRASPETRO	HOBO	YAGUARA	3.378
LOS MANGOS - 58	BRASPETRO	HOBO	YAGUARA	3.270
LOS MANGOS - 59	BRASPETRO	HOBO	YAGUARA	3.520
LOS MANGOS - 60	BRASPETRO	HOBO	YAGUARA	3.500
LOS MANGOS - 61	BRASPETRO	HOBO	YAGUARA	3.585
LOS MANGOS - 62	BRASPETRO	HOBO	YAGUARA	3.591
LOS MANGOS - 64	BRASPETRO	HOBO	YAGUARA	3.117
LOS MANGOS - 65	BRASPETRO	HOBO	YAGUARA	3.640
NARE - 123	OMIMEX	NARE	NARE	2.253
NARE - 53	OMIMEX	NARE	NARE	2.457
NARE - 54	OMIMEX	NARE	NARE	2.525
NARE - 56	OMIMEX	NARE	NARE	2.228
NARE - 57	OMIMEX	NARE	NARE	2.473
PURIFICACIÓN - 5	LASMO	ESPINAL	PURIFICACIÓN	6.786
REDONDO - 7	OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	REDONDO	8.670
REVANCHA - 3	LASMO	ESPINAL	MATACHIN SUR	6.462

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración y Producción - Junio/98
 Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

POZO	COMPANIA	CONTRATO	CAMPO	PROFUNDIDAD FINAL PIES
RIO CEIBAS - 18	BRASPETRO	CAGUAN	RIO CEIBAS	5.428
RIO CEIBAS - 20	BRASPETRO	CAGUAN	RIO CEIBAS	5.262
RIO CEIBAS - 21	BRASPETRO	CAGUAN	RIO CEIBAS	4.577
RIO CEIBAS - 23	BRASPETRO	CAGUAN	RIO CEIBAS	4.770
RIO CEIBAS - 25	BRASPETRO	CAGUAN	RIO CEIBAS	4.760
RIO CEIBAS - 26	BRASPETRO	CAGUAN	RIO CEIBAS	4.536
RIO CEIBAS - 27	BRASPETRO	CAGUAN	RIO CEIBAS	5.076
RIO CEIBAS - 29	BRASPETRO	CAGUAN	RIO CEIBAS	5.628
RIO CEIBAS - 32	BRASPETRO	CAGUAN	RIO CEIBAS	4.846
RIO CEIBAS - 33	BRASPETRO	CAGUAN	RIO CEIBAS	5.332
RUBIALES - 21	COPLEX	RUBIALES	RUBIALES	2.920
RUBIALES - 23	COPLEX	RUBIALES	RUBIALES	2.728
RUBIALES - 24	COPLEX	RUBIALES	RUBIALES	2.645
SAN FRANCISCO - 121	HOCOL	PALERMO	SAN FRANCISCO	3.735
SAN FRANCISCO - 84	HOCOL	PALERMO	SAN FRANCISCO	3.190
SAN FRANCISCO - 91	HOCOL	PALERMO	SAN FRANCISCO	3.595
SAN FRANCISCO - 86	HOCOL	PALERMO	SAN FRANCISCO	4.500
SAN FRANCISCO - 90	HOCOL	PALERMO	SAN FRANCISCO	3.500
SAN FRANCISCO - 92	HOCOL	PALERMO	SAN FRANCISCO	3.620
TECA - 133	OMIMEX	COCORNA	TECA	2.389
TECA - 134	OMIMEX	COCORNA	TECA	2.279
TECA - 163	OMIMEX	COCORNA	TECA	2.213
TECA - 270	OMIMEX	COCORNA	TECA	2.390
TECA - 363	OMIMEX	COCORNA	TECA	2.385
TECA - 365	OMIMEX	COCORNA	TECA	3.240
TECA - 367	OMIMEX	COCORNA	TECA	2.240
TECA - 547	OMIMEX	COCORNA	TECA	2.450
TOCAIRA - 5	PERENCO	CASANARE	TOCAIRA	14.550
TOQUI TOQUI - 29P	A.I.P.C.	PULI	TOQUI TOQUI	4.338
TOQUI TOQUI - 5P	A.I.P.C.	PULI	TOQUI TOQUI	4.273
TOTAL				683.379

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración y Producción - Junio/98

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.22

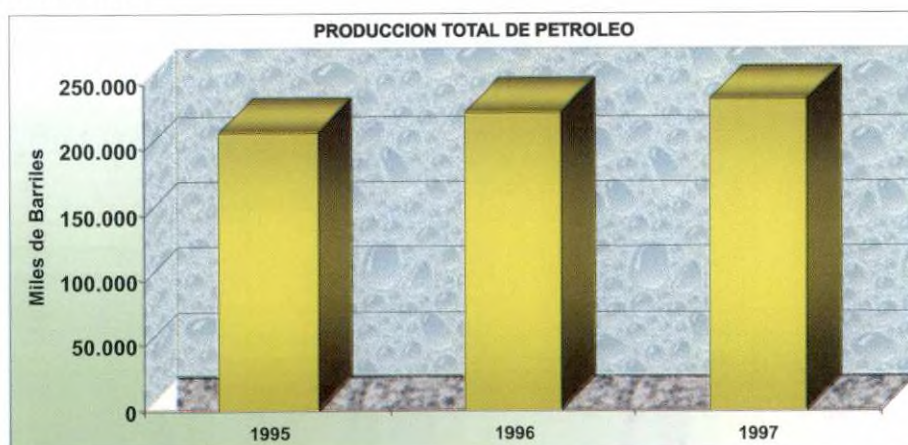
PRODUCCION DE PETROLEO POR DEPARTAMENTOS
Miles de Barriles

DEPARTAMENTO	1995	1996	1997	Variac.(%)
				96/97
Antioquia	8.203,0	7.551,1	6.752,6	-10,6
Arauca	72.091,6	70.248,2	59.086,1	-15,9
Bolívar	2.363,8	2.326,1	2.144,7	-7,8
Boyacá	2.102,0	1.950,9	1.918,4	-1,7
Casanare	62.092,7	78.896,2	94.840,6	20,2
Cauca	1.155,5	1.622,4	1.582,0	-2,5
Cesar	625,4	560,3	503,0	-10,2
Cundinamarca	3,7	60,2	118,7	97,1
Huila	22.886,6	20.271,2	20.299,8	0,1
Meta	22.561,7	25.627,9	30.070,4	17,3
Nariño	115,3	105,7	96,5	-8,6
Norte de Santander	1.855,7	1.786,2	1.613,4	-9,7
Putumayo	5.145,0	5.776,9	5.912,4	2,3
Santander	8.731,5	8.538,7	8.156,4	-4,5
Sucre	3,9	12,2	14,3	16,9
Tolima	3.466,6	3.434,6	5.036,4	46,6
TOTAL	213.404,0	228.768,7	238.145,6	4,1

Fuente : MME-DGH Abr/98

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Gráfico No. 4



Fuente : MME-DGH Abr/98

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.23

PRODUCCION MENSUAL Y DESTINO DEL PETROLEO

Miles de barriles

MES	PRODUCCION		Variac.(%)	REFINACION		Variac.(%)	EXPORTACION		Variac.(%)
	1996	1997	97/96	1996	1997	97/96	1996	1997	97/96
Enero	18.368	19.807	7,84	8.491	8.977	5,7	9.612	9.333	-2,90
Febrero	17.419	17.647	1,31	7.888	7.521	-4,6	8.456	8.226	-2,72
Marzo	19.763	18.924	-4,25	8.612	8.710	1,1	10.350	9.904	-4,31
Abril	18.881	18.943	0,33	7.950	8.494	6,8	10.897	12.392	13,72
Mayo	19.302	19.574	1,41	8.909	8.610	-3,4	9.624	8.396	-12,76
Junio	18.540	18.532	-0,04	8.742	8.033	-8,1	9.503	9.788	3,00
Julio	19.844	18.815	-5,18	9.136	8.544	-6,5	9.356	8.850	-5,41
Agosto	19.546	19.705	0,81	8.996	5.741	-36,2	8.559	11.312	32,16
Septiembre	19.112	19.839	3,80	8.850	7.716	-12,8	10.519	9.229	-12,26
Octubre	19.593	22.222	13,42	7.859	6.449	-17,9	10.634	11.321	6,46
Noviembre	18.700	22.381	19,68	7.965	8.695	9,2	10.532	13.745	30,51
Diciembre	19.700	21.756	10,44	9.089	9.033	-0,6	9.532	14.005	46,93
TOTAL	228.769	238.146	4,10	102.487	96.522	-5,8	117.574	126.501	7,59

Fuente: Ecopetrol - Refinerías, MME

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.24

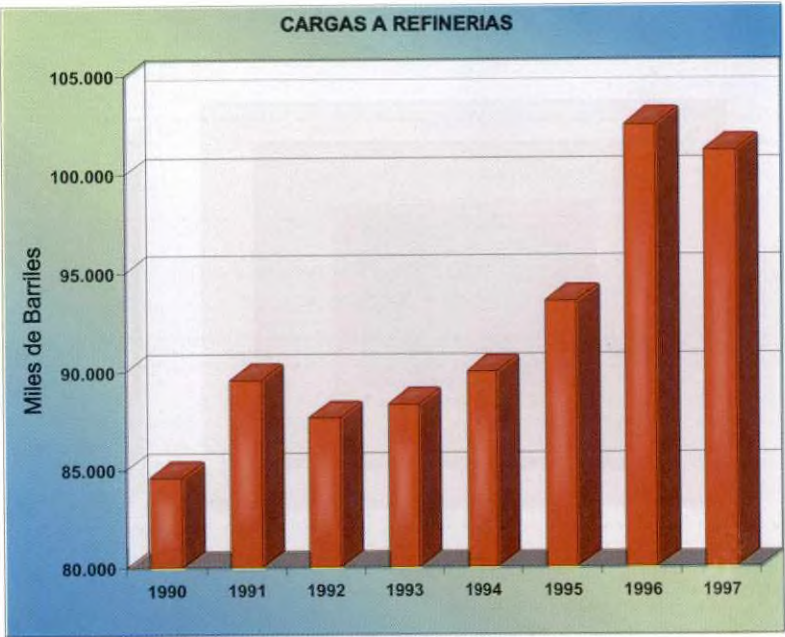
CARGA A REFINERIAS
Miles de Barriles

AÑOS	CIB	CAR	TIBU	APIAY	ORITO	PLATO	TOTAL
1990	60.221,4	22.370,1	782,6	505,2	631,8	104,4	84.615,4
1991	62.140,5	24.917,5	981,5	736,9	741,7	32,1	89.550,2
1992	60.794,1	24.527,9	751,4	788,0	751,8		87.613,1
1993	61.001,0	25.139,7	654,1	753,4	741,0		88.289,1
1994	61.946,3	25.629,6	727,8	874,5	795,7		89.974,0
1995	69.103,6	22.002,9	794,6	788,4	853,7		93.543,3
1996	72.992,8	27.363,6	442,5	813,3	874,7		102.487,0
1997	73.391,6	26.422,7	84,0	814,0	456,3		101.168,5
TOTAL	521.591,4	198.374,0	5.218,4	6.073,6	5.846,6	136,5	737.240,5

Fuente: Ecopetro - Unidad de Planeación de la Vicepresidencia de Refinación y Mercadeo

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Gráfico No. 5



Fuente: Ecopetro - Unidad de Planeación de la Vicepresidencia de Refinación y Mercadeo

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.25

TRANSPORTE DE PETROLEO POR OLEODUCTOS DE ECOPETROL
Miles de Barriles/día

SECTORES	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
OLEODUCTOS DE ECOPETROL							
Vasconia - Velásquez	16,0	10,2	14,1	15,8	15,7	17,4	16,3
Vasconia - Galán (CIB)	112,3	105,6	98,8	104,7	126,3	138,2	140,7
Galán - Ayacucho - Coveñas	33,6	48,6	24,5	27,5	21,1	27,0	28,3
Coveñas - Cartagena	66,6	56,5	61,9	55,5	55,8	62,0	67,6
Ayacucho - Galán (CIB)	16,7	6,9	13,3	14,7	13,7	15,0	13,4
Araguaney - El Porvenir	27,4	29,1	39,2	40,0	41,0	36,0	31,6
Apiay - El Porvenir	23,8	26,9	30,1	36,7	44,8	50,0	61,3
El Porvenir - Vasconia (1)	57,1	66,0	73,2	71,6	213,0		
TOTAL	353,5	349,8	355,1	366,5	531,4	345,6	359,2
OLEODUCTOS EN ASOCIACION							
Caño Limón - Coveñas	178,7	192,1	200,7	190,8	194,2	190,8	158,6
Vasconia - Coveñas - ODC		19,4	36,0	41,5	147,8	175,3	187,3
Tenay - Vasconia	57,9	51,8	58,2	69,0	70,3	63,5	68,05
Vasconia - Coveñas - OCENSA							44,6
Porvenir - Vasconia - OCENSA						266,2	317,3
TOTAL	236,6	263,3	294,9	301,3	412,3	695,8	775,9

Fuente: Ecopetrol - Vicepresidencia de Transporte - Junio/98

(1) El sistema Porvenir - Vasconia es propiedad de OCENSA desde finales de 1995

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.26

TRANSPORTE MARITIMO DE HIDROCARBUROS
Miles de Barriles/año

PUERTOS EMBARQUE-DESTINO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Tumaco - Cartagena (1)	146,0	2.949,3	0,0	5.036,6	352,0	303,0	0,0
Cartagena - Buenaventura (2)	3.066,0	3.304,0	4.221,3	3.855,5	3.472,1	3.634,0	4.369,0
Cartagena - Pozos Colorados (3)	1.058,5	197,6	82,1	261,0	805,2	225,0	101,0
Coveñas - Cartagena (4)	0,0	0,0	579,3	0,0	0,0	415,0	1.995,0
Pozos Colorados - B/Ventura (5)					642,9	122,0	0,0
Pozos Colorados - Cartagena (6)						669,0	1.649,0
TOTAL	4.270,5	6.450,9	4.882,7	9.153,1	5.272,2	5.368,0	8.114,0

