

2000



República de Colombia



MINISTERIO DE
MINAS Y ENERGIA

MEMORIAS AL CONGRESO NACIONAL 2000 - 2001

Ramiro Valencia Cossio
MINISTRO DE MINAS Y ENERGIA

Coordinación General.
Ministerio de Minas y Energía.
Unidad de Planeación Minero Energética.

Edición.
Unidad de Planeación Minero Energética.

Diseño Prerensa e Impresión
Digitos & Diseños.

ISBN: 958-96753-6-0

Bogotá D.C. Julio de 2001

*Se agradece a todas las entidades y funcionarios
que colaboraron en la edición de este libro.*

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Ministro
RAMIRO VALENCIA COSSIO

CARLOS EDUARDO CABALLERO ARGAEZ
(Hasta el 12 de marzo de 2001)

Viceministro de Minas e Hidrocarburos
LUIS ERNESTO MEJIA CASTRO

LUISA FERNANDA LAFOURIE
(Hasta el 31 diciembre de 2000)

Viceministro de Energía y Gas
EVA MARIA URIBETOBON

JUAN MANUEL ROJAS PAYAN
(Hasta el 11 de marzo 2001)

Secretario General
CARLOS ARTURO FLOREZ PIEDRAHITA

MARIA CONSTANZA LA ROTA SERRANO
(Hasta el 13 de julio 2001)

Secretario Privado del Despacho del Ministro
DAVID SUAREZ TAMAYO

Jefe Asesora Oficina Jurídica
MONICA HILARION MADARRIAGA

Oficina Control Interno
JORGE MARTIN SALINAS RAMIREZ

DIRECCIONES TECNICAS DEL MINISTRO

Dirección General de Hidrocarburos
JULIO CESAR VERA DIAZ

Dirección General de Gas
HAYDE DAISY CERQUERA

Dirección General de Energía Eléctrica
CESAR AUGUSTO PIÑEROS RAMIREZ

Dirección General de Minas
ALVARO PARDO BECERRA

UNIDADES ADMINISTRATIVAS ESPECIALES

Comisión de Regulación de Energía y Gas
DAVID REINSTEIN

*Director General Unidad de Planeación
Minero Energética UPME*
JULIAN VILLARUEL TORO

ENTIDADES VINCULADAS

Empresa Colombiana de Petróleos
ECOPETROL
ALBERTO CALDERON ZULETA

Empresa Colombiana de Gas, ECOGAS
JUAN CARLOS DUARTE TORRES (E)

Empresa Nacional Minera, MINERCOL Ltda
MARIA INES CASTRO DE ARIZA

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA
JAVIER GENARO
GUTIERREZ PEMBERTHY

Comercializadora de Energía
ISAGEN S.A. E.S.P.
LUIS FERNANDO RICO PINZON

Empresa Multipropósito URRÁ S.A. E.S.P.
ALFREDO SOLANO BERRIO

Corporación Eléctrica de la
Costa Atlántica
CORELCA S.A. E.S.P.
ALFONSO DE MARES COLOM

Carbones de Colombia S.A., CARBOCOL
JUAN GABRIEL CIFUENTES MUÑOZ

Instituto de Planificación de
Soluciones Energéticas
JOSE WILLIAM GARZON SOLIS

MARIO ENRIQUE BARRAZA
(Hasta el 18 de julio de 2000)

INDICE

CARTA REMISORIA	15
SECCIÓN A	
SECTOR MINERO ENERGETICO COLOMBIANO Y ECONOMIA	17
Evolución de la Economía Colombiana	19
El Sector Minero Energético y la Economía	21
Evolución Reciente de la Política en Minería y Energía	23
SECCION B	
ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL SECTOR MINERO – ENERGÉTICO	29
Reestructuración del Ministerio de Minas y Energía	31
SECCION C	
EJECUTORIAS 2000-2001	37
SECTOR MINERO	
Balance Oferta-Demanda	
Carbón	39
Otros Minerales	42
Infraestructura Minera	44
Marco Jurídico y Regulatorio	44
Gestión Socio-Ambiental	46
Planeación, Investigación y Desarrollo	47
SECTOR HIDROCARBUROS	
PETROLEO Y DERIVADOS	
Balance oferta-demanda	56
Refinación y Mercadeo	62
Comercio Exterior de Hidrocarburos	77
Fondo de Estabilización Petrolera	81
Regalías de Hidrocarburos	83
Normatividad Sector Hidrocarburos	85

INDICE

SECTOR HIDROCARBUROS

GAS COMBUSTIBLE

Balance Oferta-Demanda	87
Transporte de Gas Natural	90
Plan de Masificación de Gas Natural	99
Normatividad de Gas Natural	101
Gas Licuado del Petroleo, GLP	104
Aspectos Regulatorios de GLP año 2000	106

SECTOR ELÉCTRICO

Oferta - Demanda	108
Evolución del Mercado de Energía Mayorista	112
Inversiones en Infraestructura	117
Ejecución de Créditos Otorgados al Sector Eléctrico por la FEN en el I y II Semestre 2000 y expectativas para el I y II semestre de 2001	119
Proyectos 121	
Acciones Ejecutadas en Materia de Protección y Medio Ambiente	127
Aspectos Específicos	137
Proyectos Intersectoriales	145
Marco Regulatorio	153

SECCION D

PLANES Y PROGRAMAS	159
MINERIA 161	
PETROLEO Y DERIVADOS	168
GAS COMBUSTIBLE	171
SECTOR ELÉCTRICO	177

ANEXOS

ANEXO LEGAL	183
SECTOR MINERO	185

- Resolución 0136 27 de junio 2001. Por la cual se determinan los precios base de los minerales para la liquidación de regalías. 185

INDICE

- Texto definitivo al Proyecto de ley 159/99c, 05/00 del Senado. Por el cual se modifica el régimen de concesiones de combustibles en las zonas de frontera y se establecen otras disposiciones en materia tributaria para combustibles 190

- Decreto 2225 octubre 30 de 2000. Conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural. 197

- Decreto 2622 de 18 de diciembre de 2000. Establecen las especificaciones de calidad, en materia ambiental y técnica respectivamente, de los combustibles que se han de importar, producir, distribuir y consumir en todo el territorio nacional. 202

- Decreto 2625 de 18 de diciembre 2000. Establece la Metodología de valoración de Reservas de Hidrocarburos. 206

SECTOR ELÉCTRICO 111

- Texto definitivo al proyecto de ley no. 99/99s, 021/00 Cámara – 099/99 senado. Mediante el cual se Fomenta el Uso Racional y Eficiente de la Energía, se promueve la utilización de Energías Alternativas y se dictan otras Disposiciones. 211

- Ley 632 del 29 diciembre de 2000. Amplia la extensión del periodo de desmonte de subsidios extralegales hasta el 2001 en zonas interconectadas y hasta el 2003 en zonas no interconectadas. 216

- Resolución 034 del 13 de marzo de 2001. Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía. 220

INDICE

ANEXO ESTADÍSTICO	235
CONTEXTO ECONÓMICO	239
MINERÍA	245
HIDROCARBUROS PETROLEO Y DERIVADOS	265
GAS COMBUSTIBLE	279
ENERGÍA ELÉCTRICA	287
BALANCES ENERGÉTICOS NACIONALES	309

SIGLAS

BP	British Petroleum	SIN	Sistema de Interconexión Nacional
CEPAL	Centro de Estudios Para América Latina	SIM	Sistema de Información Minero
CND	Centro Nacional de Despacho	SIME	Sistema de Información Minero Energético
COR Cali	Comité Operativo Regional de Cali	SIMEC	Sistema de Información Minero Energético de Colombia
CRD's	Centros Regionales de Despacho	SINSE	Sistema de Información Sector Eléctrico
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas	SI_PR	Sistema de Potencialidades y Restricciones para el Desarrollo del Sector Minero Energético
CSPR	Contratos de servicio de producción con riesgo	STN	Sistema de Transmisión Nacional
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística	UMACRO	Unidad de Análisis Macroeconómico
DGH	Dirección General de Hidrocarburos	UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
DGM	Dirección General de Minas	USGS	Servicio Geológico de los Estados Unidos
DNP	Departamento Nacional de Planeación		
ECOCARBÓN	Empresa Colombiana de Carbones		
ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleos		
ECP	Empresa Colombiana de Petróleos		
EIA	Administración de Información Energética		
FAEP	Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera		
FOREC	Fondo de Reconstrucción del Eje Cafetero		
GBS	Gases de Boyacá y Santander		
GTZ	Cooperación Técnica Alemana		
ICE	Indicadores de Coyuntura Económica		
IFI	Instituto de Fomento Industrial		
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.		
MEDC	Minerales Estratégicos para el Desarrollo Minero en Colombia		
MEM	Mercado de Energía Mayorista		
MINER S.A.	Minera El Roble S.A.		
MINERCOL	Empresa Nacional Minera Ltda.		
MME	Ministerio de Minas y Energía		
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo		
PIB	Producto Interno Bruto		
SIC	Sistemas de Intercambios Comerciales		

CONVENCIONES UNIDADES

ACPM	Aceite combustibles para motores
BEP	Barriles equivalentes de petróleo
Bl	Barril
BPDC	Barriles por día calendario
BTU	Unidades Térmicas Inglesas (British Thermal Unit.)
CAR	Refinería de Cartagena
CIB	Complejo Industrial de Barrancabermeja
DAM	Distrito Alto Magdalena
gl	Galón
GLP	Gas Licuado de petróleo
GNV	Gas Natural Vehicular
GNVC	Gas Natural Vehicular Comprimido
GPC	Giga Pies cúbicos
GWh	Gigavatios hora
IPC	Indice de Precios al Consumidor
IPP	Indice de Precios al Productor
kBDC	Miles de barriles por día calendario
kBl	Miles de barriles
kg	Kilogramo
kPCD	Miles de pies cúbicos por día calendario
kton	Miles de toneladas
kWh	Kilovatios - Hora
lb	Libras
M\$	Millones de pesos
m3	Metros cúbicos
MBls	Millones de barriles
MBTU	Millón de Unidades Térmicas Inglesas
Mm3	Millones de metros cúbicos
MPC	Millones de pies cúbicos
MPCD	Millones de pies cúbicos por día calendario
Mton	Millones de toneladas
MUS\$	Millones de dólares
MW	Megavatios
OZ-Troy	Onzas Troy
PC	Pie Cúbico
PIB	Producto Interno Bruto
RD	Valor de los impuestos y regalías distribuidas
Tcal	Teracalorías
TEC	Toneladas equivalentes de carbón
TEP	Toneladas equivalentes de petróleo
TJ	Terajulios
Ton	Toneladas
TPC	Terapies cúbicos
TRM	Tasa representativa del mercado
US\$	Dólares

FACTORES DE CONVERSIÓN

1 Barril de gas licuado	0,00095 TCAL
1 Millon de pies cúbicos de gas	0,0234 TCAL
1 Galón GLP	4,6719 lb
1 PC	0,028317 m³
1 PC	0,000166 BEP
1 PC Gas Natural	1.000 BTU
Cilindro 100 lb	23,7023 gal
Cilindro 40 lb	9,4809 gal
Cilindro 20 lb	4,7405 gal
1 Barril	42 gal
1 Peta	10 ¹⁶
1 Tera	10 ¹²
1 Giga	10 ⁹
1 Mega	10 ⁶
1 kilo	10 ³
1 ton	1000 Kg
1 lb	453,59 g
1 lb	0,453514739 ton

CARTA REMISORIA

Bogotá, Julio de 2001

Honorables
SENADORES Y REPRESENTANTES
CONGRESO DE LA REPÚBLICA
Bogotá, D.C.

Honorables Senadores y Representantes:

De acuerdo con lo dispuesto por el artículo 208 de la Constitución Nacional, me complace presentar al Honorable Congreso de la República el informe de actividades del Ministro de Minas y Energía y de sus entidades adscritas y vinculadas, correspondiente al período 21 de julio de 2000 a 20 de julio del año en curso.

Este informe incluye una descripción detallada de las actividades llevadas a cabo por las entidades mencionadas en el sector minero - energético, así como los planes y programas que se desarrollarán en la legislatura que comienza el 20 de julio de 2001. Igualmente, estas memorias incluyen un anexo legal y un anexo estadístico, para un mejor conocimiento y análisis.

Debe destacarse que el desarrollo de este sector deriva en buena parte de las normas que se aprueban en el Honorable Congreso de la República. Por esa razón quiero aprovechar para agradecer a los miembros de Cámara y Senado por su comprometida labor en la legislatura que recién terminó, pues fruto de ella es el nuevo Código de Minas, la Ley de Combustibles en zonas de frontera, la de Uso Eficiente y Racional de Energía, y la que permitió prorrogar el desmonte de los subsidios de los servicios públicos a los usuarios menos favorecidos.

En nombre del Ministerio de Minas y en el mío propio, deseo agradecer a ustedes su colaboración en el trámite y aprobación de dichas iniciativas.



RAMIRO VALENCIA COSSIO
Ministro de Minas y Energía



Sección A

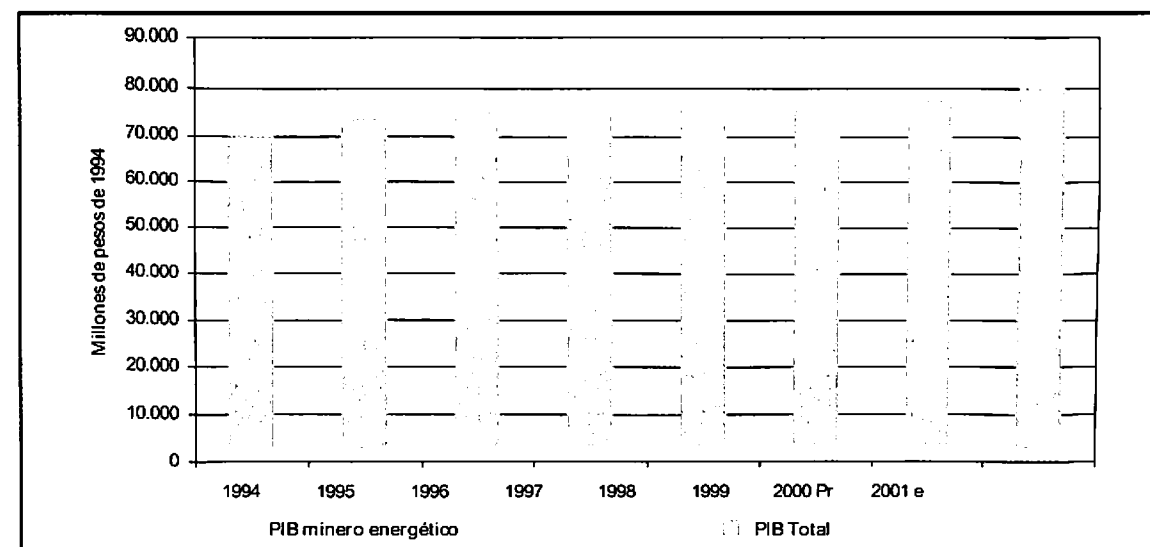
.....

Sector Minero
Energético
Colombiano y
Economía

Evolución de la Economía Colombiana

La economía colombiana inició en el año 2000 una nueva fase de recuperación, después que el aparato productivo sufriera en 1999 una de las peores recesiones de su historia. En efecto, la mayoría de los sectores de la economía experimentaron el año pasado una importante mejoría, lo que llevó a que el PIB alcanzara un crecimiento cercano al 2,8%, comportamiento superior frente a la contracción de 4,5% registrada en el año anterior.

Figura No. 1. Producto Interno Bruto Total y Sectorial 1994-2000



Fuente: DNP-Umacro

Las fuentes de crecimiento de la economía provienen de una mayor demanda del exterior y una leve mejoría en el consumo de los hogares, las cuales han sido satisfechas por parte de las empresas reduciendo sus inventarios y aumentando la utilización de la capacidad instalada. En algunas ramas de la actividad económica se observó un aumento de la formación bruta de capital, especialmente en aquellas cuya producción se orienta al mercado internacional, sin embargo los

niveles de inversión del sector privado continúan siendo inferiores a los registrados en 1994.

Los pilares esenciales para lograr un crecimiento sostenido de la inversión privada son la estabilidad macroeconómica y jurídica, la aprobación y puesta en marcha de reformas estructurales y el logro de la paz con los grupos alzados en armas.

La recuperación económica se refleja en el logro de las metas acordadas con el Fondo Monetario Internacional (FMI), en 1999, entre ellas, el crecimiento del 2,8% del PIB; una reducción de la inflación a 8,67%, por debajo incluso de la meta establecida a principio del año 2000, y la estabilidad de las tasas de interés.

El déficit del sector público no financiero fue el año pasado de \$6,1 billones, equivalente al 3,5% del PIB, monto considerablemente inferior al déficit de \$9,7 billones registrado al finalizar 1999 equivalente al 6% del PIB. La reducción del déficit, se debió especialmente a una notable mejoría en las finanzas de los sectores descentralizados, entre los que se destaca Ecopetrol.

En cuanto a las reformas estructurales acordadas con el FMI, el Congreso aprobó este año una reforma constitucional que modifica el régimen de transferencias de la Nación a las entidades territoriales. Esta reforma conlleva dos aspectos de gran significado para el país: en primer lugar representa un importante avance en el ordenamiento y racionalización de las finanzas de los departamentos y municipios, y en segundo lugar un avance trascendental hacia el saneamiento de las finanzas públicas en el mediano plazo.

También el año pasado se aprobaron la ley 617, que establece límites a la expansión del gasto territorial, y la reforma tributaria, que contribuirá a la reducción del déficit fiscal en los próximos años. Así mismo se avanzó en el estudio y debate del proyecto de reforma pensional.

Este nuevo ambiente, generado por la estabilidad fiscal y las reformas estructurales, deberá garantizar la sostenibilidad de las finanzas públicas, reducir el endeudamiento público y del sector privado y generar mayor espacio para la financiación de las actividades privadas, así como potenciar la inversión social y reducir el desempleo.

El crecimiento esperado del 2001 estará entonces apoyado en un mayor dinamismo de la demanda interna y una mayor penetración en el mercado internacional. Aunque las principales economías desarrolladas registrarán este año una

desaceleración, los vecinos en América Latina continuarán su fase de recuperación, de acuerdo con los análisis de los centros de estudios regionales.

Si bien en los últimos meses la economía no ha crecido como se esperaba por diferentes razones, la actividad productiva completó cinco trimestres consecutivos de crecimiento positivo. El menor crecimiento de los últimos meses refleja la caída en el consumo del sector gobierno lo cual es positivo en el largo plazo. Se destaca también la disminución en el nivel de desempleo que pasó de 20,5% al 18,1% entre enero y mayo de 2001, y el cumplimiento de las metas de déficit fiscal, de inflación, reservas internacionales y de endeudamiento en lo corrido de este año, tal como se acordó en el Fondo Monetario Internacional.

El Gobierno Nacional estima que la economía colombiana logrará en el 2001 un mejor desempeño que en el año anterior y que el PIB crecerá por encima del 3%, con una meta de inflación al 8% y un déficit fiscal del sector público consolidado equivalente al 2,8% del PIB.

El Sector Minero Energético y la Economía

El PIB del sector de explotación de Minas y Canteras cayó 5,3% el año pasado debido principalmente a la declinación productiva de los principales campos petroleros del país, valga decir, Caño Limón y Cusiana – Cupiagua, y a los atentados contra la infraestructura de producción y transporte de este sector.

No obstante una caída del 15,7%¹ en el nivel de producción de petróleo el año pasado, la mayor cotización internacional del crudo elevó los montos de exportación y por lo tanto su aporte a la balanza comercial y a las finanzas públicas del Gobierno Nacional y las Entidades territoriales.

El repunte de la balanza comercial se explica además por el auge de las exportaciones no tradicionales y al alza en la cotización internacional del carbón y el ferroníquel. La balanza de pagos arrojó un superávit del 0,05% en proporción del PIB.

¹ La producción de crudo en el año 2000 fue 685 Kbdc, mientras que en el año de 1999 alcanzó el máximo nivel de producción en la historia del país con 815 Kbdc.

Comportamiento de las Exportaciones

A pesar de la disminución en la producción nacional de crudo, la evolución favorable en el precio, el cual pasó de US\$17,70 por barril promedio durante 1999 a US\$27,36 por barril en el año del 2000, permitió que el valor de las exportaciones petroleras creciera cerca de 40% el año pasado.

Para el presente año se espera un crecimiento de las exportaciones del sector minero-energético del 2,8%, debido a la caída esperada del 12% en las exportaciones de crudo y del 12,8% en las de ferroníquel, las cuales serán compensadas por las mayores ventas de carbón.

Inversión Extranjera

La inversión extranjera en el sector energético logró una mejoría al pasar de US\$1.873 millones en 1999 a US\$1.902 millones el año pasado. Se destacan en el 2000 el ingreso de US\$1.192 millones en el sector petrolero, los cuales provienen principalmente de empresas del sector que iniciaron las fases de sísmica y exploración en los contratos de asociación suscritos el año pasado, y para el desarrollo de los proyectos de Guando, Samoré y Niscota, entre otros.

También se destaca el ingreso de US\$342 millones por la enajenación de las acciones de la Nación en Carbocol y US\$316 millones más para los sectores de minas y canteras.

Para el 2001 se espera que la inversión extranjera ascienda a US\$940 millones, de los cuales US\$546 millones estarán en el sector de petróleos, US\$383 en minas y canteras y US\$11 millones en electricidad. Para este año no se esperan ingresos por privatizaciones.

Regalías y Transferencias

Pese a la disminución en nivel de producción de hidrocarburos durante el año 2000, las regalías liquidadas por la explotación de crudo, gas y minerales aumentaron un 70% respecto al año anterior, registrando el mayor nivel histórico hasta la fecha.

Este comportamiento se explica por los altos precios internacionales del crudo y el aumento en la tasa representativa promedio del mercado que pasó de \$/US 1.758,1 en el año 1999, a \$/US 2.088,1 en el año 2000.

Las regalías liquidadas en el 2000 llegaron a \$2,1 billones (1,23% del PIB), monto muy superior a los \$1,2 billones de 1999 (1% del PIB); y representaron el 10% de los ingresos corrientes de los departamentos y el 3% de los ingresos de los municipios.

De acuerdo con su origen, las regalías provienen en un 91,92% de la explotación de petróleo; el 2,69% de la explotación de gas; 3,05% por la explotación de carbón, 1,2% por níquel, 0,95% por metales preciosos y 0,19% por explotación de esmeraldas y otros minerales.

Vale la pena destacar que igualmente como consecuencia de la bonanza de precios del año pasado, las entidades territoriales beneficiarias de las regalías, así como el Fondo Nacional de Regalías y Ecopetrol, ahorraron \$1.6 billones en el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP).

Evolución Reciente de la Política en Minería y Energía

Minería

El esfuerzo del Ministerio de Minas y Energía en relación con el sector minero estuvo orientado a conseguir la aprobación en el Congreso del nuevo Código de Minas; a la incorporación de capital privado en el complejo carbonífero de El Cerrejón; a la reestructuración del Ministerio, incluyendo la creación de las direcciones de Energía, Gas y Minas; al fortalecimiento institucional de Ingeominas; así como la coordinación institucional para la creación del Sistema de Información Minero y las guías ambientales para el sector del Carbón.

Cada uno de estos aspectos será ampliado en los capítulos pertinentes, pero aquí se destaca el esfuerzo del Ministerio por sacar adelante la nueva carta de navegación del sector de la minería.

El nuevo Código de Minas propicia el desarrollo competitivo del sector, el aumento de la producción y comercialización interna y externa de minerales, la estabilidad económica y jurídica a los inversionistas, el respeto a los derechos de las minorías étnicas en el desarrollo de sus territorios, todo ello en el marco del desarrollo sostenible.

Este instrumento sectorial incorpora preceptos constitucionales de 1991, la nueva realidad económica de esta actividad, y se pone a tono con las legislaciones mineras actualizadas en la mayoría de los países vecinos durante la década de los noventa. Al momento de escribir estas Memorias, el Código esta pendiente de sanción presidencial.

Hidrocarburos - Petróleo

La prioridad del Gobierno Nacional en materia de hidrocarburos es el descubrimiento de nuevas reservas de crudo que permitan mantener a futuro la autosuficiencia energética del país.

En esa dirección, el Ministerio de Minas y Energía y la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol), diseñaron en 1999 una estrategia que permitiera reactivar la exploración de hidrocarburos, la cual dio sus primeros y muy importantes frutos en el 2000 y en los primeros meses de este año.

El año pasado se logró el récord en materia de contratación petrolera; se adjudicaron trece bloques a través de la "Ronda de Negocios 2000", se reactivó el proceso exploratorio en los prospectos de Samoré y Niscota, se descubrió el campo de Guando, Ecopetrol aprobó un nuevo esquema de negocios llamado "Plays Profundos", e ingresaron al país más de trece nuevas compañías petroleras.

Uno de los logros más importantes de Ecopetrol fue la adjudicación de 13 de los 27 bloques ofrecidos a inversionistas nacionales y extranjeros que participaron en la "Ronda de Negocios 2000". Los compromisos en sísmica y perforación aseguran inversiones por US\$620 millones de dólares y la búsqueda de reservas potenciales superiores a los 1.800 millones de barriles de crudo.

Continuando con la promoción para la atracción de capital de riesgo, al finalizar el año 2000 se inició un nuevo proceso llamado "Ecopetrol, Oportunidades 2001", con nuevas opciones exploratorias, en las que se han ofrecido cinco nuevos bloques de exploración (San Gabriel, Río Horta, Tierra Negra, Macaguán y Mundo Nuevo).

Fruto de las modificaciones contractuales de 1999, el año pasado se suscribieron 32 contratos, superando el récord de 1985, llevando no sólo a la reactivación de la actividad exploratoria, sino al ingreso de nuevas compañías a Colombia, como la española Cepsa, la norteamericana Texas Star y la venezolana Tecnoil.

Así mismo, las norteamericanas Occidental, Hupecol, Petrolimson y GHK; la canadiense Seven Seas; la árabe Hocol y la colombiana Geopetrocol, decidieron ampliar sus operaciones en el territorio nacional.

En el 2001 se reactivó la actividad exploratoria con la perforación de 20 pozos y un aumento de 25% en la sísmica 2D. La búsqueda de hidrocarburos se potenció con el reinicio del proceso exploratorio en los bloques de Niscota y Sirirí, antes llamado Samoré, los dos más importantes prospectos con los que cuenta el país actualmente. Los resultados de la perforación en el pozo Gibraltar, en el contrato de asociación Sirirí, se conocerán en el segundo semestre del 2001.

Igualmente, Ecopetrol avanza en el nuevo esquema de negocio aprobado por la Junta Directiva, llamado Plays Profundos, mediante el cual se busca incentivar la exploración de nuevas estructuras identificadas debajo de los yacimientos existentes en los contratos vigentes.

Entre enero del 2000 y febrero del 2001 se suscribieron 45 contratos de asociación, colocando a Colombia como uno de los países que más contratos ha logrado a través de los tiempos.

Combustibles Líquidos

Como seguimiento a la Política de Precios de los Combustibles, el Ministerio de Minas y Energía, en un intento por tener informados a los agentes y al público en general sobre los precios y su estructura, viene dando a conocer las modificaciones en las resoluciones existentes para la determinación de dichos precios.

En general hubo continuidad en la señal de política que pretende reflejar en los precios domésticos el costo de oportunidad de los distintos combustibles en el mercado internacional, y la intervención directa y temporal que se dio en la determinación del ingreso al productor de gasolina corriente y ACPM. Igualmente está para sanción presidencial el proyecto de ley " Por medio de la cual modifica el régimen de combustibles en las zonas de frontera y se establecen otras disposiciones en materia tributaria para combustibles".

Gas Natural

Se elaboró un estudio para determinar el costo económico de la liberalización de precios de gas en boca de pozo, lo que llevó a implementar la liberalización total del precio del Gas Natural Vehicular, mediante resolución Minminas No. 8-0296 de marzo 5 de 2001.

Energía Eléctrica

Considerando que el año 2000 fue particularmente difícil para la infraestructura eléctrica y que los sobrecostos en operación del sistema superaron cualquier estimativo en cuanto a incrementos tarifarios a los usuarios, se expidió la Resolución Creg 034 de 2001, en la que se difiere el pago de restricciones por parte de las empresas y se fijan límites a los precios de oferta de las plantas de generación.

Como consecuencia de estas medidas, los precios de la bolsa de energía, que a finales del año anterior superaban los \$100 por kW/h, regresaron a sus niveles normales de \$55 por kW/h en promedio. Por otra parte, el efecto tarifario en los usuarios es aún más importante, pues como consecuencia de estas medidas, las tarifas del servicio público de energía eléctrica en muchas empresas no se incrementarán, e incluso en algunas se reducirán a lo largo del año.

Se llevó con éxito a cabo el programa del Gobierno Nacional: "ISA: Acciones Para Todos". El espíritu democrático que inspiraba este programa, permitió colocar en el mercado 115 millones de acciones en manos de 62.016 nuevos accionistas que se hicieron acreedores al 13.33% de la empresa.

La confianza de estos colombianos, dadas las circunstancias económicas y de orden público por las que atraviesa el país, se vio retribuida con el primer pago de dividendos. ISA entregó en el mes de marzo \$124,75 por acción a cada uno de los nuevos accionistas, para un pago total de 14.343 millones de pesos. Gracias a la masiva vinculación de capital privado, ISA se consolida como la primera empresa de servicios públicos inscrita en la Bolsa y la segunda empresa del país en número de accionistas.

Vinculación de Capital Privado en las Distribuidoras de Energía

Se adelantan las acciones necesarias para concretar la vinculación de inversionistas estratégicos a las 6 empresas distribuidoras y comercializadoras en las cuales la Nación tiene mayoría accionaria. Este proceso se espera culminar en el presente año, buscando que la entrada de este socio estratégico en al menos cuatro de estas electrificadoras, permita vincular capital fresco y experiencia en la gestión del servicio, con el fin de mejorar su eficiencia y calidad.

Independientemente del resultado de este proceso, se ha conformado, además, un grupo de seguimiento técnico, financiero, comercial y administrativo a todas estas empresas, con la finalidad de que, con un estricto control a su gestión, se logre mejorar su situación actual y en el mediano plazo hacerlas más viables.

Subsidios Extralegales y Fondo para Zonas no Interconectadas

A finales del año 2000 fueron aprobadas por el Congreso de la República dos iniciativas legislativas referentes a la extensión del periodo de desmonte de subsidios extralegales en el servicio de energía eléctrica y el cobro de una contribución de un peso por kWh despachado en el mercado mayorista para financiar proyectos de inversión en energía eléctrica en zonas no interconectadas (ZNI) hasta el año 2007.

Esta contribución constituye un soporte fundamental para el plan de inversión en la energización de zonas no interconectadas en los próximos años.

De acuerdo con los resultados del Fondo de Solidaridad del año 2000, el faltante en subsidios para este año se cubrió en su totalidad a todas las empresas del sector eléctrico y gas natural, permitiendo en muchos casos cubrir déficits validados por vigencias anteriores. El pasado mes de abril se distribuyeron recursos por \$150.000 millones con la finalidad de cubrir el faltante de subsidios por menores tarifas estimado para el presente año, de los que \$23.846 correspondieron a zonas no interconectadas.

Gas Natural

Se elaboró un estudio para determinar el costo económico de la liberalización de precios de gas en boca de pozo, lo que llevó a implementar la liberalización total del precio del Gas Natural Vehicular, mediante resolución Minminas No. 8-0296 de marzo 5 de 2001.

Energía Eléctrica

Considerando que el año 2000 fue particularmente difícil para la infraestructura eléctrica y que los sobrecostos en operación del sistema superaron cualquier estimativo en cuanto a incrementos tarifarios a los usuarios, se expidió la Resolución Creg 034 de 2001, en la que se difiere el pago de restricciones por parte de las empresas y se fijan límites a los precios de oferta de las plantas de generación.

Como consecuencia de estas medidas, los precios de la bolsa de energía, que a finales del año anterior superaban los \$100 por kW/h, regresaron a sus niveles normales de \$55 por kW/h en promedio. Por otra parte, el efecto tarifario en los usuarios es aún más importante, pues como consecuencia de estas medidas, las tarifas del servicio público de energía eléctrica en muchas empresas no se incrementarán, e incluso en algunas se reducirán a lo largo del año.

Se llevó con éxito a cabo el programa del Gobierno Nacional: "ISA: Acciones Para Todos". El espíritu democrático que inspiraba este programa, permitió colocar en el mercado 115 millones de acciones en manos de 62.016 nuevos accionistas que se hicieron acreedores al 13.33% de la empresa.

La confianza de estos colombianos, dadas las circunstancias económicas y de orden público por las que atraviesa el país, se vio retribuida con el primer pago de dividendos. ISA entregó en el mes de marzo \$124,75 por acción a cada uno de los nuevos accionistas, para un pago total de 14.343 millones de pesos. Gracias a la masiva vinculación de capital privado, ISA se consolida como la primera empresa de servicios públicos inscrita en la Bolsa y la segunda empresa del país en número de accionistas.

Vinculación de Capital Privado en las Distribuidoras de Energía

Se adelantan las acciones necesarias para concretar la vinculación de inversionistas estratégicos a las 6 empresas distribuidoras y comercializadoras en las cuales la Nación tiene mayoría accionaria. Este proceso se espera culminar en el presente año, buscando que la entrada de este socio estratégico en al menos cuatro de estas electrificadoras, permita vincular capital fresco y experiencia en la gestión del servicio, con el fin de mejorar su eficiencia y calidad.

Independientemente del resultado de este proceso, se ha conformado, además, un grupo de seguimiento técnico, financiero, comercial y administrativo a todas estas empresas, con la finalidad de que, con un estricto control a su gestión, se logre mejorar su situación actual y en el mediano plazo hacerlas más viables.