Fuente: Ecopetrol, Planeación Corporativa 1998

(1) Crudo Onto 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

(6) Gasolina Extra

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.27

TRANSPORTE DE PRODUCTOS REFINADOS POR POLIDUCTOS

Miles de Barriles/día

TRAYECTO	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Sectores Primarios								
B/Bermeja - Bucaramanga	8,9	8,5	9,0	8,4	9,3	10,1	12,3	12,4
B/Bermeja - Sebastopol	125,1	122,5	132,6	140,5	137,9	144,5	147,3	151,0
B/ventura - Yumbo	7,1	10,0	9,8	11,4	10,4	10,1	8,0	9,9
Cartagena - Barranquilla	11,5	11,3	11,5	12,0	13,2	13,2	14,5	14,3
TOTAL	152,6	152,3	162,9	172,3	170,8	178,0	182,1	187,6
Otros Sectores								
Sebastopol - Medellín	29,7	29,7	32,2	35,5	38,4	41,6	43,3	43,0
Sebastopol - Puerto Salgar	92,5	91,8	88,1	91,6	97,7	101,9	101,9	108,4
Puerto Salgar - Bogotá	64,0	63,9	70,0	73,9	71,5	73,8	73,8	75,6
Puerto Salgar - Mariquita	26,3	24,7	26,5	25,3	27,3	28,2	19,8	18,7
Mariquita - Gualanday (1)	9,0	9,0	9,4	10,0	10,9	12,1	1,7	0,0
Salgar - Gualanday							11,7	14,2
Gualanday - Neiva	4,0	4,2	4,5	4,8	5,1	6,0	6,6	7,5
Mariquita - Cartago (2)	16,0	14,5	15,2	14,4	15,6	14,9	16,5	17,5
Cartago - Yumbo de 6" - 10"	0,0	0,0	0,0	16,7	19,1	21,2	22,0	21,6
Medellín - Cartago	0,0	0,0	0,0	15,6	17,9	20,9	21,2	20,9
Medellín Cartago Yumbo	11,2	11,2	13,3	15,6	17,9	20,9	21,3	21,3
Pozos Colorados - Galán	28,5	25,7	31,2	33,3	34,3	29,5	21,4	25,2
TOTAL	281,2	274,7	290,4	336,7	355,7	371,0	361,2	373,9

Fuente: Ecopetrol - Vicepresidencia de Transporte - Junio/98

(1) : El sistema Mariquita - Gualanday, dejó de funcionar en 1996 para convertirlo en gasoducto y ser entregado a ECOGAS.

(2) : El tramo Mariquita - Manizales reportado en años anteriores, hace parte del sistema Mariquita - Cartago.

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.28

BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS
VOLUMEN Miles de Barriles
1996-1997

MES	EXPORTACIONES		Variac. (%) 97/96	IMPORTACIONES		Variac. (%) 97/96
	1996	1997		1996	1997	
Enero	10.931	11.259	3,0	1.384	1.622	17,2
Febrero	10.057	10.252	1,9	287	830	189,2
Marzo	13.068	12.266	-6,1	1.456	602	-58,7
Abril	13.129	14.780	12,6	619	706	14,1
Mayo	12.853	11.178	-13,0	700	775	10,7
Junio	12.082	12.256	1,4	841	744	-11,5
Julio	11.893	10.821	-9,0	607	961	58,3
Agosto	10.560	13.006	23,2	558	1.323	137,1
Septiembre	12.632	10.788	-14,6	471	1.323	180,9
Octubre	11.911	13.275	11,5	698	754	8,0
Noviembre	11.315	15.405	36,1	800	1.572	96,5
Diciembre	11.758	15.884	35,1	1.477	995	-32,6
TOTAL	142.189	151.170	6,3	9.898	12.207	23,3

Fuente: Ecopetrol; Empresas Petroleras

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.29

BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS
VALOR Miles de US\$
1996-1997

MES	EXPORTACIONES		Variac. (%) 97/96	IMPORTACIONES		Variac. (%) 97/96
	1996	1997		1996	1997	
Enero	194.808	254.996	30,9	32.357	47.711	47,5
Febrero	177.845	201.131	13,1	6.896	23.339	238,4
Marzo	256.033	222.992	-12,9	36.347	16.788	-53,8
Abril	282.805	255.343	-9,7	17.562	19.337	10,1
Mayo	246.670	193.194	-21,7	20.426	20.605	0,9
Junio	225.955	203.797	-9,8	21.134	19.131	-9,5
Julio	226.465	184.342	-18,6	15.132	24.435	61,5
Agosto	212.828	224.699	5,6	14.776	36.843	149,3
Septiembre	278.939	190.192	-31,8	12.633	32.317	155,8
Octubre	275.522	254.016	-7,8	19.517	18.885	-3,2
Noviembre	251.774	278.928	10,8	21.561	36.994	71,6
Diciembre	272.292	263.212	-3,3	42.247	22.445	-46,9
TOTAL	2.901.936	2.726.842	-6,0	260.588	318.830	22,4

Fuente: Ecopetrol; Empresas Petroleras

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.30

PRECIOS PROMEDIO DE EXPORTACION PETROLEO CRUDO
US\$ Barril

Mes	Variac. (%)			Variac. (%)		
	1994	1995	95/94	1996	1997	97/96
Enero	12,38	15,89	28,4	17,54	23,59	34,5
Febrero	12,23	16,65	36,1	17,87	20,56	15,1
Marzo	12,58	16,74	33,1	20,12	19,06	-5,3
Abril	14,22	16,90	18,8	22,40	17,50	-21,9
Mayo	15,94	17,93	12,5	19,87	17,85	-10,2
Junio	17,38	16,49	-5,1	19,14	16,91	-11,7
Julio	17,48	15,82	-9,5	19,57	17,14	-12,4
Agosto	15,67	16,56	5,7	20,74	17,84	-14,0
Septiembre	14,95	16,73	11,9	22,64	18,05	-20,3
Octubre	15,26	15,78	3,4	23,54	19,27	-18,1
Noviembre	15,37	16,53	7,5	22,43	18,20	-18,9
Diciembre	14,97	17,90	19,6	24,19	16,82	-30,5
TOTAL	14,79	16,63	12,4	20,90	18,45	-11,7

Fuente: Ecopetrol, Empresas Petroleras

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.31

PRECIOS PROMEDIO DE IMPORTACION DE GASOLINA
US\$ Barril

Mes	Variac. (%)			Variac. (%)		
	1994	1995	95/94	1996	1997	97/96
Enero	14,56	18,14	24,6	24,63	29,95	21,6
Febrero	16,35	18,93	15,8	23,85	28,73	20,5
Marzo	16,73	19,72	17,9	25,44	27,81	9,3
Abril	18,85	23,36	23,9	30,11	27,23	-9,6
Mayo	18,34	24,48	33,5	29,13	26,51	-9,0
Junio	20,14	21,21	5,3	25,03	25,63	2,4
Julio	20,51	19,04	-7,2	26,69	25,36	-5,0
Agosto	21,17	19,48	-8,0	26,37	28,48	8,0
Septiembre	18,45	19,31	4,7	26,65	25,71	-3,5
Octubre	17,86	18,20	1,9	27,79	24,80	-10,8
Noviembre	18,44	17,64	-4,3	29,85	23,47	-21,4
Diciembre	17,52	20,43	16,6	28,51	22,33	-21,7
TOTAL	18,25	20,00	9,6	27,01	26,32	-2,5

Fuente: Ecopetrol, Empresas Petroleras

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.32

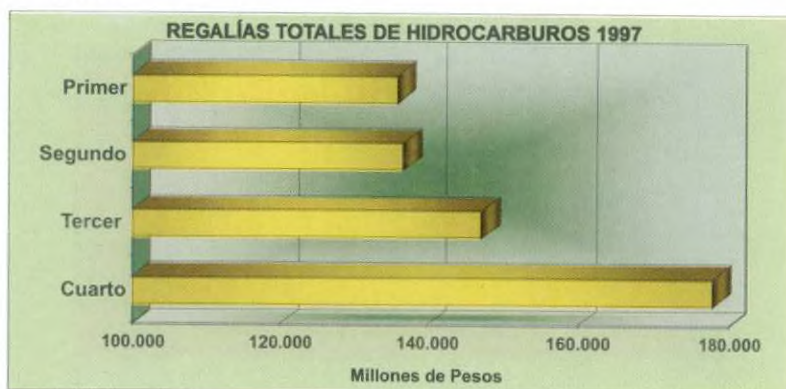
**REGALÍAS DE PETROLEO Y GAS
DE ACUERDO CON LA PRODUCCIÓN POR DEPARTAMENTO**
Millones de pesos

Departamento	Trimestre 1997				
	Primer	Segundo	Tercer	Cuarto	Total
Antioquia	3.834	4.300	4.480	5.043	17.657
Arauca	35.779	34.848	31.240	35.934	137.801
Bolívar	1.029	987	1.026	1.830	4.872
Boyacá	916	770	787	950	3.422
Casanare	49.399	47.607	58.253	78.536	233.795
Cauca	1.071	977	1.291	961	4.299
Cesar	315	298	336	376	1.325
Meta	13.749	15.307	15.929	17.624	62.608
Nte de Santander	1.124	1.154	1.210	1.344	4.833
Nariño	53	60	61	62	236
Putumayo	3.259	3.294	3.521	3.488	13.562
Santander	6.313	6.732	7.424	8.147	28.616
Sucre	603	623	742	757	2.725
Tolima	3141	2.752	3.489	3.343	12.725
Total	135.946	136.710	147.242	177.891	597.789

Fuente: MME-DGH -Abril/98

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Gráfico No. 6



Fuente: MME-DGH -Abril/98

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.33

EXPORTACION DE HIDROCARBUROS

PAIS DE DESTINO

Miles de Barriles

Mes	U. S. A.		PUERTO RICO		TRINIDAD Y TOB.		PERU		ARUBA		COSTA RICA		ANTILLAS HOLAND.		OTROS		TOTAL	
	1996	1997	1996	1997	1996	1997	1996	1997	1996	1997	1996	1997	1996	1997	1996	1997	1996	1997
Enero	7.787	7.536	110	440	525	505	1.755	1.052	216	502	239	0	0	84	299	1.140	8.477	11.259
Febrero	7.602	7.949	0	350	525	0	1.411	1.039	0	0	240	0	0	872	279	42	9.062	10.252
Marzo	9.859	7.814	293	130	525	948	1.782	1.441	222	0	270	489	0	507	117	937	9.257	12.266
Abril	10.729	10.710	145	595	524	1.000	1.380	1.414	0	435	270	0	0	0	81	626	9.724	14.780
Mayo	8.807	8.604	95	453	643	0	2.188	654	0	0	270	0	304	964	547	503	11.266	11.178
Junio	8.596	8.323	0	350	538	0	1.663	1.632	0	0	0	249	311	316	974	1.386	11.467	12.256
Julio	7.650	7.656	281	427	656	124	903	998	0	0	480	255	617	318	1.306	1.043	11.510	10.821
Agosto	7.954	8.132	108	411	0	1.049	1.637	1.950	0	523	0	270	461	321	400	350	13.554	13.006
Septiembre	7.417	7.573	780	321	745	120	1.796	1.430	0	0	265	0	436	622	1.193	722	12.295	10.788
Octubre	9.711	10.381	217	119	525	524	697	767	0	218	0	290	0	312	762	664	13.486	13.275
Noviembre	8.562	11.606	761	597	0	0	651	764	0	522	0	290	860	321	481	1.305	12.057	15.405
Diciembre	8.946	11.167	628	157	525	552	1.035	821	0	0	0	0	605	923	20	2.264	10.186	15.884
TOTAL	103.620	107.451	3.418	4.350	5.731	4.822	16.898	13.962	438	2.200	2.034	1.843	3.594	5.560	6.459	10.982	132.341	151.170

Fuente: Ecopetrol, Empresas Petroleras

Cuadro No.34

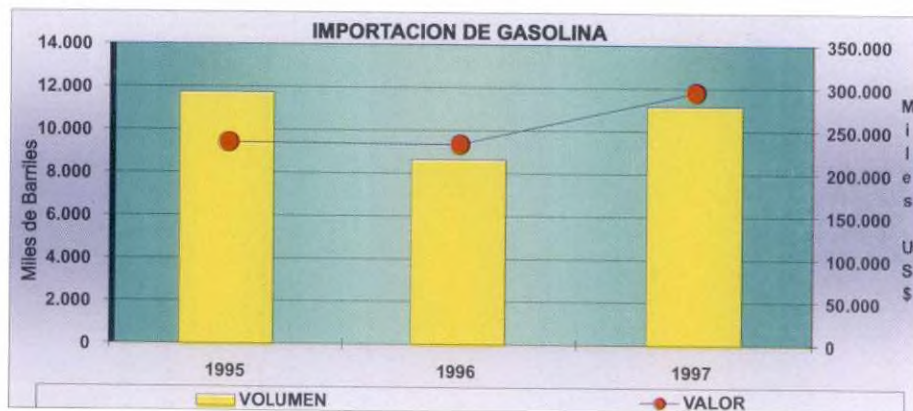
IMPORTACION DE GASOLINAS

Mes	VOLUMEN				VALOR			
	Miles de Barriles		Variac. (%)	97/96	Miles de US\$		Variac. (%)	96/95
	1995	1996			1995	1996		
Enero	976	1.059	1.454	37,3	17.712	26.076	43.602	67,2
Febrero	1.569	278	718	158,3	29.703	6.631	20.686	212,0
Marzo	1.204	1.240	593	-52,2	23.734	31.545	16.528	-47,6
Abril	976	463	694	49,9	22.799	13.949	18.960	35,9
Mayo	729	696	770	10,6	17.851	20.264	20.469	1,0
Junio	1.174	828	734	-11,4	24.901	20.733	18.847	-9,1
Julio	506	460	956	107,8	9.626	12.286	24.298	97,8
Agosto	1.146	551	986	78,9	22.337	14.524	28.147	93,8
Septiembre	721	461	1.001	117,1	13.921	12.281	25.784	110,0
Octubre	963	687	742	8,0	17.529	19.084	18.453	-3,3
Noviembre	517	483	1.567	224,4	9.122	14.418	36.829	155,4
Diciembre	1.249	1.450	978	-32,6	25.502	41.344	21.942	-46,9
TOTAL	11.730	8.656	11.193	29,3	234.737	233.135	294.545	26,3