Subsidios Extralegales y Fondo para Zonas no Interconectadas

A finales del año 2000 fueron aprobadas por el Congreso de la República dos iniciativas legislativas referentes a la extensión del periodo de desmonte de subsidios extralegales en el servicio de energía eléctrica y el cobro de una contribución de un peso por kWh despachado en el mercado mayorista para financiar proyectos de inversión en energía eléctrica en zonas no interconectadas (ZNI) hasta el año 2007.

Esta contribución constituye un soporte fundamental para el plan de inversión en la energización de zonas no interconectadas en los próximos años.

De acuerdo con los resultados del Fondo de Solidaridad del año 2000, el faltante en subsidios para este año se cubrió en su totalidad a todas las empresas del sector eléctrico y gas natural, permitiendo en muchos casos cubrir déficits validados por vigencias anteriores. El pasado mes de abril se distribuyeron recursos por \$150.000 millones con la finalidad de cubrir el faltante de subsidios por menores tarifas estimado para el presente año, de los que \$23.846 correspondieron a zonas no interconectadas.

Por último, el pasado 11 de mayo se expidió el decreto 847 del año 2000, con el cual se reorganizó operativamente el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, lo cual contribuye a que las empresas deficitarias en subsidios y contribuciones, tengan la posibilidad de cubrir sus déficit de una manera más ágil y con una metodología más clara y transparente.

Sección B

.....

Estructura Organizacional del Sector Minero Energético

Reestructuración del Ministerio de Minas y Energía

Con fundamento en las facultades señaladas en el artículo 54 de la ley 489 de 1998 se expidieron los decretos 070 y 071 del 17 de enero de 2001 mediante los cuales se modificó la estructura y se adoptó la planta de personal del Ministerio de Minas y Energía.

La reestructuración era fundamental para garantizar la eficacia y eficiencia en el cumplimiento de los fines y objetivos del Ministerio de Minas y Energía así como para el cabal cumplimiento de las funciones propias y reasumir las que se determinen.

Con el fin de no cometer errores y propendiendo porque la reestructuración estuviera acorde con los mandatos legales, se efectuó un minucioso estudio técnico elaborado por funcionarios de la Entidad, en colaboración con el Departamento Administrativo de la Función Pública. Se identificaron procesos que de acuerdo con los objetivos, funciones y servicios encomendados por la ley al Ministerio, éste debe desarrollar, así como las metas que conforme con el Plan Nacional de Desarrollo y con los planes indicativo y operativo debe alcanzar.

Es de advertir que la reestructuración incluyó además, la asunción por parte del Ministerio de las funciones en materia de licenciamiento, regulación y control de materiales nucleares y radioactivos. Así mismo, la radicación en cabeza del Ministerio de las funciones referentes a la administración de los fondos de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos de energía y gas, que mediante contrato remunerado se encontraban delegadas en la Financiera Energética Nacional - FEN.

Igualmente, el enfoque del Ministerio se orientó hacia el desarrollo de las políticas y estrategias sectoriales, disminuyendo a su vez la planta que opera la gestión

administrativa y reforzando los niveles asesores y profesionales. Así se podrá contar con recurso humano mejor capacitado y remunerado, que pueda desarrollar las funciones misionales que le corresponden al Ministerio y que apoyen las actividades de los Viceministerios, en procura de una visión global y estratégica de las funciones.

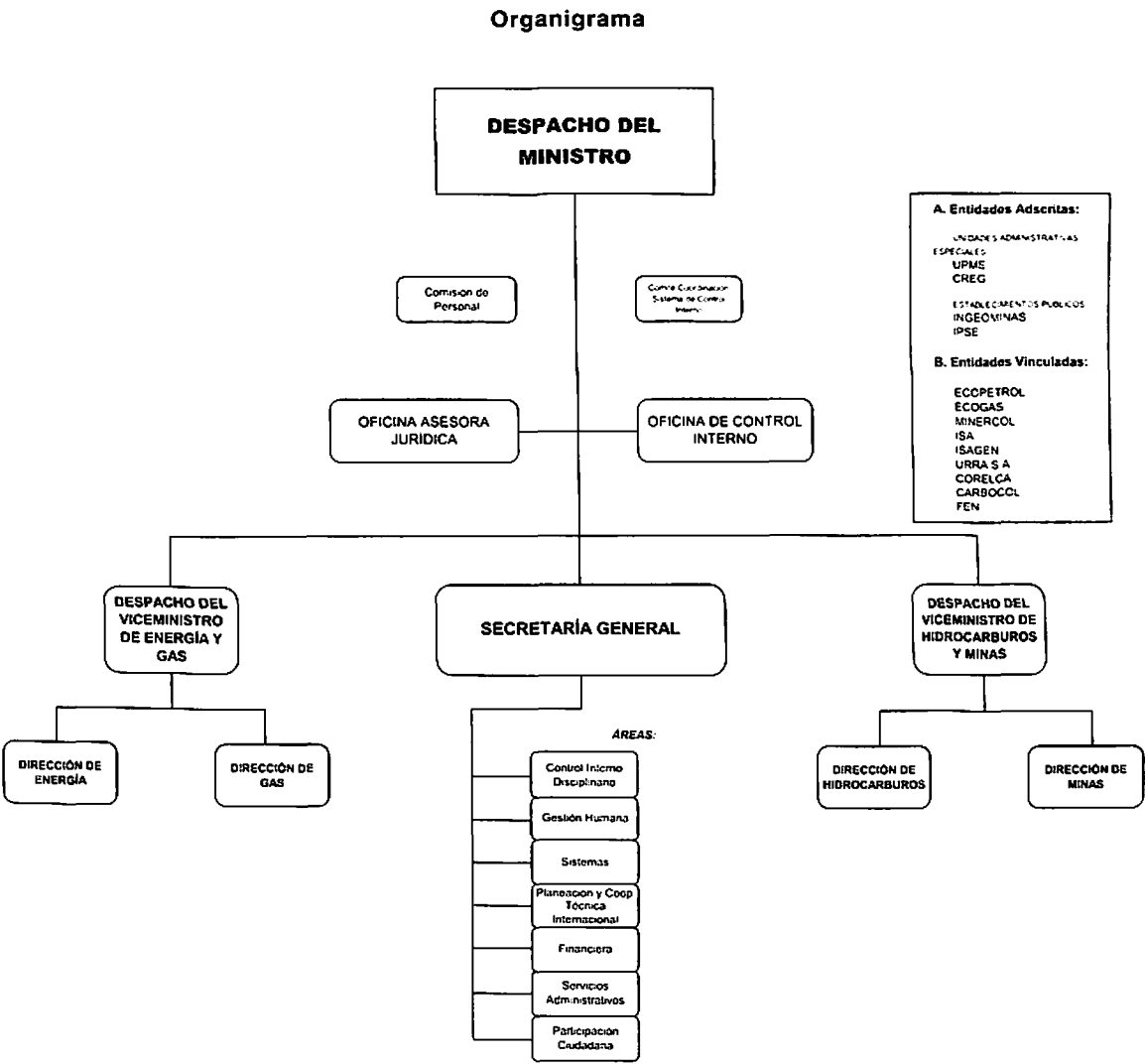
Con la reestructuración se garantiza el cumplimiento de objetivos como el mejoramiento de la capacidad del Ministerio para asumir las funciones que la ley le ha asignado, en especial la de fijar las políticas del sector minero energético, así como la de mejorar el nivel de interlocución con las empresas productivas del sector, las entidades adscritas y vinculadas, y los organismos internacionales.

Uno de los criterios tenidos en cuenta para el fortalecimiento del nuevo Ministerio en cuanto a la reorientación de sus funciones, entre ellas, la de formulación y adopción de políticas, planes, programas y proyectos del Sector, fue la evaluación del recurso humano disponible y requerido para afrontar este nuevo reto de la manera más idónea posible.

El objetivo era avanzar en la profesionalización de la planta, que anteriormente estaba compuesta de un 52% por el nivel técnico asistencial. Lo anterior a través de un nuevo enfoque del recurso humano, mejorando los perfiles del personal en cuanto a experiencia y estudios requeridos, según su disciplina académica, especialmente en los niveles de asesor y profesional.

El decreto 070 del 17 de enero de 2001 establece la estructura externa del Ministerio en cuanto a entidades adscritas y entidades vinculadas; fija los objetivos y funciones del MME; la estructura interna del Ministerio, en la cual se destaca la presencia de las direcciones de Energía, Gas, Hidrocarburos y Minas; Determina las funciones del Ministro, de los Viceministros de Energía y Gas e Hidrocarburos y Minas y de la Secretaría General. (ver organigrama).

Finalmente, este decreto establece que a partir del primero de enero del 2002, quedarán suprimidas las funciones de los dos viceministerios y que estos se unificarán en un sólo despacho, del cual pasarán a depender las cuatro direcciones mencionadas.



Reestructuración de Minercol

El artículo 359 del nuevo Código de Minas pendiente de sanción presidencial, establece que la Empresa Nacional Minera, Minercol, debe en un plazo no mayor de seis meses, desde su expedición, reestructurar su organización administrativa y su planta de personal.

Liquidación de Carbocol

La enajenación de la participación de Carbocol en el contrato de asociación de El Cerrejón Zona Norte se ha traducido, como estaba previsto, en la pérdida de la principal razón de existencia y fuente de ingresos para la empresa. En efecto, habiéndose concluido las fases de transferencia y empalme con la empresa Cerrejón Zona Norte S.A., el Gobierno Nacional ha establecido que el proceso de liquidación de Carbocol debe llevarse a cabo en el 2001.

Este proceso se inició desde finales del año 2000 con la puesta en marcha de un Plan de Retiro Compensado Voluntario, incluido en la Convención Colectiva del Trabajo 2000-2001. Fruto de este Plan, a 31 de diciembre se habían terminado la mayoría de los contratos de trabajo existentes, quedando a la fecha no más de seis trabajadores de planta y otros más contratados por el sistema de outsourcing, finalizando las tareas pendientes de Carbocol.

Vinculación de 62.000 Nuevos Accionistas a ISA

La Junta Directiva de ISA aprobó a principios del año 2000 iniciar un proceso de democratización accionaria de la compañía, en el marco de un programa de participación ciudadana denominado "ISA, acciones para todos", el cual culminó exitosamente en diciembre con la colocación de 13,3% de las acciones de ISA entre más de 62.000 ciudadanos y fondos de pensiones.

El 70% de las acciones ofrecidas bajo este programa quedaron en manos de particulares, en tanto que el 30% restante fue adquirido por inversionistas institucionales. Por su parte, los bancos vendieron un 59% de las acciones y las Bolsas de Valores el 41% restante, mientras que el 67% de los papeles de ISA fueron comprados al contado.

Este programa logró interesar a ciudadanos de las más importantes ciudades del país, que en un 90% adquirieron entre \$500 mil y dos millones de pesos en acciones. Después de la Nación, los accionistas minoritarios constituyen la segunda fuerza accionaria de la empresa y como tal cuentan con un representante en la Junta Directiva de ISA.

Durante la Asamblea extraordinaria de ISA realizada el 11 de junio pasado, se adoptaron decisiones trascendentales para esta compañía, entre ellas, la emisión de Bonos no convertibles en acciones por US\$300 millones y el inicio de tramites

para inscribir acciones en la Bolsa de Nueva York. La decisión de privatizar a ISA no será tomada por la actual administración.

Cuadro 1. Nueva Composición Accionaria de ISA

Accionista	Acciones antes de Emisión	Participación %	Acciones Después de emisión	Participación %
La Nación	569.472.561	76,1951	596.472.561	66,0344
Empresas Públicas de Medellín –EPM-	102.582.317	13,7255	102.582.317	11,8952
Empresa de Energía del Pacífico s.a. –EPSA-	37.350.610	4,9975	37.350.610	4,3311
Empresa de Energía de Bogotá –EEB-	18.670.731	2,4981	18.670.731	2,1650
Acciones recompradas por ISA a Corelca	17.820.122	2,3843	17.820.122	2,0664
Central Hidroeléctrica de Caldas s.a. –CHEC-	1.460.366	0,1954	1.460.366	0,1693
Fondo de empleados de ISA –FEISA-	30.488	0,0041	30.488	0,0035
Nuevos Accionistas	-	-	115.000.000	13,3351
Total	747.387.195	100	862.387.195	100

Fuente : ISA

Fortalecimiento Institucional de Ingeominas

Durante el año 2000 y lo corrido del 2001, Ingeominas, con base en nuevos indicadores estratégicos, elaboró varios manuales dentro de los cuales se encuentran el de Calidad Institucional, de procedimientos de Formación y Capacitación y la Guía para la Documentación de Procesos y Procedimientos Institucionales.

Igualmente, se ejecutó y evaluó el Plan de Higiene y Seguridad Industrial, se automatizó, normalizó y estandarizó la Gestión de Recursos Físicos, se desarrolló el Plan de Interventoría Institucional y se presentaron los informes respectivos de seguimiento, gestión, productividad e informe anual.

En lo que se refiere a la expansión de la cobertura del servicio de información del subsuelo, el avance en las actividades pasó de 27,6% en diciembre de 1999 a 29,9% a finales del 2000, destacándose el avance en el modelo básico del subsuelo, de 22,7% a 24,9% en el mismo periodo, y en el inventario de los recursos del subsuelo que pasó de 30,4% a 32,7%.

Ejecutorias 2000 • 2001

Sección C.....

Sector Minero

Balance Oferta - Demanda

CARBÓN

Oferta - Reservas

Las reservas medidas de carbón totalizaron 6.655 millones de toneladas al finalizar el año pasado, 38 millones de toneladas menos frente a las reservas medidas en 1999, cuando llegaron a 6.693 millones. El 84% de ellas están localizadas en los departamentos de La Guajira y Cesar.

Con respecto al interior del país, los departamentos de Cundinamarca y Boyacá lideran la participación en la oferta, con reservas potenciales de 406 millones de toneladas.

Cuadro 1. Reservas de Carbón - Millones de Toneladas

Departamento	Reservas de Carbón	
	Medidas	Indicadas
La Guajira	3.648	
Cesar	1.922	589
Córdoba	381	257
Cundinamarca	237	660
Boyacá	169	683
Norte de Santander	116	315
Antioquia	89	225
Santander	57	114
Valle y Cauca	36	89
Total	6.655	2.932

Fuente: Cálculos Minercol, 1999-2000

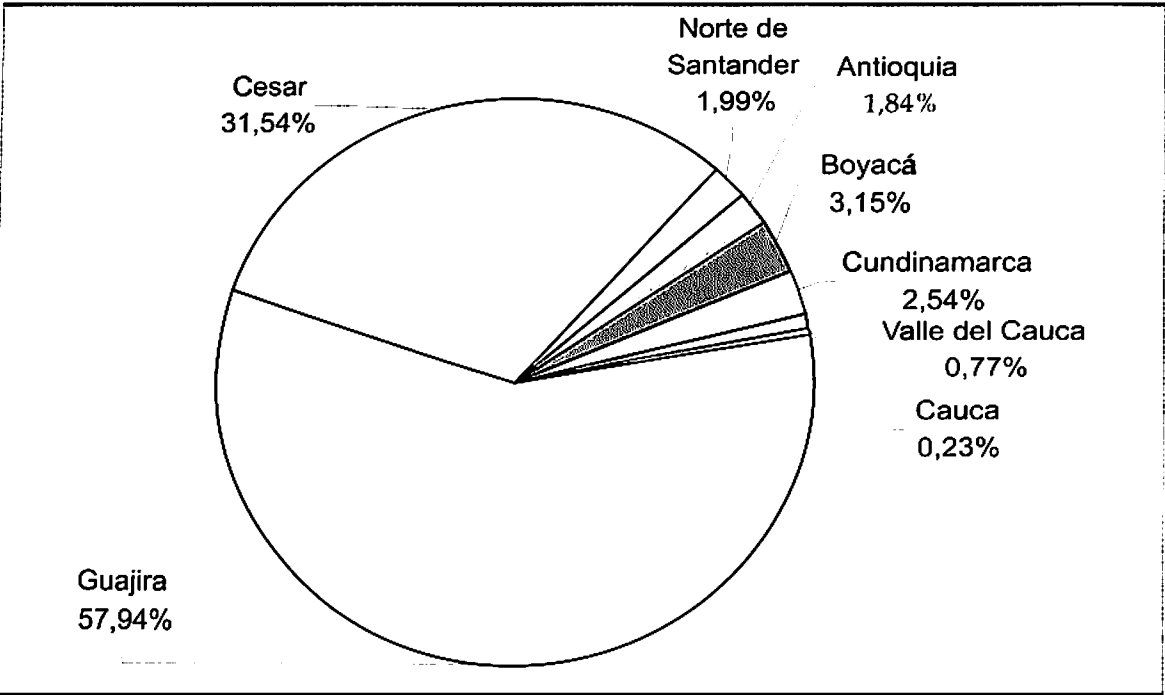
Producción

La producción de carbón continúa ocupando un importante renglón en la economía nacional, y un lugar privilegiado dentro de las exportaciones colombianas. La producción total nacional de carbón en el 2000 alcanzó 38 millones de toneladas, cerca de 5,4 millones más que lo reportado para la producción en 1999, cuando la extracción ascendió a 32,7 millones.

El incremento en la producción de carbón del interior del país contribuyó al aumento en los registros, al igual que la puesta en marcha del convenio de acceso a terceros en la infraestructura del Cerrejón Zona Norte (CZN).

Adicionalmente, la gran minería consolidó inversiones en infraestructura minera y operación en nuevos frentes de explotación que aseguraron un mayor volumen de exportaciones en el futuro próximo. A continuación se establece un resumen de la producción de carbón por zonas geográficas y la participación porcentual de acuerdo con los volúmenes reportados.

Figura 1. Producción de Carbón por Zonas 2000 Total: 38,2 Millones de Ton



Fuente, Subdirección de Información Upme, 2000

Demanda para Exportaciones

La exportación de carbón durante el 2000 ascendió a 35,6 millones de toneladas, 19% más que las ventas internacionales del año anterior, cuando llegaron a 30 millones de toneladas.

El complejo carbonífero del Cerrejón Zona Norte continua siendo la más importante fuente de exportaciones con 19,2 millones de toneladas, equivalentes al 54% de las exportaciones totales. Le sigue el proyecto La Loma – Drummond con exportaciones por 8,7 millones de toneladas, monto que explica el 24,3% de las ventas del año pasado. En tercer lugar está Glencore – Prodeco con 2,9 millones de toneladas de carbón, el 8,1% de las ventas internacionales de carbón.

A continuación, se resume el volumen de exportaciones de carbón por zonas.

Cuadro 2. Exportaciones de Carbón por Zonas y Proyectos 1999-2000, Miles Ton

Zona carbonífera	Proyecto	1999			2000		
		Térmico	Metalúrgico	Total	Térmico		Total
La Guajira	Zona Norte	17.444	0	17.444	19.200	0	19.200
	El Cerrejón	800	0	800	800	0	800
	Glencore – Prodeco	1.200	0	1.200	2.900	0	2.900
Cesar	La Loma – Drummond	6.794	0	6.794	8.678	0	8.678
	Carboandes	826	0	826	420	0	420
	Carbones del Caribe	1.414	0	1.414	2.020	0	2.020
	Consorcio Minero Unido	649	0	649	750	0	750
Boyacá		0	160	160	0	168	168
Cundinamarca		0	120	120	9	245	254
Norte de Santander		330	195	525	0	424	424
Total		29.457	475	29.932	34.777	837	35.614

Fuente : Subdirección de Información Upme, 2000

El valor de las exportaciones durante el 2000 fue de US\$ 861,2 millones, cifra superior en 1,6% al monto de las exportaciones de 1999.

Consumo Interno

El consumo nacional de carbón durante el 2000 fue de 3,5 millones de toneladas, es decir, 9,5% más que en el año inmediatamente anterior. La demanda nacional continuó arrojando muestras de debilidad debido a las condiciones recesivas que afectaron a algunos sectores de la industria, como alimentos y fabricación de ladrillos. Sin embargo su consumo creció 93% en las empresas generadoras de energía, 30% en la industria del cemento y 12% en el sector metalúrgico.

Precios

El precio FOB para el carbón térmico de exportación fue en promedio US\$26,02 por toneladas el año pasado, es decir, 8% menos que en 1999, según estadísticas del Dane. En tanto que la evolución de los precios domésticos mostró una estrecha correlación con el comportamiento del sector eléctrico.

Para la generación en Termo Zipa, el precio por tonelada disminuyó en \$2.300 y en Termo Paipa en \$1.700. Y registró aumento en Termo Yumbo en \$2.250 y en Termo Tasajero en \$3.458. Lo anterior, debido a las condiciones fluctuantes en la oferta y la demanda y a la competencia generada entre los productores del carbón del interior.

OTROS MINERALES

Producción, Demanda y Precios

Metales y Piedras Preciosas

La producción de oro en el país se duplicó en el periodo 1998 – 2000, llegando a 37 toneladas el año pasado, debido principalmente al significativo auge de esta actividad en los departamentos de Córdoba y Antioquia, con incrementos del 12,2% y 4,2% respectivamente.

El precio de cotización del metal en las bolsas de Nueva York y Londres fue en promedio de US\$279 /Oz-troy.

La producción de plata presentó un crecimiento gradual y para el año 2000 llegó a las 7,9 toneladas, monto superior en 5% a la producción registrada en 1999. El

principal productor es Antioquia con 4,1 toneladas, seguido de Córdoba con 2,7 toneladas.

La demanda de la producción nacional de plata se concentra en la fabricación de joyas y manufacturas de plata. La cotización internacional fue de US\$ 5/Oz-troy a finales del año 2000.

La producción de platino en el 2000 fue de 339 kilogramos, 30,5% menos que la producción alcanzada en 1999. El departamento de Chocó aportó al país el 97,8% de este mineral. El platino producido se destina principalmente al mercado local y una pequeña proporción para exportaciones. El precio del metal fue de US\$ 545/Oz-troy a finales del año 2000 y se espera un incremento en su aplicación industrial, por lo cual este metal debe ser considerado como objetivo prioritario en los planes de exploración básica del país.

Las exportaciones de esmeraldas ascendieron a 8,45 millones de quilates entre esmeraldas talladas, engastadas y en bruto durante el 2000, por un valor de US\$ 97,3 millones. La producción de esmeraldas creció 24,3% respecto a 1999, que corresponde a un incremento de 1,7 millones de quilates, y sus exportaciones se orientaron principalmente a los Estados Unidos y Japón en proporciones del 52,1% y 26,4% respectivamente.

El precio por quilate de esmeraldas talladas fue de US\$137,4 a finales del año pasado, mientras las esmeraldas en bruto alcanzaron un precio promedio de US\$0,4 por quilate.

La producción de níquel observó un leve decrecimiento del 2% durante el año 2000, comparado con 1999, hecho explicado por la suspensión temporal de esta actividad debido a obras civiles adelantadas en las áreas de producción. El valor de las exportaciones en el 2000 fue de US\$211,4 millones, es decir, US\$57 millones más que en 1999.

El níquel producido en Colombia por la empresa Cerro Matoso, S.A. se exporta principalmente a Europa (Holanda), Asia (Japón) y Estados Unidos. Los precios a comienzos del año 2000 alcanzaron cifras superiores a US\$4,50/lb, pero fueron descendiendo a lo largo del año hasta ubicarse en unos US\$3,50 en los últimos meses.

Infraestructura Minera

Inversiones en Infraestructura Minera en Acerías Paz del Río

Acerías Paz del Río, S.A. incrementará su producción de acero a partir del segundo semestre del año 2001, gracias a la adquisición de un horno eléctrico. En una primera etapa el horno producirá 45.000 toneladas anuales de acero y en una etapa final, con un nuevo transformador, llegará a 120.000 toneladas anuales.

La empresa está gestionando además la compra e instalación de una estación metalúrgica secundaria y una maquina de colada continua, con capacidad para procesar 450.000 toneladas anuales de acero. Con estos equipos mejorará el rendimiento metálico del proceso, obteniendo una mayor producción en el orden de 50.000 toneladas de producto terminado al año y disminuyendo costos en unos \$180.000 por tonelada de acero.

Marco Jurídico y Regulatorio

Nuevo Código de Minas

El Ministerio de Minas y Energía lideró en el Congreso la aprobación del nuevo Código de Minas, el cual a la fecha de elaboración de estas memorias esta pendiente de sanción presidencial. El nuevo Código redefine el papel del Estado en el sector minero, ratifica la propiedad de los recursos del subsuelo y su presencia como facilitador y fiscalizador en el desarrollo de los proyectos mineros, al tiempo que incentiva en forma eficaz y contundente la inversión privada.

El estudio del Código se prolongó durante dos periodos legislativos, tiempo en el cual fue presentado y discutido en más de 220 foros, congresos y reuniones con los gremios mineros del país, representantes de las comunidades indígenas, mineros informales, y autoridades relacionadas con este sector.

Este proceso permitió ir enriqueciendo el contenido y alcance de este nuevo instrumento para el desarrollo del sector de la minería en el país. Se destaca el respeto a los reconocimientos de propiedad privada; la ratificación del derecho de las minorías étnicas a desarrollar los recursos mineros de sus resguardos; y el capítulo XXIV dedicado a los aspectos sociales de este sector.

Otros aspectos de interés son:

La simplificación de los trámites administrativos, de manera que se reduzcan los tiempos necesarios para la obtención de la concesión para ejercer la actividad minera en Colombia.

La sustitución de las varias formas de contratación y otorgamiento de títulos para la exploración y explotación por el esquema único del Contrato de Concesión, ofreciendo transparencia e igualdad de condiciones para todos.

Incorporación del concepto de desarrollo sostenible, con el fin de asegurar una gestión ambiental eficiente en todos los proyectos mineros que se ejecuten en el país y la armonización de las legislaciones minera y ambiental, en sus aspectos procedimentales.

Eliminación de trámites administrativos mediante la adopción de términos de referencia y guías en materia tanto minera como ambiental, para la elaboración de propuestas y estudios técnicos y para el posterior seguimiento de obligaciones emanadas de los contratos celebrados.

Adopción de disposiciones que incluyen herramientas jurídicas que le permitan al Estado intervenir para mejorar el nivel técnico de proyectos pequeños y medianos, con el objeto de lograr que se conviertan en unidades económica y ambientalmente posibles.

Inclusión de un escenario de concertación entre sector minero y gobierno nacional a través del Consejo Nacional de Política Minera, donde se podrán debatir los temas más importantes para el desarrollo e impulso del sector minero en el país.

La creación de un Sistema Nacional de Información Minera, donde se podrá contar con información sobre las perspectivas del subsuelo minero nacional así como indicadores y datos complementarios que ayuden a la elaboración de nuevos proyectos mineros.

Gestión Socio - Ambiental

Proyecto: "Potencialidades y Restricciones técnicas, económicas y ambientales para el desarrollo minero energético del país " SI_PR

Con el fin de fomentar la inversión en el sector minero – energético del país, surgió la necesidad de consolidar la información técnica, económica y ambiental georeferenciada existente, en una herramienta de planificación automatizada, que contribuya en los procesos de análisis y de toma de decisiones para la expansión sectorial.

La Unidad de Planeación Minero Energética (Upme), adquirió en desarrollo de la primera fase del proyecto el software SI_PR (Escala 1:500.000), el cual aporta elementos fundamentales sectoriales para la planeación del desarrollo económico y social apoyado en el potencial de la tecnología SIG. Adicionalmente, permitirá evaluaciones preliminares sobre los posibles proyectos minero – energéticos y su correlación con aspectos socio – económicos del entorno.

Este proyecto en su segunda fase, programada para el año 2001, requerirá de la consecución y carga de la información temática necesaria para su funcionamiento.

Convenios de Producción Limpia (Centros Minero – Ambientales)

Desde finales del año 1999, están en operación cuatro centros minero - ambientales con el fin de organizar, capacitar, manejar y controlar la contaminación y ajustar y validar tecnologías de producción limpia en el beneficio del oro.

Estos centros se encuentran ubicados en los municipios de Puerto Limón (Putumayo), Sotomayor (Nariño), Ginebra (Valle) y Tambo (Cauca) y se proyecta la apertura de otro centro en Istmina (Chocó).

Estos centros son una donación de la Cooperación Técnica Alemana (GTZ) que en coordinación con el Ministerio del Medio Ambiente ha proyectado la ampliación de esta gestión para montar centros en regiones con potencial aurífero, como El Bajo Cauca, El Sur de Bolívar, Santander, Tolima y Guainía.

Planeación, Investigación y Desarrollo

Planeación Minera

Actualización del Plan Nacional de Desarrollo Minero

La Unidad de Planeación Minero Energética (Upme) lidera la organización operativa sectorial a través del Plan Nacional de Desarrollo Minero (PNDM), de acuerdo con las directrices y acciones establecidas. En lo que va corrido del 2001 y conocedores de la importancia y trascendencia que tiene la Cepal en el desarrollo económico y social de América Latina, a través de la coordinación de acciones encaminadas al fortalecimiento de las relaciones entre nuestros países y el mundo, la Upme establecerá un mecanismo directo de acercamiento a esta entidad que permita ampliar la visión sectorial referente al análisis de los procesos de formulación, seguimiento y evaluación de política minera.

Este acercamiento resulta importante dentro del proceso de actualización y ejecución del Plan Nacional de Desarrollo Minero, como herramienta de planificación sectorial dirigida al impulso de la actividad minera, considerándola como el motor de desarrollo socio - económico en Colombia.

Adicionalmente, se pretende identificar y analizar los factores que han limitado el desarrollo minero colombiano, evaluar las variables técnico – económicas que permiten a países como el nuestro proyectar con éxito su industria minera y formular las estrategias para lograr el fortalecimiento de la minería nacional.

Minerales Estratégicos para el Desarrollo Minero en Colombia- MEDC- 2000

El objetivo central de la política minero - energética integral es la promoción y ejecución de acciones encaminadas a buscar el aprovechamiento racional de los recursos mineros disponibles; a garantizar una oferta diversificada y eficiente de minerales y energía y el adecuado abastecimiento de las necesidades de la población en forma efectiva, renovada y sostenible.

Uno de los elementos de esta planificación es el proyecto Minerales Estratégicos para el Desarrollo de Colombia, MEDC, aprobado el año pasado conjuntamente por Ingeominas, Minercol y la Upme, entidades adscritas y vinculadas al MME.

El esfuerzo integrado de las tres entidades será productivo en la medida en que las acciones propuestas en el MEDC, sean incorporadas en el marco conceptual y operativo del Estado, y se constituya en una actividad permanente que oriente el plan de exploración del territorio y las actividades de fomento a la minería que realiza el sector minero oficial.

Como primer resultado de esta práctica interinstitucional, se elaboró el documento de promoción minera MEDC – 2000, cuyos objetivos específicos son:

- Dar al inversionista una visión clara del marco de desarrollo de la minería nacional.
- Destacar las perspectivas del país sobre la base de la caracterización de su potencial geológico, analizado dentro del panorama global de las tendencias mundiales del mercado.
- Identificar y caracterizar blancos de exploración y prospectos mineros enmarcados en los criterios de viabilidad técnico - económica que manejan los potenciales inversionistas.
- Suministrar al inversionista información ágil, confiable y oportuna que facilite la toma de decisiones en proyectos de inversión. Esta información se presenta en una matriz de resumen.

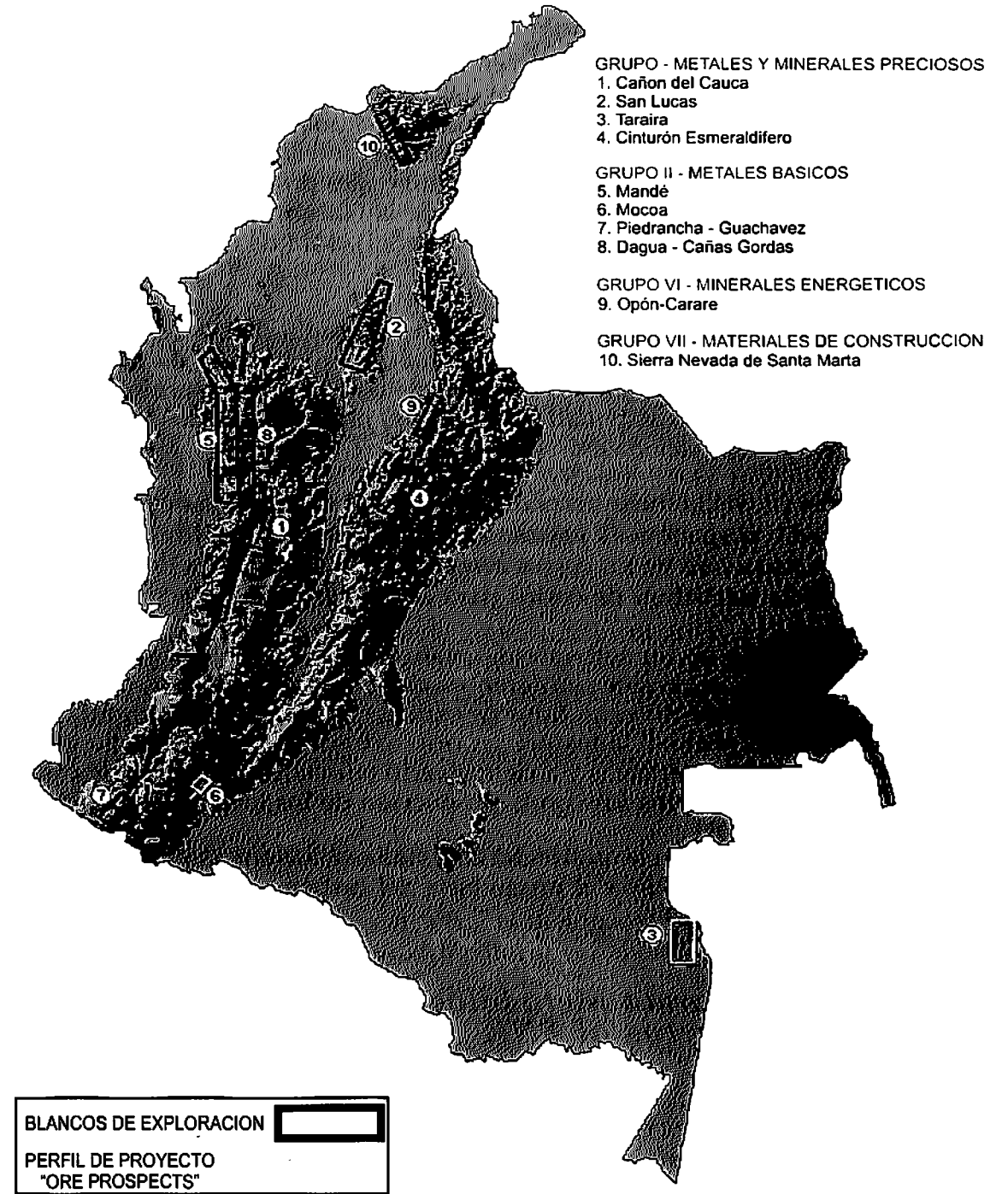
Los blancos de exploración seleccionados dentro del proyecto MEDC-2000, y que en el transcurso del año 2001 vienen siendo estudiados y complementados con información geológico-minera básica por Ingeominas y Minercol, se resumen a continuación:

Cuadro No.3. Blancos de Exploración para la Inversión Minera en Colombia

Deposito Mineral	Localizacion	Minerales
Cañón del Río Cauca	Antioquia, Caldas, Risaralda, Quindío, Valle - Cauca	Oro, Cobre, Plomo, zinc
Batolito de Piedrancha-Guachavez	Nariño	Oro, Cobre
Serranía de San Lucas	Sur de Bolívar	Oro, Plata, Cobre
Cinturones Esmeraldíferos	Boyacá, Cundinamarca	Esmeraldas
Taraira	Guainía	Oro
Batolito de Mandé	Choco, Antioquia	Cobre, Oro, Molibdeno
Batolito de Mocoa	Putumayo	Cobre, Molibdeno, Oro
Terreno Dagua-Cañasgordas	Antioquia, Valle, Cauca	Cobre, Zinc ,Oro, Plata
Opón-Carare	Santander	Carbón
Sierra Nevada de Santa Marta	Cesar, Magdalena	Piedras Ornamentales (mármoles)

Fuente: Upme - Ingeominas – Minercol, 2000

Proyectos de Inversión



Metodología para el Cálculo de Precios Base de Liquidación de Regalías

El Ministerio de Minas y Energía delegó en la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme), el cálculo del precio base del carbón y minerales preciosos para efectos de liquidar las regalías. Para ello, la Upme adelantó una investigación detallada sobre la estructura de costos del carbón interno y de exportación, y sobre el precio en boca de mina de todos los minerales producidos en el país por cuya explotación se generan regalías a favor de la Nación (excluyendo esmeraldas, sal y ferroníquel por tener tratamiento especial), a fin de determinar los precios base para la liquidación de regalías.

Adicionalmente durante el año 2000, se realizó el estudio de costos económicos de la industria de metales preciosos en Colombia, con el objeto de analizar las estructuras de costos de extracciones de oro a cielo abierto y subterráneas y evaluar la competitividad de la actividad y las posibles influencias de los precios en el futuro de las empresas nacionales.

Los objetivos del proyecto incluyen el diseño de una metodología del cálculo de costos para cada etapa en el proceso de explotación, la identificación, cuantificación y estructura de los costos asociados y la elaboración de un modelo sistematizado de la estructura de costos para cada tipo de explotación.

El producto entregado en un software de evaluación, es "flexible" y permite la introducción de nuevos procesos, diferentes clases de maquinarias, equipos y herramientas, así como de diversos tipos de explotación, "modelos" (según métodos convencionales), generalidades del proceso extractivo y de beneficio en las operaciones mineras subterráneas y a cielo abierto (aluviales) y análisis de costos directos e indirectos relacionados con la producción de los metales preciosos.

El MME expidió en el primer semestre del 2001 una resolución fijando parámetros más específicos para el cálculo del precio base del carbón y minerales preciosos por parte de la Upme.

Propuesta de Reforma Metodológica para la Presentación de Proyectos Mineros al FNR

En lo que va corrido del año 2001, se ha planteado la necesidad de establecer una metodología para la formulación de proyectos procedentes a la adjudicación de recursos por parte del Fondo Nacional de Regalías, con el ánimo de fortalecer la estructura y alcance de los mismos.

En el desarrollo del proyecto se pretende, entre otros;

Identificar y evaluar las variables técnicas y económicas que caracterizan el proyecto.

Diseñar un sistema de calificación, selección y priorización de Proyectos institucionales y sectoriales por parte de las entidades del sector estatal, que facilite la evaluación de los mismos, por parte de la entidad encargada de determinar su viabilidad técnico - económica, requisito previo para lograr financiación por el Fondo Nacional de Regalías, FNR.

Planeación Corporativa Empresa Nacional Minera, Minercol

Durante la vigencia 2000 se logró implementar el control y seguimiento de los proyectos de acuerdo con los formatos de la aplicación del programa computacional definido como Microsoft Project; para 11 proyectos financiados con recursos del Fondo Nacional de Regalías vigencia 1999, 23 proyectos financiados con recursos del Fondo de Fomento del Carbón, 3 de ellos de la vigencia 1999 y 20 de la vigencia 2000.

Adicionalmente, con el propósito de lograr una evaluación económica de los proyectos de inversión que adelanta Minercol, se elaboró un estudio para establecer una metodología para el cálculo de indicadores beneficio - costo de los mismos. Lo anterior permitirá establecer criterios de priorización y selección de las inversiones orientados a satisfacer el desarrollo del sector.

Investigación en el Sector Minero

El Ministerio de Minas y Energía, a través de Ingeominas, desarrolla el programa de investigación geocientífica del territorio colombiano, que para el año 2000, alcanzó una inversión de \$1.962,5 millones.

El programa comprende en su parte principal tres áreas del negocio geocientífico, determinadas por productos de información temática: Reconocimiento Geocientífico del Territorio Colombiano, Inventario de Recursos del Subsuelo de la Nación y el Inventario y Monitoreo de Geoamenazas y Procesos Superficiales de la Tierra.

Para el año 2000, el avance del programa de investigación geocientífica y su relación de productos fue el siguiente :

Reconocimiento Geocientífico del Territorio Colombiano

Atlas Geológico de Colombia, (15 planchas geológicas a escala 1:100.000 con su memoria explicativa. Estándares para presentación y realización de cartografía a escala 1:500.000 y 1:100.000.

Atlas Geofísico de Colombia, mapa de anomalías gravimétricas a escala 1:500.000.

Atlas Geoquímico de Colombia, (Manual de campo para el atlas geoquímico de Colombia). Análisis de la dispersión geoquímica de metales traza en el río Magdalena, sector Simití - Regidor (Sur de Bolívar). Análisis de la dispersión geoquímica de metales traza en el río Magdalena, sector Tarquí (Huila).

Atlas Geotécnico de Colombia, diagnóstico del estado de la base de datos del Sistema de Información Geotécnica del País y alimentación de la base de datos con 150 informes.

Catálogo de Unidades Geológicas de Colombia, 48 catálogos de rocas ígneas de Colombia. Cordillera Central 27, Cauca - Patía 4 y Cordillera Occidental 17, 18 Catálogos de rocas metamórficas de Colombia. 8 catálogos de rocas sedimentarias de Colombia. Compra e instalación de microscopio electrónico en la Unidad de Energía Nuclear. Léxico Estratigráfico.

Modelo Geodinámico del Territorio Colombiano: (mapa sismotectónico del borde llanero a escala 1:500.000. Estándares de control de calidad para elaboración de mapas sismotectónicos en Colombia.

Modelo de Evolución, Composición y Dinámica del Territorio: digitalización de 20 secciones estructurales en sistemas de ARC - INFO y su despliegue en ARC/VIEW. 2.

Inventario de Recursos del Subsuelo de la Nación

- Atlas Hidrogeológico de Colombia: Construcción de pozos de abastecimiento de agua subterráneas en los departamentos de Huila (2), Tolima (1) y Cundinamarca (1).

- Mapa Geotérmico de Colombia: Informe Geoquímico de Manantiales Minerales y Termales de Cundinamarca. Informe preliminar de Bogotá. Mapas geológicos preliminares del volcán Azufral a escala 1:25.000: 12 planchas geológicas a escala 1:25.000 digitalizadas y validadas por el área de reconocimientos geocientíficos. Fichas de metadatos y memorias. Informe final de reconocimiento hidrogeológico del Parque Nacional Natural Los Nevados, sección Caldas.
- Atlas de Recursos Minerales de Colombia: Mapa de anomalías geoquímicas: Cauca Romeral zona Norte áreas de Fredonia, La Mina, Titiribí y Heliconia mapas a escala 1:25.000 y 1:100.000, Pacífico Norte planchas 164, 183, 184, 202, 221 y 222 a escala 1:100.000. Zona Mocoa planchas 412, 430, 431, 449 a escala 1:100.000 y sus memorias en versión 1. Para las zonas de Ataco, Mocoa y Sur de Cauca Romeral se hizo la recolección de información primaria básica. Evaluación geológico minera del depósito aurífero de Miraflores, distrito aurífero de Quinchía, Risaralda.
- Atlas de la Minería en Colombia: Mapa de tipo de depósito: 4 mapas departamentales de Cundinamarca, San Andrés, Tolima y Nariño. Mapa mineralúrgico: 31 mapas departamentales. Mapa de métodos de explotación: 28 mapas departamentales. Inventario minero de Quindío, Risaralda, Caldas, Valle del Cauca y Cauca; con informes, bases de datos y mapas a escala 1:250.000.
- Atlas Mineralúrgico de Colombia: Montaje de la planta piloto para procesamiento de minerales y realización del evento: "Encuentro de Plantas Piloto en Procesamiento de Minerales", en COR Cali. Informes sobre metodologías para el procesamiento de minerales pesados. Montaje y pruebas de encendido del horno de lecho fluidizado en la sede central.
- Atlas de Carbones Colombianos: Base de datos para la caracterización y utilización de recursos carboníferos.

Inventario y Monitoreo de Geoamenazas y Procesos Superficiales de la Tierra

- Atlas de Usos Potenciales del Subsuelo Colombiano: Geopotencial del territorio del Eje Cafetero Jurisdicción Forec. Escala 1:500.000. Fase conceptual. Términos de referencia para la evaluación del potencial ambiental como

herramienta para el ordenamiento territorial de la subregión Pacífico Norte. Términos de referencia para la evaluación del potencial ambiental como herramienta para el ordenamiento territorial de la subregión Delta del Magdalena.

- Servicio de Información de Riesgos Radiactivos y Sistema de Gestión Integral de Materiales Nucleares y Radiactivos (23 documentos técnicos).
- Atlas Nacional de Impactos Geoambientales sobre el Subsuelo: estudios especiales de suelos y rocas en Colombia: subsidencia en la Sabana de Bogotá.
- Servicio de Información Sísmica y Volcánica de Colombia: instalación de un acelerógrafo en el Centro Operativo Regional Pasto.
- Atlas de Amenaza y Riesgo Sísmico de Colombia: identificación de fuentes sismogénicas (Versión 1): actualización del catálogo para evaluación de la amenaza sísmica, delimitación de fuentes sismogénicas de Colombia (parcial), caracterización de fuentes, parámetros de tasa sísmica. Estudio de vulnerabilidad sísmica de la sede central del Ingeominas: edificio del geonegocio (estudio semidetallado), edificio de la Red Sismológica Nacional de Colombia (estudio detallado) y edificio central (cualitativo). Informe del estudio de efectos locales y calibración de la microzonificación de Bogotá.
- Atlas de Amenazas y Riesgos Volcánicos de Colombia: informe de avance del estudio de avalanchas de escombros del Complejo Volcánico del Huila.

Desarrollo Minero

Con el propósito de cumplir con la función de desarrollo, seguimiento y control a las diferentes explotaciones realizadas tanto por los beneficiarios de títulos mineros como por personas que ejercen esta actividad de manera ilegal, la División de Seguimiento y Control de Minercol adelantó actividades que a continuación se describen:

Fiscalización, Seguimiento y Control de Títulos Mineros

Análisis de los expedientes de los títulos y contratos mineros y sus correspondientes informes técnicos, con el propósito de determinar el estado en que éstos se encuentran en cuanto al cumplimiento de las obligaciones técnicas, económicas y legales contraídas con el Estado por los beneficiarios de los diferentes títulos y contratos mineros.

Adicionalmente se realizaron visitas técnicas a las áreas de los títulos mineros, con el propósito de verificar la información presentada por los titulares en los informes técnicos, determinar las condiciones de ejecución de las labores mineras que garantizan la explotación técnica y racional de los recursos mineros y establecer las condiciones de seguridad e higiene minera.

Durante el año 2000 se le hizo seguimiento a 3.381 expedientes y se adelantaron 497 Procesos Mineros Especiales, observándose un aumento considerable en la identificación de la minería ilegal. Se realizaron además 1.774 visitas técnicas de seguimiento y control, de las cuales 1.152 corresponden a títulos mineros y 622 a explotaciones ilegales. En estas visitas se establecieron las condiciones en las que se realizan los trabajos mineros.

Erradicación de Minería Ilegal

La labor de seguimiento y control de los títulos mineros permitió identificar aquellas explotaciones que se adelantan sin el correspondiente título y contra estas, se expidieron los actos administrativos correspondientes ordenando su cierre. En las diferentes áreas de influencia de las Gerencias Operativas Regionales fueron identificados 497 procesos mineros especiales contra explotaciones ilegales.

Fortalecimiento del Sistema de Seguridad y Salvamento Minero

Este programa busca que la actividad minera se desarrolle en condiciones aceptables de seguridad e higiene, mediante la adopción de medidas preventivas y reglamentarias establecidas en los decretos 1335 de 1987, 35 de 1994, 2222 de 1993 y demás normas relacionadas.

En desarrollo de este programa se llevaron a cabo 754 visitas técnicas de verificación de cumplimiento de las normas de seguridad y se realizaron trabajos de capacitación de socorredores; manejo de emergencias y divulgación de normas de seguridad.

Sector Hidrocarburos

Petróleo y Derivados

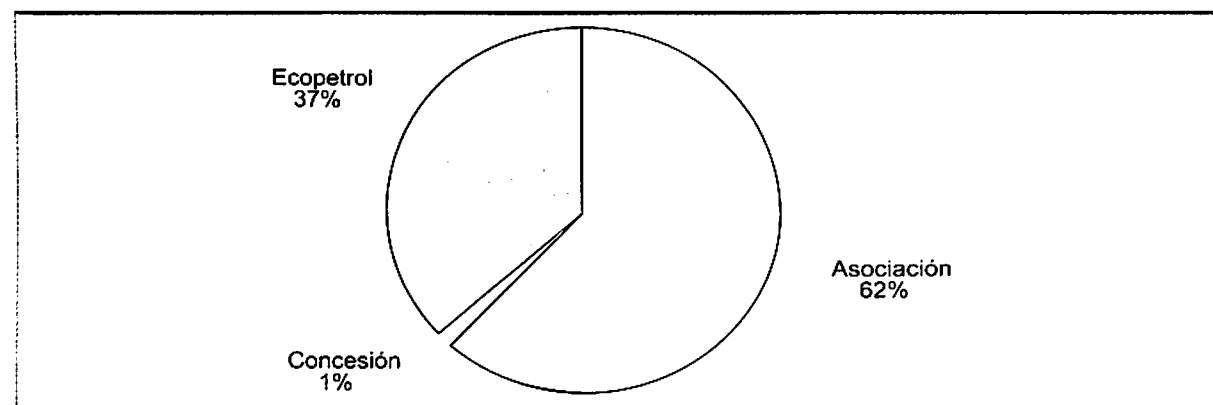
Balance oferta - demanda

Exploración y producción

Reservas

A diciembre 31 del 2000, el nivel de reservas probadas era de 1.972 millones de barriles, las cuales comparadas con un potencial de 37.000 millones de barriles indican las posibilidades y perspectivas para atraer capital de riesgo.

Figura 1. Reservas de Petróleo Probadas a 31 de Diciembre de 2000 Total: 1.972 MBP



Fuente: Ecopetrol

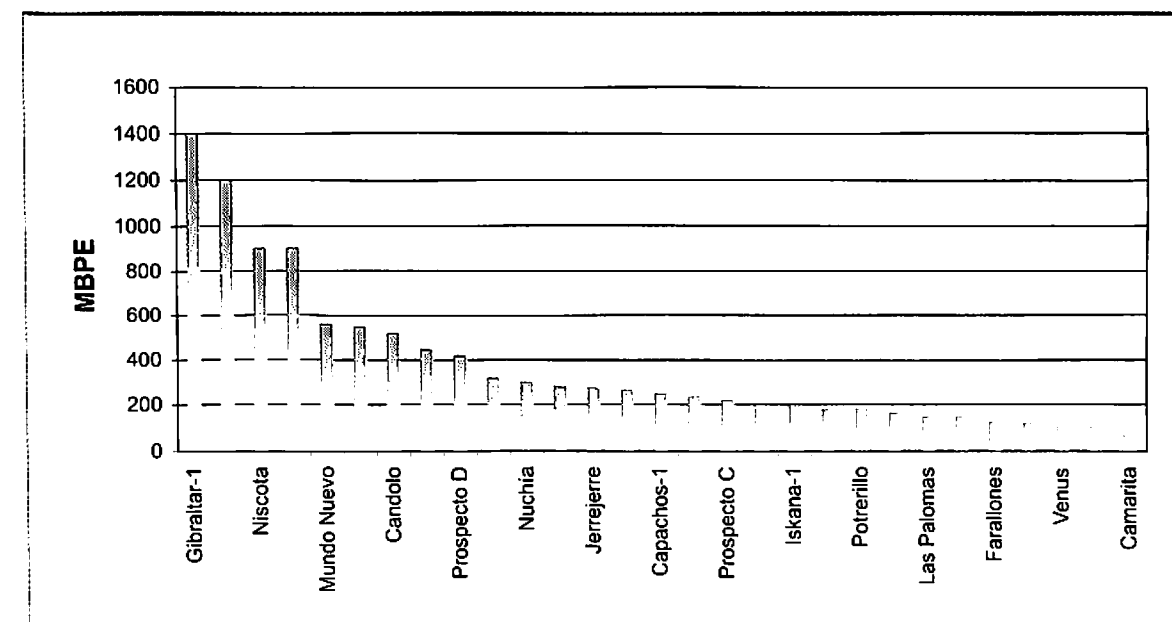
Con los cambios aprobados en 1999 en la política de contratación, se puso en marcha una campaña de promoción de nuevas áreas y prospectos que fueran atractivos para la inversión privada y permitieran reactivar la exploración en el país.

Varios hechos se destacan en materia exploratoria, entre ellos el inicio de la perforación de Gibraltar, uno de los prospectos exploratorios con mayor expectativa con que cuenta el país, la reactivación en el Piedemonte Llanero con un ambicioso programa sísmico en el contrato Niscota y el cierre exitoso de la Ronda de Negocios 2000.

Igualmente debe mencionarse el hallazgo del campo Guandó en proceso de evaluación, cuyas reservas se han estimado entre 100 y 200 MBP.

Los prospectos exploratorios con mayor potencial de reservas son: Gibraltar-1 con 1.400 MBP, Niscota con 1.200 MBP, Mundo Nuevo con 570 MBP y otros mayores de 100 MBP, tal como se muestra en la siguiente figura:

Figura No. 2. Prospectos de Crudo Mayores de 100 MBP



Fuente: Ecopetrol

El proceso "Ronda de Negocios 2000" dio inicio a la búsqueda de un potencial de cerca de 1.800 millones de barriles de hidrocarburos adjudicándose 13 proyectos, 5 exploratorios y 8 de producción incremental. De los cinco contratos exploratorios se perforarán 7 pozos en la primera fase, lo que implicará una inversión estimada de US\$ 62 millones. Con los restantes ocho se esperan recuperar reservas estimadas en 153 MBP con una inversión del orden de US\$ 89 millones.

Cuadro No. 1. Sísmica de Exploración 2D Registrada en el País Año 2000

No.	Contrato	Compañía	Cuenca	Km
1	Guayacanes	Petrobras	Valle Medio del Magdalena	117.0
2	Corocora	Perenco	Llanos Orientales	15.0
3	Garcero	Perenco	Llanos Orientales	25.0
4	Gaitanas	Total	Valle Superior del Magdalena	55.0
5	Rosablanca	Seven Seas	Valle Medio del Magdalena	100.0
6	Estero	Perenco	Llanos Orientales	20.0
7	Acordeon	Tecno petrol	Valle Medio del Magdalena	53.6
8	Chipalo	Kappa	Valle Superior del Magdalena	57.0
9	El Río	Tecno petrol	Valle Medio del Magdalena	70.0
10	Pedernal	Seven Seas	Valle Superior del Magdalena	32.0
11		Ecopetrol	Catatumbo	186.0
Total				730.6

Fuente: Ecopetrol

Cuadro No. 2. Sísmica de Exploración 3D Registrada en el País en el Año 2000

No.	Contrato	Compañía	Cuenca	Km²
1	Boquerón	Petrobras	Cordillera Oriental	166
2	Bolívar	Harken	Valle Medio del Magdalena	10
3	Upia B	Petrobras	Llanos Orientales	91
4	Bicudo	Petrobras	Llanos Orientales	57
Total				324

Fuente: Ecopetrol

Al finalizar el año 2000, se inició un nuevo proceso denominado "Ecopetrol, Oportunidades 2001", con nuevas opciones exploratorias, en las que se ofrecieron cinco nuevos bloques de exploración (San Gabriel, Río Horta, Tierra Negra, Macaguán y Mundo Nuevo).

Así mismo, se ha buscado darle una nueva visión a Ecopetrol mediante la internacionalización de actividades, etapa que se inició con la firma de un convenio con Petrobras para evaluar oportunidades exploratorias en donde las dos compañías encuentren ventajas competitivas. De la misma manera se adelantaron acercamientos con la firma Sipetrol y se logró la suscripción de una alianza estratégica.

Perforación Exploratoria

Los principales hechos en cuanto a la actividad perforatoria fueron:

- La perforación de 17 pozos: 16 A-3 y uno A-2, de los cuales 3 fueron productores con reservas probables de 235 MBP (Guandó-1, Pirito -1 y Tambaquí -1).

- La identificación de 26 áreas prospectivas con un potencial de hidrocarburos aproximado de 3.000 MBP con la ejecución de 13 estudios regionales en 15 cuencas.
- La definición de nueve prospectos exploratorios con un potencial de reservas aproximado de 1.800 MBP debido al desarrollo de 18 proyectos de prospección.
- La adquisición de 730,6 km. de sísmica 2D en 11 programas sísmicos, de los cuales Ecopetrol adquirió 186 Km. y 324 Km² de sísmica 3D en cuatro programas.
- Adicionalmente, se perforaron 10 pozos del tipo A-1, los cuales ampliaron el conocimiento de las estructuras existentes en los campos correspondientes a los Contratos de Asociación Cravo Norte, Recetor, Boquerón, Abanico, Corocora, Dindal y Palermo, presentando una disminución de las reservas existentes para cada uno de esos campos.

En resumen, la actividad de perforación exploratoria durante el año 2000, alcanzó una cifra total de 27 pozos exploratorios.

Con los cambios en la política petrolera, en el año 2000 y 2001 el país se benefició del nuevo esquema y se firmaron 45 contratos de asociación. Esta cifra ubica a Colombia entre los países que mayor número de contratos ha firmado en el mismo período de tiempo, muy cerca de naciones como Rusia, de mayor potencial petrolero.

En el año 2001 se espera consolidar la reactivación exploratoria con la perforación de 20 pozos y un aumento del 25% en la sísmica 2D.

El nuevo esquema contractual aprobado en junio de 2000, posibilita la exploración en prospectos profundos ya identificados, que por condiciones contractuales no eran económicamente viables. Ecopetrol recientemente firmó el primer contrato de asociación para explorar "Plays Profundos".

Este esquema de negocio, dirigido exclusivamente a los bloques ya contratados en período de producción, permite la posibilidad de celebrar nuevos contratos de asociación aplicados a las rocas subyacentes en los campos descubiertos y su zona de reserva. Esto es, los prospectos visualizados en los actuales bloques y que se encuentran en zonas más profundas que los yacimientos actualmente en producción.

Cuadro No. 3. Contratos Vigentes y Suscritos

Actividad Contratos de Asociación a Febrero de 2001				
	1998	1999	2000	2001
Vigentes	111	98	115	125
Asociación	104	92	109	119
Participación de Riesgo	3	3	3	3
Especiales	1	1	1	1
Evaluación Técnica	0	0	0	0
Riesgo Compartido	3	2	2	2
Aprobados en el Año	25	6	18	6
Suscritos	14	1	32	13
En Negociación	11	13	13	8
Renunciados	7	14	15	3
Pendientes Firma	13	15	13	1
Total Renunciados	413	327	342	345
Área Total en Miles de Hectáreas	18.507	15.523	17.019	17.402

Fuente: Ecopetrol

Comercialidad

Se aprobaron las comercialidades de los campos Recetor, extensión del campo Redondo Este y extensión del campo Balcón, los cuales agregaron 18,5 millones de barriles a las reservas probadas del país.

Bajo la modalidad de riesgo entraron en producción el campo Guaduas, que se desarrolla en el área de los Contratos de Asociación Dindal y Río Seco; el campo Catalina (Contrato de Asociación Bolívar - Pozos Catalina y Olivo), y los pozos Pirito-1 y Caño Duya-2 con reservas estimadas de 22 millones de barriles.

Se encuentran en proceso de evaluación los campos de Guando, Mateguafa, Tambaquí, Canacavare, Compae y Estero que tienen expectativas de adición de reservas entre 150 y 190 millones de barriles. Además:

- La compañía Occidental de Colombia Ltd., solicitó la comercialidad del campo Redondo Este del contrato de asociación Cravo Norte, la cual fue aprobada en 160 acres correspondiente al área de la nueva estructura (0,85 MBP de reservas).
- A la compañía Petrobras Colombia Limited le fue aprobada en el Campo Santiago Este una extensión en febrero de 2000 de 103 acres para una extensión total de 133 acres.

- Perenco solicitó la comercialidad del pozo Pirito-1, la cual fue negada después de dos meses de prueba extensa. El operador se acogió a la modalidad de Solo Riesgo en un área de 74 acres (0,11 MBP). La misma empresa solicitó la extensión de comercialidad del campo Caño Duya (Pozo Caño Duya - 2), la cual le fue negada. El operador se acogió entonces a la modalidad de Solo Riesgo en un área de 36 acres.
- Contrato de asociación Dindal/Rio Seco: Se evaluó la comercialidad del campo Guaduas. La Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol- decidió no aceptar la comercialidad de este campo.
- Contrato de Asociación Palermo: Se revaluó en conjunto con el operador y de conformidad con el contrato de asociación, el área comercial del campo Balcón, incrementándose de 870 a 1.200 acres y en 4,6 MBP.
- Dentro del contrato de asociación Bolívar, en noviembre del año 2000, la compañía Harken de Colombia solicitó la comercialidad del campo Catalina (Pozos Catalina y Olivo). En Febrero 26 de 2001, la Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol- decidió negar la comercialidad y el Operador se acogió a la modalidad de Solo Riesgo.
- En junio 23 de 2000 se aprobó la comercialidad de la extensión del sector norte del campo Cupiagua, sobre un área de 2,2 kilómetros cuadrados, con unas reservas probadas iniciales de 13 MBP de petróleo.

La gestión informática en exploración y producción durante el año 2000 presentó avances significativos. En junio, Ecopetrol inauguró el Banco de Información Petrolera (BIP), que permite asegurar la disponibilidad de la información de exploración (sísmica, registros, informes geológicos) a toda la industria y se pueda utilizar de manera oportuna e integral por parte de los inversionistas que deseen realizar exploración en el país.

Los resultados obtenidos fueron satisfactorios con el fin de lograr un portafolio de oportunidades (prospectos y "leads"), para mejorar las probabilidades de descubrir yacimientos importantes, teniendo en cuenta que hoy en día el país cuenta con proyectos exploratorios considerados de gran impacto (con expectativas del orden de los 500 MBP cada uno).

Producción

La producción promedio de petróleo durante el año 2000 fue de 685 kBDC, inferior en un 16% a la de 1999.

El 78% correspondió a la participación en los contratos de asociación vigentes, un 17% a los campos que opera directamente Ecopetrol y el resto fue producido bajo la modalidad de concesión.

Cuadro No. 4. Producción Diaria Promedio de Petróleo - kBDC

Tipo de operación	1996	1997	1998	1999	2000
Asociación	116	517	622	695	536
Directa - Ecopetrol	495	119	116	103	121
Concesión	15	15	16	17	18
Total	626	652	754	815	685

Fuente: Ecopetrol y MME

Los principales factores que influyeron en la caída de la producción de crudo fueron:

- Una menor producción en el Campo Cusiana y Cupiagua, como consecuencia de las dificultades operacionales y retraso en perforación de pozos, alto daño de formación y atentados a la infraestructura.
- Producción de 26 kBDC que debió ser diferida por ataques terroristas. Retraso y cancelación en la perforación de pozos, así como los resultados de producción en pozos perforados durante el año en las asociaciones Upía, Espinal y Nare Norte y en la Gerencia Llanos.
- Una menor producción en los pozos en prueba de los campos en proceso de comercialidad de 5 kBDC.

La labor desarrollada en las áreas de producción se vio reflejada en los resultados del costo de levantamiento ("lifting cost") que fue de 1,97 US\$/Bl. Esto con la connotación que se obtuvo con una producción menor en un 12,5%, lo que significó un esfuerzo de racionalización del gasto global importante en la gestión de los campos de producción.

Conviene señalar que dentro de las nuevas oportunidades de contratación para incrementar la producción, se dio inicio a los contratos de servicio de producción con riesgo (CSPR) Valdivia y Almagro y Rancho Hermoso, firmados en 1998 y 1999 respectivamente, aportando a la producción nacional un promedio de 2 kBDC.

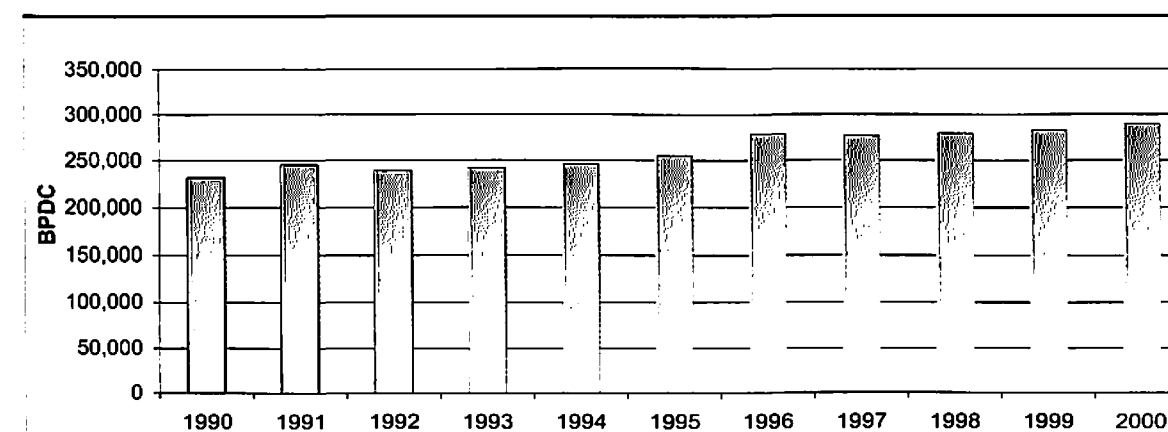
Refinación y Mercadeo

En los últimos años las compañías petroleras han optado por fusionarse o establecer alianzas estratégicas como opciones para aumentar su competitividad, incrementar su eficiencia y aprovechar las ventajas existentes en el mercado. En las

refinerías de Barranca y Cartagena se ha iniciado un proceso de optimización con la asesoría de Shell Global Solutions, con el fin de incrementar el nivel de conversión. Hasta la fecha, se ha logrado el certificado de aseguramiento de calidad del 70% de los combustibles y la meta en dos años es que todos los productos cuenten con el respectivo reconocimiento del Icontec.

La carga de crudo a las refinerías ascendió a 290,85 kBDC cumpliendo con el 101,5% del pronóstico con un crecimiento del 2,6% con respecto a 1999, producto de una utilización del 84% del esquema total de refinación. La figura siguiente muestra la evolución durante la década de cargas a refinerías:

Figura No.3. Cargas a Refinerías 1990-2000



Fuente: Ecopetrol

No obstante la caída de la producción nacional de crudo, se mantuvieron las cargas a refinerías con el fin de atender la demanda interna y reducir las importaciones de gasolinas.

El comportamiento histórico de las anteriores variables volumétricas demuestra que la capacidad de carga de crudo se incrementó en la década en 58,7 kBDC, que se transformaron en mayor rendimiento de productos importantes debido al aumento de conversión.

Producción de Combustibles

La producción de combustibles en las refinerías de Barranca y Cartagena fue de 223,0 kBDC, que corresponde a un rendimiento del 77,8 % sobre el crudo carga-

do. Se destinaron 191,9 kBDC (GLP, gasolina, destilados medios) al cubrimiento de la demanda interna y el volumen restante, representado en butanos, nafta virgen, Jet-A y ACPM, se destinó a exportación.

Cuadro No.5 Producción Promedio de Productos Blancos (kBDC)

Productos	1998	1999	2000
GLP + Butano	17,3	18,8	20,2
Gasolina + Nafta	79,8	86,8	89,7
Destilados Medios	59,2	58,1	62,7
Total	156,3	163,7	172,6

Fuente: Ecopetrol

La producción de residuos (productos negros) fue de 63 kBDC (22,0 % sobre el crudo cargado) distribuida en: 57,6 kBDC de combustóleo y 5,4 kBDC de asfaltos, diluyente y arotar. Se exportaron 0,8 kBDC de aceite liviano de ciclo diluyente.