Fuente: Ecopetrol - Junio/98

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Gráfico No. 7



Fuente: Ecopetrol

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.35

PRODUCCION NACIONAL DE COMBUSTIBLES
1991-1997
Miles de Barriles

PRODUCTO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997 *
Gasolina Regular	28.380	28.171	27.495	27.107	29.937	38.583	37.493
Gasolina Extra	2.450	2.342	2.576	2.966	3.823	1.377	(1) 0
Subtotal Gasolina Motor	30.830	30.513	30.071	30.072	33.760	39.960	37.493
Bencina y Cocinol	1.044	1.241	1.187	867	972	317	323
Subtotal Gasolinas	31.873	31.755	31.258	30.940	34.731	40.277	37.816
Diesel (ACPM)	16.296	17.042	18.188	20.612	21.969	24.530	24.265
Queroseno	1.756	2.025	1.701	1.437	1.342	1.527	1.180
JP-A	4.069	4.660	4.750	5.326	5.662	6.053	5.792
Subtotal Destilados Medios	22.120	23.727	24.638	27.375	28.973	32.111	31.237
Avigas	301	288	209	183	214	137	142
Propano	5.101	4.373	4.009	6.204	7.010	7.955	7.881
Subtotal Blancos	59.395	60.143	60.115	64.701	70.928	80.479	77.076
Fuel Oil	27.280	24.461	20.364	19.886	20.039	19.386	19.730
TOTAL	86.675	84.603	80.479	84.587	90.966	99.865	96.807

Fuente: Ecopetrol

(1) : No se presentó producción de Gasolina Extra durante este periodo, se importó.

* : Preliminar

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.36

CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES
1995-1997
Miles de Barriles

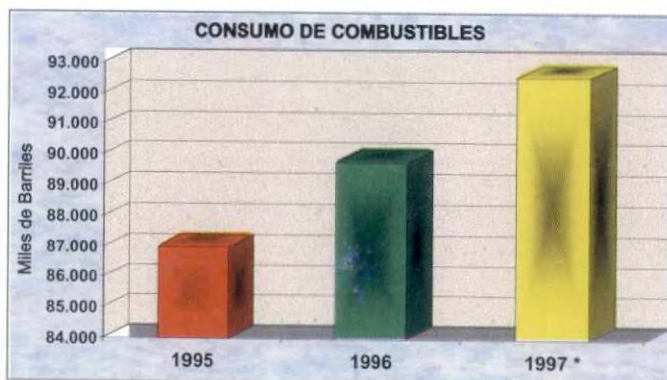
PRODUCTO	1995	1996	1997 *	Variación (%)
				97/96
Gasolina Regular	42.922	42.944	43.843	2,09
Gasolina Extra	4.008	4.222	3.983	-5,66
Subtotal Gasolina Motor	46.930	47.166	47.826	1,40
Bencina y Cocinol	407	318	223	-29,87
Subtotal Gasolinas	47.337	47.485	48.049	1,19
Diesel (ACPM)	18.891	21.283	22.012	3,43
Queroseno	1.374	1.199	1.091	-8,98
JP-A	5.332	5.366	5.552	3,47
Subtotal Destilados Medios	25.597	27.848	28.656	2,90
Avigas	162	142	140	-1,30
Propano	6.758	7.435	7.961	7,08
Subtotal Blancos	79.854	82.909	84.807	2,29
Fuel Oil	1.441	778	1.318	69,36
Crudo Castilla	5.695	6.080	6.438	5,89
Subtotal Negros	7.136	6.858	7.756	13,09
TOTAL	86.989	89.767	92.563	3,11

Fuente: Ecopetrol - Dirección de Planeación Corporativa.

* Preliminar

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Gráfico No. 8



Fuente: Ecopetrol

* Preliminar

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.37

PRODUCCION DE GAS NATURAL POR DEPARTAMENTOS
Millones de Pies Cúbicos

DEPARTAMENTO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Antioquia	2.818,7	2.057,3	1.993,4	2.266,3	2.214,5	2.134,4	1.925,3
Arauca	28,	3,5	4,4	60,7	378,8	386,2	331,3
Bolívar	1.624,4	1.562,2	1.518,	1.427,5	1.666,6	1.698,0	1.268,7
Boyacá	965,4	964,	602,6	597,8	545,1	502,9	575,9
Casanare	4.318,	5.922,9	9.070,1	13.061,7	84.939,	136.837,5	221.392,9
Cauca	0,	0,	0,1	0,3	8,5	17,4	18,2
Cesar	39,4	28,6	64,3	113,9	192,9	145,1	763,9
Córdoba	1.490,3	1.181,8	1.071,9	517,5	0,	0,0	0,0
Cundinamarca	0,	0,	1,6	0,	0,	8,3	48,4
Guajira	103.102,7	102.208,	102.705,4	103.131,6	112.061,5	118.455,5	157.578,9
Huila	8.178,4	8.452,9	7.786,5	8.086,4	8.680,2	7.935,9	7.223,0
Magdalena	1.356,6	0,	0,	0,	0,	0,0	0,0
Meta	2.879,1	3.781,3	4.900,	5.401,8	5.475,6	5.557,2	6.728,0
Nariño	587,8	1.275,3	656,3	626,1	660,7	1.459,0	1.179,8
Norte de Santander	2.160,1	2.394,2	2.582,9	2.543,9	2.547,4	2.779,5	2.668,6
Putumayo	5.214,6	4.995,6	5.547,	5.417,3	7.566,3	7.139,8	7.250,5
Santander	49.642,5	46.412,8	40.220,3	38.370,2	34.779,9	34.787,2	32.132,1
Sucre	988,3	1.129,3	9.060,9	9.073,8	8.460,8	11.277,8	15.167,7
Tolima	214,5	249,5	596,7	827,4	867,3	1.311,0	3.195,7
TOTAL (1)	185.608,8	182.619,0	188.382,5	191.523,9	271.045,2	332.432,8	459.448,8
NETA (2)	176.059,3	172.734,6	183.357,6	181.086,9	187.595,4	203.353,5	252.228,8

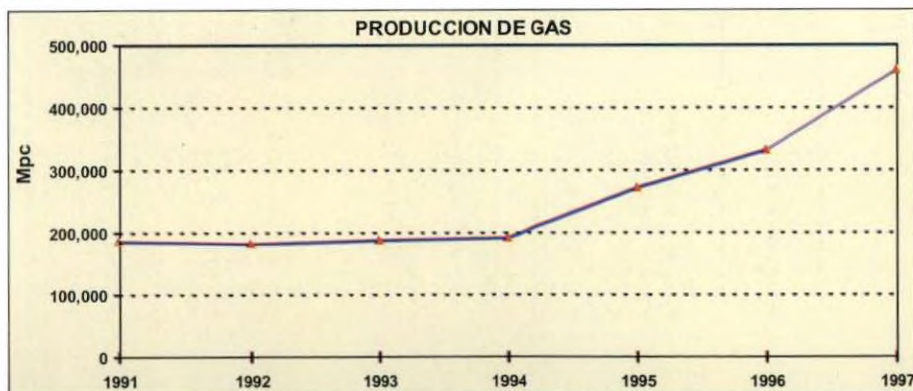
Fuente: MME - DGH ; UPME - SIME - Abr/98

(1) : Producción Fiscalizada, sin descontar Gas Reinyectado y Gas Lift

(2) : Descontado Gas Reinyectado y Gas Lift

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Gráfico No. 9



Fuente: MME - DGH ; UPME - SIME - Abr/98

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.38

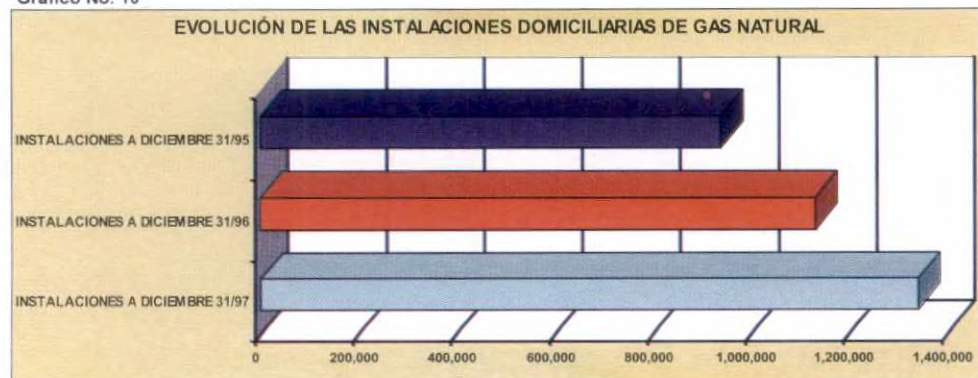
EVOLUCION DE LAS INSTALACIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL
PERIODO: DICIEMBRE 31/95 A DICIEMBRE 31/97

DEPARTAMENTO	INSTALACIONES A DICIEMBRE 31/95	INSTALACIONES A DICIEMBRE 31/96	INSTALACIONES A DICIEMBRE 31/97	VARIACIÓN 97/96 %
GUAJIRA	14.566	19.675	24.789	26,0
ATLANTICO - MAGDALENA	217.329	253.800	300.575	18,4
BOLIVAR - CORDOVA - SUCRE - CES	181.116	217.462	241.569	11,1
SANTANDER	186.782	199.215	211.069	6,0
HUILA	56.173	61.253	66.386	8,4
META - CASANARE	48.328	57.730	68.084	17,9
CUNDINAMARCA	233.319	321.389	428.234	33,2
TOTAL PAIS	937.613	1.130.524	1.340.706	18,6

Fuente: Ecopetrol - Gerencia de Comercialización de Gas - Junio/98

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Gráfico No. 10



Fuente: Ecopetrol - Gerencia de Comercialización de Gas - Junio/98

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.39

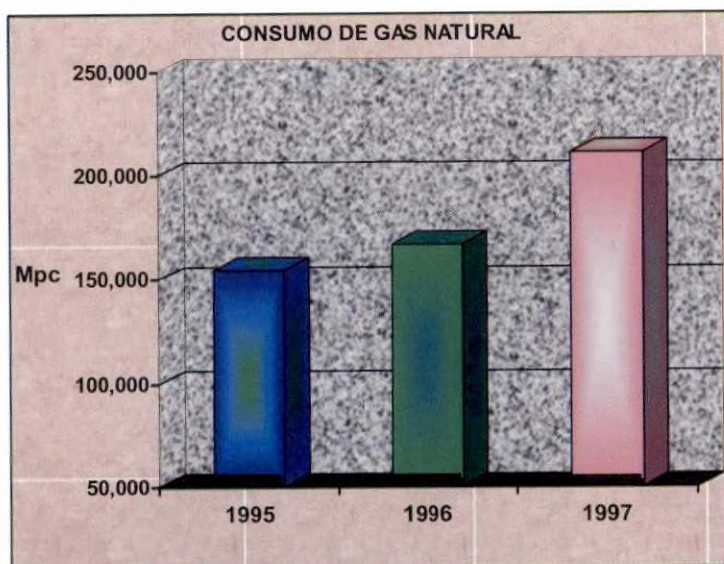
CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES
Mpc

SECTOR	1995	1996	1997	Variación(%)
				97/96
Centrales Térmicas	72.860,0	64.777,5	102.654,4	58,5
Residencial	10.738,5	11.868,1	14.730,2	24,1
Comercial y público	1.895,0	2.094,3	2.599,4	24,1
Industrial	42.768,1	44.715,4	43.175,9	-3,4
Transporte	1.758,0	2.012,9	2.118,0	5,2
Ecopetrol	24.412,6	39.266,3	42.024,7	7,0
TOTAL	154.432,2	164.734,5	207.302,6	25,8

Fuente : Ecopetrol - Gerencia de Comercialización de Gas. - Junio/98

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Gráfico No. 11



Fuente : Ecopetrol - Gerencia de Comercialización de Gas. - Junio/98

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.40

RESERVAS MEDIDAS Y CALIDAD DE LOS CARBONES EN COLOMBIA

Año 1997

DEPARTAMENTO	Reservas Medidas Mtm	Humedad	Ceniza	Materia Volátil	Azufre	Poder Calorífico BTU/Lb
		%				
Guajira	3 670					
Cerrejón Centro		8.2	8.3	34.0	0.66	12.200
Cerrejón Norte		11.9	7.0	33.4	0.70	11.770
Cesar	1 933					
El Descanso		13.6	10.6	32.3	0.57	10.370
La Jagua		7.3	5.3	35.6	0.62	12.570
La Loma		10.3	5.6	36.8	0.59	11.620
Córdoba y Urabá	381					
San Jorge		17.0	17.0	33.7	1.50	8.180
Nte. Santander	68					
Tasajero		2.6	7.7	33.7	0.85	13.925
Santander	57	2.8	22.6	28.9	1.7	11.421
Cundinamarca	242					
Checua-Lenguazaque		3.9	10.2	28.4	0.84	13.194
Suesca Albarracín		3.9	13.3	32.6	0.77	12.265
Boyacá	170					
Samacá		3.9	10.2	28.4	0.8	13.194
Tunja-Duitama		17.0	13.4	33.9	3.4	7.254
Sogamoso-Jericó		5.2	11.6	35.4	1.4	12.401
Antioquia y viejo Caldas	90	10.1	9.1	38.0	0.60	10.910
Valle del Cauca	31	2.1	30.5	27.3	2.70	13.925
Cauca	6					
El Hoyo-Mosquera		8.4	15.6	35.1	1.50	10.219
Suárez- El Tambo		3.1	17.5	38.3	3.84	11.442