Producción de Lubricantes y de Petroquímicos

La producción petroquímica aumentó 12,9% con respecto a 1999, siendo los incrementos más significativos en: aromáticos 49%, parafinas 48,4% y polietileno 12,3%. La menor producción se presentó en ciclohexano por menor demanda y a expensas de mayor producción de aromáticos.

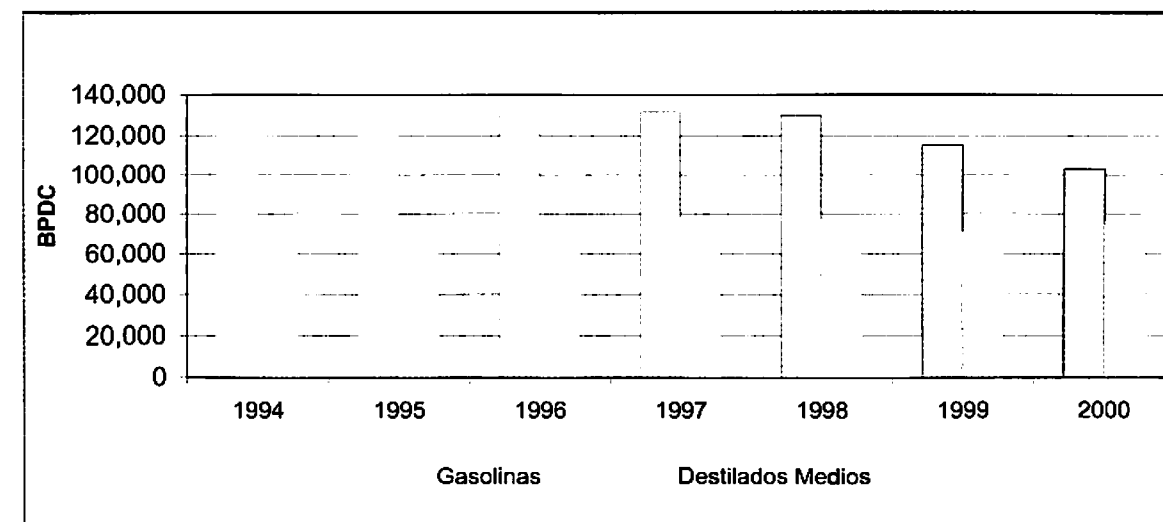
Para el año 2000 se tenía un presupuesto de ventas de \$257.511 millones, alcanzando al cierre del año ventas reales por valor de \$ 387.606,0 millones que representa un incremento de aproximadamente 150,5% del presupuesto estimado.

Abastecimiento de Combustibles

En el año 2000, se registró un volumen de ventas de combustibles de 210,8 kBDC, inferior en 14,4 kBDC, debido a la situación económica del país y al incremento del contrabando.

La demanda de gasolina corriente se atendió con producción propia. Se importaron 1,4 millones de barriles de gasolina de alto octanaje para cubrir la demanda de gasolina extra, la cual presentó una reducción en el consumo equivalente al 41,3% con respecto a 1999. La tendencia histórica de la demanda de gasolina y destilados medios (kBDC) se presenta en la figura No.4., en la cual se muestra el descenso del consumo de gasolina, particularmente durante los últimos 4 años.

Figura No. 4. Demanda de Combustibles



Fuente: Ecopetrol

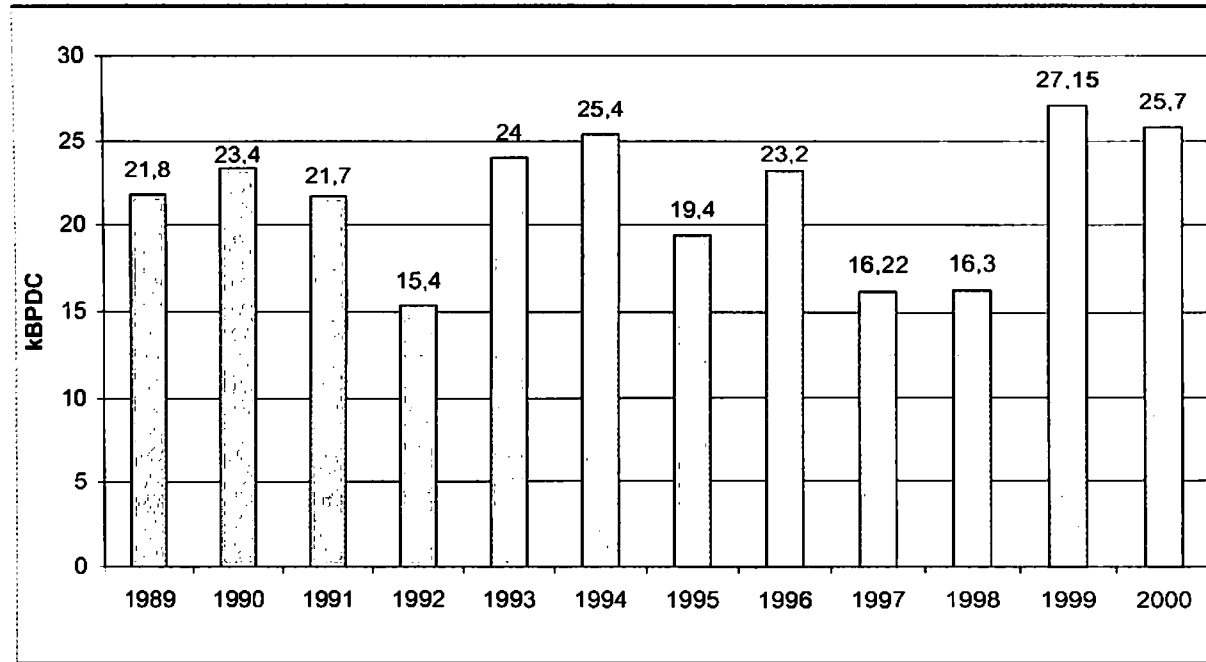
La demanda de destilados medios se abasteció con producción de las refinerías. Se destaca un crecimiento en el consumo del 10,2% en promedio, especialmente el ACPM y Diesel Marino incrementaron su consumo en 18%, en tanto que el Queroseno y Jet-A redujeron su consumo con relación al año anterior. Vale la pena señalar la entrega de diesel ecológico para Bogotá a partir de marzo de 2000, con un contenido de azufre de 0,1%, lo que permite reducir la contaminación ambiental en la zona de mayor consumo de combustibles del país al suministrar un combustible más limpio.

Transporte Fluvial

Durante el año 2000 se transportaron vía fluvial 9,4 millones de barriles de productos (25,7 kBDC), correspondiendo la mayor ocupación a la nafta del Complejo de Barranca y Cartagena.

La ocupación de la flota fluvial fue levemente inferior a la de 1999 y estuvo favorecida por el buen comportamiento del nivel y navegabilidad del río Magdalena, como se muestra en la figura No. 5.

Figura No. 5. Transporte Fluvial de Hidrocarburos



Fuente: Ecopetrol

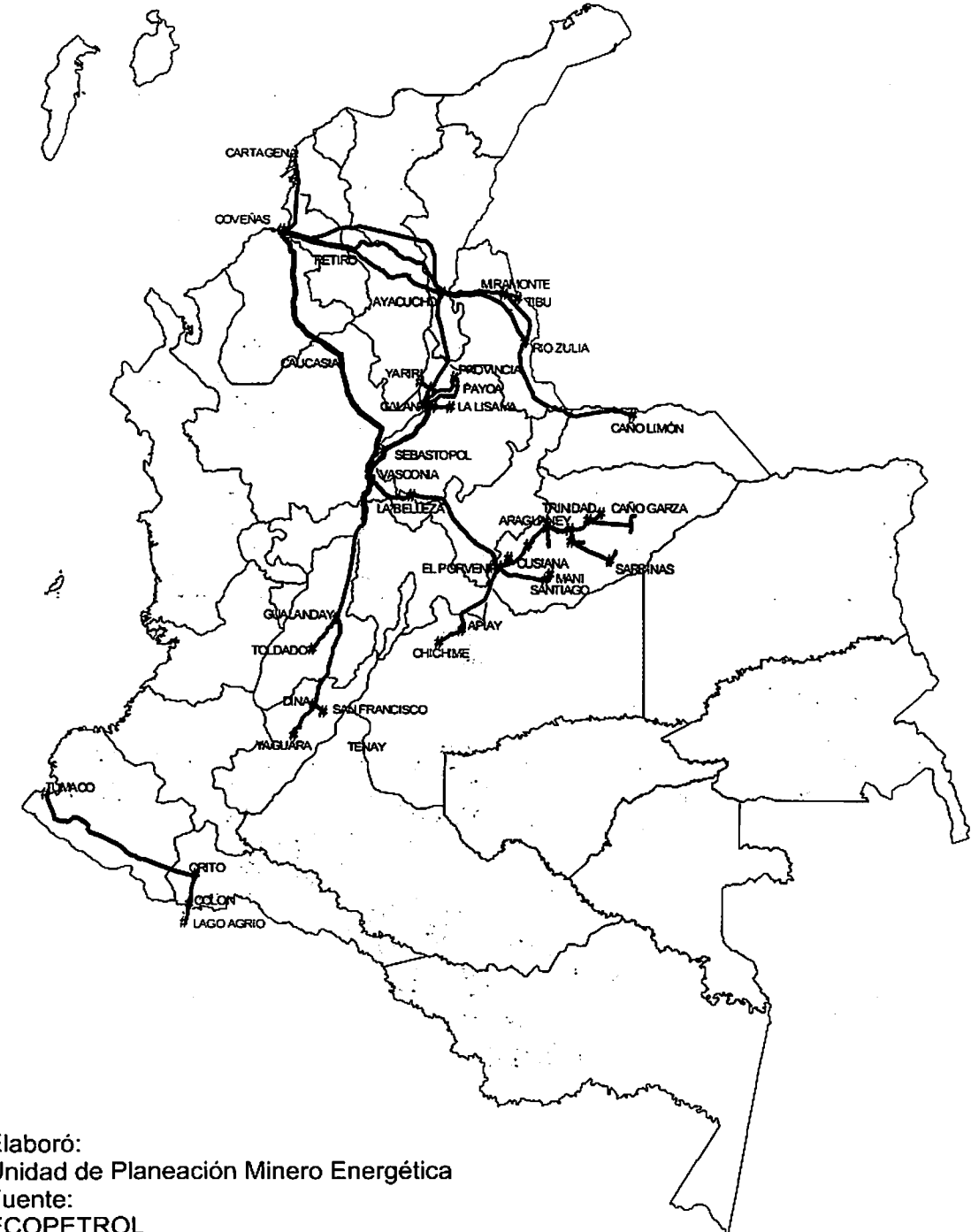
Como consecuencia del resultado exitoso de los años 1999 y 2000, se firmaron "contratos de gestión" con seis transportadores fluviales de hidrocarburos para la vigencia diciembre de 2000 a noviembre de 2003, comprometiendo el manejo de volúmenes entre 6,5 y 10,0 millones de barriles anuales. Así mismo se estableció el manejo de tarifas diferenciales en función de los volúmenes a transportar.

Infraestructura

Transporte por ductos

La red nacional de transporte de hidrocarburos (oleoductos, combustoleoductos, poliductos, propanoductos y gasoductos) se mantuvo inalterable en su extensión con 14.144 kilómetros.

Figura No 6. Transporte por Oleoductos Año 2000



Elaboró:
Unidad de Planeación Minero Energética
Fuente:
ECOPETROL

Ecopetrol, ya sea por cuenta propia o mediante la participación del sector privado, posee y opera una red de transporte por tubería de 11.859 kilómetros a nivel nacional.

De ese total, son de propiedad de Ecopetrol 6.881 km de líneas consistentes en 2.527 km de poliductos para transporte de combustibles, 1.751 km de oleoductos para el transporte de crudo, 378 km de propanoductos para el transporte de GLP, 663 km de combustoleoductos para el transporte de combustóleo, 1.001 km de gasoductos para el transporte de gas natural y 561 km de líneas en proceso de reconversión para el servicio de gas natural.

Cuadro No. 6. Red Nacional de Transporte de Hidrocarburos (en km.)

Red Nacional del Transporte	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Oleoductos	4.113	4.205	4.870	4.870	4.870	4876
Combustoleoductos	591	591	591	591	591	591
Poliductos	2.539	2.539	2.539	2.673	2.673	2.673
Propanoductos	378	378	378	378	378	378
Gasoductos	2.442	3.087	5.632	5.632	5.632	5.632
Total	10.063	10.800	14.010	14.144	14.144	14.150

Fuente: Ecopetrol

Ventas Nacionales de Combustibles

Las ventas nacionales de combustibles y derivados fueron de 222,8 kBDC. Por tipo de productos se distribuyó así: combustibles 210,8 kBDC, (93,6% de lo pronosticado) y petroquímicos y lubricantes 12,0 kBDC.

Las ventas de combustóleo se incrementaron de 2,8 a 7,0 kBDC por efecto de la sustitución de crudo Castilla como combustible de hornos y calderas en establecimientos de carácter comercial, industrial o de servicios, para cumplir la ley que lo prohíbe a partir del 1 de enero del año 2001 (Decreto 2107 de 1995).

Política de Precios de los Combustibles Líquidos

Gasolina Motor Corriente - ACPM

En el año 2000, se continuó con la política de fijación de precios de los combustibles, iniciada en enero de 1999, cuyo principal objetivo era liberar los precios de

los combustibles (gasolina corriente motor y ACPM) y desmontar los subsidios. Sólo el subsidio para la gasolina corriente motor, significó un costo para el Estado de más de un billón de pesos anuales. Con la política de precios del Gobierno se pretende liberar recursos del Estado, que deben destinarse a financiar inversión social.

De acuerdo con esta política es conveniente liberar los precios para orientar los cuantiosos recursos que garanticen el autoabastecimiento de petróleo del país en el mediano y largo plazo. Esto contribuirá también al fortalecimiento de las finanzas de Ecopetrol, a dinamizar la economía y al recaudo de impuestos que pueden ser destinados a gastos en educación, salud o infraestructura y en general, para inversión social.

El subsidio que históricamente ha otorgado Ecopetrol por la venta de gasolina, si bien aún no se ha eliminado, si se ha reducido considerablemente. El Gobierno Nacional, con el fin de moderar las alzas en el precio de los combustibles en los dos últimos años, no ha trasladado la totalidad del incremento de los precios internacionales del petróleo a los precios internos de la gasolina motor corriente y ACPM.

El segundo objetivo que se plantea con la nueva estructura de precios de los combustibles es el de desmontar uno de los principales indexadores de la economía nacional, teniendo en cuenta que las alzas en los precios de la gasolina se han utilizado históricamente para ajustar los precios de bienes y servicios de la canasta familiar.

Con la liberación de precios, al fluctuar los mismos de manera mensual y no dos veces al año como ocurría anteriormente, se contribuye a evitar que los productores realicen alzas injustificadas en los precios de los diferentes bienes y servicios.

El tercer objetivo está relacionado con mejorar la calidad y cobertura del servicio de distribución de combustibles.

Los márgenes de los mayoristas y minoristas, controlados por el Gobierno a lo largo de la historia, tradicionalmente han sido inferiores a los obtenidos en los otros países del mundo. Durante el año 2000 y lo corrido del 2001, los márgenes se han incrementado por encima de la inflación.

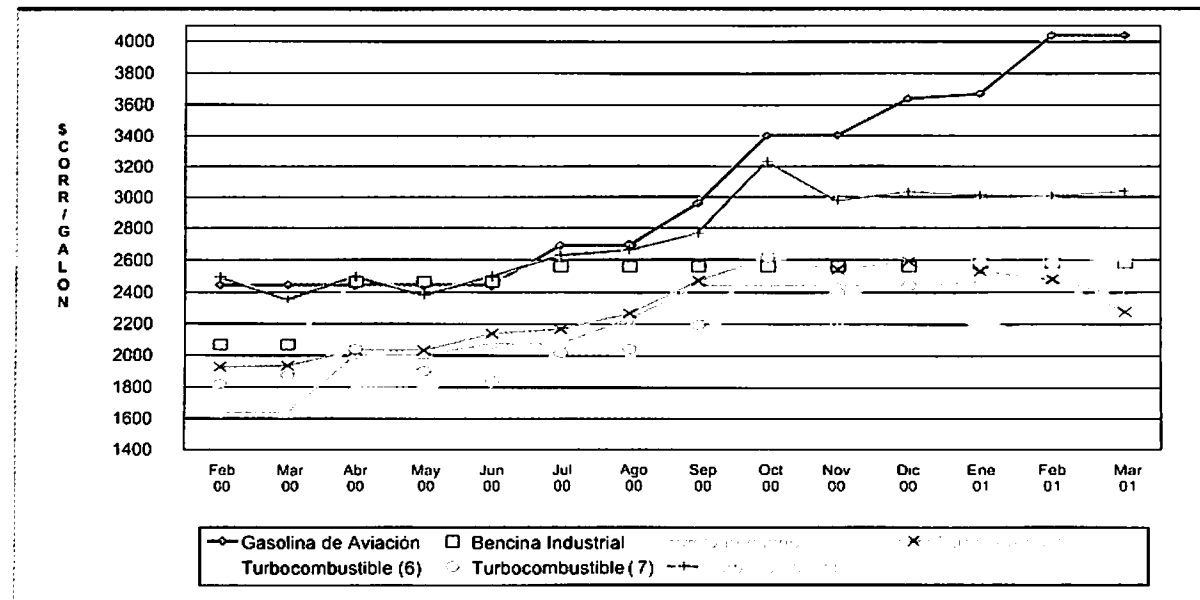
En el año 2000, el margen del mayorista se incrementó en un 32% y del minorista 23%. En lo corrido del 2001, el margen del mayorista se ha incrementado en un 17% y del minorista en un 10%.

Se espera que los agentes obtengan una rentabilidad más adecuada sobre la inversión realizada y se incentive de esta forma la expansión de la red de distribución de almacenamiento de combustibles.

El Gobierno Nacional consciente de los incrementos que se estaban presentando en los precios al usuario final, tomó la decisión de modificar algunos elementos de la fórmula de cálculo de los precios de la gasolina, de modo que sin afectar la esencia de la medida se logre aliviar el impacto que el comportamiento de los precios internacionales del petróleo, la tasa de cambio y la sobretasa puedan llegar a tener sobre los precios al usuario final.

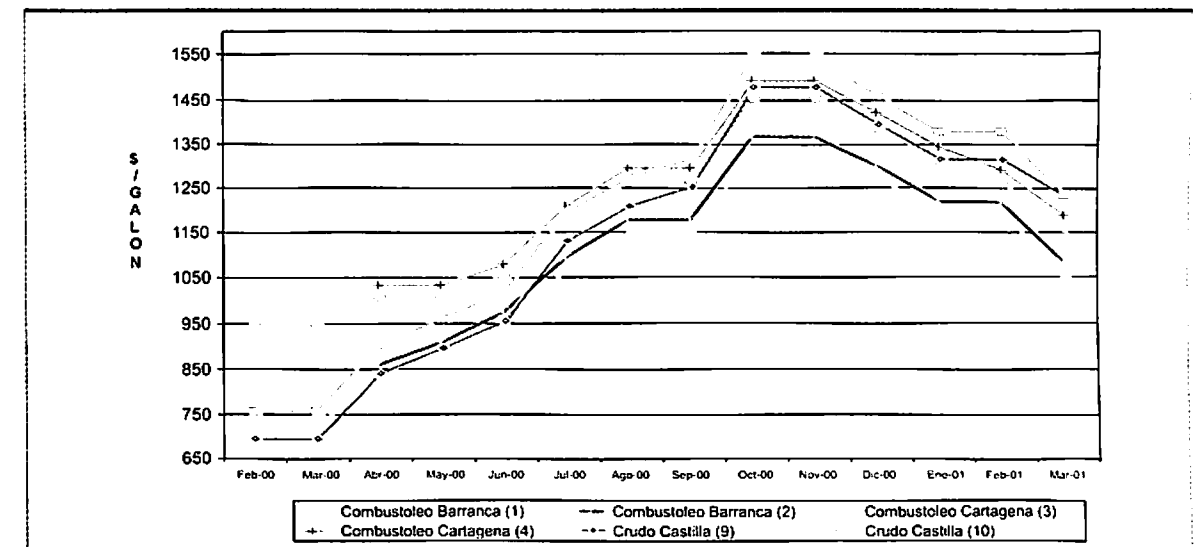
Las Figuras 7 y 8 muestran el comportamiento de los precios de los diferentes combustibles para el periodo enero 2000- marzo 2001.

Figura No.7. Evolución de Precios de Venta al Distribuidor de Combustibles Líquidos (últimos 12 meses)



Fuente: Upme

Figura No.8. Evolución de Precios de Venta al Distribuidor Mayorista de Algunos Combustibles Líquidos (últimos 12 Meses)



Fuente: Upme

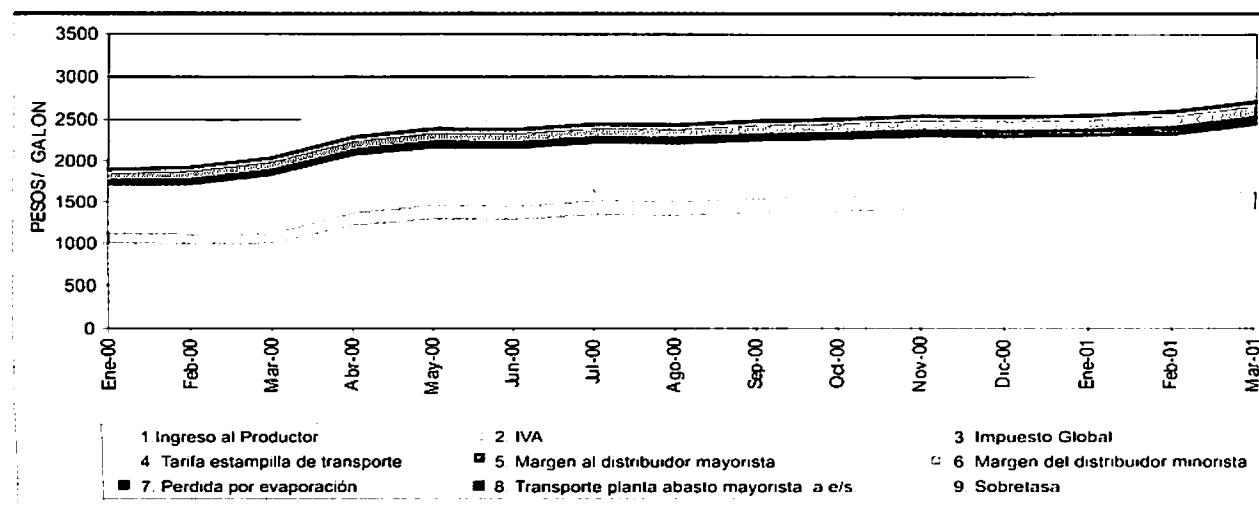
(1) Para los combustibles este precio corresponde al precio en refinería para entrega a carrotaques con pago de contado. (2) Corresponde al precio en la refinería de Barranca para entrega a carrotaques con pago a 30 días (3) Corresponde al precio en la refinería de Cartagena para entrega a carrotaques con pago de contado (4) Corresponde al precio en la refinería de Cartagena para entrega a carrotaques con pago a 30 días. (5) Precio en Otras Plantas de Abasto diferentes a Leticia, Arauca y San Andrés (6) Precio en Cartagena para consumo en San Andrés Islas. (7) Precio en Leticia. (8) Precio en Arauca. (9) Precio para retiros superiores a 30.000 Gls/día, venta de contado (7 días) y puesto en Campo Castilla. (10) Precio para retiros entre 2.000 y 30.000 Gls/día, venta de contado (7 días) y puesto en Campo Castilla.

En el Congreso de la República recientemente se aprobó el Proyecto de Ley No. 159 de 2000, y 01-00S, el cual se encuentra para sanción presidencial, que establece un nuevo sistema de actualización de los valores de referencia para la liquidación del impuesto global para la gasolina y el ACPM, con lo cual se espera suavizar el impacto producto de los altos niveles del precio internacional del petróleo crudo.

Mediante la intervención del Ministerio de Minas y Energía en la determinación mensual del ingreso al productor, conforme a la evolución económica del país en el periodo se pudo desacelerar el ritmo de incremento de precios que se traía. Así mismo el proyecto de ley establece disposiciones para frenar el contrabando de combustibles en el país.

Finalmente, se avanzó en el aprendizaje de sistemas de competencia en el establecimiento de precios por parte de las estaciones de servicio en las ciudades bajo el régimen de libertad vigilada. Lo anterior se evidencia en los diferenciales de precios máximos y mínimos de gasolina corriente y gasolina extra, observados quincenalmente en 35 estaciones de servicio de Bogotá desde enero de 2000 hasta marzo de 2001.

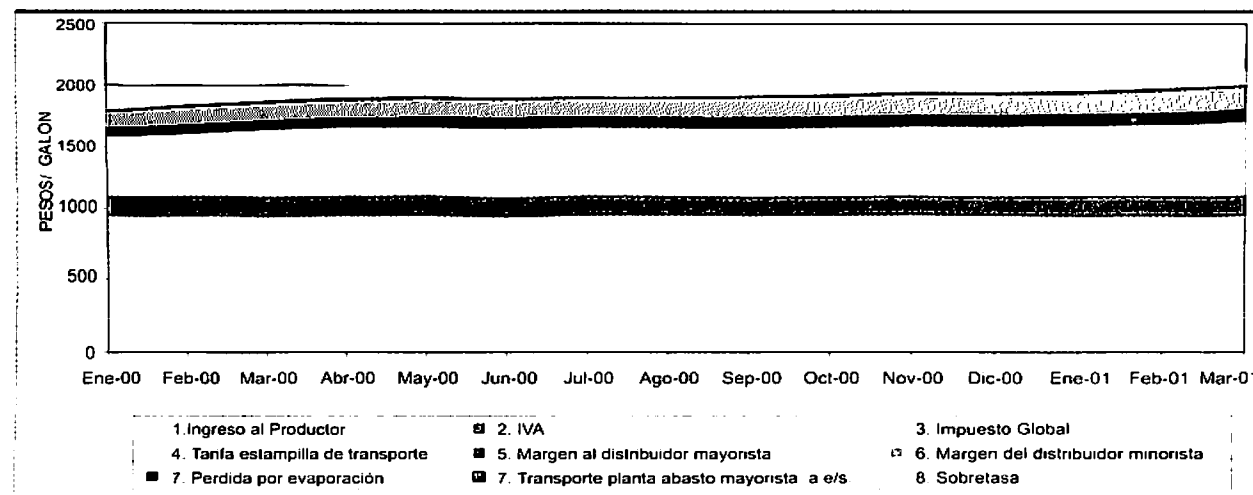
Figura No. 9. Evolución de la Estructura del Precio de Referencia de Gasolina Corriente



Fuente: Upme

Las figuras No. 9 y 10, muestran la evolución de los precios de referencia de gasolina corriente y ACPM fijados por el Ministerio de Minas y Energía mensualmente a través de resolución, y las principales consideraciones mencionadas anteriormente.

Figura No. 10. Evolución de la Estructura del Precio de Referencia de ACPM (enero 2000 - 2001)



Fuente: Upme

Diesel Marino

El diesel marino es un producto con destino a usuarios especiales y su canal de distribución es corto y controlado.

Todo el diesel marino que se consume en el país es producido por Ecopetrol y distribuido por cinco empresas mayoristas. Su destino final son los pescadores de Buenaventura, la Armada Nacional, embarcaciones marítimas y fluviales, generación eléctrica en San Andrés y Providencia y zonas costeras del Pacífico.

La política para el año 2000 fue la de beneficiar a diferentes electrificadoras de zonas no interconectadas de las costas de los departamentos de Chocó, Cauca y Nariño. El diesel marino no estaba concebido inicialmente para estos usuarios, pero en vista de los grandes ahorros que se pueden obtener al disminuir el costo de generación en dichos municipios, al mismo tiempo que se aumentan las horas diarias de generación, se autorizó el uso del combustible para este fin.

Igualmente, se estableció un desmonte progresivo del precio preferencial suministrado por Ecopetrol a los pescadores de Buenaventura y a la Armada Nacional. Este precio en un período de dos años se igualará al precio del ACPM.

Aumento del Subsidio para San Andrés y Providencia en Generación Eléctrica

La ley 47 de 1993, por la cual se dictan normas especiales para la organización y el funcionamiento del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, prevé en su artículo 5º que ese departamento estará sujeto a un régimen especial en materia administrativa de control a la densidad poblacional, de regulación de uso del suelo, de enajenación de bienes inmuebles, de preservación del medio ambiente, de inmigración, materia fiscal, de comercio exterior y de fomento económico.

Con el objeto de racionalizar el costo de la energía en el departamento Archipiélago de San Andrés y Providencia, para fomentar el turismo -principal actividad económica del Departamento- y mejorar la calidad de vida de sus habitantes, el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Desarrollo Económico expedieron el Decreto 44 de 2001, en donde se incrementa de 28% a 40% el subsidio para el diesel marino que se utiliza para generación eléctrica en estas islas.

Aditivación

El Ministerio de Minas y Energía, con el fin de actualizar los procedimientos para seleccionar aditivos, evaluar su comportamiento en los motores, controlar la aplicación para garantizar que los entes responsables por la aditivación cumplan con el programa establecido y definir responsabilidades y sanciones en caso de incumplimiento, expidió la Resolución 81055 del 20 de septiembre de 1999.

En cumplimiento de la mencionada resolución, durante el año 2000 se realizó un muestreo a nivel nacional de la gasolina motor corriente y extra, con el propósito de verificar que los distribuidores mayoristas de combustibles líquidos derivados del petróleo, estuvieran adicionando las gasolinas de acuerdo con lo autorizado por el Ministerio de Minas y Energía. El siguiente cuadro ilustra el cumplimiento de dosificación de los distribuidores mayoristas.

Cuadro No.7. Cumplimiento de la Dosificación de los Distribuidores Mayoristas.

Compañía	Muestras Tomadas	% Del Total de Muestras Analizadas	Muestras la Dosis Establecida	% De Cumplimiento
ESSO	18	24	7	39
MOBIL	18	24	3	17
SHELL	2	3	1	50
TERPEL	27	36	4	15
TEXACO	10	13	2	20
Total	75	100	17	23

Fuente: Minminas

Dichos resultados se le notificaron a los distribuidores mayoristas para promover el cumplimiento de la norma.

Acuerdo de Cooperación Técnica entre el Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia y el Ministerio de Energía y Minas de La República de Venezuela para el Intercambio de Información sobre el Comercio de Combustibles

El Ministerio de Minas y Energía de Colombia y el Ministerio Energía y Minas de la República Bolivariana de Venezuela suscribieron el 26 de octubre de 1999 un Acuerdo de Cooperación e Integración Energética en materia de combustibles. Durante el año 2000 se llevaron a cabo tres reuniones del comité de trabajo del

acuerdo en materia de combustibles, en las cuales tuvo participación activa el Ministerio de Minas y Energía.

Los objetivos del acuerdo son los siguientes:

A) Intercambio de Información en materia de combustibles, en aspectos tales como:

- Información de los distribuidores autorizados por el Ministerio de Energía y Minas de Venezuela para exportar combustibles hacia Colombia, así como los distribuidores autorizados por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia para importar combustibles hacia Colombia.
- Información de los volúmenes de combustibles exportados por los distribuidores autorizados por el Ministerio de Energía y Minas de Venezuela hacia Colombia; de igual forma, los volúmenes importados por los distribuidores autorizados por el Ministerio de Minas y Energía hacia la República de Colombia.
- Intercambio de información entre los dos países en materia regulatoria.

B) Conformación de un Comité de Trabajo, con representantes de los dos países, con el fin de establecer reglas de intercambio comercial de combustibles binacional.

En la actualidad se han cumplido a cabalidad los compromisos de intercambio de información entre los dos países y se han desarrollado una serie de iniciativas con el fin de reducir el contrabando de combustibles. Entre estas se encuentran la eliminación de las excepciones para el uso de gasolina con plomo en las zonas de frontera colombianas, la reducción paulatina de los cupos otorgados a las estaciones de servicio fronterizas venezolanas con el fin de ajustarlos a la demanda de su zona, la próxima eliminación de la gasolina sin plomo en las estaciones SAFEC de la República Venezolana. Por último se busca incentivar la importación en las fronteras de Ecopetrol como gran distribuidor, de acuerdo con lo establecido en la Ley 488 de 1998, en espera de que entre en vigencia el Proyecto de Ley 159 de 1999C, 05-00S, recientemente aprobado por el Congreso de la República, el cual ratifica a Ecopetrol como importador en las zonas de frontera.

Comportamiento de los ingresos por ventas de combustibles

El pronóstico de ingresos para el año 2000 fue de \$3 billones y las ventas reales acumuladas fueron de \$3.7 billones. Igualmente se realizó una importante gestión para alcanzar los niveles de paridad exportación en los precios de Combustóleo

y Crudo Castilla y un oportuno seguimiento a los precios internacionales de Jet A-1 y gasolina extra, registrándose incrementos adecuados en los precios de estos productos. Los mayores ingresos se deben a la gestión de precios en los productos mencionados, a los mayores volúmenes de venta de ACPM, diesel marino y bencina.

Así mismo se lograron ingresos adicionales por mayores volúmenes de ventas de Combustóleo, producto en el cual se realizó una importante gestión de mercadeo, ofreciendo escalas de descuentos por volumen de compra e incrementando el acercamiento con los clientes.

Transporte y Almacenamiento

Durante el año 2000, el Ministerio de Minas y Energía continuo con la política de transparencia, desregulación y promoción de condiciones de competencia en los sectores de transporte y almacenamiento de combustibles, adoptó nuevas medidas relacionadas con el uso de los poliductos y la infraestructura de almacenamiento de Ecopetrol por parte de terceros.