Fuente: Ecocarbón 2 de marzo de 1998

Elaboración: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.41

PRODUCCION NACIONAL Y EXPORTACIONES TOTALES DE CARBON

Miles de toneladas

PRODUCCION	1996	1997 (p)
Costa Atlántica	24 306	28 125
Guajira		19 459
Cesar		8 566
Córdoba		100
Interior	5 289	4 467
Antioquia	900	784
Boyacá	1 288	1 148
Cundinamarca	1 566	1 187
Nte. Santander	1 142	955
Valle del Cauca	377	393
Otros Deptos	16	N D
Total producción	29.595	32.592
Total exportaciones	MUS 24.920	27.580

Fuente: Producción Ecocarbón 6 de marzo de 1998 - Exportaciones Dane enero de 1998

(p): Información preliminar - MUS: Millones de dólares - N D: No disponible

Elaboración: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.42

PROYECCION DE LA PRODUCCION NACIONAL DE CARBON

Miles de toneladas

REGION	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Antioquia	676	683	686	694	700	712	719
Boyacá	1.434	1.605	1.750	1.989	2.279	2.301	2.336
C/marca	1.582	1.478	1.490	1.608	1.811	1.989	2.203
Nte. Santander	1.304	1.302	1.522	1.559	1.631	1.637	1.656
Valle del Cauca	507	483	489	498	543	553	563
Costa Atlántica	30 773	32 187	37 400	39 915	41 830	43 998	46 763
Resto del país	107	131	156	179	195	214	ND
Total	36 383	37 869	43 493	46 441	48 990	51 403	54 241

Fuente: Ecocarbón caso probable: 6 marzo de 1998

C/marca: Cundinamarca - N D: No disponible - Nte: Norte

Elaboración: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.43

EXPORTACIONES DE CARBON POR PAIS DESTINO

PAIS	1995		1996		1997(P)	
	Ton	(MUS)	Ton	(MUS)	Ton	(MUS)
Alemania	1.345.834	43	1.907.975	65	2.594.755	96
Argentina	141.258	4				
Aruba	105.186	2				
Bélgica	255.325	8	362.977	13	552.182	17
Brasil	71.313	2	78.142	3	51.698	5
Canada	926.659	24	308.849	9	512.772	17
Chile	41.324	1	499.977	17	80.000	3
Costa Rica			11.571	0	40	0
Cuba	26.596	3	23.462	2	14.325	2
Ecuador	1.050	0	1.218	0	1.068	0
Dinamarca	1.247.118	34	1.832.632	59	2.009.767	72
Eslovenia			55.222	2	55.266	2
España	719.585	25	731.162	27		6
Finlandia	267.568	9	769.935	25	371.003	13
Francia	1.143.698	38	1.658.532	58	1.205.306	47
Grecia	124.281	4	380.775	12	120.487	4
Groenlandia					73.270	3
Haití	1.047	40				
Hong kong	230.020	6	113.934	3		
Honduras	9	1	24.783	1	25.576	2
Irlanda	937.444	31	1.135.150	40	1.304.934	53
Islas Wallis	20.727	1				
Israel	886.377	29	715.900	26	1.370.429	54
Italia	362.227	16	320.411	11	1.014.230	35
Japón	184.879	6	247.889	9	213.650	10
Suiza			22.797	1		
Marruecos	376.668	11			40.854	1
México	30.580	2	26.421	2	5.367	1
Noruega	130.679	4				
Países Bajos	2.693.270	88	2.692.171	90	2.408.143	88
Panamá	47.573	2	53.560	2	38.039	1
Perú	234.761	9	255.307	9	173.438	7
Portugal	869.895	30	922.353	33	1.335.227	56
Puerto Rico	216.246	8	186.091	6	114.316	6
Rep. Dominicana	75.849	2	42.939	1	69.700	3
Reino Unido	1.832.939	64	1.941.355	70	1.557.060	59
Rumania			117.498	4	277.780	12
Turquía	71.106	3				
Argentina						
Venezuela	111.315	5	85.857	5	91.944	5
U.S.A	2.662.105	82	3.087.232	96	2.222.619	77
Sin identificar		36	4.305.924	150	7.674.757	183
Total	18.392.510	672	24.920.000	852	27.580.000	938

Fuente : Dane enero de 1998 - Ecocarbón abril de 1998

(P): Preliminar

Elaboración: Subdirección de Información Minero-Energética - UPME

Cuadro No.44

PRODUCCION MINERA NACIONAL

		1996 - 1997		
MINERAL		Unidad	1996	1997
METALES PRECIOSOS	(1)	Gramos	29.151.170	22.731.700
Oro		Gramos	22.072.691	18.810.514
Plata		Gramos	6.406.881	3.515.435
Platino		Gramos	671.598	405.751
MINERALES NO METALICOS	(1)	Toneladas	15.543.714	14.620.677
Arcilla		Toneladas	3.966.503	8.040.000
Azufre (Refinado)		Toneladas	49.425	53.541
Barita		Toneladas	6.800	900
Bentonita		Toneladas	N.D.	8.640 (p)
Caliza		Toneladas	14.161.347	13.392.000
Feldespato		Toneladas	78.093	66.845
Fluorita		Toneladas	688	802
Mineral de Asbesto		Toneladas	137.277	136.700
Magnesita		Toneladas	12.634	N.D
Roca Fosfórica		Toneladas	40.484	44.517
Talco		Toneladas	14.800	14.832
Yeso		Toneladas	522.236	564.681
Sal Terrestre	(2)	Toneladas	152.642	143.637
Sal Marina		Toneladas	423.513	256.663
MINERALES METALICOS	(3)	Toneladas	60.749.492	745.860
Cobre (Concentrado) *		Toneladas	10.480 (e)	8.403
Manganeso		Toneladas	2.920 (p)	N.D
Mineral de Hierro		Toneladas	637.720	737.457
Mineral de Níquel		Toneladas	918.420	1.008.021 (p)
Plomo (Concentrado)		Toneladas	375 (p)	N.D
Zinc (Concentrado)		Toneladas	57 (p)	N.D (**)
MINERALES COMBUSTIBLES	(4)	Toneladas	29.595.000	32.592.000
Carbón		Toneladas	29.595.000	32.592.000
PIEDRAS PRECIOSAS	(5)	Quilates	7.151.420	6.687.722
Esmeraldas		Quilates	7.151.420	6.687.722

Fuentes : (1) MME - DGM 3 de abril de 1998

N.D. : No Disponible

(2) IFI Concesión Salinas 30 de marzo de 1998

(e) : Estimado

(3) Empresas Explotadoras del sector, febrero de 1998

(p) : Preliminar

(4) Ecocarbón: 6 de marzo de 1998

(*) : Contenido aprx de Cu 21.2%

(5) Mineralco S.A 30 de abril de 1998

(**): No hubo producción de concentrados de Zinc

Elaboración: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.45

**PRECIOS BASE LIQUIDACION DE REGALÍAS
1997**

MINERAL	\$ / Unidad	Unidad		\$ / Unidad	Unidad
Carbón					
Carbón para consumo interno	15.070	Tonelada	Talco		
Carbón destinado al mercado externo	15.880	Tonelada	Talcos tipo verde	19.000	Tonelada
			Talcos impuros o amarillos	6.380	Tonelada
Calizas	5.970	Tonelada			
		Tonelada	Barita	47.440	Tonelada
Arcillas					
Arcillas caoliniticas y bentoniticas	4.760	Tonelada	Asbesto o Crisotilo	15.880	Tonelada
Arcillas cerámicas y refractarias	4.070	Tonelada			
Arcillas misceláneas	3.120	Tonelada	Feldespatos	7.880	Tonelada
Arcillas ferruginosas	5.000	Tonelada			
Arenas Silíceas	7.190	Tonelada	Magnesita	63.520	Tonelada
Materiales de construcción			Roca fosfórica	11.140	Tonelada
Agregados pétreos	7.190	m ³			
Gravas y arena lavada	8.690	m ³	Dolomita	11.140	Tonelada
Arena y recebo	3.940	m ³			
Asfaltitas	10.440	m ³	Puzolanas	5.570	Tonelada
Yeso con:					
35% de SO ₄	19.000	Tonelada	Fluorita	87.270	Tonelada
30% de SO ₄	16.290	Tonelada			
25% de SO ₄	13.370	Tonelada	Azufre	11.170	Tonelada
20% de SO ₄	10.720	Tonelada			
15% de SO ₄	7.880	Tonelada	Bauxita	4.760	Tonelada
Mármol y Rocas Ornamentales			Grafito	13.430	Tonelada
Mármol travertino o caliza cristalina	238.190	m ³			
Mármol: Bloque superior a 1m ³	111.150	Tonelada	Minerales de Manganeseo	63.520	Tonelada
Mármol: Bloque inferior a 1m ³	63.520	Tonelada			
Roca coralina	31.760	Tonelada	Mineral de hierro	13.050	Tonelada
Arenisca piedra bogotana	95.270	m ³			
Retal de mármol	6.380	Tonelada	Micas	24.360	Tonelada
Granito rosado	244.300	m ³			
Granito en bloques sup a 1m ³	111.290	Tonelada	Sal		
Granito en bloques inferior a 1m ³	63.790	Tonelada	Sal marítima	12.000	Tonelada
			Sal terrestre	14.400	Tonelada
Calcita	6.380	Tonelada			

Fuente: MME Resolución No 8-3613 de 1997

Elaboración: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.46

PRODUCCION DE ORO, PLATA Y PLATINO POR DEPARTAMENTO
Miles de Gramos

DEPARTAMENTO	Oro			Plata			Platino		
	1996	1997	Variación %	1996	1997	Variación %	1996	1997	Variación %
Antioquia	9.221	8.745	-5,2	2.617	964	-63,2	12	23	97,2
Bolívar	7.745	3.747	-51,6	2.627	1.270	-51,7	2	1	-39,8
Caldas	708	477	-32,6	484	415	-14,3	0	0	N.A
Cauca	405	176	-56,4	92	29	-68,2	10	2	-77,3
Chocó	457	198	-56,7	59	25	-57,6	632	333	-47,3
Córdoba	2.805	5.055	80,2	380	713	87,5	4	35	858,9
Guainía	78	13	-83,4	0	0	N.A	0	0	N.A
Huila	0	4	N.A	0	1	N.A	0	0	N.A
Nariño	123	58	-53,1	18	14	-24,6	9	10	8,1
Risaralda	0	67	N.A	17	20	19,9	0	0	N.A
Santander	105	67	-36,0	56	35	-36,9	0	0	N.A
Tolima	66	38	-42,7	11	6	-49,0	0	0	N.A
Valle del Cauca	255	165	-35,3	38	24	-37,3	3	2	-38,5
Otros	105	0	-100,0	8	0	-100,0	0	0	N.A
Total	22.073	18.810	-14,8	6.407	3.515	-45,1	672	406	-39,6

Fuente: MME-DGM - Subdirección Evaluación de Proyectos 17 de marzo de 1998

N.A. No aplica

Elaboración: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.47

VALOR DE LA PRODUCCION DE ORO, PLATA Y PLATINO
1996-1997
Millones de Pesos

DEPARTAMENTO	Oro			Plata			Platino		
	1996	1997	Variación %	1996	1997	Variación %	1996	1997	Variación%
Antioquia	119.246	108.872	-8,7	376	164	-56,4	150	281	87,3
Bolívar	100.391	45.906	-54,3	442	227	-48,6	26	14	-46,2
Chocó	5.938	2.404	-59,5	10	4	-60,0	8.431	4.751	-43,6
Caldas	9.231	5.768	-37,5	82	72	-12,2	0	0	N.A
Córdoba	36.055	61.035	69,3	64	125	95,3	49	514	949,0
Santander	1.360	803	-41,0	9	6	-33,3	0	0	N.A
Nariño	1.612	694	-56,9	3	2	-33,3	122	131	7,4
Cauca	5.311	2.115	-60,2	16	5	-68,8	141	33	-76,6
Valle	3.305	1.986	-39,9	6	4	-33,3	39	25	-35,9
Tolima	845	459	-45,7	2	1	-51,0	0	0	N.A
Guainía	1.011	156	-84,6	0	0	-82,5	0	0	N.A
Risaralda	746	805	7,9	3	3	0,0	0	0	N.A
Huila	344	50	-85,5	1	0	-81,3	0	0	N.A
Otros	272	5	-98,2	0	0	-98,2			N.A
Total	285.667	231.058	-19,1	1.014	613	-39,5	8.958	5.749	-35,8