Mediante la resolución 8 0168 del 8 de febrero de 2001, el Ministerio de Minas y Energía autorizó a Ecopetrol a integrar al sistema nacional de transportes los poliductos exclusivos de las refinerías de Ecopetrol correspondientes a Pozos Colorados - Galán y Buenaventura - Yumbo. Ecopetrol garantizará el acceso de los importadores de combustibles a la red sin discriminación alguna buscando que el precio interno refleje los niveles internacionales de los combustibles para la aviación.

De esta forma se eliminó uno de los cuellos de botella que impedían el ingreso de nuevos comercializadores mayoristas de combustibles al mercado nacional y se prosigue la búsqueda de mejores precios y calidades del producto para los usuarios finales.

Igualmente Ecopetrol se concentró en la búsqueda de nuevas oportunidades de negocios para integrar la política de exploración, la de producción y la de transporte de refinados, con el propósito fundamental de convertirse en un competidor de talla internacional para la movilización de hidrocarburos.

En cuanto a crudos pesados, se estudiaron diferentes opciones para su transporte, logrando con éxito la primera prueba industrial entre las estaciones Chichimene y Apiay de 8.300 barriles de emulsión crudo - agua en una proporción de 70% -

30%. Este hecho permitió abrir oportunidades para incorporar cuantiosas reservas de crudos pesados.

Para el transporte de refinados se optimizó la infraestructura existente, mediante la adecuación del antiguo oleoducto Ayacucho-Coveñas, lo que permitió la exportación de excedentes de la Refinería de Barrancabermeja a través de las instalaciones portuarias del Terminal Coveñas. Así mismo, comenzó a operar en forma bidireccional el poliducto del Pacífico, en el sentido Buenaventura- Yumbo, con lo que se aseguró el abastecimiento del occidente del país y las posibilidades de exportación al sur del continente.

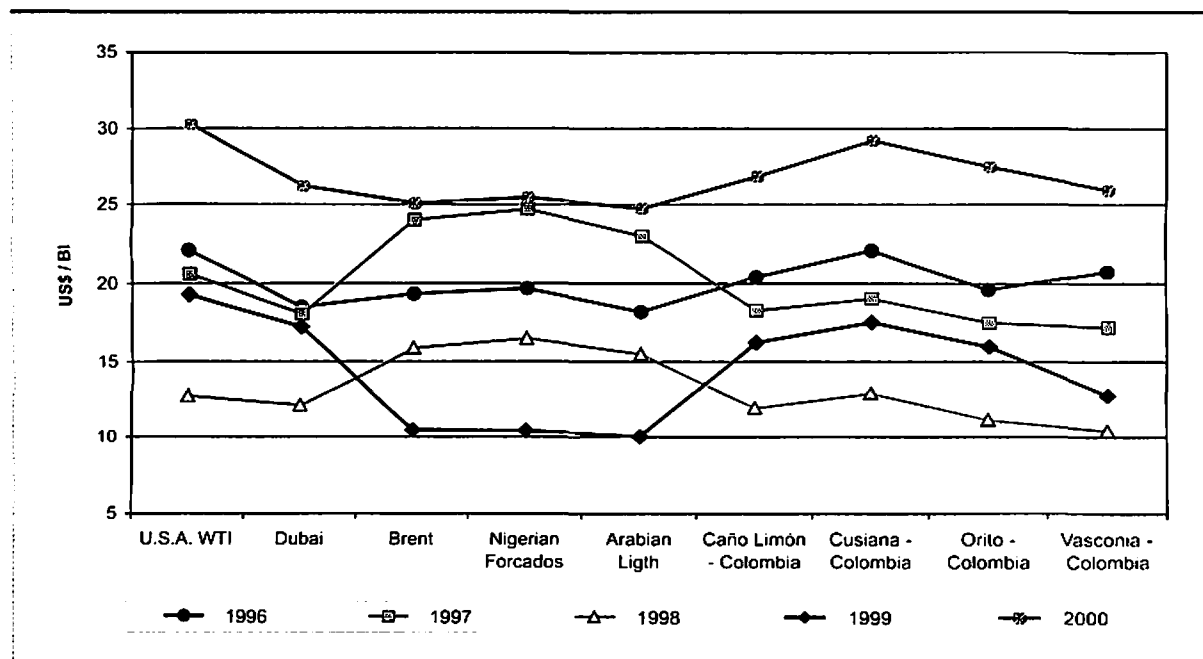
Con la tecnología como herramienta fundamental para la competitividad y modernización del negocio de transporte, se inició la operación a control remoto de los sistemas de refinados Galán-Chimita y Mansilla-Pte. Aranda desde el Centro de Control Maestro en Bogotá.

En el año se transportaron 278,2 kBDC de crudo, 24 kBDC por encima de la meta prevista. Por su parte, en refinados se transportaron 179,2 kBDC.

Comercio Exterior de Hidrocarburos

Los elevados precios internacionales favorecieron el negocio petrolero durante el año 2000, el mejor año desde la Guerra del Golfo en 1990. Fue un año histórico para las cotizaciones, ya que el crudo WTI (West Texas Intermediate), que se utiliza como marcador internacional, alcanzó valores hasta de 37,0 dólares por barril, logrando un promedio de 30,30 dólares para ese año. Esto significó un incremento de más de 10 dólares con respecto al precio del año 1999, que fue de 19,24 US\$/Bl. A continuación se muestra la figura con evolución de precios de los principales crudos.

Figura No. 11. Precios Promedio Spot del Petróleo Crudo 1996 - 2000



Tres hechos fundamentales se conjugaron para alcanzar esos niveles de precios: i) la continuidad en la política de reducción de producción por parte de la OPEP, ii) las dificultades presentadas en el sistema de refinación norteamericano para suplir la nueva gasolina reformulada fase II y iii) la escasez de gas natural en el segundo semestre en los Estados Unidos.

La bonanza de precios se tradujo en un incremento récord en materia de ingresos y en una coyuntura muy favorable que permitió mejorar las estrategias de comercialización de los crudos colombianos. Por esta razón, por segundo año consecutivo, se presentó una balanza comercial internacional favorable.

Exportaciones de Crudo

Los altos precios del petróleo y sus derivados se vieron reflejados en la Balanza Comercial de Ecopetrol, que registró un superávit de US\$2.474,7 millones por hidrocarburos. Este valor es el más alto en la historia de Ecopetrol, significó un incremento del 22,7% con respecto al obtenido en 1999. Pese a que el volumen de despachos al exterior se redujo en un 33% con respecto a ese mismo año, las exportaciones de crudo totalizaron US\$1.833 millones, es decir un 10% más que

en 1999. El precio y la calidad del crudo Cusiana permitieron consolidar estos resultados. A lo anterior se suma la estrategia de comercialización desarrollada en los mercados internacionales que desplazó a muchos de sus competidores del Mar del Norte y de África Occidental, convirtiendo al crudo Cusiana en uno de los preferidos de los más importantes refinadores del mundo.

Las ventas de Cusiana, excluyendo la titularización, representaron el 51% de las exportaciones totales de crudo en el año 2000, ascendiendo a US\$939,7 millones.

Otro de los grandes éxitos en el campo de la comercialización se materializó con la firma de un contrato de suministro durante seis meses, del crudo Cupiagua a uno de los principales refinadores y productores de petroquímicos del mercado americano. Este valoró el petróleo con una prima por encima del precio del crudo Cusiana. Además las compañías que conforman la Asociación Santiago de Las Atalayas lograron exportar más de un embarque mensual de aproximadamente 600.000 barriles de crudo Cupiagua. Para Ecopetrol estas exportaciones generaron 142 millones de dólares correspondientes a 4,7 millones de barriles.

De otra parte, dada la declinación natural de Caño Limón y algunos problemas de disponibilidad del crudo, el volumen exportado por este campo se vio disminuido en 61% respecto al año 1999. Al final, se colocaron en el mercado internacional 4.1 millones de barriles, volumen que correspondió a la totalidad del crudo excedente y que representó ingresos por 110,3 millones de dólares. En el 2000 se comercializaron 3,5 millones de barriles de crudo South Blend que produjeron divisas por 93,4 millones de dólares.

El crudo Vasconia tuvo su mejor aporte en toda su historia a la Balanza Comercial, el cual se tradujo en ingresos por US\$203,4 millones como consecuencia de haber aumentado sus exportaciones en 4,6 millones de barriles de 1999 al 2000. En efecto, mientras en 1999 se despacharon 3,6 millones de barriles del crudo Vasconia al mercado internacional, en el 2000 el volumen subió a 8.2 millones de barriles.

La balanza comercial total del sector hidrocarburos en el 2000 ascendió a US\$4.458 millones, con un incremento del 24% con respecto al año anterior, debido al alza en las cotizaciones del crudo.

Cuadro 8. Balanza Comercial de Hidrocarburos (Millones de Dólares)

	1997	1998	1999	2000
Balanza comercial	2.415	2.105	3.608	4.458
Exportaciones	2.734	2.307	3.762	4.569
Petróleo crudo	2.341	2.030	3.259	3.817
Combustóleo	261	162	270	365
Diesel oil	77	43	86	71
Otros productos	55	72	147	317
Importaciones	319	202	154	111
Gasolina motor	295	191	120	58
Otros productos	24	11	33	53

Fuente: Ecopetrol

Titularización

Producto de los contratos de titularización, durante el año 2000 se entregaron 11,8 millones de barriles de crudo Cusiana, 2,6 millones de barriles más que en 1999. Por este concepto, Ecopetrol obtuvo ingresos de US\$344,1 millones, que representaron un incremento del 92% con respecto al año 1999.

Exportaciones de Productos Refinados

Las exportaciones de productos refinados en el año 2000 aumentaron 49,8% con respecto a 1999, alcanzando los US\$752,6 millones. Estas ventas externas correspondieron a una participación del 29% en el total de las exportaciones de Ecopetrol.

De ese monto, el aporte principal provino de las ventas al exterior de fuel oil (US\$365,1 millones), que se consolidó como el segundo producto refinado dentro de las exportaciones totales de Ecopetrol. Así mismo, aprovechando las oportunidades para aumentar el valor agregado por medio de la mezcla con diluyente importado, en el año 2000 se exportaron 16,5 millones de barriles de fuel oil con un contenido de 1,5% azufre y 0,64 millones de barriles con un 1% de azufre.

En el 2000 se iniciaron las exportaciones de nafta craqueada por el puerto de Mamonal hacia los mercados del Golfo y Nueva York. En total, se despacharon 1,4 millones de barriles que generaron recursos por US\$41,5 millones.

En materia de refinados se exportaron además 5,1 millones de barriles de nafta virgen que dejaron ingresos por 163,8 millones de dólares y 0,303 millones de barriles de butano, que aportaron a la balanza 8,3 millones de dólares. En este último producto debe destacarse su significativo crecimiento de 331% de 1999 al 2000.

Importaciones

El valor de las importaciones de Ecopetrol en el año 2000, fue de US\$111 millones, inferior en 27,8% a las registradas en 1999. Dicho resultado obedeció a la fuerte disminución (72%) en las compras externas de gasolina. Así mismo, se importaron 158.000 barriles de combustibles para atender la demanda en las zonas fronterizas de Arauca y Leticia por un valor de US\$6,3 millones. Con lo anterior, se cumplieron los programas de importación que le permitieron a Ecopetrol atender la demanda de combustibles dentro del territorio nacional.

Fondo de Estabilización Petrolera

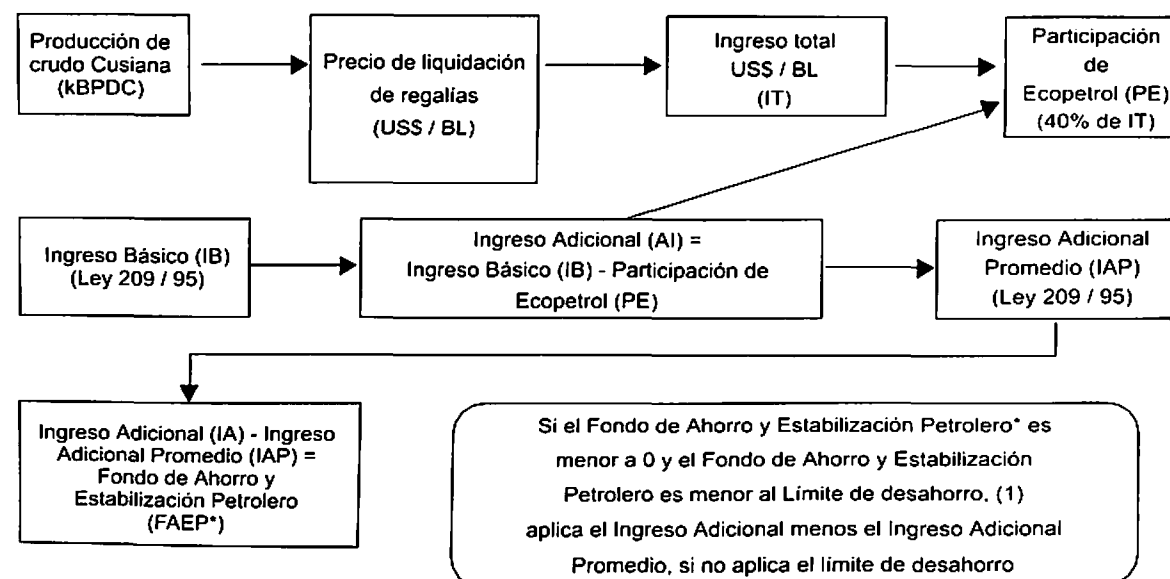
El Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolero (FAEP) fue creado mediante la ley 209 del 30 de agosto de 1995¹. Ante el hallazgo de importantes yacimientos petroleros en Colombia a comienzos de la década del 90, se creó un mecanismo de ahorro de los ingresos extraordinarios, con el fin de tener una disciplina fiscal, proteger los sectores productores de bienes transables y evitar aumentos nocivos en los índices de precios.

El funcionamiento del FAEP tiene un mecanismo de ahorro y desahorro basado en promedios móviles. Los rendimientos de los recursos ahorrados propiedad de entes ahorradores se deben girar vencidos de cada año el 1er mes del siguiente año. Su funcionamiento se inició a partir del primero de enero de 1996 y para municipios productores, se inició a partir del primero de enero de 1997.

El FAEP es administrado por el Banco de la República y su operación se presenta en forma esquemática en los siguientes diagramas:

1 El FAEP fue inicialmente concebido por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación, que plasmó los principios básicos que justificaban su creación y se definía el mecanismo de operación, en el documento Conpes 2728-MinHacienda-DNP-Umacro de septiembre 6/94.

Figura No. 12. Mecanismo de Ahorro y Desahorro (El caso Cusiana y FAEP Ecopetrol)



* Corresponde a una producción de 80 kBPDC

(1) Límite de desahorro = 2,5% del saldo del fondo del mes

Fuente: Ecopetrol

El mecanismo permite prevenir la "Enfermedad Holandesa", que se define como la contracción que experimentan los sectores productores de bienes transables (exportables o importables), como resultado de una apreciación en la tasa de cambio real y de la transferencia intersectorial de recursos hacia el sector de bienes no transables, generada por el descubrimiento de un recurso natural o aumentos inesperados en su precio.

La importancia que tiene el fondo en la actualidad la refleja su saldo a favor de Ecopetrol. Según información suministrada por el Banco de la República, a diciembre 31 de 2000 el fondo tenía US\$ 908.4 millones a nombre de Ecopetrol, que reportaron rendimientos financieros de US\$ 50 millones en lo corrido del 2000, los cuales fueron incorporados a los ingresos corrientes de la Empresa.

Los objetivos del fondo son:

i) Ahorrar parte de los ingresos derivados de la producción de crudo, con el fin de estabilizar los ingresos de Ecopetrol y de las entidades públicas beneficiarias de las regalías y participaciones.

- ii) Desligar la curva de producción de ingresos por exportaciones para lograr:
- Distribución uniforme de entrada de recursos petroleros en un período determinado (evitar que la bonanza sea efímera y propiciar un uso racional del recurso.)
 - Minimizar los efectos de una "bonanza petrolera" sobre la tasa de cambio real.
 - Evitar fluctuaciones bruscas de la demanda agregada a través del gasto público.
 - Permitir un eficiente uso fiscal y continuidad de programas de Gobierno para lograr mejores crecimientos en el PIB.

El Fondo de Estabilización Petrolera se caracteriza por:

- Ser un sistema de manejo de cuentas en el exterior (sin naturaleza jurídica).
- Tener carácter transitorio.
- Los recursos no son objeto de apropiación por la nación.
- Propósito exclusivo de ahorro fiscal y estabilización macroeconómica.
- No formar parte de las Cuentas Nacionales ni de las reservas internacionales.

Figura No. 13. Ingresos básicos mensuales del FAEP

Unidad de producción (Valores en MUS\$) / 1995)	1 Campo	2 Campos	3 Campos	4 Campos
Ecopetrol	9.333	18.6666	25.6666	30.3332
Fondo Nacional de Regalías	2.0911	4.1822	5.7505	6.7961
Departamentos Productores	2.2625	4.5250	6.2219	7.3531
Municipios Productores	0.4670	0.9340	1.2843	1.5178
Municipios Portuarios	0.3421	0.6842	0.9408	1.1118
Departamentos no Productores receptores	0.2175	0.4350	0.5981	0.7069
Total	* 14.7135	29.427	40.4622	47.8189

* Corresponde a una producción de 70 kBPDC

Fuente: Ecopetrol

Para el año 2001 se estima que los aportes al fondo serán de US\$213,65 millones.

Regalías de Hidrocarburos

A pesar de que el volumen de producción de hidrocarburos en el año 2000 disminuyó con respecto al año 1999, las regalías derivadas de la explotación de hidrocarburos registraron el mayor nivel histórico hasta la fecha, debido a dos factores determinantes: los altos precios internacionales del crudo y el aumento de la tasa

representativa promedio del mercado que pasó de \$/US 1.758,1 en el año 1999, a \$/US\$ 2.088,1 en el año 2000.

El monto de regalías en el año 1999 fue de \$1,16 billones, mientras que en el año 2000 ascendió \$2,02 billones, registrando un aumento del orden del 74%.

Las regalías en 1999 fueron cercanas al 1% de PIB, lo cual representó en transferencias para las regiones cerca del 10% de situado fiscal. Para los departamentos significó el 10% de los ingresos corrientes y para los municipios el 3% de los mismos. Las regalías en el 2000 fueron equivalentes al 1,23% del PIB.

Del total de regalías generadas en el año 2000 el 68% correspondió a regalías directas transferidas a los municipios y departamentos productores, mientras que el restante 32% ingresó al Fondo Nacional de Regalías para ser redistribuido a los entes territoriales. Lo anterior a través de proyectos de inversión considerados prioritarios en los planes de desarrollo de los municipios y departamentos, especialmente destinados a la solución de necesidades básicas insatisfechas en salud, educación, agua potable y alcantarillado, además de la protección del medio ambiente, fomento a la minería y la construcción de infraestructura vial.

La transferencia de regalías a los 5 principales departamentos productores, Casanare, Arauca, Meta, Huila y Guajira representó el 90% del monto total de regalías directas. Así mismo, el 10% de los municipios beneficiarios recibe el 90% de las regalías directas distribuidas.

La participación agregada de los entes beneficiarios por regalías de hidrocarburos, determinados por la ley, durante el 2000 fue la siguiente:

Cuadro No.9. Distribución de Regalías Entes Territoriales

Distribución	Porcentaje
Municipios Productores	15,275%
Departamentos productores	39,255%
Municipios portuarios	8,002%
Fondo Nacional de Regalías	33,959%
Municipio no productor	0,618%
Departamento no productor	2,890%

Fuente: FNR

Normatividad Sector Hidrocarburos

Petróleo y Combustibles líquidos

Valoración de Reservas de Hidrocarburos

- Decreto 2625 del 18 de diciembre de 2000 "por el cual se deroga el decreto 2154 del 4 de noviembre de 1999 y se dictan otras disposiciones"

Con el fin de evaluar la gestión y resultados que genera el ejercicio de la función del administrador de las reservas de hidrocarburos del Estado, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2154 de noviembre de 1999, el cual no armonizaba con los estándares internacionales utilizados para dichos efectos, la metodología se modificó a través del Decreto 2625 del 18 de diciembre de 2000, la cual únicamente valora las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas que hayan sido declaradas comerciales por Ecopetrol; se calcula el valor presente de las reservas por cada campo o proyecto individual; entre otras.

Regalías

- Las leyes 508/99 y 619/2000 modificaron, entre otros, aspectos de la liquidación de regalías.

Para la liquidación de regalías por la explotación de hidrocarburos, se dio aplicación durante el año 2000 a una serie de normas entre las que se cuentan la ley 508 de 1999 (ley del Plan Nacional de Desarrollo), que fue aplicada durante los primeros cinco meses del año. Posteriormente se aplicó, el Decreto 955 de 2000 (Plan de inversiones) ante la declaración de inexequibilidad de la ley 508. Luego se promulgó la ley 619 de 2000.

Estas leyes y el decreto modificaron, entre otros aspectos, la liquidación de regalías con respecto a lo promulgado en la ley 141 de 1994. Se varió el monto porcentual de regalías que pagaba el productor de hidrocarburos, el cual, con la ley 141/94, era de un veinte por ciento (20%) rígido y ahora es flexible fluctuando desde un cinco por ciento (5%) para producciones menores de 5.000 barriles promedio diario, hasta un veinticinco por ciento (25%) para producciones mayores a 600.000 barriles, para nuevos descubrimientos declarados a partir del 29 de julio de 1999.

Estaciones de Servicio

Durante el año 2000, el Ministerio de Minas y Energía y otros organismos del estado realizaron campañas tendientes a verificar que cada una de las estaciones de servicio y almacenadoras de combustibles dieran cumplimiento con lo exigido en los Decretos 283 de 1990 (planta de abastecimiento) y 1521 de 1998 (estaciones de servicio).

Distribución de Combustibles en Zonas de Frontera

Con el Decreto 1679 de 1999 se derogó la Resolución 81610 de 1996 y se determinaron los nuevos requisitos a cumplir por los distribuidores minoristas que pretendan importar y distribuir combustibles en dichas zonas. Con este nuevo Decreto, se le dio transparencia al proceso en mención, lo cual era una necesidad para eliminar cualquier foco de corrupción que se pudiera presentar durante el mismo.

En cumplimiento de dicha norma, durante el año 2000 se expidió y se autorizó la importación de Combustibles en las Unidades Especiales de Desarrollo Fronterizo de Arauca y Puerto Inírida, los cuales en la actualidad han perdido vigencia por la expedición de la Ley 633 de 2000, que eliminó la posibilidad de que actores diferentes a la Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol- puedan importar y distribuir dichos combustibles.

**Reglamentación Conjunta con el Ministerio del Medio Ambiente sobre
Calidad de los Combustibles**

La calidad de los combustibles Colombianos estaba regulada mediante la Resolución 8 1411 de 1994 del Ministerio de Minas y Energía en lo que tiene que ver con sus características energéticas, y a través de las Resoluciones 898 de 1995 y 623 de 1998 del Ministerio del Medio Ambiente, en lo relativo a características ambientales.

Como parte de las acciones adelantadas en los temas de la agenda conjunta del Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio del Medio Ambiente, se contempló el desarrollo de un reglamento técnico en materia de calidad de combustibles líquidos derivados del petróleo, cuyo fin era unificar los criterios técnicos y ambientales antes descritos. Como resultado del anterior proceso, se emitió el Decreto 2622 del 18 de diciembre de 2000, por medio del cual se eliminó la excepción que existía para utilizar combustibles líquidos derivados del petróleo, con contenido de tetraetilo de plomo en cantidades superiores a los estándares internacionales en las zonas de frontera. Igualmente, se expidió la Resolución No. 0068 del 18 del 2001, que unifica los criterios técnicos y ambientales en materia de calidad de combustibles, mediante la modificación parcial de la Resolución 898 del 23 de agosto de 1995.

Sector Hidrocarburos

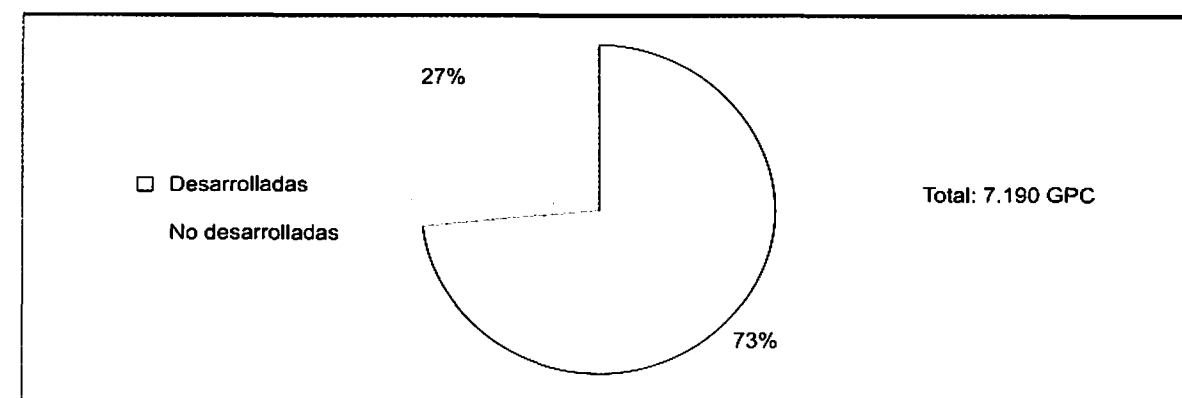
Gas Combustible

Balance oferta - demanda

Reservas

A diciembre de 2000, el país contaba con un nivel de reservas probadas de gas natural comercial de 7.190 GPC, estas superaban en 549 GPC, las reservas probadas de gas que en 1999, ascendieron a 6.641 GPC. En el año anterior no se consideraba la discriminación entre reservas probadas comercializables y no comercializables.

Figura 1. Reservas Probadas de Gas Natural a 31 de Diciembre 2000 Total 7.190 GPC



Fuente: Ecopetrol

Una vez actualizado el balance de reservas, los volúmenes remanentes de gas a diciembre 31 de 2000 se clasifican así:

- 4.539 GPC desarrolladas. Incluyen las reservas de los campos Cusiana y Cupiagua, que en un futuro podrán compensar la declinación de los campos ubicados en la costa norte del país.
- 2.651 GPC de reservas no desarrolladas, es decir que no tienen definido un esquema de comercialización. Sin embargo, este volumen podría estar disponible para su utilización dependiendo de las condiciones de abastecimiento que se presenten en el futuro.

Producción y Consumo

Para atender el incremento de la demanda durante el 2000, se aumentó la producción total de gas natural en un 17%, principalmente en los campos de la Guajira pasando de 373 MPCD en 1999 a 466 MPCD en el 2000.

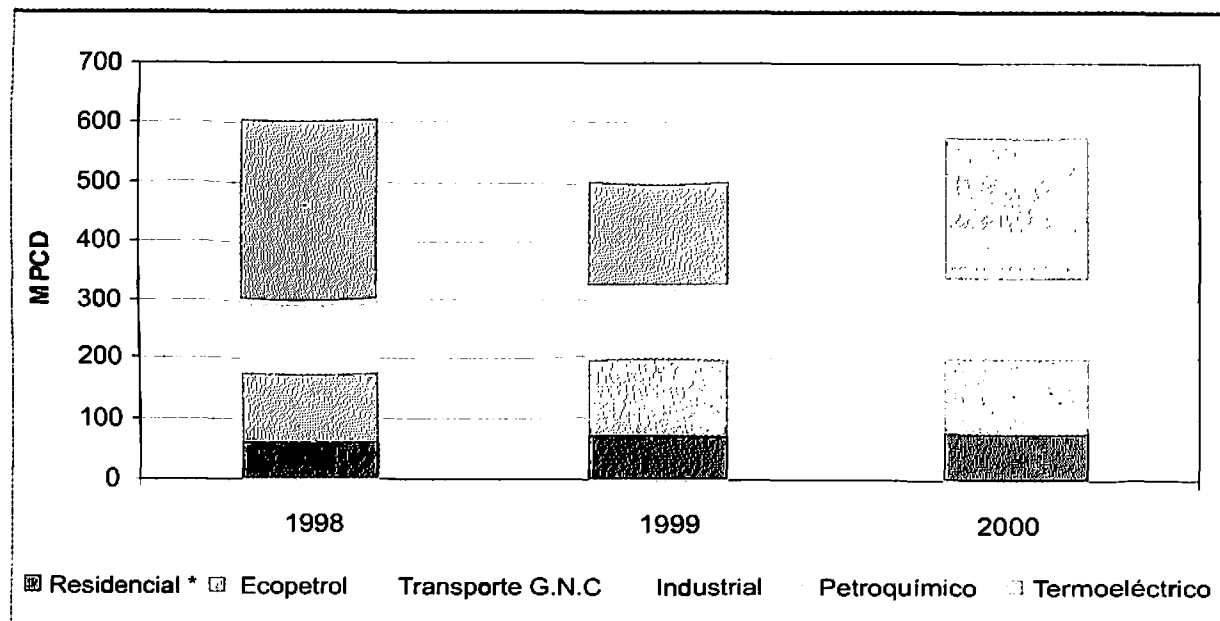
Cuadro No.1. Producción Comercial de Gas Natural (MPCD)

Contrato	1996	1997	1998	1999	2000
Directa	61,5	57,2	50,2	44,6	36,5
Asociación	397,0	524,3	562,6	462,2	540,2
Total	458,5	581,5	612,8	506,8	576,7

Fuente: Ecopetrol

La demanda promedio de gas natural durante el 2000 fue de 576,7 MPCD, superior en 14% a lo registrado en 1999. Esta explica por el mayor consumo en los sectores doméstico y termoeléctrico del 30,17 y/o 23,7% respectivamente.

Figura 2. Evolución de la Demanda de Gas Natural 1998 - 2000



Fuente: Upme.

Sector de Generación Termoeléctrico

El sector termoeléctrico, sigue siendo el mayor consumidor de gas natural en el país. Debido a los atentados a la infraestructura la generación térmica a gas pasó de 6.622,9 GWh en 1999 a 8.199,5 GWh en 2000, lo cual determinó un aumento en la demanda de gas del 23,7%.

Sector Residencial

Con el desarrollo del Plan de Masificación, el sector residencial ha presentado un importante crecimiento en la demanda de gas al pasar de 26,8 MPCD en 1993 a 76,9 MPCD en 2000. A nivel nacional, el consumo residencial se concentra mayoritariamente en el interior del país, demandando el 62% del total, mientras que la Costa Atlántica participa con el 38% restante. Con la adjudicación de las áreas exclusivas, el interior del país ha logrado aumentar la cobertura del 44% al 62%. El incremento de consumo obedece básicamente al proceso de sustitución de electricidad por gas en cocción, calentamiento de agua y calefacción y a las conexiones de nuevos usuarios en el interior del país.

Sector Industrial

La demanda de gas natural en el sector industrial durante el 2000, aumentó 2,5% y su participación en el total nacional fue del 20%. Dicho incremento obedece a la sustitución gradual de crudo de Castilla y fuel oil principalmente en calderas. La industria petroquímica aumentó su demanda de gas natural de 9,5 a 10,7 MPCD, entre 1999 y el 2000 y su participación se mantuvo en el 1,9% del total, dado que en el país en los últimos años no se han establecido nuevas industrias petroquímicas.

Así mismo, se destaca el crecimiento del consumo industrial en los departamentos de Antioquia, Valle y en el Eje Cafetero con un 34,3% y en Bogotá con un 13,1%.

Sector Transporte

Este sector viene aumentando su participación en la demanda de gas natural, debido al progresivo número de vehículos convertidos. Durante el periodo 1999 y 2000, el volumen de Gas natural Vehicular vendido a través de una red de 22 estaciones de servicio ubicadas en las principales ciudades de la costa Caribe,

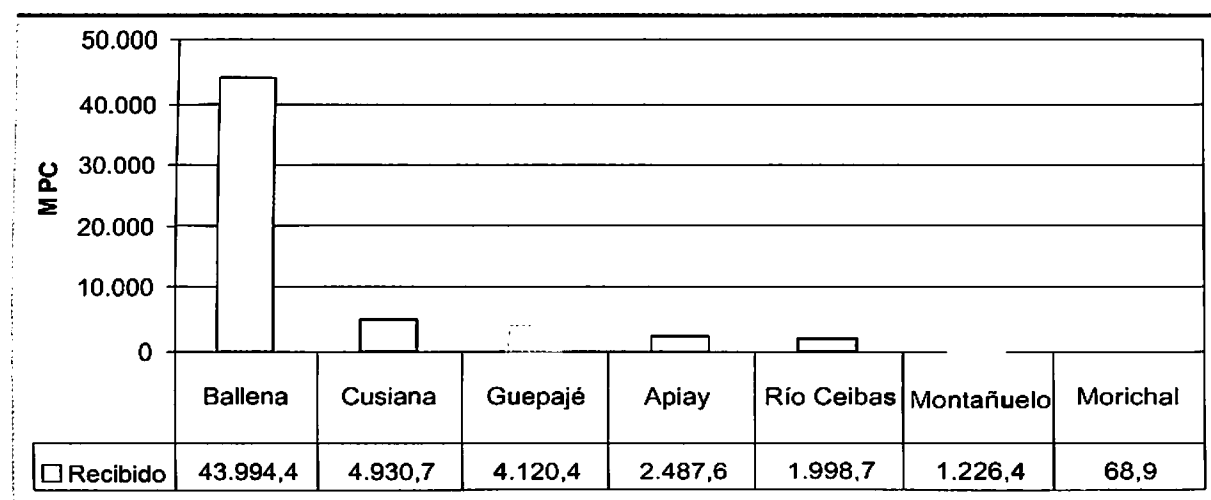
Bogotá y Armenia fue de 69 millones de metros cúbicos (equivalentes a más de 24 millones de galones de gasolina) que representan un 14% de incremento con respecto a los 60,2 millones de metros cúbicos entregados durante el año 1999.

Transporte de Gas Natural

Transporte de Gas Natural por ductos en el Interior del país

El interior del país recibió en el año 2000 un total de 58.827,1 MPC de gas, en los siete puntos de entrada del Sistema de Transporte, es decir, un promedio de 161,2 MPCH, lo que representa un incremento del 24,0% respecto al año anterior.

Figura No. 3. Volúmenes Transportados por Gasoductos de Propiedad Ecogás



Fuente: Ecogás

El 74,8% del gas recibido en el interior del país durante el 2000 provino de los campos productores en la guajira, versus el 63,5% del año anterior. El volumen de gas transportado por el gasoducto Ballena - Barrancabermeja alcanzó un promedio diario de 120,5 MPCH superando en 45,7% el promedio de 1999. Este incremento se debió principalmente al mayor consumo del sector térmico y a una mayor utilización del gas como combustible en la refinería de Barrancabermeja. En el siguiente cuadro aparecen los volúmenes transportados por cada uno de los gasoductos del sistema del Interior.

Cuadro No.2. Volúmenes Promedio Transportados por Gasoductos del Interior del País

Gasoducto	Promedio año MPCH		Variación %
	1999	2000	
Ballena - Barranca	82,5	120,5	45,7
Barranca - Neiva - Cogua	39,9	66,6	66,9
Mariquita - Cali	16,6	24,9	50,0
Apiay - Bogotá	16,8	16,6	-1,2
Cusiana - Apiay	12,9	13,5	4,7
Guepaje - Corozal	21,4	11,3	- 47,2
Tello - Dina - Los Pinos	-	7,1	N.A.
Montañuelo - Gualanday	3,8	3,4	-10,5
La Belleza - El Porvenir	-	1,3	N.A.
Morichal - Yopal	0,18	0,2	33,3

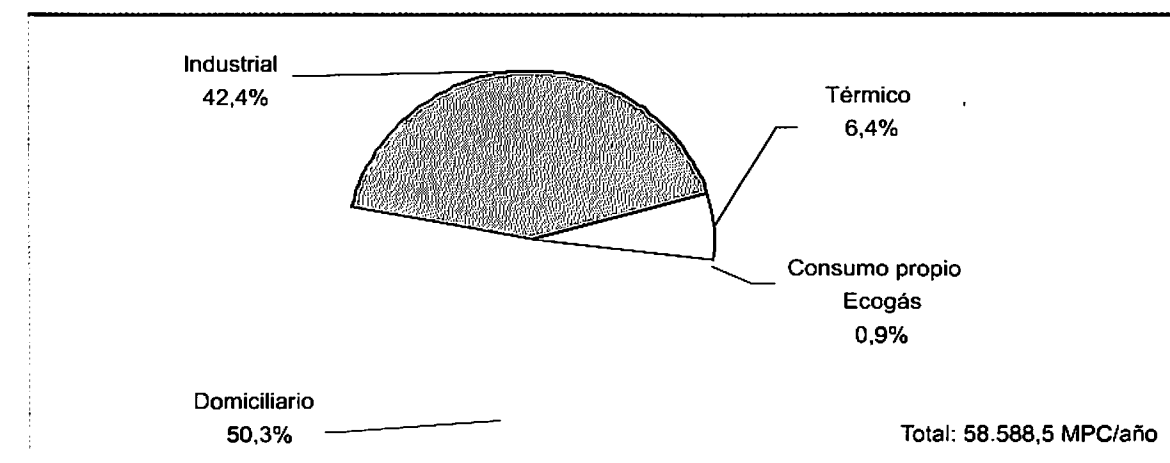
Fuente: Ecogás

Cuadro No. 3. Volúmenes Entregados en el Interior del País por Sectores

Sector	MPC	Participación %
Domiciliario	29.492,9	50,3
Industrial	24.849,4	42,4
Térmico	3.718,2	6,4
Consumo Propio(Compresores)	528,0	0,9
Total	58.588,5	100,0

Bogotá y Cundinamarca se destacan como los lugares donde más ha avanzado la penetración del gas natural en el interior del país, con mas de 800.000 instalaciones actualmente.

Figura No. 4. Participación del Consumo Sectorial del Interior Total: 58.588,5 MPC/año.



Cuadro No. 4. Volúmenes en MPC Entregados por Transportador (Ecogás) a Distribuidores

Remitente	1999	2000	Variación %
Gas Natural	9.565,4	12.478,0	30,5
Gases de Occidente	3.406,5	5.233,4	53,6
Surtigás	7.782,4	4.120,4	-47,0
EEPPM Distribución	761,0	1.999,8	162,8
Gases del Centro	359,4	1.070,8	197,9
Gas Natural Cundiboyacense	396,8	1.050,6	164,8
Llanogás	720,7	774,14	7,4
Alcanos de Colombia	185,1	740,4	300,0
Gases del Caribe	620,8	644,7	3,9
Gas del Norte del Valle	326,4	608,0	86,3
Gas del Risaralda	164,5	403,9	145,5
Gases del Cesar	89,0	106	19,1
Gases de la Guajira	81,8	99,4	21,5
Gases del Quindío	42,1	65,5	55,6
Gases del Cusiana	67,2	63,3	-5,8
Madigas	11,2	33,2	196,4
Gases de Barrancabermeja		1,3	N.A.
Total	24.580,3	29.492,9	20,0

Fuente: Ecogás

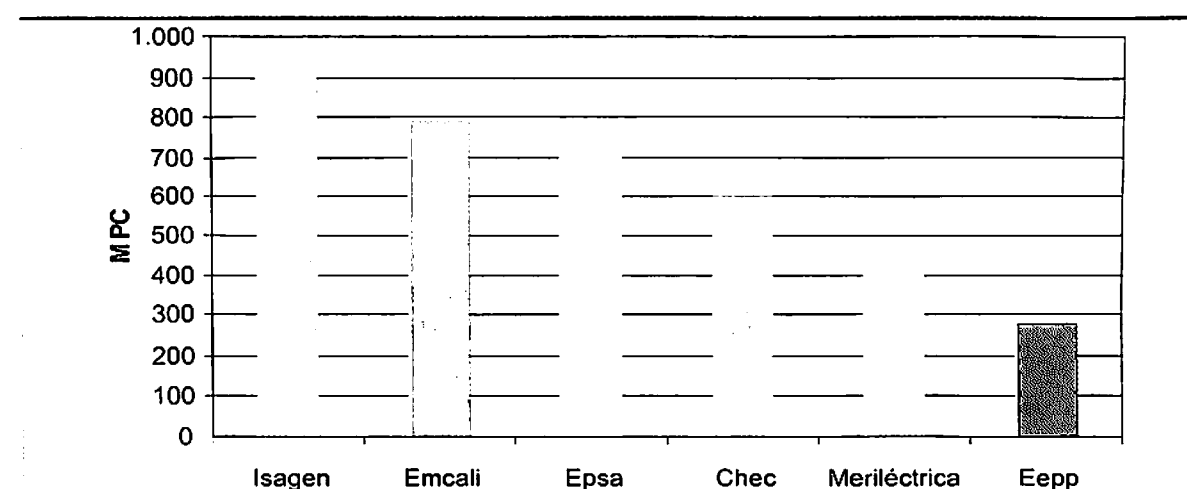
Los consumos mas importantes de gas natural dentro del sector eléctrico durante el 2000 fueron: Chec (Termo Dorada), Epsa (Termo Valle), Termoemcali y Merilétrica, debido al soporte de seguridad que brindaron al sistema interconectado en el año 2000 ante las voladuras de las torres de transmisión de energía eléctrica. La mayor demanda de gas por parte de Isagen (Termo Centro) y Epm (Termo Sierra) se explica por las pruebas de los ciclos combinados de sus plantas.

Cuadro No. 5. Volúmenes en MPC Entregados por Transportador para Plantas Térmicas del Interior

Remitente	1999	2000	Participación % por planta año 2000
Isagen (Termo Centro)	9,3	926,3	24,9
Emcali	1.458,1	792,4	21,3
Epsa (Termo Valle)	138,0	705,6	19,0
Chec (Termo dorada)	49,0	602,4	16,2
Merilétrica	477,2	408,0	11,0
Epm (Termo Sierra)	66,5	282,3	7,6
Ecopetrol (Termo Ocoa)	0,4	0,7	0,0
Termogualanday	6,5	0,5	0,0
Total	2.205,0	3.718,2	100,0

Fuente: Ecogás

Figura No. 5. Consumo Térmico del Interior- 2000 (Total 3.718,2 MPC/año)



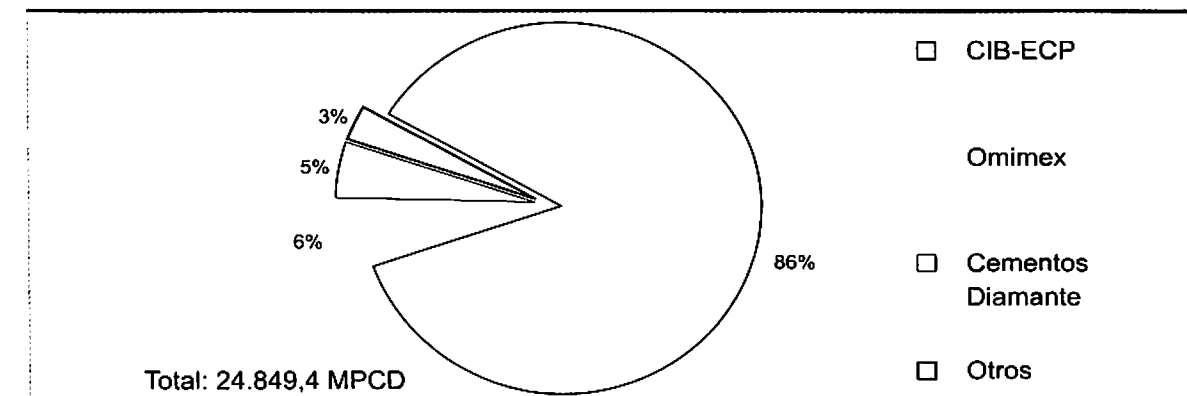
Fuente: Ecogás

Cuadro No. 6. Volúmenes en MPC Transportados en el Interior del País Sector Industrial

Remitente	1999	2000	Variación %
CIB - ECP	16.026,5	21.501,8	34,2
Omimex	1.236,2	1.424,9	15,3
Cementos Diamante	1.494,0	1.284,0	-14,1
Ecopetrol - Llanos	1.055,0	401,6	-61,9
Petrobrás	-	222,0	-
CHEC(Cesión Industrial)	-	9,0	-
Perenco	-	5,4	-
Ferticol	-	0,7	-
Total	19.811,7	24.849,4	25,4

Fuente: Ecogás

Figura No. 6. Consumo Industrial en el Interior Total 24.849,4 MPC



Fuente: Ecogás

Durante el 2000 el sector industrial del interior del país consumió 24.849,4 MPC, es decir, 5.037,7 MPC más que en 1999, debido al ingreso de tres nuevos proyectos industriales: Petrobrás, Ferticol y Perenco y la venta de gas secundario realizado por la Central Hidroeléctrica de Caldas a la industria Alúmina, a la cual se le facturaron 306,91 MPC (1,01 MPCD).

Consumo Propio (Compresores)

El consumo propio, que se refiere principalmente al gas utilizado en las estaciones compresoras de Hato Nuevo, Casacará, Norean, Barrancabermeja y Vasconia, ascendió a 528 MPC (1,44 MPCD) en el año 2000.

Proyectos relacionados con la infraestructura de transporte en el interior del País

• *Gasoducto Centro Oriente*

Sector de Briceño

La Belleza - Cogua es la troncal por la cual se transporta el 60% del gas natural que consume Bogotá. A mediados del año se identificó en el sector de Briceño un movimiento de tierra que afectaba la estabilidad de la tubería en un tramo aproximado de 10 km., produciendo la rotura de la línea en 5 oportunidades. Por tal motivo se reemplazó el material de relleno alrededor de la tubería, en una longitud de 1.124 mts., por un material cuya compresibilidad fuera cercana al 50%, liberando a la tubería del esfuerzo inducido por el coluvión permitiendo operar el gasoducto en condiciones normales.

• *Gasoducto de Occidente Mariquita - Cali*

Durante el primer semestre del año 2000 entró en operación la nueva estación de entrega de Río Paila que atiende dos grandes industrias, el Ingenio Río Paila y Colombina S.A, con un consumo inicial de 0,8 MPCD para llegar a un máximo de 3 MPCD.

En el segundo semestre del año entraron en funcionamiento las estaciones de Andalucía, Palmira, Jamundi, Candelaria, Ginebra y Bugalagrande.

De otra parte, a raíz del deslizamiento natural de tierra que se presentó en diciembre de 1998 a la altura del Kilómetro 43 de la línea troncal, se produjo una

ruptura de la tubería de 20 pulgadas y escape de gas sin ignición. Para corregir esta situación, se realizó la construcción y puesta en funcionamiento de la nueva variante de la línea troncal, con una longitud total de 996 metros lineales en tubería de 20 pulgadas.

• *Gasoducto Cusiana - Bogotá y Ramales*

En el período 2000-2001, se inició la entrega de gas para el campo Santiago - Monterrey, operado por Petrobras y se realizaron las conexiones a los municipios de Villanueva, Monterrey, Paratebueno y Tauramena en el departamento de Casanare.

- *Ramal a la Empresa Acerías Paz del Río:* Con el objeto de apoyar la reactivación de la acería y buscando el ingreso inmediato de 5 MPCD al sistema de transporte, se programó la construcción de la conexión que se desprende de la troncal La Cumbre - Belencito, en 8" de aproximadamente 2 km. de longitud, para conectar la empresa con la estación de entrega de Belencito en el Gasoducto que se extiende hacia Boyacá y Santander.
- *Sistemas de Medición:* Los sistemas de medición de gas instalados en las estaciones Ballena y Barrancabermeja, en las compresoras de Hato Nuevo, Casacará y Norean y en el City Gate de Valledupar, fueron objeto de una auditoría técnica que se realizó con la participación de Centragas, UniWhale y Cosacol, en virtud de la cual fue posible detectar y corregir las principales causas de desbalance del gas, del cual adolecía este nodo.
- *Conversión de la línea de 20" entre las estaciones de El Porvenir y La Belleza:* El gasoducto El Porvenir -La Belleza, comprende un tramo de tubería troncal con una longitud aproximada de 190 Km. y un diámetro de 20" que va desde la estación El Porvenir (Casanare) hasta la trampa de raspadores en la estación La Belleza, en proximidades de la población del mismo nombre en el departamento de Santander, donde se empalma con el gasoducto de Centroriente. Este gasoducto es el resultado de la conversión del Oleoducto Central de los Llanos, proceso que se efectuó entre el segundo semestre de 1999 y primer semestre del año 2000, y cuyo costo osciló alrededor de los trece mil trescientos cincuenta millones de pesos (\$13.350 millones). El proceso de llenado y entrada en operación del gasoducto se efectuó en el segundo semestre del año 2000.

Inicialmente el gasoducto opera en sentido La Belleza - El Porvenir y recibe gas procedente de los yacimientos de La Guajira, cuyo punto de recibo está en

la estación de la Belleza, a través del gasoducto Centroriente. El Gasoducto se encuentra en operación, entregando gas a GBS (Gases de Boyacá y Santander) a través de las válvulas de derivación, inicialmente en Teatinos (Km. 103) y Sora (Km. 109) que suministran gas a las poblaciones de Cucaita, Motavita, Paipa y Tuta, posteriormente a través de la válvula de derivación de Otero y continuando paulatinamente las entregas hasta completar los 10 diferentes ramales de Gases de Boyacá y Santander.

El Gasoducto posteriormente se habilitará para recibir gas de los campos de Cusiana, Cupiagua y otros del Piedemonte Llanero, cuando las condiciones estén dadas.

- **Construcción del ramal a Ferticol S.A.:** El diagnóstico de la línea de suministro de gas natural a Ferticol S.A., realizado a finales de 1999, determinó la necesidad de construir un ramal para garantizar el suministro a esa empresa, dadas las deficientes condiciones de la antigua línea que impedían efectuar una operación de manera segura y confiable.
- **Construcción del ramal a Gases de Barrancabermeja E.S.P.:** Este proyecto consistió en reemplazar la línea deteriorada por una nueva línea de 2.500 metros y diámetro de 4 pulgadas que permita desarrollar la operación de transporte con los estándares de seguridad exigidos.
- **Gases de Boyacá y Santander S.A. (G.B.S.):** El sistema de G.B.S está constituido por un conjunto de gasoductos de 315 km. de longitud, con diámetros de 10", 8" y 2", y una capacidad de transporte de 40 MPCD, para atender 39 municipios. La construcción de este sistema concluyó en septiembre de 1999 y GBS dio cumplimiento a todos los términos contractuales establecidos con Ecopetrol.

El 14 de noviembre de 2000, G.B.S. S.A. recibió la aceptación definitiva de la Instalación por parte de Ecogás-Ecopetrol, obteniendo la certificación de cumplimiento de los requisitos del contrato de construcción.

A finales del año 2000, se iniciaron las entregas de gas y el 10 de octubre, entró en servicio el City Gate del primer municipio, Santa Rosa de Viterbo (departamento de Boyacá). A partir de esa fecha se encuentran con disponibilidad del servicio las siguientes poblaciones: Cerinza, Belén, Oicatá, Motavita, Tuta y Sora.

Debe destacarse que a finales de diciembre de 2000, G.B.S., suscribió con Ecogas un otrosí al contrato, con el fin de construir un ramal de conexión a la empresa Acerías Paz del Río, con una longitud de 2 km., diámetro de 8" y una inversión del orden de \$368 millones.

Se espera que una vez iniciada la etapa de entregas de gas en Tunja y Duitama, se continúe desarrollando el consumo en los demás municipios, con el fin de garantizar su acceso a los beneficios por la utilización del gas natural.

Transporte de Gas Natural por ductos en la Costa Atlántica

El volumen de gas natural entregado en la Costa Atlántica durante el año 2000 por el sistema de gasoductos de Promigas superó en 13% el promedio del año anterior.

Provenientes de los campos de la Guajira se entregaron en promedio 347,4 MPCD, frente a 295,9 MPCD entregados en 1999, mientras que de los yacimientos de Güepajé, en el departamento de Sucre, se entregaron 11.21 MPCD, frente a 20,5 MPCD del año anterior.

El transporte de gas natural por los gasoductos de la costa, comparado con el año anterior, se resume en el siguiente cuadro.

Cuadro No.7. Volumen Transportado en la Costa Atlántica (MPCD)

Período	Ballena-Cartagena		Jobo-Mamonal		Total MPCD	
	1999	2000	1999	2000	1999	2000
Gasoducto						
Primer semestre	273,94	358,89	23,95	11,23	297,89	370,12
Segundo semestre	317,87	335,94	17,09	11,18	334,96	347,12
Promedio/Año	295,91	347,42	20,52	11,21	316,43	358,62

Fuente: Promigás

El volumen de gas transportado durante el año 2000, obedeció principalmente a los atentados que sufrió la infraestructura de transmisión de ISA, lo cual requirió una mayor generación de las unidades termoeléctricas de la Costa Atlántica para abastecer la demanda de energía en esa región.

El sistema eléctrico de la Costa Atlántica quedó aislado del resto del Sistema Interconectado Nacional durante los tres primeros meses del año 2000, hecho

que se prolongó hasta el mes de julio, cuando se restableció la interconexión con el interior. A mediados de agosto, la línea sufrió nuevamente atentados que dejaron aislada esa región hasta mediados del mes de diciembre.

La reducción del 45% que se aprecia en los volúmenes transportados en el gasoducto Jobo-Mamonal se originó por la disminución de la producción del campo Güepajé, el cual se encuentra en etapa de declinación. El faltante fue sustituido por gas proveniente de los campos de La Guajira.

En lo referente a la capacidad de transporte del gasoducto Ballena-Cartagena, se utilizó en un promedio de 87% durante el año 2000, frente al 63% del año anterior. En cuanto al sistema Cartagena-Jobo, su utilización disminuyó al 37%.

Promigas transportó por sus gasoductos el 63,5% del total nacional. En el siguiente cuadro, se muestran los consumos por sectores:

Cuadro No.8. Volúmenes Entregados por Sectores Costa Atlántica

Sectores	Total País 1999	Costa 1999	Total País 2000	Costa 2000
Eléctrico	180,40	178,17	238,10	215,36
Industrial	242,40	107,00	244,00	110,50
Doméstico	68,60	25,53	75,30	26,30
GNC	6,20	5,73	7,00	6,47
Total	497,60	316,43	564,40	358,63

Fuente: Promigás

El mayor sector consumidor de gas natural en la Costa Atlántica es el termoeléctrico que alcanza cerca del 90% del total de país, dado que en dicha región se encuentran instaladas las principales plantas térmicas: Termocartagena, Termoflores, Termobarranquilla y Termocandaleria. El sector industrial de la Costa Atlántica representa aproximadamente el 45% del consumo nacional, debido a su ubicación geográfica y los precios del gas, se han instalado grandes industrias consumidoras de gas natural.

En noviembre del año 2000 entraron en operación las estaciones compresoras de Sahagún y Cartagena. Esta ampliación permitió aumentar la capacidad de transporte desde Cartagena hacia los departamentos de Sucre y Córdoba, para atender la creciente demanda de gas de Cerromatoso y asegurar el suministro del combustible a las viviendas e industrias de esos departamentos, a pesar de la fuerte declinación en la producción de Güepajé.

Proyectos relacionados con la infraestructura de transporte en la Costa Atlántica: Gasoductos Regionales Tercera Etapa

En la Costa Atlántica, Promigás espera comenzar la construcción de la denominada tercera etapa de gasoductos regionales, para aumentar la cobertura y penetración del gas natural.

Plan de Masificación de Gas Natural

Avances de las Areas Exclusivas de Gas Natural por Red

A diciembre 31 del año 2000, se cumplió el tercer año desde la iniciación de la prestación del servicio en las áreas exclusivas de Occidente (Caldas, Quindío, Risaralda y Valle) y el segundo año para las áreas de Centro Oriente (Tolima y Altiplano cundiboyacense).

En el siguiente cuadro se presenta un comparativo para ilustrar los avances alcanzados en cobertura del servicio, durante el año 2000.

Cuadro No. 9. Avance de la Cobertura del Servicio de Gas Natural en las Áreas de Servicio Exclusivo.

Municipios Area	Con Servicio		Cobertura Potencial %		Cobertura Efectiva %	
	1999	2000	1999	2000	1999	2000
Valle	5	12	13,44	40,03	4,92	14,00
Risaralda	5	5	12,45	19,43	6,12	9,61
Caldas	3	3	21,68	38,29	11,75	24,07
Quindío	3	3	26,37	23,24	9,97	10,44
Tolima	1	1	30,10	46,02	9,52	27,50
Cundiboyacense	1	14	0,00	8,71	0,00	2,99
Total	18	38	15,21	28,93	5,99	14,06

Fuente: Minminas

En el año 2000, el número de municipios con servicio se incrementó de 18 a 38. En este periodo se conectaron aproximadamente 70.000 usuarios, con un consecuente incremento de la cobertura efectiva del 6% al 13%. Así mismo, la cobertura potencial de estas áreas se incrementó del 15% al 29%, con lo cual se podrán conectar 130.000 nuevos usuarios.

Fondo de Solidaridad Gas Natural

Para el año 2000, se destaca la gran expansión en cobertura alcanzada por Empresas Públicas de Medellín, así como la consolidación de la empresa Alcanos de Colombia, que hoy se encarga de la prestación del servicio en el Huila y el Tolima. Adicionalmente, se ha incrementado la cobertura en las empresas de áreas de servicio exclusivo como Gas Natural del Centro, Gases de Risaralda y Gases del Norte del Valle.

Para dicho año se ordenaron giros entre empresas por más de \$1.650 millones de pesos y se efectuaron giros del Fondo de Solidaridad a las empresas por más de \$383 millones de pesos. Cabe señalar que de acuerdo a las últimas conciliaciones, el déficit acumulado a diciembre de 2000 se cubrió en su totalidad y además presentó un superávit acumulado superior a los \$5.000 millones de pesos, que se utilizará de acuerdo a lo establecido en la ley 632/00.

Para el año 2001, se tienen previstos ingresos por concepto de superávits de las empresas superiores a \$7.300 millones de pesos, que entrarían a cubrir sin ningún problema el déficit estimado en subsidios y contribuciones para dicho sector.

Actividades en curso:

Reglamentación de la ley 632/00 en relación con la utilización de los excedentes presentados en el Fondo de Solidaridad - Gas. Se piensa estructurar una metodología similar a la de distribución de subsidios por menores tarifas, de tal manera que las empresas de gas (especialmente las que atiendan municipios y usuarios de menores ingresos) tengan la posibilidad de financiar la conexión y medición de los usuarios, ya que ha sido una de las grandes limitantes para la masificación de este servicio.

Avance del programa de conversión de vehículos a gas natural Comprimido Vehicular

Cuadro No. 10. Vehículos Convertidos a Gas Natural en el País.

Región	Vehículos convertidos			Vehículos convertidos acumulados a 2001
	A 1999	2000	2001	
COSTA ATLANTICA				
(Barranquilla, Cartagena, Santa Marta, Montería, Sincelejo)	4.537	548	153	5.238
Bogotá	0	866	1.018	1.884
Bucaramanga	0	40	280	320
Cali	0	0	35	35
Armenia	0	0	112	112
Neiva	85	0	10	95
Medellín	0	0	188	188
Total	4.622	1.454	1.796	7.872

Fuente: Ministerio de Minas y Energía- Reportes de la industria a 2001-05-30

El programa de conversión de vehículos a gas natural comprimido vehicular avanza satisfactoriamente, y se dispone de una red de 31 estaciones de servicio para suministro de gas natural y 29 talleres de conversión, distribuidos así:

Cuadro No. 11. Estaciones de Servicio de Gas Natural y Talleres de Conversión a Gas en el País.

Ciudad	Estaciones de servicio	Talleres de conversión
	De gas natural comprimido	De vehículos
Barranquilla	13	3
Cartagena	4	1
Santa marta	1	1
Montería	1	1
Sincelejo	1	1
Bogotá	5	12
Cali	1	2
Armenia	1	2
Bucaramanga	1	3
Neiva	1	1
Medellín	2	2
Total	31	29

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Normatividad de Gas Natural

Las principales disposiciones regulatorias sobre gas natural, en este período, son las siguientes:

Precios del Gas Natural

En abril del 2000 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg) publicó la resolución de precios de gas en puntos de entrada al Sistema Nacional de Transporte. Los Precios Máximos Regulados en dólares por millón de BTU, para el Gas Natural colocado en los Puntos de Entrada a los Sistemas de Transporte, serán los siguientes:

- Para el gas natural libre producido en los campos de la Guajira, la resolución 039 de 1975 expedida por la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural del Ministerio de Minas y Petróleos, se aplicará como precio máximo regulado en esta región.
- Para el gas natural libre del campo de Opón se mantiene el precio máximo regulado del que trata la Resolución 061 de 1983 del Ministerio de Minas y Energía, que esté vigente.
- A partir de la vigencia de la resolución 23 de abril/2000, se establecieron como precios máximos regulados para el gas natural asociado producido en Cusiana y Cupiagua, en condiciones de ser inyectado en los puntos de entrada al sistema nacional de transporte, los siguientes valores:
- El valor fijado por la resolución 061 de 1983 del Ministerio de Minas y Energía, que esté vigente, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permita inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte, es inferior a 110 MPCD.
- US\$1.10/MBTU, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permita inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte, es superior a 110 MPCD e inferior a 180 MPCD.
- Un precio sin sujeción a tope máximo, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permita inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte, es superior a 180 MPCD.

En el siguiente cuadro se presenta el precio del gas Guajira vigente, que es el principal abastecedor del mercado nacional. Este presentó en el año 2000, un aumento del 75%, debido al incremento en los precios internacionales de fuel oil.

Cuadro No. 12. Precios Vigentes de Gas Guajira

Resolución No.	Precio US\$ / MBTU	Vigencia del precio
039 / 75	1,513	Desde febrero 10/01 hasta agosto 9 de 2001
057 / 96	1,840	A primer semestre de 2001
061 / 83	1,80 ** Tierra firme (1)	A primer semestre de 2001
061 / 83	1,90 * Costa Afuera (1)	A primer semestre de 2001

* Para el gas procedente de la Guajira

** Tierra firme: para el gas natural no asociado de la Costa Norte y el Valle del Magdalena.

*** Costa Afuera: para el gas natural no asociado de la Región Oriental (Este de la cordillera oriental), Región Pacífica (oeste de la cordillera oriental) y en la Región Costa Afuera.

(1) El valor para el gas asociado al crudo es del 50% del valor para el gas libre.

Fuente : Ecopetrol

Decreto 2225 del 30 de octubre de 2000, reglamenta el artículo 5° de la ley 401 de 1997".

Crea el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural -CNO- como cuerpo asesor del Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural -CTG -. Por su parte, el artículo 2° del Decreto 1175 de 1999, establece que el -CNO- cumplirá las funciones de asesoría en la forma como lo establece el Reglamento Unico de Transporte. Mediante la Resolución 071 de 1999 la Comisión de Regulación de Energía y Gas promulgó el Reglamento Único de Transporte, en el cual se establecen las funciones que debe cumplir el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural.

Decreto 2535 del 4 de diciembre de 2000, "por el cual se adiciona el decreto 646 de 1998"

De conformidad con lo dispuesto en el inciso primero del artículo 8° de la ley 401 de 1997, el patrimonio inicial de Ecogás estará conformado por los activos y derechos vinculados a la actividad de transporte de gas natural, así como los derechos derivados de los contratos relativos a dicha actividad, los cuales se escinden del patrimonio de Ecopetrol.

El Gobierno Nacional, en cumplimiento de los mandatos de ley, mediante decreto determinó los activos vinculados a la actividad de transporte de gas natural que debían escindirse de Ecopetrol para entrar a formar parte del patrimonio de Ecogás.

Estudios posteriores adelantados por las dos entidades han permitido concluir que la Estación Compresora de Apiay presenta la doble característica de activo

vinculado a la producción de gas natural y al transporte de dicho combustible. Por esta razón, mediante el decreto 2535 del 4 de diciembre de 2000, se adicionó el decreto 646 de 1998 en el sentido de señalar que un 50% de la Estación Compresora de Apiay entrará a formar parte del patrimonio de Ecogás. Así mismo, se advirtió que los activos de compresión a que se refiere la escisión porcentual conciernen exclusivamente a aquellos activos dedicados a la compresión de despacho de gas.

Resolución 0296 del 5 marzo de 2001, del Ministerio de Minas y Energía, liberó el precio de venta al público del GNCV.

Mediante las Resoluciones Creg 014/2001; Creg 015/2001; Creg 016/2001; Creg 017/2001 y Creg 018/2001, la Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó los cargos regulados para remunerar la actividad de transporte de gas natural, a través de los sistemas de Progasur, Transmetano, Transoriente, Transcogás y Promigás, respectivamente, de conformidad con la metodología general adoptada para tal fin.

Gas Licuado del Petróleo, GLP

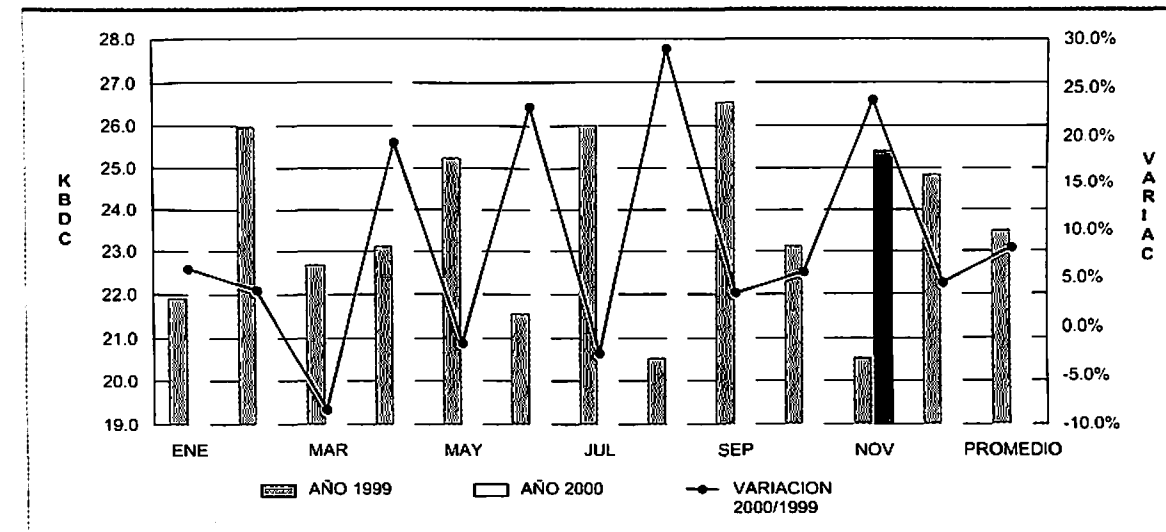
Suministro y consumo

La producción nacional de GLP en el año 2000 fue en promedio de 22,4 kBDC, superior un 4,29% con respecto a 1999

El consumo promedio fue de 24.20 kBDC, lo que representó un crecimiento del 3,76%, manejándose los inventarios para garantizar el abastecimiento nacional. Los departamentos de mayor consumo fueron: Cundinamarca, Valle y Antioquia representando el 52% del total nacional, es decir 12.57 kBDC.

En el mes de agosto del 2000, se presentó un crecimiento de la producción de GLP del 18% con respecto al mismo mes de 1999. Esto hizo parte de la programación realizada por Ecopetrol para evitar un desabastecimiento del combustible, durante los meses de septiembre y octubre del 2000, debido a la salida de la unidad de cracking de la refinería de Barrancabermeja por mantenimiento. Este crecimiento permitió fortalecer las exportaciones en el 2000 con destino a Indonesia, Japón y el Tibet alcanzando los 1,19 kBDC.

Figura No. 7. Consumo de GLP



Fuente: Ecopetrol.