Fuente: MME-DGM - Subdirección Evaluación de Proyectos 17 de marzo de 1998

Elaboración: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.48

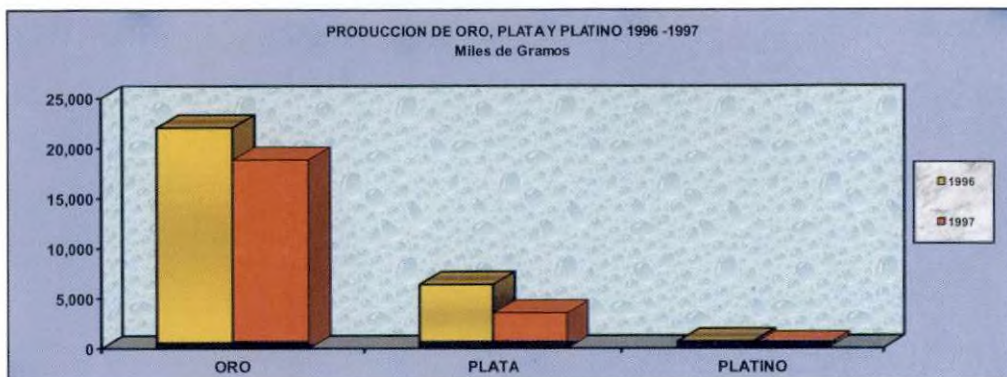
PRODUCCION MENSUAL DE ORO PLATA Y PLATINO
Miles de Gramos

MES	Oro			Plata			Platino		
	1996	1997	Variación %	1996	1997	Variación %	1996	1997	Variación %
Enero	2.161	1.562	-27,7	709	308	-56,6	75	47	-37,3
Febrero	1.857	1.570	-15,5	615	293	-52,4	67	35	-47,8
Marzo	1.856	1.775	-4,4	660	356	-46,1	70	10	-85,7
Abril	1.935	1.655	-14,5	704	326	-53,7	66	43	-34,8
Mayo	1.932	1.478	-23,5	585	251	-57,1	39	36	-7,7
Junio	1.888	1.338	-29,1	584	219	-62,5	69	32	-53,6
Julio	1.886	1.545	-18,1	567	261	-54,0	56	32	-42,9
Agosto	2.090	1.331	-36,3	444	226	-49,1	23	32	39,1
Septiembre	1.637	1.754	7,1	418	255	-39,0	73	40	-45,2
Octubre	1.671	2.018	20,8	416	451	8,4	44	40	-9,1
Noviembre	1.531	1.341	-12,4	338	274	-18,9	48	11	-77,1
Diciembre	1.629	1.443	-11,4	367	295	-19,6	42	48	14,3
Total	22.073	18.810	-14,8	6.407	3.515	-45,1	672	406	-39,6

Fuente MME - DGM - Subdirección Evaluación de Proyectos - febrero de 1998

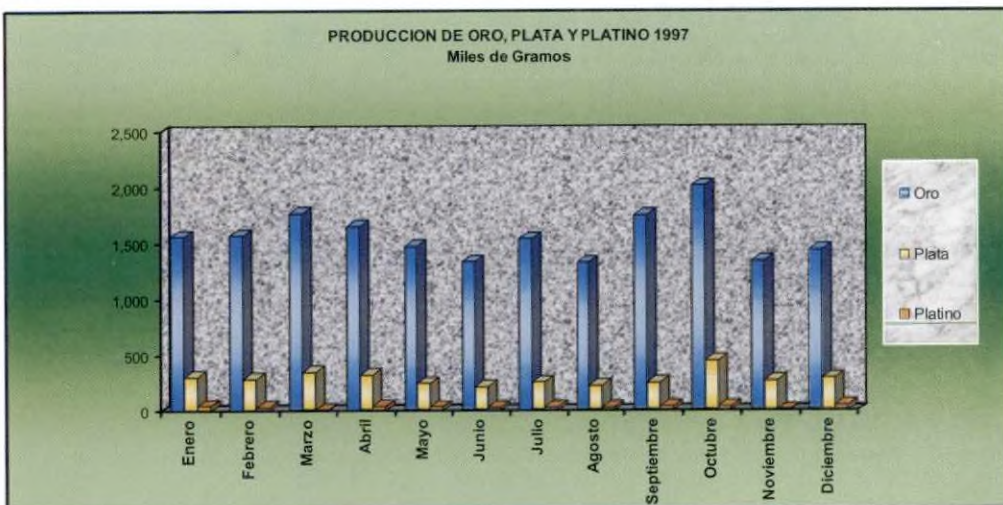
Elaboración Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Gráfico 12



Fuente: MME-DGM - Subdirección Evaluación de Proyectos
 Última versión de la información suministrada el 17 de marzo de 1998
 Elaboración: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Gráfico No 13



Fuente: MME - DGM - Subdirección Evaluación de Proyectos - febrero de 1998
 Elaboración: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.49

VALOR MENSUAL DE LA PRODUCCION DE ORO, PLATA Y PLATINO
1996-1997
Millones de Pesos

MES	Oro (p)			Plata (p)			Platino (p)		
	1996	1997	Variación %	1996(p)	1997	Variación %	1996	1997	Variación %
Enero	26.530	19.187	-27,7	103	54	-47,7	975	666	-31,7
Febrero	24.019	19.286	-19,7	97	51	-47,4	908	495	-45,5
Marzo	24.821	21.804	-12,2	108	62	-42,6	972	141	-85,5
Abril	25.711	20.330	-20,9	114	57	-50,1	892	609	-31,7
Mayo	25.582	18.155	-29,0	95	44	-53,9	528	510	-3,3
Junio	25.316	16.436	-35,1	95	38	-59,9	943	453	-52,0
Julio	24.982	18.978	-24,0	90	46	-49,5	735	453	-38,3
Agosto	27.361	16.350	-40,2	71	39	-44,4	304	453	49,2
Septiembre	21.254	21.546	1,4	67	44	-33,7	981	566	-42,3
Octubre	21.366	24.789	16,0	65	79	20,2	561	567	1,1
Noviembre	18.991	16.472	-13,3	53	48	-9,6	638	155	-75,7
Diciembre	19.734	17.726	-10,2	55	51	-6,4	520	680	30,7
Total	285.667	231.058	-19,1	1.014	613	-39,5	8.958	5.749	-35,8

Fuente:MME - DGM - Subdirección Evaluación de Proyectos - febrero de 1998

(p): Preliminar

Elaboracion :Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.50

**RECAUDO DE IMPUESTOS Y REGALIAS
DE METALES PRECIOSOS**

Miles de Pesos

1997

DEPARTAMENTO	Oro	Plata	Platino	Total
Antioquia	4.333.508	5.207	13.336	4.352.051
Bolívar	1.744.419	7.257	684	1.752.360
Caldas	219.191	2.314		221.505
Cauca	80.370	159	1.599	82.128
Chocó	91.334	140	225.678	317.153
Córdoba	2.319.315	3.981	24.410	2.347.706
Guainía	5.946	2		5.947
Huila	1.916	5		1.921
Magdalena	89	0		89
Nariño	26.378	75	6.212	32.666
Putumayo	53	0		53
Quindío	42	0		42
Risaralda	30.603	110		30.713
Santander	30.502	191		30.694
Tolima	17.426	31		17.457
Valle del Cauca	75.481	131	1.205	76.818
Otros				0
Total	8.976.573	19.603	273.125	9.269.301

Fuente: MME - DGM: Subdirección de Evaluación de Proyectos febrero de 1998

Elaboración: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

Cuadro No.51

REGALIAS ASIGNADAS A PROYECTOS PRESENTADOS POR LOS ENTES TERRITORIALES

1997

Miles de Pesos

SECTOR	Nacional	Costa Atlántica	Occidente	Centro Oriente	Orinoquia	Amazonia	Bogotá	Total
Energía Zonas Interconec.	0	4.975.403	5.484.600	3.804.800	1.362.600	763.994	0	16.391.397
Hidroeléctrica de Santander	0	0	0	805.280	0	0	0	805.280
Energía Zonas No Interco.	0	2.428.400	2.457.000	1.471.400	2.835.600	2.391.897	0	11.584.297
Corpomagdalena	19.395.037	0	0	0	0	0	0	19.395.037
Proyectos Específicos	0	9.188.221	5.638.570	5.267.160	1.031.700	27.000	11.458.826	32.611.477
Ecocarbón-minería	13.157.418	0	0	0	0	0	0	13.157.418
Ecocarbón - Vías	82.647	0	0	0	0	0	0	82.647
Minería-Mineralco	5.667.230	0	0	0	0	0	0	5.667.230
Ingeominas-Apoyo a pequeña Minería	4.706.161	0	1.011.693	0	0	0	0	5.717.854
Amazonas-Chocó,S. Andrés Isla	0	115.427	1.596.000	90.000	607.700	313.697	0	2.722.824
Cuenas Hidrográficas	0	715.374	1.150.000	1.242.900	429.300	60.000	0	3.597.574
Cars con menores ingresos	0	813.232	575.000	1.206.700	283.300	0	0	2.878.232
Cars con regímenes especiales	0	0	1.254.000	0	794.500	40.000	0	2.088.500
Otros Cars diferentes a los anteriores	0	237.950	20.881.000	999.500	0	0	0	22.118.450
Proyectos Regionales de Inversión	0	15.103.134	582.527	17.471.500	5.216.000	1.978.209	1.000.000	41.351.370
Distribución Rec. Parag. 2 ^{do} . Art1	0	1.407.384			18.000	0		1.425.384
Total	43.008.494	34.984.525	40.630.390	32.359.240	12.578.700	5.574.796	12.458.826	181.594.971

Fuente: Comisión Nacional de Regalías - 25 de febrero de 1998

Elaboración: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

ANEXOS

ANEXO LEGAL

REPUBLICA DE COLOMBIA

Ministerio de Minas y Energía

DECRETO NUMERO 1342 de 1997

19 MAYO 1997

Por el cual se reglamenta parcialmente
el Artículo 86 de la Ley 143 de 1994

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de las
atribuciones que le confiere el numeral 11 del artículo 189 de la
Constitución Política

DECRETA

ARTICULO 1. Definición. Para efectos del artículo 86 de la Ley 143 de 1994, se entiende por paz y salvo eléctrico la certificación en la que consta que la empresa oficial el orden nacional, departamental Municipal solicitante de un empréstito, a la fecha de su expedición, cumplido satisfactoriamente sus obligaciones dinerarias contraídas razón de la prestación del servicio público de energía eléctrica.

El servicio público de energía eléctrica comprende las actividades generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización electricidad, conforme al artículo lo. de la Ley 143 de 1994.

ARTICULO 2.- Obligatoriedad. Previamente a la iniciación trámite relacionado con la obtención de empréstitos externos o de a que requieran autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público que deben ser otorgados por FINDETER, FONADE, FEN y demás organismos oficiales de financiación del orden nacional, la empresa interesada debe obtener el paz y salvo eléctrico, el cual adjuntará a solicitud del empréstito respectivo.

Así mismo, el representante legal de la empresa certificará que el paz salvo, o los paz y salvos que acompañan la solicitud de empréstito corresponden a la totalidad de las obligaciones pendientes en la fecha presentación de la mismas.

ARTICULO 3. - Expedición. El paz y salvo eléctrico será expedido a solicitud de la empresa interesada, por las empresas generadores, comercializadoras, distribuidores de electricidad, por la entidad Administradora del Sistema de Intercambios Comerciales por transacciones en el Mercado de Energía Mayoristas y por todas aquellas con las cuales la empresa solicitante del empréstito, tenga contraídas obligaciones en razón del servicio eléctrico prestado.

ARTICULO 4. - Trámite y Vigencia. El paz y salvo será suscrito por el representante legal de la empresa, quien responderá por el contenido y veracidad del documento que expida. La forma de expedición será la que determine cada entidad, y su vigencia será de sesenta (60) días calendario.

El procedimiento que debe surtir para la obtención del paz y salvo eléctrico, será el contemplado en el Decreto 01 de 1984 (Código Contencioso Administrativo) para el trámite de las peticiones en interés particular.

ARTICULO 5.- Vigencia. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese, cúmplase.

Dado en Santa Fe de Bogotá D. C., a 19 de mayo de 1997

JOSE ANTONIO OCAMPO GAVIRIA
Ministro de Hacienda y Crédito Público

RODRIGO VILLAMIZAR ALVARGONZALEZ
Ministro de Minas y Energía

República de Colombia

Ministerio de Minas y Energía

**DECRETO NUMERO 3087
23 DIC, 1997**

Por el cual se reglamentan las Leyes 142 y 143 de 1994, 223 de 1995 y 286 de 1996, en relación con la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible por red física

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

En ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, y en especial de las que le confiere el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política, la Ley 142 y 143 de 1994, 223 de 1995 y 286 de 1996

DECRETA:

CAPITULO 1

**DEFINICIONES Y AMBITO DE APLICACION DEL SUBSIDIO Y DE
LA CONTRIBUCIÓN DE SOLIDARIDAD**

ARTICULO 1. Definiciones. Para efectos de la interpretación y aplicación del presente Decreto, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

1.1 Consumo básico o de subsistencia. Es aquel que se destina a satisfacer las necesidades básicas de los usuarios de menores ingresos. Para los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física, el consumo de subsistencia será el que de acuerdo con la ley establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas. En caso de que ambos se encuentren disponibles la CREG definirá el consumo de subsistencia equivalente máximo a subsidiar.

1.2 Contribución de solidaridad. Es un recurso público nacional, su valor resulta de aplicar el factor de contribución que determina la ley y la regulación, a los usuarios pertenecientes a

los estratos 5 y 6 y a los industriales y comerciales, sobre el valor del servicio.

- 1.3 Valor del servicio.** Es el resultante de aplicar las tarifas de energía eléctrica o de gas combustible por red física, según la fórmula tarifaria establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas a las cantidades de electricidad o gas consumidas por el usuario durante un período de tiempo, este valor incluye el cargo fijo, si hay lugar a ello en la estructura tarifaria.

Para los usuarios de que trata el artículo 89.5 de la Ley 142 de 1994, el valor del servicio será igual al costo económico de suministro en puerta de ciudad.