Con base de la figura No.7 "Consumo de GLP" se puede observar que en el mes de agosto/2000 la demanda de GLP se incrementó 21,62% con respecto a 1999, mientras que en septiembre disminuyó a 3% con relación al año anterior. Este comportamiento corresponde a la disminución de la oferta de combustible por la salida de la unidad de craking de Barrancabermeja.

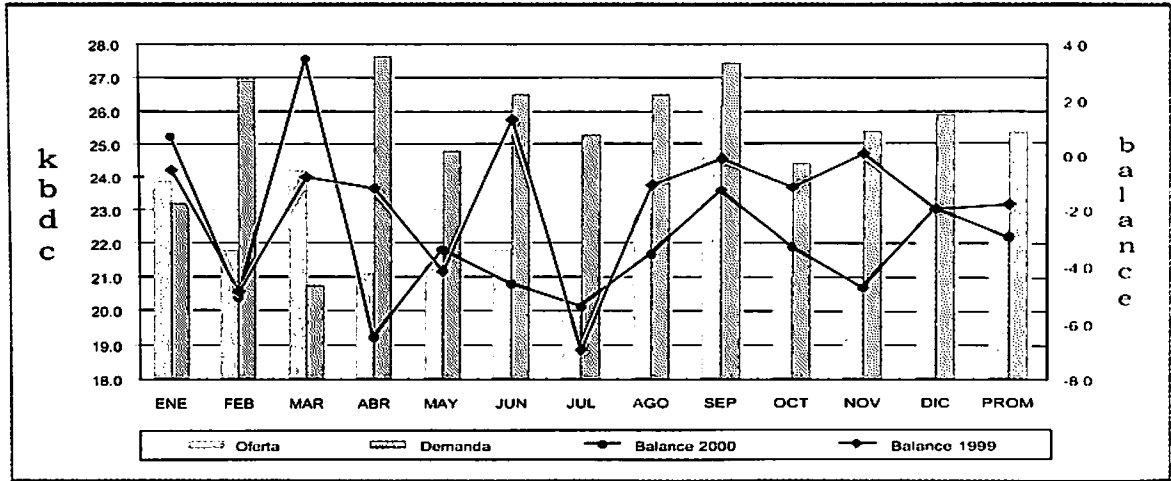
Los terminales de abastecimiento que mayor volumen de GLP comercializaron en el año 2000 fueron: Mansilla con 6,45 kBDC, seguido por Yumbo con 3,35 kBDC y Puerto Salgar con 3,13 kBDC. El terminal de Mansilla abasteció los departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Caquetá, Casanare, Huila y Tolima. El terminal de Yumbo abasteció a Cauca, Huila, Nariño, Putumayo, Risaralda y Valle, mientras que Puerto Salgar abasteció Antioquia, Caldas, Cundinamarca, Huila, Santander, Tolima y Valle.

Balance Oferta - Demanda³

La demanda de GLP en el año 2000 fue superior a la producción en alrededor de 3,0 kBDC, debido al crecimiento acelerado del 8% del 2000. Para el año de 1999 el balance fue de -1,85 kBDC.

³ Entiéndase demanda como el consumo interno más las exportaciones de GLP.

Figura No. 8. Balance Oferta / Demanda GLP Año 2000



Fuente: Ecopetrol.

A pesar que en el año 2000, el balance oferta/demanda promedió los -3,0 kBDC representando en el año una oferta inferior a la demanda en 1,15 KB, este faltante fue cubierto mediante el manejo de inventarios que entre el gran comercializador, los mayoristas y distribuidores alcanzaron una capacidad de almacenamiento de alrededor de 1,600 Kb.

Aspectos Regulatorios de GLP año 2000

- Resolución Creg 048/2000 (11 de agosto). Por la cual se establece para el servicio público domiciliario de distribución de los Gases Licuados del Petróleo (GLP), el valor del Margen de Seguridad, y se adoptan otras disposiciones relacionadas con este servicio.

Los principales aspectos que contempla la resolución son:

1. Modifica el margen de seguridad, cuya actualización se hará con base en el IPC⁴.
2. El nuevo margen entrará en vigencia cuando los talleres de mantenimiento, reparación y reposición entren en funcionamiento.

4 IPC: Índice de Precios del Consumidor.

3. El Ministerio de Minas y Energía adoptará todas las medidas necesarias al 1º de febrero de 2001, para que los talleres de mantenimiento, reparación y reposición entren en funcionamiento.
 4. Determina dos valores de margen de seguridad que corresponden a los dos años en los cuales se realizará la reposición y el mantenimiento de los cilindros.
 5. Los cilindros nuevos que ingresen al parque deberán ser de 10 Lbs, 30 Lbs, y 80 Lbs.
 6. La Fiducia repondrá los cilindros de 20 Lbs. y 40 Lbs. por envases de 30 Lbs; y los de 100 Lbs por cilindros de 80 Lbs.
 7. La reparación Tipo C se reemplaza por reposición.
- Resolución Minminas 8 0009/2001 (9 de enero): Con base en la resolución 048 del 11 de agosto del 2000, el Ministerio de Minas y Energía emitió la resolución 8 0009/2001 "Por la cual se adoptan las especificaciones para la fabricación de cilindros de 15 y 35 Kgr, 30 y 80 libras de capacidad nominal y se unifica el sistema de marcación para los cilindros usados en la comercialización de GLP".

Sector Eléctrico

Oferta - Demanda

La capacidad instalada efectiva⁵ del Sistema Interconectado Nacional (SIN), a diciembre 31 del año 2000 alcanzó 12.580,58 MW, de los cuales 12.264 MW (97,48%) corresponde a plantas despachadas centralmente y 316,58 MW (2,52%) a plantas no despachadas centralmente. El 65,44% (8.026 MW) de la capacidad efectiva de las plantas despachadas centralmente corresponde a plantas hidráulicas, mientras el 34,56% (4.238 MW) son plantas térmicas.

Durante el año 2000 y parte del año 2001 , entraron en operación comercial al SIN total de 1.060,4 MW, de los cuales 490,40 MW corresponden a proyectos hidráulicos y los restantes 570 MW a proyectos a gas.

Cuadro 1. Proyectos que Entraron en Operación al SIN

Proyecto	Tipo	Capacidad MW	Fecha de entrada en operación
Termopiedras	Gas	3,0	Ene - 2000
Río Piedras	Hidráulico	19,4	Mar - 2000
Urrá	Hidráulico	340,0	Jun - 2000
Termocandelaria	Gas	300,0	Jul - 2000
Termocentro*	Gas	85,0	Nov - 2000
Termosierra*	Gas	182,0	Ene - 2001
Porce II primera unidad	Hidráulico	131,0	Abril - 2001
Total		1.060,4	

*Cierre de ciclos simples

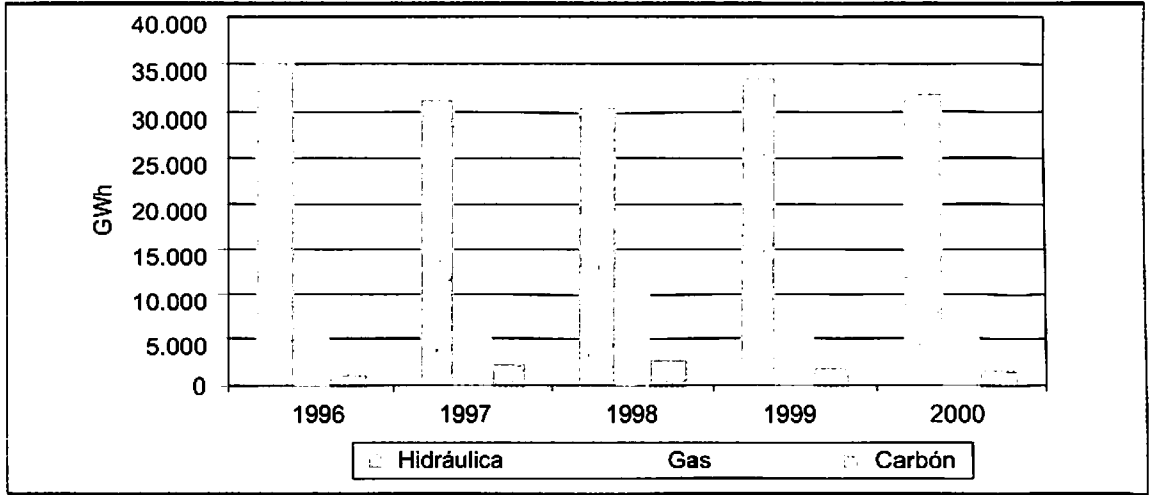
Fuente: Upme

Los años 1999 y 2000 presentaron aportes hídricos acumulados al SIN de 43.958,80 GWh/año y 42.855,27 GWh/año, equivalentes al 108,91% y al 106,03% de la media histórica respectivamente. Desde 1991 estos dos últimos años junto con 1996, son los únicos en los que los aportes acumulados han superado los promedios históricos.

5 Capacidad efectiva bruta.

La generación de energía eléctrica durante el año 2000 fue de 42.296 GWh. La participación en la generación por tipo de plantas varió con respecto a 1999, debido a la alta disposición de recursos hídricos. Las plantas hidroeléctricas aportaron el 72,8% de la generación y las termoeléctricas, el 27,2% restante, mientras que en el año 1999, la participación fue del 75% y 25%, respectivamente.

Figura 1. Generación de Energía Eléctrica por Tipo de Fuente 1996 - 2000



Fuente : Isa

Al igual que durante 1999, en el año 2000 la generación se vio afectada por dos componentes externos: el climático y los atentados a la infraestructura eléctrica del país. El componente climático dio origen a aportes hídricos por encima del promedio durante gran parte del año como consecuencia del "Fenómeno de La Niña", permitiendo que sólo fuera necesario utilizar las reservas de los embalses para cubrir el 7,8% de la generación hidráulica. De otro lado, los atentados a diferentes líneas del Sistema de Transmisión Nacional ocasionaron el aislamiento de algunas áreas operativas, obligando con ello a que abastecieran su demanda con recursos propios de generación.

Las cinco plantas que generaron la mayor cantidad de energía fueron en su orden: Guavio (4.509,49 GWh), San Carlos (4.313,29 GWh), Tebsa (3.155,72 GWh), Chivor (3.118,20 GWh) y Guatapé (2.540,96 GWh).

En el año 2000 la disponibilidad promedio día de todas las plantas de generación del sistema fue de 10.953,58 MW, distribuyéndose por tipo de generación así: las plantas despachadas centralmente alcanzaron 10.762,86 MW equivalente al 87,76% de la capacidad neta de este tipo de plantas; en las plantas no despacha-

das centralmente se registraron 190,73 MW equivalentes al 60,25% de su capacidad. Por tipo de planta se tiene que la disponibilidad promedio día para las plantas hidráulicas fue de 7.592,03 MW (93,93% de su capacidad) y de 3.469,3 MW (80,59% de su capacidad) en las plantas térmicas.

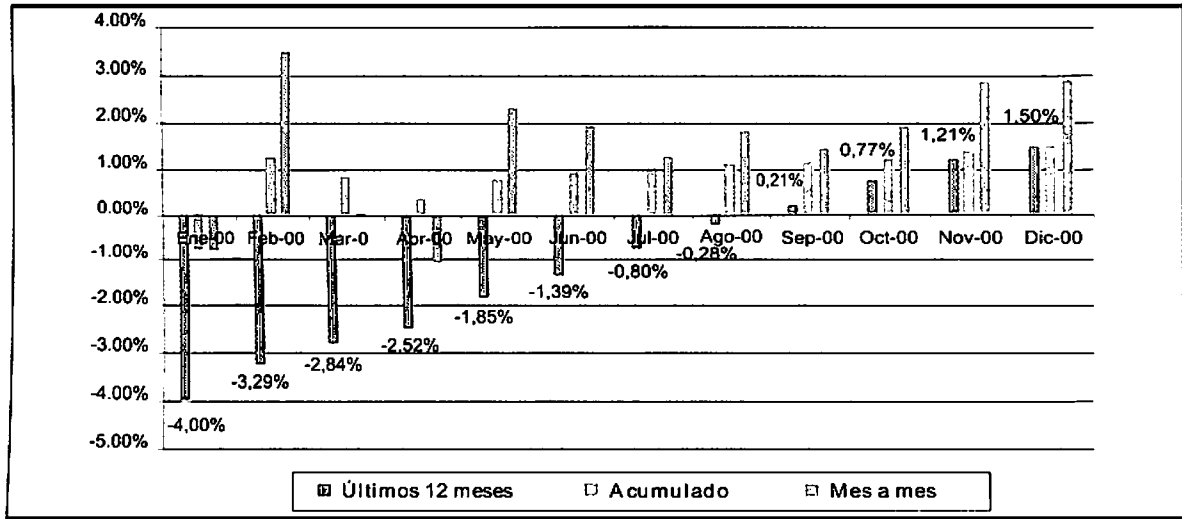
Demanda - Consumo final

Durante el año 2000 la demanda de energía eléctrica fue de 42.462 GWh, que comparada con la demanda de 1999 creció el 1,5%. Esta tasa de crecimiento es menor que la del PIB, 2,88%, diferencia explicable principalmente por la sustitución de electricidad por gases combustibles y la reducción en las pérdidas del sistema que durante el año 1999 fueron del 28% y del 25%⁶ en el 2000.

En el año 2000 se evidenció la recuperación en el crecimiento de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN), básicamente por la reactivación progresiva de la industria frente a los resultados obtenidos en 1999 (-4,9%) y 1998 (0,2%), producto del impacto de la recesión económica que vivió el país en dichos años.

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica durante el 2000 se presenta en la figura 2. Se puede observar como la demanda inició el año con tasas negativas de crecimiento y su comportamiento fue mejorando hasta lograr un crecimiento acumulado positivo, sintomático del inicio de la recuperación económica del país.

Figura 2. Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica



Fuente: Upme

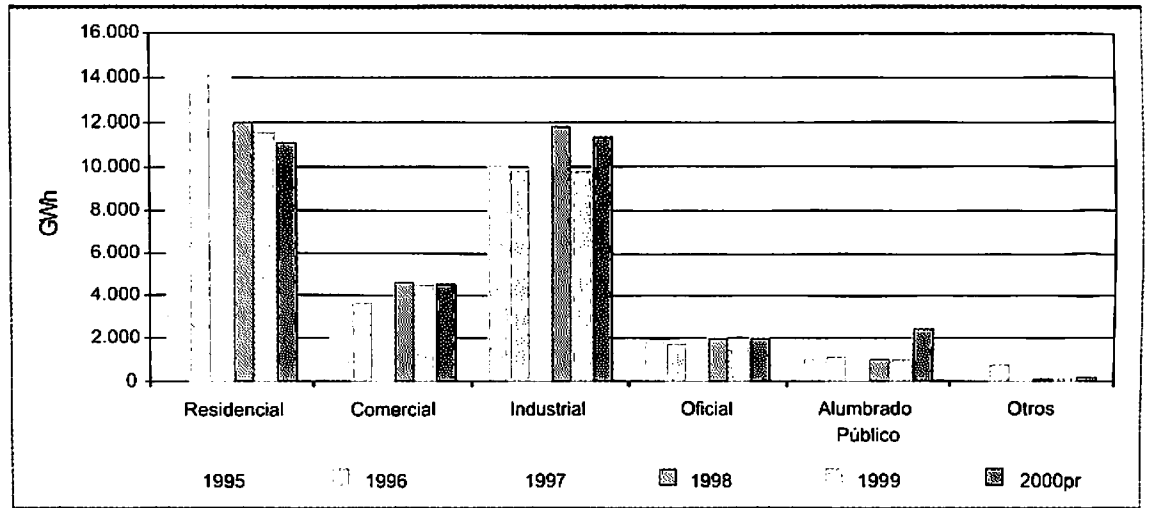
6 El cálculo del valor de las pérdidas balance de energía eléctrica Upme.

El valor de demanda esperada correspondió al escenario medio de crecimiento de demanda de energía de la Upme, con 42.799 GWh para el año 2000, el cual reflejaba un crecimiento del 2,3% con base en la demanda real 41.835 GWh de 1999. La comparación con la demanda real, muestra que las expectativas que se tenían para la reactivación económica del país se cumplieron de manera conservadora.

Consumo final

Las ventas de electricidad a los sectores de consumo final en el año 2000 fueron de 31.804 GWh. Sin embargo, los niveles de consumo de energía observados están aún por debajo en un 3,3% y un 3,6% con relación a los registros medios de consumo presentados en 1997 y 1998, respectivamente.

Figura 3. Consumo de Energía Eléctrica por Sectores 1996 - 2000



Fuente : Upme

Por sectores económicos, el consumo del sector residencial ha disminuido en los últimos dos años debido a la fuerte penetración del gas y a la crisis económica. El sector industrial se vio afectado en 1999 por la recesión.

La ampliación prevista para el mercado no regulado, a raíz de la reducción de los límites requeridos para acceder a esta categoría fue significativa, al incrementarse este número de usuarios en un 164%, pasando de 1.043 a 2.751 grandes consumidores registrados. Estos usuarios participaron con un 25% de la demanda total, porcentaje que creció un 4% con relación a 1999.

Evolución del Mercado de Energía Mayorista

El Mercado Mayorista de Energía Eléctrica está conformado por:

- Agentes generadores que producen la energía y agentes comercializadores que representan la demanda de los clientes en este mercado.
- Los comercializadores, conformados inicialmente en su gran mayoría por las empresas distribuidoras. En la actualidad son acompañados por los comercializadores independientes y los mismos agentes comercializadores en las empresas generadoras.
- Uno de los cambios importantes fue la reducción en los límites para que los usuarios finales puedan considerarse como no regulados. A partir del 1 de enero de 2000, se establecieron en una demanda menor o igual a 0,1 MW o 55 MWh-mes. Estos usuarios tienen la oportunidad de realizar sus compras de energía a los comercializadores bajo un contrato libre o pueden conformar una comercializadora y participar directamente en la Bolsa de Energía.
- El Sistema de Transmisión Nacional STN, al cual todos los agentes generadores y comercializadores tienen libre acceso. Esto les permite realizar transacciones entre sí mediante el pago de los cargos por conexión y uso de la red.
- La Bolsa de Energía, establece el programa horario de generación y el precio para las transacciones de energía, a partir de las ofertas de precio y de la declaratoria de disponibilidad de cada recurso. El precio de bolsa junto con los contratos a largo plazo, son la base para realizar la liquidación de los intercambios comerciales entre agentes.

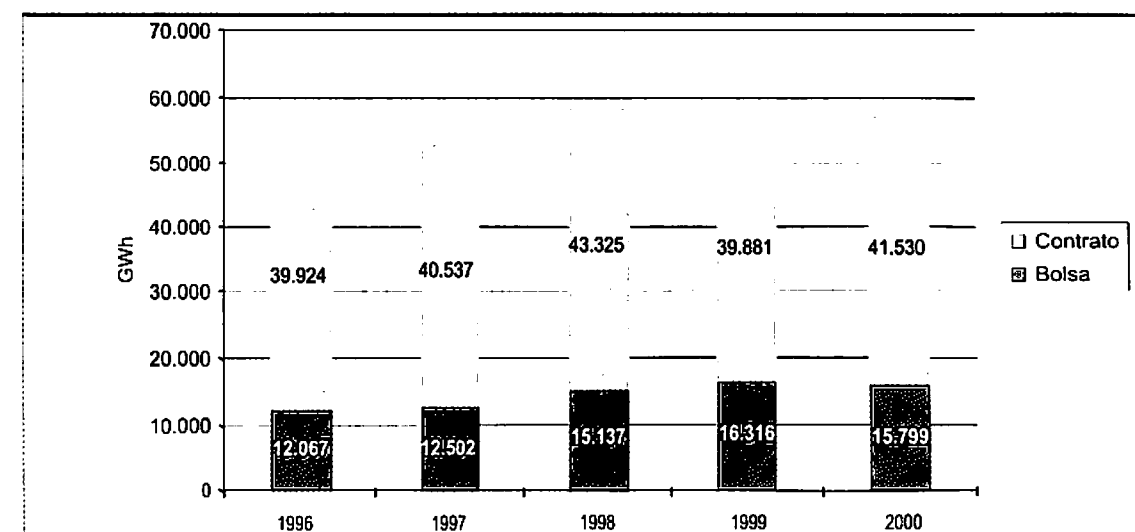
Agentes del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

La tendencia creciente, que se inició en 1995, en relación con el número de agentes registrados en el Mercado Mayorista continuó en el año 2000: 89 comercializadores de electricidad y 50 agentes generadores, los cuales negociaron 5.1 billones de pesos, superando en un 35% el valor transado en 1999. De estos 5.1 billones, 3.2 billones correspondieron a transacciones por concepto del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) y del sistema de Liquidación y Administración de Cuentas (LAC), monto superior en un 49% al alcanzado durante 1999.

Bolsa de Energía

Las transacciones totales de energía en la Bolsa para el año 2000 entre generadores y comercializadores fueron de 15.799 GWh que equivalen al 38,21% de la demanda comercial. En promedio se pagaron \$ 44,97/kWh en el año 2000, para un valor total de las transacciones en bolsa de \$710.481 millones, como se muestra en la figura 4.

Figura 4. Transacciones de Energía Eléctrica en MEM 1996 - 2000



Fuente: Isa- MEM

El decrecimiento de las transacciones de energía en Bolsa fue de 3,17%, aunque se registró un aumento en la demanda comercial del 1,95%. El valor de la energía transada en Bolsa aumentó en un 54,56%. Este incremento se explica por los altos precios registrados durante los últimos meses del año 2000 frente a los precios relativamente bajos en 1999.

Las transacciones de energía en contratos a largo plazo ascendieron a 41.530 GWh durante el año 2000, superiores en 4,3% a las de 1999.

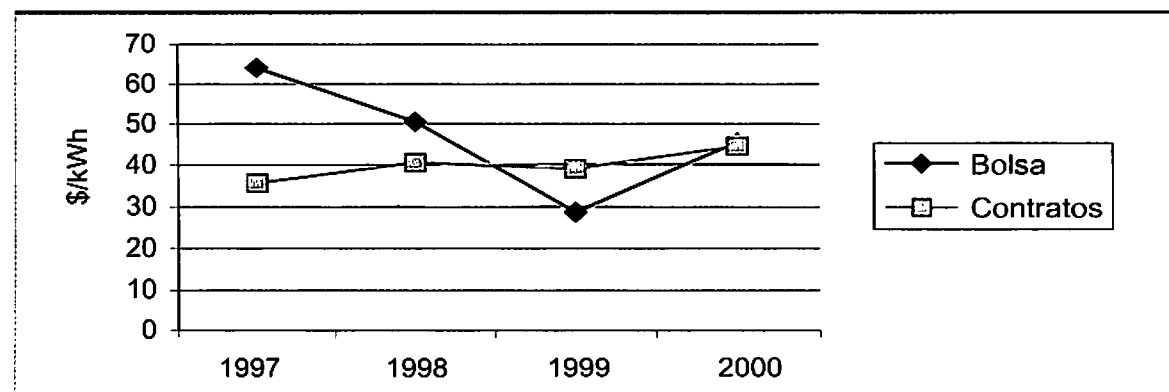
En cuanto a los precios en bolsa se refiere, continuaron registrando una tendencia creciente, superando inclusive los precios de los contratos (hecho no registrado desde abril de 1998). Estos dos tipos de modalidades de compra y venta de energía registraron incrementos durante el año 2000, los cuales ascendieron en bolsa a \$16,8/kWh en promedio y \$4,7/kWh en contratos. El precio de bolsa promedio abrió el año con \$37/kWh y cerró en \$55/kWh, presentando un incremento de 33% para finales de diciembre.

Los precios de bolsa presentaron una tendencia creciente desde 1999, a la cual se suma un incremento de su volatilidad. La volatilidad del precio de Bolsa inició una escalada desde principios de 2000, registrando su máximo valor en octubre, mes en el cual la variación de los precios se ubicó en el 309%, la más alta en la historia del mercado. La volatilidad detuvo su tendencia hacia finales del año, terminando con valores cercanos al 300%.

En el año 2000 el precio promedio diario de la energía en Bolsa fue de \$44,97/kWh, con promedios mensuales que fluctuaron entre \$37,15/kWh y \$59,44 /kWh. El máximo precio horario fue \$ 96,05 /kWh, registrado durante las horas de alta demanda de los días 27 y 28 de diciembre; mientras que el mínimo se presentó durante varias horas entre el 25 y el 29 de marzo del año 2000, con \$21,53 /kWh.

El precio promedio anual de bolsa mostró una mayor variación interanual que el precio medio de contratos, registrándose para el año 2000 un crecimiento lineal del 12% desde 1997. Como se observa en la siguiente gráfica.

Figura 5. Precio Promedio de Energía Eléctrica en Bolsa y Contrato



Fuente : ISA- MEM

Evolución de la Deuda Vencida

Los índices de recaudo de cartera por transacciones del mercado mayorista alcanzaron el 94%, mientras que la deuda vencida acumuló un monto de 0,18 billones, de los cuales el 64% corresponde a deudas de empresas que actualmente están en operación comercial y equivale a \$117.898 millones. De éstas, el 92% corresponde a las empresas intervenidas por la Superintendencia de Servicios

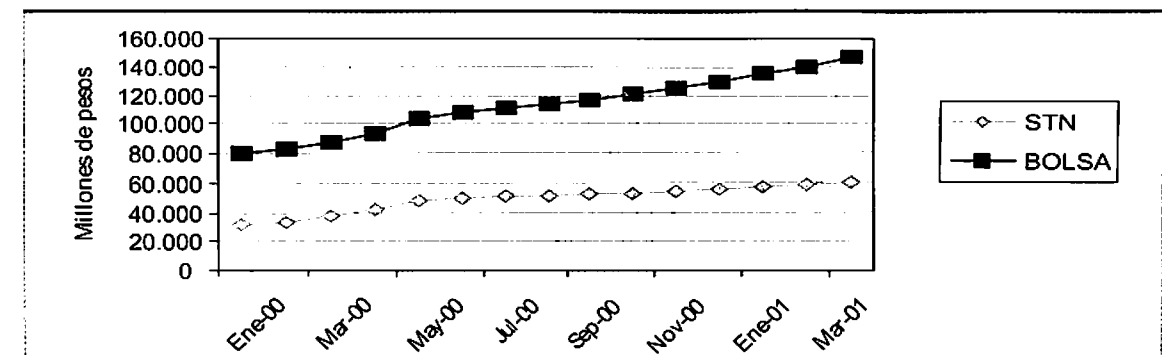
Públicos Domiciliarios (SSPD), entidad que continúa adelantando gestiones para su pago : Empresas Públicas de Cauca E.S.P. (26%), Electrificadora del Chocó S.A. E.S.P. (22%), Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P. (10%), Empresas Municipales de Cali E.S.P. (22%) y Empresa de Energía Eléctrica de Arauca E.S.P. (12%), Públicas de Cauca E.S.P. (26%), Electrificadora del Chocó S.A. E.S.P. (22%), Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P. (10%), Empresas Municipales de Cali E.S.P. (22%) y Empresa de Energía Eléctrica de Arauca E.S.P. (12%). El 36% restante corresponde a las obligaciones pendientes de las antiguas electrificadoras de la Costa Atlántica que están en proceso de liquidación.

Recaudo en Bolsa de Energía y en el STN

Un análisis comparativo entre 1999 y 2000 registra los siguientes resultados:

- El porcentaje de recaudo de la Bolsa de Energía pasó del 93,4% a 94,7%. La rotación de cartera se redujo de 26 días a 20 días; la deuda aumentó de \$76.430 millones a \$129.778 millones.
- El porcentaje de recaudo por uso del STN pasó del 96% a 94,1%; la rotación de cartera pasó de 24 días a 34 días; la deuda aumentó de \$32.942 millones a \$54.918 millones.

Figura 6. Evolución de la Deuda por Concepto de Cargos por Usos de STN Año 2000



Fuente : ISA- MEM

El Costo de las Restricciones

La evolución del costo de restricciones durante el 2000 en gran parte fue determinada por el estado y la disponibilidad de STN, las condiciones de orden público y el cambio regulatorio estipulado en las resoluciones Creg 061, 062, 063 y 064 de 2000, que establecieron las normas de calidad de los servicios de transporte y

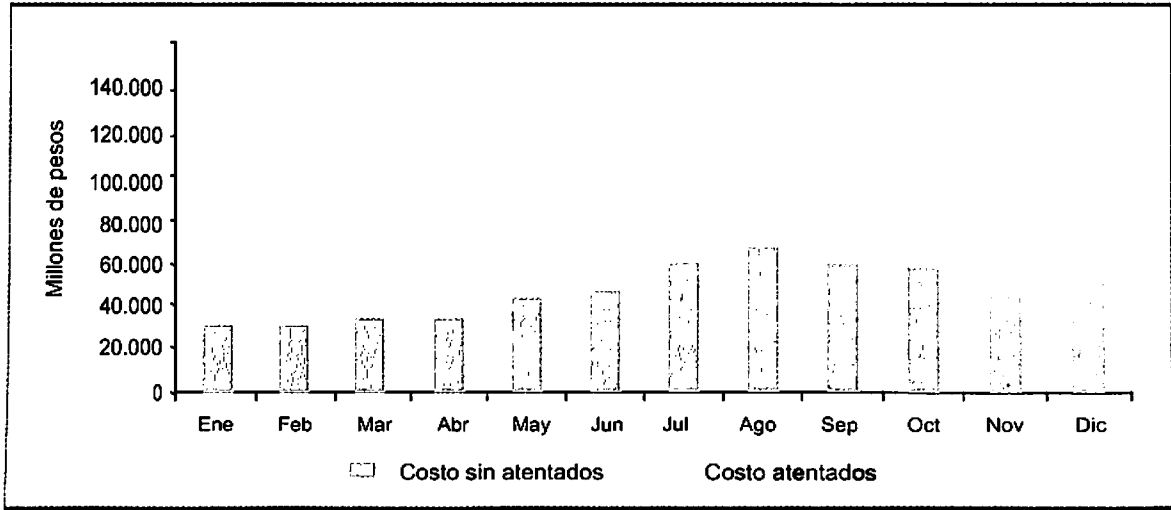
conexión en el STN. También influyeron gradualmente las bases metodológicas para identificación y clasificación de las restricciones y generaciones de seguridad y los criterios de asignación de los costos asociados entre los agentes.

El costo total de las restricciones para el sistema en el 2000 fue de \$852.730 millones (sin considerar el control automático sin generación - AGC-), de los cuales, aproximadamente el 47% (\$402.050 millones) fueron atribuibles a los atentados a la red.

Dichos atentados afectaron la disponibilidad de electricidad, reduciendo la capacidad de transporte y ocasionando que los costos de operación del sistema se incrementaran considerablemente ante la necesidad de utilizar recursos de generación con ofertas de precio más elevados. Las fallas e interrupciones en el enlace Centro del país - Costa Caribe a 500 kV, ocasionaron un mayor impacto en los costos atribuibles a las restricciones.

La componente de costo por atentados en los meses de mayo, junio y julio disminuyó con el restablecimiento de la operación de los circuitos de interconexión a la Costa. Sin embargo en agosto estos volvieron a quedar indisponibles por causa de atentados dinamiteros, lo que incrementó nuevamente los costos de generación en la operación del despacho diario y para el usuario final. Finalmente, con la entrada de uno de los circuitos intercosta en noviembre del año 2000 se disminuyeron los sobre costos por atentados.

Figura 7. Costo Mensual de las Restricciones Sistema Interconectado Nacional 2000



Fuente : ISA-CND

Inversiones en infraestructura

Al finalizar el 2000, el STN tenía 7.947 km. de circuitos y 40 subestaciones a niveles de 220 y 500 kV. actualmente cuenta con 12 propietarios, entre los cuales ISA tiene una participación del 83,9% , la Empresa de Energía de Bogotá, EEB y Eppm el 5,5% cada una y los propietarios restantes, el 5%.

Las inversiones en infraestructura durante el año 2000 fueron de \$65.703 millones de pesos en 370 proyectos del STN.