- 1.4 Red Física.** Para los efectos del presente decreto, se entiende por red física el conjunto de redes o tuberías de propiedad de un distribuidor de gas combustible, que conforman el sistema de suministro del servicio público a una comunidad en el cual se derivan las acometidas a los inmuebles.

Para edificios de propiedad horizontal o condominios, la red física llega hasta el registro de corte general cuando lo hubiere. No habrá lugar al pago de contribución de solidaridad ni al otorgamiento de subsidios, cuando el gas combustible se distribuya a través de cilindros o de tanques estacionarios de propiedad de los usuarios.

- 1.5 Subsidio.** Es la diferencia entre lo que se paga por un bien o servicio, y el costo de éste, cuando tal costo es mayor al pago que se recibe, y se refleja como el descuento en el valor de la factura a los usuarios de menores ingresos.

- 1.6 Usuario.** Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio.

- 1.7 Usuarios de menores ingresos.** Son las personas naturales que se benefician de un servicio público y que pertenecen a los estratos 1 y 2; la Comisión de Regulación de Energía y Gas definirá las condiciones para que los usuarios de estrato 3, de las zonas urbanas y rurales sean considerados como usuarios de

menores ingresos. Para ser beneficiario de subsidio es requisito que al usuario se le facture el respectivo servicio público de energía eléctrica o de gas combustible distribuido por red física.

1.8 Zona Territorial. Corresponde al área definida por el mercado atendido por las empresas distribuidoras de energía eléctrica o de gas combustible distribuido por red física en condiciones uniformes y en la que se encuentre el usuario aportante.

Las contribuciones que reciban las empresas generadores y comercializadoras serán entregadas a la empresa distribuidora que represente la Zona Territorial del usuario aportante de la contribución de solidaridad. En caso de presentarse algún conflicto el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos de la Nación - Ministerio de Minas y Energía definirá los criterios para hacer la transferencia de estos recursos.

CAPITULO II

Naturaleza y operación de fondo de solidaridad y redistribución de ingresos.

ARTICULO 2. Naturaleza del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos para los servicios de energía eléctrica y gas combustible por red física. El Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos de la Nación Ministerio de Minas y Energía, de que trata el artículo 89.3 de la Ley 142 de 1994 es un fondo cuenta especial de manejo de recursos públicos, sin personería jurídica, sujeto a las normas y procedimientos establecidos en la Constitución Nacional, el Estatuto Orgánico del Presupuesto General de la Nación y las demás normas legales vigentes; cuenta en la cual se incorporarán en forma separada y claramente identificable para cada uno de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y de gas combustible distribuido por red física, los recursos provenientes de los excedentes de la contribución de solidaridad una vez se apliquen para el pago de la totalidad de los subsidios requeridos en las respectivas zonas territoriales.

ARTICULO 3. Funciones del Ministerio de Minas y Energía en relación con el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos. Corresponde al Ministerio de Minas y Energía en relación con el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos como recursos públicos del orden nacional,

además de desarrollar las funciones establecidas en las leyes, las siguientes:

1. Presentar el anteproyecto del monto de los subsidios que se asignarán con recursos del Presupuesto General de la Nación y su propuesta de distribución.
2. Administrar y establecer la destinación de los recursos tanto de la contribución como de los subsidios, de conformidad con las leyes vigentes.
3. Informar a las autoridades departamentales, distritales y municipales el monto de los recursos destinados por parte del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos destinados a otorgar subsidios, de manera que ellas dispongan su propio aporte.
4. Informar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas el estado contable del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos.

ARTICULO 4. Contabilidad interna. Las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios deberán, en contabilidad separada, llevar las cuentas detalladas de las contribuciones de solidaridad recaudadas y de las rentas recibidas por transferencias de otras entidades, así como de su aplicación.

Cuando una misma empresa de servicios públicos tenga por objeto la prestación de dos o mas servicios públicos domiciliarios, las cuentas de que trata el presente artículo, deberán llevarse de manera independiente para cada uno de los servicios que presten y los recursos no podrán destinarse para otorgar subsidios a usuarios de un servicio público diferente de aquél del cual se percibió la respectiva contribución.

ARTICULO 5. Procedimiento interno. Las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios, efectuarán trimestralmente la conciliación de sus cuentas de subsidios y contribuciones de solidaridad. Si después de efectuada la conciliación referida existiera superávit, lo transferirá al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos dentro de los cuarenta y cinco (45) días siguientes a su liquidación trimestral.

Las personas que recauden contribución de solidaridad y no la apliquen al pago de subsidios, deberán girarlos al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos dentro de los treinta (30) días siguientes a su recaudo.

Parágrafo 1. Si después de transcurridos los cuarenta y cinco (45) días desde la conciliación trimestral de las cuentas de subsidios y contribuciones de solidaridad, no han sido girados los superávits al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos; o después de los cinco (5) días siguientes al recaudo de las contribuciones por parte de las empresas generadoras y comercializadoras no se han girado a la empresa distribuidora que represente la misma Zona Territorial del usuario aportante; se causarán intereses moratorios de la legislación comercial

Parágrafo 2. Los recursos que se recauden por concepto de contribuciones de solidaridad, en los servicios públicos a que hace referencia el presente Decreto, se destinarán de conformidad con lo dispuesto por el inciso 4o. del artículo 5o. de la Ley 286 de 1996.

CAPITULO III

DE LAS CONTRIBUCIONES

ARTICULO 6. Obligados al pago de la contribución de solidaridad. Están obligados a pagar la contribución de solidaridad los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6, y de los sectores industrial y comercial. La clasificación de los usuarios se establecerá de acuerdo con los criterios de estratificación definidos por el Departamento Nacional de Planeación, con la regulación vigente y con el uso principal al cual se destina el servicio de energía eléctrica o el gas combustible por red física.

Parágrafo 1. Están exentos del pago de la contribución de solidaridad los hospitales, clínicas, puestos y centros de salud y los centros educativos y asistenciales sin ánimo de lucro que así lo soliciten a la respectiva entidad prestadora del servicio público. Sin excepción siempre pagarán el valor del consumo facturado al Valor del Servicio.

Parágrafo 2. Del total del gas combustible y de energía eléctrica que consuman las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios, el porcentaje que requieran y necesiten para poder desarrollar su objeto social, específicamente las actividades

inherentes a la propia prestación del servicio público a su cargo, no estará sujeto al pago de contribución de solidaridad. En consecuencia, deberán solicitar y facilitar las condiciones necesarias a la empresa que preste el respectivo servicio público para separar los consumos y que al facturarles se distingan aquellos consumos destinados a la prestación del servicio público de los demás.

Parágrafo 3. Las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de agua potable y saneamiento básico que produzcan, como autogeneradoras, marginalmente energía para la operación de sus sistemas, la producción de esta energía no estará sujeta al pago de contribución de solidaridad, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 164 de la ley 142 de 1994.

Parágrafo 4. Los terceros a que hace referencia el artículo 89.5 de la Ley 142 de 1994, son para los efectos del presente Decreto grandes consumidores de gas combustible de acuerdo con lo establecido por el inciso 1o. del artículo 5o. de la Ley 286 de 1996.

ARTICULO 7. Sujetos responsables de la facturación y recaudo de la contribución de solidaridad. Son responsables de la facturación y recaudo de la contribución de solidaridad, las siguientes personas:

1. Las empresas prestadoras de los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible distribuido por red física;
2. Las personas autorizadas conforme a la ley y a la regulación para comercializar energía eléctrica o gas combustible por red física;
3. Las personas que generen su propia energía, la enajenen a terceros y tengan una capacidad instalada superior a 25.000 kilovatios, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 89.4 de la Ley 142 de 1994.
4. Las personas que suministren o comercialicen gas combustible por red física con terceros en forma independiente, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 89.5 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo 1. Las personas de que trata este artículo deberán transferir los superávits del valor de la contribución en nombre del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos,

con sujeción a las instrucciones que para el efecto le indique el Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 2. Las personas que de acuerdo con el presente artículo recauden contribuciones de solidaridad, deberán hacer devoluciones a los usuarios de sumas cobradas por tal concepto, cuando éstos demuestren que tienen derecho a ello, según la ley, utilizando para ello el mecanismo que para tal fin prevé el artículo 154 de la Ley 142 de 1994 y harán los débitos correspondientes.

ARTICULO 8. Factor con el cual se determina la contribución de solidaridad. Los límites de la contribución de solidaridad en electricidad y gas combustible distribuido por red física, serán los fijados por la ley. Dentro de estos límites y de acuerdo con las necesidades de subsidio, la Comisión de Regulación de Energía y Gas por resolución podrá variar la contribución de solidaridad.

ARTICULO 9. Responsabilidad de los prestadores de servicios públicos. Todo recaudador de contribuciones de solidaridad será patrimonialmente responsable y deberá efectuar el traslado oportuno de las sumas recaudadas.

Es deber de los recaudadores de la contribución de solidaridad, informar trimestralmente al Ministerio de Minas y Energía - Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, acerca de los recaudos de la contribución de solidaridad.

Si después de realizada la debida gestión de facturación, cobro y recaudo, existieran contribuciones correspondientes a facturas pendientes del pago, los recaudadores deberán reportar al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos al final de cada trimestre, las sumas pendientes de recaudo en forma detallada, indicando la identificación del contribuyente de acuerdo con los archivos de la empresa y el valor pendiente de pago, sin perjuicio de procurar su recaudo, para aplicarlos como lo prevé este Decreto.

ARTICULO 10. Recaudo de la contribución de solidaridad por autogeneradores de energía. Quienes generen energía para su propio uso, enajenen parte de ella a sus socios o a terceros y tengan una capacidad instalada superior a 25.000 kilovatios, recaudarán un 20% como contribución de solidaridad del valor de su generación, descontando de esta el valor vendido a empresas distribuidores.

Ese cobro lo harán en nombre de los consumidores de esa energía, quienes tendrán derecho de exigir certificado de que han pagado la contribución de solidaridad.

De acuerdo con lo dispuesto por el artículo 89.4 de la Ley 142 de 1994, esta generación se evaluará al 80% de su capacidad instalada. Para valorar la generación se utilizará el costo promedio equivalente, según nivel de tensión que se aplique en el respectivo municipio o distrito en el que se enajene la energía. El generador hará las declaraciones y pagos que correspondan, de acuerdo con los procedimientos que establezca el Ministerio de Minas y Energía.

CAPITULO IV

DE LOS SUBSIDIOS

ARTICULO 11. Beneficiarios del subsidio. Para efectos de lo dispuesto en este Decreto, se entiende por beneficiarios del subsidio a los usuarios residenciales de menores ingresos de los estratos 1 y 2 de la clasificación socioeconómica; la Comisión de Regulación de Energía y Gas definirá las condiciones para otorgar los subsidios al estrato 3, de las zonas urbanas y rurales. La estratificación será la resultante de la aplicación de la metodología establecida por el Departamento Nacional de Planeación.

Parágrafo 1. Para ser beneficiario del subsidio, el usuario deberá ser facturado.

Parágrafo 2. Se consideran incorporados al estrato 1 para efectos de subsidios del servicio público de electricidad, los distritos de riego construidos o administrados por el INCORA y que sean menores de cincuenta (50) hectáreas.

ARTICULO 12. Criterios de asignación. El Ministerio de Minas y Energía definirá los criterios con los cuales el Gobierno Nacional asignará los recursos del presupuesto nacional destinados a sufragar los subsidios, y propondrá la distribución en concordancia con lo establecido por la Ley 142 de 1994 y por este decreto, pero siempre se deberá tener en cuenta para su asignación, preferentemente, a los usuarios que residan en aquellos municipios que tengan menor capacidad para otorgar subsidios con sus propios recursos.

Parágrafo. Cuando el monto de los recursos apropiados en el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, y en los

presupuestos departamentales, distritales y municipales no sean suficientes para cubrir la totalidad de los subsidios previstos, la entidad prestadora de los servicios públicos domiciliarios, deberá prever el plan de ajuste tarifario requerido.

ARTICULO 13. Los subsidios y las cuentas de los prestadores de servicios públicos. De los valores de los subsidios que, de acuerdo con lo dispuesto en las normas presupuestales y en las Leyes 142 y 143 de 1994 y 286 de 1996, repartan los prestadores del servicio, se informarán trimestralmente al Ministerio de Minas y Energía Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos.

ARTICULO 14. Liquidación de los subsidios para cada usuario. Los prestadores de servicios públicos, al elaborar las facturas de aquellos usuarios que, por disposición legal, tengan derecho a recibir subsidios procederán de la siguiente manera:

Descontarán el monto del subsidio en cada una de sus facturas sobre el monto disponible, teniendo en cuenta que:

- a) Solo podrá otorgarse a los usuarios de inmuebles residenciales de los estratos 1 y 2 de la clasificación socioeconómica; y al 3 como lo defina la Comisión de Regulación de Energía y Gas, de las zonas urbanas y rurales;
- b) En ningún caso podrá exceder el valor del consumo de subsistencia;
- c) Sólo podrá subsidiar la parte de la tarifa que tenga el propósito de recuperar el valor de las inversiones hechas para prestar el servicio.
- d) Se sujetarán a los subsidios establecidos por las autoridades competentes;
- e) No podrán destinarse a otorgar subsidios a personas diferentes de los beneficiarios del subsidio.
- f) Las contribuciones recaudadas por concepto de un servicio no podrán ser utilizadas para otorgar subsidios en otro servicio diferente al cual generó la contribución.

ARTICULO 15. Competencia de las asambleas departamentales y de los concejos distritales y municipales en la asignación de subsidios. Corresponde a las Asambleas Departamentales y a los Concejos Distritales o Municipales decidir:

1. Las sumas que apropiarán para subsidios de conformidad con la ley y las condiciones señaladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.
2. Qué sumas, de las disponibles en los presupuestos, se utilizarán para dar subsidios en cada servicio y estrato que se vaya a subsidiar, y el monto del subsidio para cada uno de esos estratos, dentro de los límites legales.

Parágrafo. Las decisiones que tomen las Asambleas y los Concejos sobre cuáles servicios o cuales estratos subsidiar, o sobre el monto de las partidas para los subsidios, en ningún caso impedirán que se cobre la contribución de solidaridad a los usuarios de los estratos que, según la ley, estén sujetos a ella.

CAPITULO V

Superávit del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos

ARTICULO 16. Transferencias efectivas de las entidades prestadoras de los servicios públicos. Sin perjuicio del cumplimiento de las normas presupuestales sobre apropiaciones y ordenación del gasto, las transferencias efectivas de dinero de las entidades prestadoras de servicios públicos al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos por concepto de contribuciones de solidaridad sólo ocurrirán cuando se presenten superávits, después de compensar internamente los recursos necesarios para otorgar subsidios.

ARTICULO 17. Normas para los recaudos. Los recursos del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos son públicos, por lo tanto, quienes hagan sus recaudos estarán sujetos a las normas sobre declaración y sanciones que se aplican a los retenedores en el Decreto 624 de 1989 y en las normas que lo sustituyan.

ARTICULO 18. Reparto de los recursos del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos. Los recursos del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos por concepto de contribución de solidaridad, se repartirán de la siguiente manera:

1. Se destinarán a subsidiar a los usuarios de los estratos 1, 2 y al 3 como lo defina la Comisión de Regulación de Energía y Gas, de las zonas urbanas y rurales de conformidad con lo establecido en el presente Decreto y en la regulación vigente.
2. Si después de atender estos requerimientos se presentan superávit, éstos se destinarán al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, de conformidad con el artículo 89.3 de la Ley 142 de 1994.

CAPITULO VI

Informes sobre el manejo contable del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos.

ARTICULO 19. Obligación de los prestadores de servicios públicos de estimar las contribuciones y de informar a la Nación y demás autoridades competentes para decretar subsidios. Los prestadores de los servicios de energía eléctrica y gas combustible por red física, tienen la obligación de estimar el producto de las contribuciones de solidaridad que razonablemente esperan recaudar en la vigencia fiscal inmediatamente siguiente y suministrar tal información al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, y a las autoridades departamentales, distritales y municipales y que, según el artículo 368 de la Constitución Política, pueden decretar subsidios, con el fin de que éstas las tengan en cuenta al preparar sus presupuestos para la asignación de recursos para subsidiar tales servicios.

ARTICULO 20. Informes. Las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios deberán informar a la comunidad, a través, de medios de información masiva y por lo menos una vez al año, la utilización de manera precisa que dieron de los subsidios.

CAPITULO VII

OTRAS DISPOSICIONES

ARTICULO 21. Aplicación de los distritos y departamentos. Los departamentos, distritos y municipios aplicarán, en sus territorios, normas iguales, en lo pertinente, a las de este Decreto, cuando haya situaciones relacionadas con subsidios que deban aplicar y que no hayan sido objeto de reglamentación especial.

ARTICULO 22. Asimilación entre municipios y distritos. Salvo en cuanto haya legislación expresa que disponga otra cosa, siempre que en este decreto se mencionen los municipios o las autoridades, se entenderán incluidos también los distritos, los territorios indígenas que se constituyan como entidades territoriales, y el Departamento de San Andrés y Providencia; y aquellas autoridades que puedan asimilarse con más facilidad a las correspondientes autoridades municipales.

ARTICULO 23. Régimen de transición. Quienes hayan recibido la contribución de solidaridad deberán girar al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos los superávits obtenidos a partir de la vigencia de la Ley 142 de 1994, los cuales deberán ser consignados antes del 30 de julio de 1998, para lo cual podrán efectuar acuerdos de pagos.

Dentro de los dos meses siguientes a la fecha en que entre en vigencia el presente Decreto, las empresas que estén obligadas a efectuar recaudos por contribuciones, remitirán un estimativo de los recaudos y subsidios que proyecten habrán de tener para el año fiscal que comienza el primero de enero de 1998.

ARTICULO 24. Vigencia. El presente decreto rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Publíquese y cúmplase. Dado en Santa Fe de Bogotá, D.C., a los 23 Dic, 1997

ANTONIO URDINOLA
Ministro de Hacienda y Crédito Público

ORLANDO CABRALES MARTINEZ
Ministro de Minas y Energía

REPUBLICA DE COLOMBIA

Ministerio de Minas y Energía

DECRETO NUMERO 190 de 1998

ENERO 28

Por el cual se reglamenta parcialmente la financiación de los subsidios para el servicio público domiciliario de energía eléctrica para la vigencia fiscal de 1998.

El presidente de la República, en uso de sus facultades constitucionales y legales, y en especial de las que le confieren los numerales 11 y 20 del artículo 189 de la Constitución Política.

DECRETA :

ARTICULO 1. El pago de los subsidios de los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica pertenecientes a los estratos 1, 2 y 3 con cargo a recursos del Presupuesto General de la Nación, se sujetará de manera estricta a la correspondiente apropiación presupuestal.

Los recursos apropiados en el Presupuesto General de la Nación para la presente vigencia fiscal que tienen por objeto el otorgamiento de los subsidios de que trata el inciso anterior, ayudarán a financiar hasta los 200 Kwh/mes correspondientes al consumo básico de subsistencia de los usuarios pertenecientes a los estratos 1, 2 y 3 de la siguiente forma :

1. Para el estrato 1, dichos recursos se aplicarán a cubrir sobre los primeros 151 Kwh/mes de consumo mensual el límite actual de subsidios determinado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, de conformidad con el artículo 1 de la Ley 286 de 1996, y para el consumo mensual comprendido entre 152 Kwh y 200 Kwh se aplicarán a cubrir el porcentaje determinado en el artículo 99.6 de la Ley 142 de 1994.
2. Para los estratos 2 y 3, dichos recursos se aplicarán a cubrir sobre los primeros 121 Kwh/mes de consumo mensual el límite actual de subsidios determinado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, de conformidad con el artículo 1 de la ley 286 de 1996, y

para el consumo mensual comprendido entre 122 Kwh y 200 Kwh se aplicarán a cubrir el porcentaje determinado en el artículo 99.6 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo: Cualquier pago de subsidio que exceda los límites señalados en el presente artículo o que supere las apropiaciones del Presupuesto General de la Nación, se hará con cargo a los recursos que cada entidad territorial destine para tal fin, para lo cual deberá contar previamente con la respectiva disponibilidad presupuestal.

ARTICULO 2. El presente decreto rige a partir de la fecha de su publicación Publíquese y cumplase.

Dado en Santa Fe de Bogotá, D.C. a 28 de enero de 1998.

ERNESTO SAMPER PIZANO

JOSE ANTONIO URDINOLA

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

ORLANDO CABRALES MARTINEZ

El Ministro de Minas y Energía

República de Colombia

Ministerio de Minas y Energía

DECRETO NUMERO 958 de 1998

27 MAYO 1998

"Por el cual se aprueba el Esquema y demás condiciones financieras de los pagos que la Empresa Colombiana de Gas - ECOGAS deberá hacer a la Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL en desarrollo de la escisión ordenada por la Ley 401 de 1997"

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial de la que le confiere el artículo 4o. del Decreto 646 de 1998, y en desarrollo del parágrafo del artículo 8o. de la Ley 401 de 1997, y

CONSIDERANDO:

1.-Que Mediante la Ley 401 de 1997 se creó la Empresa Colombiana de Gas ECOGAS, entidad, descentralizada del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía con el carácter de Empresa Industrial y Comercial del Estado, - cuyo objeto es la planeación, organización, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios y la explotación comercial de la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros.

2.-Que el artículo 8o. de la citada Ley 401, establece que el patrimonio inicial de ECOGAS está conformado por los activos y derechos vinculados a la actividad de transporte de gas, así como por los derechos derivados de los contratos relativos a dicha actividad, todos los cuales se escinden del patrimonio de la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL.

3.-Que el Parágrafo del referido artículo 8o. establece que para efectos del reconocimiento de las contraprestaciones económicas a que tenga derecho ECOPETROL por asumir el pago de la totalidad de las obligaciones económicas derivadas de los contratos de servicio de transporte de gas natural BOMT suscritos con TRANSGAS, CENTRAGAS y del que se suscriba para los Ramales de Boyacá -

Santander, las dos entidades deberán diseñar un esquema de los pagos que ECOGAS deberá hacer a ECOPETROL, el cual no debe superar el ochenta por ciento (80%) del valor presente neto (V.P.N.) de lo que ECOPETROL pague por dichas obligaciones.

4. Que mediante el artículo 4o. del Decreto reglamentario 646 del treinta y uno (31) de marzo de 1998, se dispuso que el Gobierno Nacional aprobaría mediante decreto el Esquema de Pagos y demás condiciones de carácter financiero de los pagos que ECOGAS deberá efectuar a ECOPETROL a partir de la fecha efectiva de escisión, el cual sería diseñado de común acuerdo por ambas empresas;

5. Que mediante convenios suscritos con fecha abril 1 de 1998, ECOPETROL cedió a ECOGAS los derechos y obligaciones derivados de los contratos a que se refiere el considerando No. 3;

6. Que mediante comunicación del 29 de abril de 1998 suscrita por los presidentes de ECOPETROL y ECOGAS, se remitió al Ministerio de Minas y Energía el Esquema de Pagos y demás condiciones de carácter financiero diseñados por ambas empresas.

DECRETA:

ARTICULO 1. En desarrollo de lo dispuesto en la ley 401 y del Decreto 2829 de 1997, así como de los convenios de cesión de los Contratos BOMT suscritos con TRANSGAS, CENTRAGAS, y del que se suscriba para los Ramales Boyacá - Santander, corresponderá a ECOPETROL continuar respondiendo por el pago de las obligaciones derivadas de tales contratos, en los términos allí establecidos. ECOGAS por su parte reembolsará a ECOPETROL los valores resultantes del Esquema de Pagos que se establece a continuación:

Porcentajes de pagos : 70% del valor presente de los pagos a los contratistas BOMT

Valor presente pagos BOMT US\$ 933.4 millones

Valor presente pagos ECOGAS a ECOPETROL: US\$ 653.38

Tasa de descuento en dólares constantes: 7% efectivo anual

Plazo total: 30 años

Año de iniciación: 1998

Año finalización: 2027

Período de gracia: 1 año

Porcentaje incremento anual 1999 - 2017: 10.132%

Valor pago últimos 10 años: US\$ 120 millones

Año	Pago en US\$M constantes a Dic 31 - 97
1997	0
1998	0
1999	20.000
2000	22.026
2001	24.258
2002	26.716
2003	29.423
2004	32.404
2005	35.687
2006	39.303
2007	43.285
2008	47.671
2009	52.501
2010	57.820
2011	63.678
2012	70.130
2013	77.236
2014	85.061
2015	93.680
2016	103.172
2017	113.128
2018	120.000
2019	120.000
2020	120.000
2021	120.000
2022	120.000
2023	120.000
2024	120.000
2025	120.000
2026	120.000
2027	120.000
VPN	653.38

Parágrafo Primero. Los gastos e ingresos incurridos y percibidos por ECOPETROL antes del treinta y uno (31) de diciembre de 1997, no fueron considerados para cálculo del Esquema de Pagos que aparece en el presente artículo.

Parágrafo Segundo. De conformidad con lo establecido en el artículo 8o de la Ley 401 de 1997, los activos escindidos de ECOPETROL fueron incorporados contable y financieramente al patrimonio de

ECOGAS al ochenta por ciento (80%) del valor en libros de ECOPETROL de los respectivos activos a la fecha efectiva de escisión.

ARTICULO 2. El valor presente total de los pagos que ECOGAS realizará a ECOPETROL corresponderá mínimo al setenta por ciento (70%) del valor presente de los pagos de ECOPETROL a los contratistas BOMT a partir de la fecha efectiva de escisión.

ARTICULO 3. Anualmente durante la vigencia del Esquema de Pagos, ECOPETROL y ECOGAS revisarán el valor de la cuota del respectivo año con el propósito de establecer abonos adicionales si los ingresos y la operación de ECOGAS así lo permiten. Dicha revisión tendrá lugar durante los últimos quince (15) días del mes de octubre de cada año y de haber lugar a abonos adicionales, éstos se realizarán junto con la cuota correspondiente al mes de diciembre del respectivo año.

ARTICULO 4 - OBLIGATORIEDAD DEL ESQUEMA DE PAGOS. Los valores determinados en el artículo primero (1o) constituyen el Esquema de Pagos, el cual es obligante y vinculante para ambas Empresas.

ARTICULO 5 - FORMA Y EPOCA DE LOS RESPECTIVOS PAGOS. De acuerdo con lo señalado en los respectivos convenios de cesiones, de fecha, primero (1o) de abril de 1998, ECOPETROL efectuará los pagos a que está obligada, en la forma y oportunidad prevista en cada uno de los contratos BOMT firmados Con TRANSGAS, CENTRAGAS y el que se suscriba para los Ramales Boyacá -Santander.

Los pagos de ECOGAS a ECOPETROL serán semestrales para el año de 1999 y trimestrales a partir del año 2000, de acuerdo con la metodología que se describe a continuación:

METODOLOGIA PARA CALCULO DE PAGOS DE ECOGAS A ECOPETROL

A partir de los pagos anuales para cada uno de los treinta años en dólares constantes a Dic 31 / 97, convenidos entre ECOPETROL Y- ECOGAS en el Esquema de Pagos, se procederá de la siguiente manera:

1. CONVERSION A DOLARES CORRIENTES PARA CADA AÑO (Fin de año):

donde:

$$USCi = USKi(1 + \lambda_1)(1 + \lambda_2).....(1 + \lambda_{i-1})(1 + \lambda_i)$$

USCi: Pago anual en dólares corrientes a Final del año i (año que se está liquidando).

USKi: Pago anual en dólares constantes de Dic 31/97 a final del año i (año que se está Liquidando), convenido entre ECOPETROL Y ECOGAS en el Esquema de Pagos.

λ_i : Inflación anual proyectada por D.N.P para USA, correspondiente al año que se está liquidando (decimal).

$\lambda_1, \lambda_2 \dots \lambda_{i-1}$: Inflaciones anuales históricas para USA suministradas por DNP para cada uno de los años anteriores al año que se está liquidando (decimal).

2. CALCULO DE PAGOS TRIMESTRALES O SEMESTRALES EN DOLARES CORRIENTES (A partir de dólares corrientes de cada año).

$$PTDC = USCi * \left[\frac{i_T}{(1 + i_T)^4 - 1} \right]$$

$$PSDC = USCi * \left[\frac{i_S}{(1 + i_S)^2 - 1} \right]$$

donde:

PTDC : Pago Trimestral en dólares corrientes

PSDC : Pago Semestral en dólares corrientes

USCi: Pago anual en dólares corrientes del año en Liquidación

i_T : Tasa de descuento trimestral en dólares corrientes, expresada en términos decimales.

i_S : Tasa de descuento semestral en dólares corrientes, expresada en términos decimales.

Calculada según:

$$i_T = (1 + i)^{\frac{1}{4}} - 1$$

$$i_S = (1 + i)^{\frac{1}{2}} - 1$$

Donde i : Tasa de descuento efectiva anual en dólares corrientes.

Calculada a partir de: $i = (1 + i_k) (1 + \lambda_i) - 1$

donde:

$i_k = 0.07$ (7%): Tasa de descuento efectiva anual en dólares constantes, utilizada para el cálculo del Esquema de Pagos.

λ_i : Inflación anual proyectada por DNP para U.S.A., correspondiente al año que se está Liquidando.

3. CALCULO DE PAGOS TRIMESTRALES O SEMESTRALES EN PESOS COLOMBIANOS CORRIENTES (\$).

$$PTPC = PTDC * TRM$$

$$PSPC = PSDC * TRM$$

donde:

PTPC: Pago Trimestral en Pesos Colombianos (Fin de Mes)

PSPC: Pago Semestral en Pesos Colombianos (Fin de Semestre)

TRM: Tasa Representativa de Mercado del dólar certificada por la Superintendencia Bancaria.

ARTICULO 6. ECOGAS pagará a ECOPETROL el último día hábil de cada semestre o trimestre el valor correspondiente a dicho semestre ó trimestre. Para el efecto ECOPETROL presentará a ECOGAS la respectiva cuenta de cobro dentro de los cinco (5) primeros días hábiles del último mes de cada semestre para el año de 1999 y dentro de los cinco (5) primeros días hábiles del último mes de cada trimestre a partir del año 2000.

La mencionada cuenta de cobro será expresada en pesos Colombianos, para lo cual se utilizará la Tasa Representativa del Mercado (T.R.M.) correspondiente al día de elaboración de la respectiva cuenta, de cobro debidamente certificada por la Superintendencia Bancaria.

En el evento que ECOGAS no efectúe el pago en la fecha establecida, ECOGAS reconocerá y pagará a ECOPETROL un interés de mora equivalente a LIBOR + 4% efectivo anual. Por cada día de retardo se aplicará la tasa diaria equivalente a la efectiva anual sobre el valor correspondiente en dólares corrientes del semestre o trimestre en mora. El pago de los intereses de mora se efectuará en pesos

Colombianos a la Tasa Representativa del Mercado (T.R.M.) del día, de pago, debidamente certificada por la Superintendencia Bancaria.

ARTICULO 7 - AJUSTES DE TARIFAS EN LOS CONTRATOS BOMT

Sin perjuicio de lo establecido en los artículos precedentes, los aumentos de las tarifas de los contratos BOMT que se deriven de los Ajustes de Tarifa previstos en los respectivos contratos, serán asumidos mínimo en un ochenta por ciento (80%) por ECOGAS. La diferencia correrá a cargo de ECOPETROL.

En los casos en que el respectivo ajuste implique un menor valor de la Tarifa, la diferencia entre el valor previsto en el Esquema de Pagos y el efectivamente pagado por ECOPETROL, será reembolsado en un ochenta por ciento (80%) por ECOPETROL a ECOGAS, de la forma prevista en el artículo séptimo del presente decreto.

Del mismo modo, en los casos en que el respectivo Ajuste implique un mayor valor de la Tarifa, la diferencia entre el valor previsto en el Esquema de Pagos y el efectivamente pagado por ECOPETROL, será reembolsado en un ochenta por ciento (80%) por ECOGAS a ECOPETROL, de la forma prevista en el artículo siguiente del presente decreto.

De acuerdo con lo establecido la cláusula 13 a ii), del contrato BOMT suscrito con CENTRAGAS, cuando el aumento de tarifa provenga de cualquiera de los eventos allí descritos, ECOGAS no reconocerá pago alguno por estos conceptos.

ARTICULO 8. - PROCEDIMIENTO PARA EL PAGO DE SUMAS DERIVADAS DE LOS AJUSTES DE TARIFA. Según sea el caso, ECOGAS pagará a ECOPETROL o ECOPETROL pagará a ECOGAS el valor correspondiente a los Ajustes de Tarifa contractuales de los contratos BOMT de que trata el artículo 7o del presente decreto, el último día hábil de cada semestre para el año 1999 y el último día hábil de cada trimestre para los años siguientes.

Para tal efecto, la parte interesada presentará a la otra la respectiva cuenta de cobro dentro de los cinco (5) primeros días hábiles del último mes del respectivo semestre para 1999 o dentro de los cinco (5) primeros días hábiles del último mes de cada trimestre para los años siguientes.

El valor correspondiente a los Ajustes de Tarifa a que haya lugar durante el año de 1998, serán pagados por una u otra empresa, según sea el caso, en el primer semestre de 1999, junto con los valores

correspondientes a los Ajustes de Tarifa generados en el primer semestre de éste último año.

En el evento de que alguna de las dos empresas no efectúe el pago en la fecha establecida, reconocerá y pagará a la otra un interés de mora equivalente a LIBOR + 4% efectivo anual . Por cada día de retardo se aplicará la tasa diaria equivalente a la efectiva anual sobre el valor correspondiente en dólares corrientes del semestre o trimestre en mora. El pago de los intereses de mora se efectuará en pesos colombianos a la Tasa Representativa del Mercado (T.R.M.) del día de pago, debidamente certificada por la Superintendencia Bancaria.

ARTICULO 9. - RESPONSABILIDAD POR EL PAGO DE TARIFA Y AJUSTES DE TARIFA DE LOS CONTRATOS BOMT. La responsabilidad de ECOGAS Y ECOPETROL respecto al pago de Tarifas y Ajustes de Tarifas, se regirá por lo establecido en cada uno de los convenios de cesión de los contratos BOMT del 1o de abril de 1998.

ARTICULO 10 - TRABAJOS ADICIONALES Los aumentos de tarifa derivados de la realización de trabajos adicionales o de la modificación de los puntos de entrega o recibo de gas por orden de ECOGAS, según se definen cada uno de tales conceptos en los respectivos contratos BOMT, serán asumidos en su totalidad por ECOGAS.

ARTICULO 11 - MODIFICACION DE LOS PLAZOS ORIGINALES DE LOS CONTRATOS. Si el plazo original de los contratos BOMT es prorrogado a través de los mecanismos previstos en cada uno de los contratos respectivos, las Tarifas que se generen por este concepto, así como los gastos que se deriven de dicha prórroga, serán asumidos en su totalidad por ECOGAS, sin que esto implique ninguna modificación o alteración del Esquema de Pagos.

ARTICULO 12 - TERMINACION ANTICIPADA Y TRANSFERENCIA DE LOS CONTRATOS BOMT. Si por cualquier causa legal o contractual se da por terminado cualquiera de los contratos BOMT, antes del plazo contractual inicialmente previsto, todos los gastos de operación que se generen a partir de la fecha de terminación anticipada serán asumidos por ECOGAS, sin que esto implique ninguna modificación o alteración del Esquema de Pagos.

El procedimiento para la Terminación Anticipada y Transferencia de los contratos BOMT se encuentra reglamentado en los respectivos convenios de cesión suscritos por **ECOPETROL y ECOGAS** el día primero (1o) de abril de 1998.

ARTICULO 13 - RIESGO DE PRODUCCION. En el evento de que en cualquier trimestre durante la vigencia del Esquema de Pagos establecido en este decreto, se presente una disminución o un aumento de más del treinta por ciento (30%) en la producción de gas natural respecto de los pronósticos que se señalan en el Parágrafo Primero del presente artículo, y que como consecuencia de ello se afecten negativa o positivamente los ingresos de ECOGAS, las dos empresas de común acuerdo determinarán el procedimiento a seguir para la redistribución de los pagos.

Parágrafo Primero - PRONOSTICO DE PRODUCCION DE GAS NATURAL

PRODUCCION	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Guajira	0.0	577.1	372.6	331.3	394.0	445.0	440.0	477.0
C. Atlántica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Guepajé 2	0.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	40.0	38.0
Mag. Medio	0.0	95.0	95.0	95.0	95.0	109.0	95.0	95.0
Otr. Mag. Mdio	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Santander	0.0	75.0	71.0	65.0	84.0	80.0	52.6	46.7
Huila	0.0	19.0	15.0	15.0	13.0	7.0	3.0	0.9
Llanos	0.0	9.0	9.0	9.0	7.0	5.0	4.0	3.0
Futuros Pied	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	0.0	104.3	118.9
Piedemonte	0.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Total	-	810.09	627.64	680.27	688.04	690.99	758.87	799.45

PRODUCCION	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Guajira	441.0	442.0	450.0	450.0	450.0	390.0	4.0	375.0
Costa. Atlántica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Guepajé 2	35.0	30.0	25.0	20.0	15.0	0.0	0.0	0.0
Mag. Medio	126.5	170.9	174.1	284.8	245.5	331.4	358.6	230.1
Otr. mag. Mdio	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Santander	41.0	36.5	32.0	27.0	24.0	22.0	17.0	16.0
Huila	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Llanos	3.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.0	1.0	1.0
Futuros	134.5	138.0	140.6	110.2	159.5	161.0	100.7	100.7
Piedemonte	20.0	20.0	20.0	23.2	29.7	30.0	33.0	33.0
Total	801.12	839.41	843.72	917.15	925.68	906.38	970.31	966.83

PRODUCCION	2013	2014	2015	2016	2017
Guajira	404.0	363.0	337.0	315.0	315.0
Otro Cost. Atlánt. 0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Guepajé	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mag. Medio	232.2	206.0	203.0	201.2	201.2
otros Mag. Medio 0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Santander	14.0	14.0	12.0	9.0	9.0

Huila	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Llanos	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0
Futuros	1580.7	138.6	138.6	137.6	137.6
Piedemonte	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0
Total	844.90	756.5	5724.51	697.77	697.77

Parágrafo Segundo. El riesgo de demanda será asumido por ECOGAS.

ARTICULO 14 - POSIBILIDAD DE PREPAGO. En cualquier momento durante la vigencia del Esquema de Pagos, ECOGAS podrá realizar abonos superiores a los establecidos en dicho Esquema, o si lo desea, podrá prepagar la totalidad de la deuda.

ARTICULO 15.- POSIBILIDAD DE CESION DE FLUJO. ECOPETROL previa notificación por escrito a ECOGAS, podrá en cualquier momento durante la vigencia del presente decreto, ceder, transferir o negociar total o parcialmente con terceros las sumas correspondientes al Esquema de pagos que le debe, pagar ECOGAS. En este evento, y una vez formalizada la cesión, transferencia o negociación del Esquema, ECOPETROL informará por escrito a ECOGAS a quien debe hacer los pagos correspondientes.

Cualquier costo asociado a la cesión, transferencia o negociación del flujo de caja será asumido en su totalidad por ECOPETROL.

ARTICULO 16 - VIGENCIA. Las previsiones contenidas en el presente decreto tendrán una vigencia igual a la del Esquema de Pagos. Por consiguiente, si dicho Esquema es terminado anticipadamente, estas previsiones se entenderán igualmente terminadas.

El presente decreto rige a partir de la fecha de su publicación.

Dado en la ciudad de Santa Fe de Bogotá, D.C., a los 27 de mayo de 1998

PUBLIQUESE Y CUMPLASE

ANTONIO J. URDINOLA
Ministro de Hacienda y Crédito Público

ORLANDO CABRALES MARTINEZ
Ministro de Minas y Energía

**COORDINACION Y EDICION
UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA
UPME**

Director

GERMAN CORREDOR
Arsenio Torres Arias (E)
(desde marzo 29 de 1998)

Secretario General

ELISEO CABRERA LEAL

Subdirector de Energía

ANGELA CADENA MONROY
Camilo Torres Trujillo (E)
(hasta 26 de junio de 1998)

Subdirector de Minería

EDUARDO CHAPARRO AVILA

Subdirector de Información Minero Energética

CESAR A. PIÑEROS RAMIREZ
Enrique Garzón Lozano (E)
(desde junio 24 de 1998)

Coordinadores de Edición

Sector Eléctrico

Nohora A. Niño Candil

Sector Hidrocarburos

Enrique Garzón Lozano

Sector Minería

Sergio A. Mejía Tobón

Colaboración

Doriam S. De Lombana
Hernán Vargas Ochoa
Terry Escobar Gonzalez
Vladimir Chamat Villa
Marcel Vargas Bernal