Año Km. de Circuito Subestaciones

Cuadro 2. Obras y Montos en Miles de Pesos Ejecutados. Año 2000 y 1er Trimestre de 2001

Descripción Proyecto	2000	2000	Total	2 001
	Semestre I	Semestre II		Trim 1
Línea San Carlos-San Marcos a 500 kV	298 990	570 811	869 801	0
Subestación Araba a 230 kV	223 902	0	223 902	0
Compensación S/E Chinú 500 kV	960 850	1 702 707	2 663 557	0
Compensación S/E Caño Limón	720 331	337 307	1 057 638	0
Ampliación S/E Sabanalarga 500 kV,				
Compiementación y Compensación	139 282	88 825	228 107	0
Repotenciación Línea Torca-Nordeste	104 226	0	104 226	0
Línea Sabanalarga-Fundación 230 kV	564	0	564	0
Subestación Fundación 230 kV	0	388 910	388 910	0
Línea Sochagota-Guatiguará a 230 kV	62 279	161 888	224 166	0
Subestación Sochagota a 230 kV	499	61 737	62 236	0
Subestación Guatiguará a 230 kV	0	100 040	100 040	0
Ampliación S/E Cerromatoso a 230 kV	1 054 425	87 994	1 142 418	0
Línea La Virginia - La Hermosa a 230 kV	108 915	15 796	124 711	0
Subestación La Virginia a 230 kV	110 311	378 869	489 180	0
Ampliación S/E San Marcos 230 kV	66 808	8 805	75 612	0
Ampliación S/E San Carlos 230 kV	7 175	16 244	23 419	0
Ampliación S/E La Virginia 500 kV	12 523 597	2 267 617	14 791 214	9 444
Ampliación S/E San Marcos 500 kV	8 217 177	1 554 875	9 772 053	0
Ampliación S/E San Carlos 500 kV III Etapa.	1 778 350	955 937	2 734 286	0
Línea Urra -Cerromatoso 230 kV	344 861	0	344 861	0
Subestación cartago a 230 kV	3 207	1	3 208	0
Subestación La Hermosa a 230 kV	14 442	3 739	18 180	0
Ampliación Transf. San Carlos 230/500 kV	14 302	128 785	143 087	0
Ampliación S/E San Carlos 500 kV II Etap.	12 739	48 794	61 532	0
Ampliación S/E Playas 230 kV Ampliación	3 205	0	3 205	0
Línea Primavera-Guatiguará-Tasajero 230 kV	2 621 437	10 715 998	13 337 436	17 553 129
Ampliación S/E Guatiguará 230 kV	73 287	243 880	317 167	155 073
Ampliación S/E Tasajero 230 kV	73 087	209 613	282 699	230 929
Línea Termocartagena-Sabanalarga 230 kV	942 328	1 624 068	2 566 396	2 603 482
Ampliación S/E Termocartagena 230 kV	48 347	143 188	191 535	87 684
Ampliación S/E Sabanalarga 230 kV	43 666	158 356	202 022	121 046
Línea Purnio-Miel I-San Felipe a 230 kV	472 442	1 221 999	1 694 441	13 429 839
Subestación Miel I 230 kV	169 559	1 090 439	1 259 999	441 750
Nueva Ampliación S/E San Felipe a 230 kV	58 298	111 125	169 423	84 168
Línea Sierra-Purnio 230 kV	354 899	1 326 966	1 681 865	5 241 291
Fibra Óptica - Tramo Canalizado	0	5 059 584	5 059 584	0
Fibra Óptica - Tramo Aéreo	0	3 290 829	3 290 829	4 988 438
Total	31 629 787	34 075 726	65 703 509	44 948 274

Fuente : ISA

Cuadro 3. Evolución de la Longitud de las Líneas y los Circuitos del STN desde 1995 a la fecha

Año	Km. de Circuito		Subestaciones	
	Incremento	Acumulado	Incremento	Acumulado
1995	262	6.570	3	27
1996	161	6.730	-	27
1997	325	7.055	3	30
1998	48	7.104	1	31
1999	843	7.947	7	38
2000	-	7.947	2	40
a mayo de 2001	-	7.947	-	40

Nota: El cuadro incluye sólo líneas y subestaciones de STN de 230 y 500 kV. En los 7947 km. de línea se incluye 42 km. de Cuatricentenario - Cuestecitas.

Fuente: ISA

Líneas nuevas desde 1995 hasta mayo de 2001

- Urrea- Cerromatoso 2
- Sochagota- Gutiguará 2
- Primavera - Playas
- San Carlos - La Virginia
- La Virginia - San Marcos 1
- La Hermosa - La Virginia

Atentados a la infraestructura eléctrica

El año 2000 estuvo enmarcado por condiciones bastante críticas para el sector eléctrico colombiano, debido a los continuos atentados terroristas. Lo registraron 370 torres derribadas, número que sobrepasa cualquier pronóstico pesimista que se hubiese hecho con respecto a las condiciones de orden público del país.

Las implicaciones producto de esta situación obligaron a reforzar y a mejorar, no solo la calidad, sino la velocidad de respuesta de todos los agentes del sector, como son el despacho de energía, los estudios de minimización de restricciones, las maniobras en tiempo real, el monitoreo permanente de todo el sistema y el mantenimiento de la frecuencia y la tensión en sus rangos permitidos. Es muy satisfactorio poder presentar un informe sobre la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en donde se muestra que, aún bajo las condiciones críticas que enfrentó durante el año 2000, fue posible garantizar la atención de la demanda de energía eléctrica con unos índices de calidad dentro de los estándares establecidos.

Cuadro 4. Atentados Terroristas contra la Infraestructura Sistema Interconectado Nacional 1999- 2000

Empresa	Torres afectadas 1999	Torres reparadas 1999	Torres afectadas 2000	Torres reparadas 2000	Torres averiadas a diciembre 31 de 2000
ISA	179	52	283	350	60
Eppm	59	3	57	55	58
Cens	0	0	1	1	0
Epsa	0	0	10	9	1
EEB y Codensa	2	2	2	2	0
Transelca	6	6	9	9	0
Eade	0	0	8	5	3
Emsa	2	2	0	0	0
Total	248	65	370	431	122

Fuente: Informe de Operación ISA 2000

Ante los frecuentes atentados contra la infraestructura eléctrica realizados por grupos al margen de la ley, se ha planteado por parte de las empresas del sector eléctrico y de los Ministerios de Minas y Energía y de Defensa Nacional, la creación de un Comité de Seguridad para coordinar y desarrollar el Plan de Acción Sectorial. A través de este se podrá identificar y desarrollar las estrategias de seguridad requeridas y necesarias para salvaguardar la integridad del personal de las empresas y de la infraestructura eléctrica.

Ejecución de créditos otorgados al sector eléctrico por la FEN en el I y II semestre 2000 y expectativas para el I y II semestre de 2001

La FEN, con base en la facultad estatutaria de fijar las políticas generales para el manejo de la entidad y teniendo en cuenta los análisis efectuados por la asesoría externa contratada con el propósito de establecer elementos de decisión institucional, acordó en mayo 22 de 2000 (Acta No. 235) mantener la entidad en operación durante dos años y luego trasladar los pasivos remanentes a la Nación a cambio de sus activos, para entregar en administración fiduciaria el balance resultante.

Para implementar la decisión anterior la Junta Directiva autorizó adelantar las acciones necesarias, entre las cuales está la de desembolsar los créditos aproba-

dos que aún estén pendientes, y para capital de trabajo en moneda legal a empresas viables a privatizar. Consecuente con lo anterior, durante el año 2000 los desembolsos de crédito se restringieron a compromisos adquiridos en años anteriores para financiar la construcción de la hidroeléctrica Miel I, a cargo de Hidromiel; para la adquisición de la subestación Termocartagena por parte de Transelca; para inversiones en subtransmisión y distribución a cargo de Eade; para pagos del servicio de deuda externa garantizada por la Nación a cargo de Urrá y la capitalización de intereses del Plan de Inversiones Prioritarias de la Costa Atlántica (Planiep) y a un crédito nuevo otorgado a Centrales Eléctricas de Nariño (Cedenar) para financiar requerimientos de capital de trabajo.

Como se muestra en el cuadro N. 5, los desembolsos en moneda nacional por \$137.216 millones corresponden principalmente a la cartera a cargo de la Empresa de Energía de Boyacá (Ebsa) por concepto de pagarés que representan los pagos hechos por la FEN en virtud de la garantía otorgada al proyecto Termopaipa IV y los desembolsos en moneda extranjera por USD125 millones correspondientes en su totalidad al proyecto Hidromiel.

Cuadro 5. Colocaciones Año 2000

Fecha de Aprobación del Crédito	Empresa	Proyecto	Moneda Nacional Millones de Col \$	Moneda Extranjera Millones de USD
Septiembre-96	Coreica - Planiep	Capitalización de intereses	21.260,6	
Mayo - 00	Cedenar	Capital de trabajo	3.500,0	
Junio -98	Eade	Hidroeléctrica de Sonson II	4.051,0	
Febrero - 99	Ebsa	Honrar la garantía Cia Eléctrica de Sochagota	103.326,0	
(*)	Cedelca/Electrificadora del Chocó	Pagarés transferidos por Isagén S.A.	827,3	
Junio - 97	Hidromiel	Construcción Hidroeléctrica Miel I		125.0
Febrero - 99	Transelca	Adquisición subestación Termocartagena	2.676,6	
Febrero - 99	Urrá S.A	Pagos servicio deuda externa	1.574,0	
Total			137.215,5	125.0

Fuente : FEN

Proyectos

Energización rural - Zonas No Interconectadas, ZNI.

La conformación del fondo de apoyo financiero para la energización de las Zonas No Interconectadas (ZNI) y la aplicación de la una contribución de un peso por kW/h despachado en la bolsa de energía mayorista, el cual alimentará de manera continua y sostenida dicho fondo, son parte de las estrategias y acciones adelantadas durante el año 2000, para conformar un paquete financiero tendiente a establecer y desarrollar un nuevo esquema institucional y administrativo para la energización de las ZNI.

A través de la expedición de la reciente Reforma Tributaria (ley 633 de 2000) se estableció en el artículo 81 la contribución de un peso (\$1.00) M/cte por cada kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las ZNI. Dicha contribución será pagada por los agentes generadores de energía con vigencia hasta el 31 de diciembre del año 2007 y se indexará anualmente con el IPP. Estos recursos se destinarán a la financiación de planes, programas y proyectos de inversión destinados a la construcción e instalación de la infraestructura eléctrica que permita la ampliación de cobertura y la satisfacción de la demanda de energía en las ZNI.

Se estima que con los recursos provenientes de esta contribución, la cual se constituye en una de las fuentes de ingresos continua y de gran liquidez que alimentará al Fondo de Apoyo Financiero para ejecutar proyectos de infraestructura, se podrá financiar el portafolio de proyectos de inversión valorado en US\$120 millones. Los recursos que provengan de este recaudo serán del orden de \$414.784 millones, durante toda la vigencia de su cobro. Para la realización de este ejercicio se utilizó como base en las proyecciones de cálculo, el escenario medio de demanda de energía elaborado por la Upme y definido en los Planes de Expansión de Generación y Transmisión.

Con la implementación de la anterior medida, se generarán las condiciones básicas para que los habitantes de estas áreas del país puedan acceder a un servicio de energía eléctrica confiable, oportuno y con calidad, que les permita satisfacer el alto índice de necesidades básicas insatisfechas y por ende, alcanzar un desarrollo socioeconómico sostenible.

Portafolio de Proyectos ZNI

Con el objeto de identificar y establecer una serie de planes y programas que propendan por el desarrollo de proyectos de inversión en infraestructura energética que permitan la prestación del servicio de energía eléctrica a los habitantes de las Zonas No Interconectadas en condiciones de calidad, confiabilidad y continuidad, se estructuró para la energización de las ZNI, un paquete de proyectos que se ejecutaron conjuntamente entre el Ipse y la comunidad.

Por otro lado, se apoyó a los diferentes entes y organizaciones prestadoras del servicio en las ZNI en la creación de una sociedad, con el objeto de vincular a la comunidad en los diferentes procesos en curso, llamada Asezonic (Asociación de entidades de energía en las Zonas No Interconectadas). Dicha asociación se fundó el 27 de septiembre de 2000 como una entidad sin ánimo de lucro, con el fin de velar y defender los intereses en materia energética de las Zonas No Interconectadas y mejorar la calidad de vida de la población que habita estas zonas.

Adicionalmente, El Ipse realizó una serie de inversiones en administración, operación y mantenimiento en los sistemas de generación y distribución de las cinco capitales de las ZNI, por un valor aproximado a los \$8.690 millones de pesos durante el año 2000, para garantizar la prestación del servicio.

Igualmente, se distribuyeron por intermedio del Ipse \$21.540 millones para atender subsidios por menores tarifas, gran parte de los cuales se giran en el mismo año y se proyecta entregar para el presente año \$23.846 millones.

A continuación se enuncian las actividades que se vienen desarrollando :

- Se tiene previsto que antes de finalizar el presente año, se culmine la construcción de la línea de interconexión Granada - San José del Guaviare.
- Reglamentación del Fondo de Apoyo Financiero a Zonas no Interconectadas, creado mediante ley 633 de 2000 (Reforma Tributaria).
- Expedición de un nuevo decreto que estructure institucionalmente al Ipse con el objeto de ajustar y modificar la estructura y funciones contempladas en el decreto 1140/99 que reestructuró dicho instituto.
- Con Ecopetrol y (Asezonic), se está estructurando la constitución de centros de acopio de combustible. Dicho pago de combustible se pignoraría por parte de las empresas con los subsidios que se les asignen, garantizándoles contar con un combustible mucho más económico y continuo.

- Implementación de recomendaciones del estudio de Zonas No Interconectadas. Las zonas no interconectadas se han dividido de acuerdo con criterios geográficos, de situación socioeconómica, entre otros, de manera que para cada una de estas se planteen opciones de prestación del servicio de una manera eficiente en lo posible, con la participación del sector privado.

Ejecución del Planiep 1996 - 2000

El Plan de Inversiones Prioritarias de la Costa Atlántica - Planiep, comprende la ejecución 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. Estas buscan evitar que en la región se continúen presentando racionamientos de energía por causas de los sistemas de subtransmisión y distribución y ampliar la cobertura y prestación del servicio esencial de electricidad. Así mismo, buscan la ampliación de la infraestructura de servicios públicos para que en la región se desarrollen industrias y se ejecuten obras que por su sentido social son de baja rentabilidad económica. De otra manera las electrificadoras de la Costa no podrían financiar estas obras.

El programa fue diseñado en 1996 por el Ministerio de Minas y Energía con el apoyo de Corelca y el respaldo institucional de la Presidencia de la República y de las gobernaciones de la Costa Atlántica. Contempla la ejecución de 52 proyectos de infraestructura y distribución eléctrica, incluyendo obras como la construcción de 22 subestaciones para subtransmisión y distribución 110/34,5/13,8 kV; construcción de 535 Km. de líneas de subtransmisión a 110kV; ampliación de la capacidad de transformación en subtransmisión en más de 900 MVA; ampliación del sistema de telecomunicaciones incluyendo red de microondas, red de UHF y una red de telecomunicaciones vía satélite. También la construcción y remodelación de más de 750 Km de redes primarias, secundarias y líneas de subtransmisión a 34,5 kV; construcción o ampliación de subestaciones rurales de 34,5/13,8 kV en más de 85 MVA y la implantación de un sistema de gestión de distribución de las electrificadoras con mayores problemas en este campo.

Para la ejecución del Planiep el Ministerio de Minas y Energía solicitó a la FEN créditos para Corelca que fueron autorizados por la Junta Directiva en sus sesiones del 20 de agosto y del 4 de septiembre de 1996. Esta financiación se diseñó para que fuera cubierta con fondos provenientes del presupuesto nacional y de las regalías petroleras que por ley 141 de 1994 le corresponden a los departamentos beneficiados por las obras y a la Corporación Autónoma Regional del Río

Grande de la Magdalena (Cormagdalena); recursos que se apropiarán en las vigencias presupuestales futuras.

En desarrollo de lo anterior, el Consejo Nacional de Política Fiscal (Confis) en su sesión del 30 de agosto de 1996, previo concepto del Departamento Nacional de Planeación (DNP), autorizó comprometer apropiaciones presupuestales de vigencias futuras, destinadas a atender las inversiones que demanda el programa Planiep de la siguiente manera:

Cuadro 6. Aportes a Proyectos Planiep Millones de Pesos

Vigencia Fiscal	Ministerio de Minas y Energía	Comisión Nacional de Regalías	Cormagdalena	Total
1997		14063,5	1227,3	15.290,8
1998	11.109,0	15.395,4	2.566,0	29.070,4
1999	30.241,0	17.585,5	2.800,6	50.627,1
2000	41.787,0	20.383,3	2.595,2	64.765,5
2001	48.473,0	22.875,7	2.688,0	74.036,7
2002	56.229,0	26.074,4	2.752,1	85.055,5
2003	65.226,0	27.495,3	2.634,0	95.355,3
2004	75.662,0			75.662,0
2005	87.768,0			87.768,0
2006	101.810,0			101.810,0
2007	116.100,0			116.100,0
2008	130.996,0			130.996,0
2009	60.000,0			60.000,0

Fuente : FEN

Actualmente se encuentran ejecutados todos los desembolsos con recursos de la FEN destinados a la ejecución del plan, pero aún se continúan realizando desembolsos para capitalización de intereses de los préstamos otorgados por la FEN.

Corelca continúa realizando gestiones tendientes a la finalización del Plan tales como la liquidación de contratos, entrega de obras a Electricosta, Electricaribe y Archipiélago's Power & Light, atención de demandas y reclamaciones presentadas por contratistas, atención de requerimientos ambientales y recuperación de depósitos judiciales y aportes al Plan.

Manejo del Fondo de Solidaridad - Subsidios y Contribuciones, Recaudado y Distribución durante 1999, 2000 y I trimestre de 2001

El Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos -FSSRI-, creado por la ley 142 de 1994, fue reglamentado el 23 de diciembre de 1997

mediante decreto 3087/97 y en virtud del Convenio Interadministrativo CC-24/98 del 3 de agosto de 1998 el Ministerio de Minas y Energía delegó su administración a la FEN.

El plazo inicial del convenio fue de un año que posteriormente se amplió por un año mas, hasta el 3 de agosto de 2000. Vencido este plazo el Ministerio de Minas y Energía asumió directamente la administración del fondo.

Las principales realizaciones durante los dos años que la FEN administró el Fondo se resumen a continuación:

- Conformación del comité Coordinador integrado por el Ministro de Minas y Energía o su delegado, el interventor del convenio designado por el Ministerio de Minas y Energía y un delegado de la Creg. Además se contó con la activa participación y colaboración de la Superintendencia de Servicios Públicos.
- Expedición de normas por parte del Ministerio de Minas y Energía reglamentando la forma como deben distribuirse los excedentes de las empresas. Con esto los procesos del fondo se desarrollan con sujeción a una metodología diáfana y equitativa para que no de lugar a libres interpretaciones.
- Elaboración de las bases de datos para subsidios y distribución de ingresos del servicio de gas y del servicio de electricidad, incluyendo los datos de cada una de las empresas, los archivos de captura de información y el manual del usuario.
- Apertura y manejo de cuentas de ahorro separadas para las contribuciones y subsidios del sector eléctrico y del sector gas.
- Puesta en operación del Fondo para los dos sectores, incluyendo la validación de la mayoría de las conciliaciones presentadas por las empresas y giros de excedentes entre empresas de la misma zona y el Fondo, así como de éste a las empresas deficitarias.
- En el primer trimestre de 2000 se revisaron las metodologías de evaluación, a la luz de lo establecido en la ley 508/99, conocida como la ley del Plan de Desarrollo del actual gobierno, en la cual se establecieron modificaciones al desmonte de subsidios y contribuciones y se determinó que las contribuciones corresponden a las facturadas y no a las recaudadas. Además fue necesario definir algunos cambios en la presentación y metodología de validación de las conciliaciones, a partir del tercer trimestre de 1999 para todas las empresas.

Programa Uso Racional de Energía URE - Facilidad financiera para proyectos de eficiencia energética

El fundamento para la implementación de la facilidad financiera para proyectos de URE, se basa en la disposición de un marco institucional adecuado, el cual debe estructurarse a partir de la elaboración de los contratos y/o convenios, que formalicen los compromisos entre los organismos gubernamentales involucrados, para garantizar la existencia de los recursos y su asignación a los proyectos de uso racional y eficiente de energía.

Los pasos a seguir para la puesta en marcha y operación de la facilidad financiera para proyectos de URE comprenden:

- Constitución de la línea de crédito.
- Determinación y características detalladas de apoyos y programas.
- Consideración de orígenes y destinos de los recursos que se utilizarán.
- Establecimiento de vínculos con otros organismos que participen en la identificación y desarrollo de casos demostrativos para probar y confirmar que los esquemas funcionan.
- Puesta en operación de esquemas de apoyo y/o programas piloto, culminándolos con las fases de monitoreo y verificación de los resultados.
- Realización de los ajustes derivados de la evaluación y respuesta de casos.
- Simultáneamente con el inicio de actividades y la constitución de la línea de crédito, se requiere emprender la tarea de difusión y publicidad que permita a todos los agentes de mercado conocer este instrumento financiero y sus bondades.
- Seguimiento de proyectos para definición de metas de ahorro.

Cálculo de potenciales de URE para los subsectores industriales de hierro acero y no ferrosos, pulpa y papel y ladrillos, vidrios y cerámica.

Se estudiaron y calcularon los índices energéticos para la industria nacional de los subsectores mencionados y se compararon con parámetros internacionales, con el fin de que sirvieran como base para la definición de programas energéticos. Se incluyeron estadísticas a nivel mundial, consumos energéticos e índices a nivel nacional, índices internacionales y su comparación, potenciales de ahorro de energía, e igualmente algunas recomendaciones técnicas, análisis económicos, emisiones de contaminantes y las conclusiones y recomendaciones generales.

Proyectos Sujetos a Consideración de la Comisión Nacional de Regalías Relacionados con Energía

Con la modificación de la estructura de la Comisión Nacional de Regalías (CNR), la vinculación de manera más directa de los Ministerios en la evaluación de los proyectos que requieren la financiación de recursos del Fondo Nacional de Regalías (FNR) y la delegación por parte del Ministerio de Minas y Energía a la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme) para la emisión los conceptos de viabilidad técnica y financiera, se hizo necesario el desarrollo de un procedimiento y el establecimiento de unos requisitos mínimos a ser tenidos en cuenta para realizar dicha labor.

Este procedimiento y la fijación de unos criterios mínimos para establecer la viabilidad de los proyectos fueron puestos a consideración de la CNR y una vez adoptados se procedió a la elaboración y divulgación de una cartilla para la "Formulación, Presentación y Evaluación de proyectos sujetos a consideración de la Comisión Nacional de Regalías, "Energía y fomento de la minería". A la fecha se han distribuido 3.000 cartillas a los organismos responsables de la presentación de los proyectos y se han evaluado cerca de 1.900 proyectos con esta metodología.

Es importante resaltar que la filosofía es la de recomendar la asignación de los recursos de regalías a proyectos que sean requeridos por la comunidad, que correspondan a las mejores soluciones para la población, que sean técnicamente funcionales y operacionales, con costos razonables y que finalmente sean sostenibles operativa y económicamente en el tiempo.

A mayo de 2001 la CNR había remitido a la Upme, para la correspondiente evaluación, un total de 2.028 proyectos, 1.907 proyectos relacionados con el sector energía y 121 con el de minería.

Como resultado de las evaluaciones respectivas, en el año 2000 doscientos veintidós (221) proyectos, previo concepto de viabilidad técnica y financiera favorable, obtuvieron asignación de recursos del FNR por un valor de \$56.013 millones.

Acciones Ejecutadas en Materia de Protección y Medio Ambiente

.....

En la actualidad la Upme tiene el compromiso de introducir esta variable en la parte de planeamiento, consolidándose con la formulación de lineamientos de

política en coordinación con Minambiente y DNP. Igualmente debe desarrollar herramientas y metodologías que garanticen la elaboración de políticas y la estructuración de planes como el minero - energético que contribuyan a consolidar el desarrollo del sector en condiciones de sostenibilidad ambiental, económica y social. Adicionalmente lo anterior, le permitirá a la Upme brindar información a los agentes para dar señales claras sobre inversiones sostenibles en el largo plazo.

En cuanto a las actividades de cooperación internacional en aspectos ambientales y energéticos, se resalta la participación en la definición de una estrategia nacional para el aprovechamiento del Mecanismo de Desarrollo Limpio. Lo anterior en el marco de la Convención de Cambio Climático y en la formulación de un proyecto de cogeneración en el sector azucarero, financiado con recursos del Global Environmet Faciliy (GEF), sobre uso eficiente y limpio de los energéticos.

Con relación a convenios aún no suscritos por el país, se ha participado en la elaboración de documentos de posición de Colombia a las diferentes sesiones del Comité Intergubernamental de negociación sobre los contaminantes organismos persistentes, en el cual se definen medidas jurídicas internacionales respecto al tema como los bifénilos policlorados "PCBs" presentes en transformadores, interruptores, condensadores y otros equipos eléctricos inmersos en estas sustancias o contaminadas por estas.

Sistema de Información de Potencialidades y Restricciones Técnicas, Económicas y Ambientales para el Desarrollo Minero Energético

En el año 2000, para abordar la medición, estimación y definición de potencialidades y restricciones de distinto tipo para el desarrollo minero energético del país, se contrató el diseño de una herramienta que consulte el estado del arte del conocimiento científico, tecnológico, la disponibilidad de información y en forma gradual, el desarrollo de la capacidad analítica de la planeación y la gestión del desarrollo minero y energético. Esta herramienta permitirá georeferenciar y automatizar, a nivel de prefactibilidad, la incorporación, dentro de los procesos de análisis y de toma de decisiones para la expansión sectorial, de las diferentes potencialidades y restricciones técnicas, económicas y ambientales identificadas.

La herramienta esta desarrollada a nivel de planeación y su uso será a una escala relativamente agregada (1:500.000). Por lo tanto la información que suministrará

será de carácter general y servirá para realizar análisis preliminares sobre posibles desarrollos de proyectos minero - energéticos. Una vez identificado como atractivo un posible desarrollo con el uso de la herramienta planteada, los interesados iniciarán un proceso de análisis más detallado a través de otras metodologías.

La segunda Fase del proyecto consiste en la recopilación y carga de la información a la herramienta. Esta incluye la elaboración de algunos mapas y los acuerdos con las entidades para el uso de la información.

Construcción y Aplicación de un Sistema de Indicadores de Costo de Gestión Ambiental para el Sector Eléctrico Desarrollado por la Upme

En agosto del año 2000 la Upme contrato un estudio para la "Construcción y aplicación de un sistema de indicadores de costos de gestión ambiental para el desarrollo sostenible del sector eléctrico colombiano", el cual recoge las experiencias del sector en el desarrollo del tema y los avances realizados para constituir un punto de partida dentro de la utilización y aplicación de modelos ambientales útiles tanto para la planeación eléctrica y ambiental.

El objetivo principal es proporcionar un modelo para el establecimiento de los costos de gestión ambiental a partir de la estimación y cálculo de indicadores de impacto que expresen las posibles afectaciones y su tratamiento con las diferentes medidas de manejo para los proyectos hidroeléctricos, termoeléctricos y líneas de transmisión. Así mismo, retroalimentar y actualizar el sistema de indicadores y su incorporación en la planeación y gestión ambiental eléctrica colombiana.

El modelo tiene las siguientes características:

- Incorpora proyectos en etapas de construcción y operación, así como los proyectos del plan de expansión. Contempla un sistema de indicadores de impacto y de costos por tipos de proyectos considerados como ambientales.
- Tiene aplicación para proyectos de transmisión mayores a 110 kV. y generación mayores a 10 MW de tipo hidráulico y térmico a carbón y gas.
- El modelo es versátil y puede para funcionar con la información de datos e indicadores de impacto y costos que se puedan obtener en la actualidad.

Lineamientos de Política Ambiental para el Sector Energético, con Énfasis en el Sector Eléctrico

La Upme participó en el seguimiento y evaluación del "Estudio para la formulación de una propuesta de lineamientos de política ambiental para el Sector Energético, con énfasis en el Sector Eléctrico", realizado con recursos del proyecto de Apoyo al Proceso de Privatizaciones y Concesiones en Infraestructura (DNP). Este estudio hace parte de los compromisos ambientales del Programa Sectorial Eléctrico acordados con el BID(préstamo BID 1159/OC-CO).

Mesa Permanente de Participación Ciudadana y Comunitaria en el Marco de la Gestión Ambiental del Sector Minero - Energético

En 1999, como respuesta a una sentida necesidad del sector minero - energético y en el marco del convenio de producción más limpia, el Ministerio del Medio Ambiente instaló una Mesa Permanente de trabajo que sirviera como observatorio y aprovechara el conocimiento y la experiencia obtenidos a nivel sectorial en los procesos de Participación Ciudadana y Comunitaria. Como producto del trabajo desarrollado en el 2000, se cuenta con un documento conceptual elaborado en la Mesa, en el cual se presentan los acuerdos sectoriales a nivel conceptual y el diagnóstico prospectivo del sector en relación con el tema. A partir de este diagnóstico se está preparando un documento de política que define estrategias y acciones concretas al respecto.

Cooperación Internacional

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, propuesta en la Cumbre de la Tierra en 1992 y vigente desde 1994, se orienta a buscar la solución al problema del cambio climático. Esto mediante la puesta en marcha de medidas tendientes a estabilizar las concentraciones de GEIs en la atmósfera a un nivel que prevenga los peligros de la interferencia humana en el cambio climático y que permita que los ecosistemas se adapten en forma natural al cambio climático. La Convención incluyó compromisos voluntarios (no vinculantes legalmente) por parte de los países desarrollados para reducir sus emisiones de GEIs en el año 2000 a los niveles de 1990⁷.

⁷ Solo la Unión Europea y las economías en transición cumplieron la meta de estabilización.

El Protocolo de Kioto (PK), es un desarrollo de la Convención y se negoció en 1997, pero aún no ha entrado en vigencia (se espera que esto ocurra antes del 2003). Establece metas de reducción (legalmente vinculantes) de emisiones de GEIs de 5,2% en promedio por debajo de los niveles de emisión de 1990, a ser logradas en un período de compromiso entre los años 2008- 2012, por los países desarrollados y las economías en transición.

Para facilitar el cumplimiento de estos compromisos, en el protocolo se establecen tres mecanismos de flexibilidad para intercambiar reducciones de emisiones, conocidos como implementación conjunta, comercio de emisiones y mecanismo de desarrollo limpio (MDL). Colombia es vulnerable al cambio climático y también a las medidas que se adopten para enfrentarlo. El país ratificó la Convención de Cambio Climático mediante la ley 164 de 1995.

El Protocolo de Kioto fue ratificado mediante la ley 629 del 27 de diciembre de 2000. Colombia participa activamente en las negociaciones de cambio climático teniendo en cuenta su vulnerabilidad especialmente en las exportaciones de carbón y petróleo, como las oportunidades que a través del MDL o instrumentos similares, tiene el país para lograr nuevas inversiones y transferencia de tecnología al igual que para el desarrollo de su oferta ambiental.

Institucionalmente las relaciones y negociaciones sobre la Convención de Cambio Climático son lideradas por el Ministerio de Relaciones Exteriores, el cual se asesora de entidades públicas y privadas, entre ellas el Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas, como la Upme, Ecopetrol y Minercol. Desde 1997 la Upme viene participando en las reuniones preparatorias de la delegación colombiana en las conferencias de la Convención con la elaboración de documentos sectoriales. La última de ellas (COP6), se efectuó en La Haya, Holanda, en noviembre de 2000. La Upme apoyó activamente la elaboración de una "Estrategia Nacional para el Aprovechamiento del MDL", trabajo liderado por el Ministerio del Medio Ambiente.

Actualmente, la Upme participa en las reuniones preparatorias de la segunda parte de la COP6, a llevarse a cabo en julio de 2001, en Bonn, Alemania.

Manejo Ambiental en Proyectos Específicos

- San Carlos, Jaguas y Calderas

Los Programas Ambientales dentro del Plan de Manejo Ambiental son las actividades que ha realizado Isagén para atender los impactos causados por

sus actividades en los centros productivos, sin que medie un requerimiento de la autoridad ambiental competente. Durante el 2000 se firmó un convenio con la Corporación Autónoma Regional de la Región del Nare (Cornare), que permitió identificar proyectos de interés común y tiene como finalidad destinar recursos técnicos, físicos y financieros para desarrollar proyectos tendientes a preservar y manejar adecuada y sosteniblemente los recursos naturales. Los proyectos se clasifican en: conservación de bosques, manejo integral de residuos sólidos y sistemas de tratamiento de aguas residuales en cuencas aportantes a los embalses. El convenio tiene previstas inversiones por \$673 millones de pesos, de los cuales Isagén aportó \$200 millones.

- **Termocentro Ciclo Combinado**

De abril de 1999 a noviembre del 2000, se llevaron a cabo de manera satisfactoria los programas biofísicos y sociales consignados en el Plan de Manejo Ambiental (PMA), que hace parte del Documento de Evaluación Ambiental, (Dema) aprobado por el Ministerio del Medio Ambiente para la construcción del Ciclo Combinado de Termocentro.

En el área biofísica se desarrollaron programas para el control, tratamiento y monitoreo de aguas residuales domésticas e industriales, manejo de residuos sólidos, control de ruido, control de emisiones y calidad del aire y manejo de ecosistemas de especial interés. Por su parte, en el área social se desarrollaron programas de beneficio comunitario como el Programa de Información y Participación Comunitaria, con el fin de mantener un diálogo permanente entre la Empresa, las instituciones y las comunidades del área de influencia.

El programa de empleo en el pico máximo de construcción del Ciclo Combinado de Termocentro, logró aportar 687 empleos para su área de influencia. Así mismo, su programa de Inversión Social permitió desarrollar de manera concertada, actividades en áreas como prevención en salud, capacitación en organización comunitaria, educación ambiental y promoción cultural.

Esta gestión arrojó resultados positivos, dando cumplimiento a los acuerdos pactados en las mesas de concertación, con aportes de aproximadamente \$214 millones para 44 proyectos de beneficio comunitario.

- **Proyecto Hidroeléctrico Miel I**

Durante el año 2000, continuaron las actividades relacionadas con el Plan de Manejo Ambiental del Proyecto Hidroeléctrico Miel I en sus aspectos social y físico-biótico, con una inversión total de \$ 1.826 millones. Los programas y pro-

yectos ejecutados fueron los siguientes: relación con comunidades y autoridades locales y regionales, restablecimiento y fortalecimiento de actividades productivas, educación ambiental, promoción de proyectos culturales locales, mejoramiento de servicios en poblaciones afectadas por inmigración (saneamiento básico, ampliación y mejoramiento del servicio educativo, ampliación de la cobertura de salud y nutrición), mantenimiento de las vías en la zona perimetral del proyecto, control de la contaminación hídrica y manejo integral de residuos sólidos, manejo y adecuación del área de embalse, manejo integral de ecosistemas acuáticos, manejo ictiológico, manejo de bosques cuenca alta, arqueología de rescate y plan de monitoreo ambiental.

Como resultado la política social, más del 50% de las 2.223 personas vinculadas al proyecto durante el último trimestre del año, procedían del área local y regional.

- **Urrá I**

El plan de gestión para la vigencia 2000 para las áreas ambiental y socioeconómica se basó en el cumplimiento de los requerimientos establecidos por el Ministerio del Medio Ambiente (MMA) en la licencia ambiental.

La ejecución del plan de gestión se vio afectada por la situación económica y de orden público del país y del área de la central hidroeléctrica. Esta que impidió el normal desarrollo e implementación de las obligaciones impuestas dentro del licenciamiento del llenado y operación de la Central Urrá I, en circunstancias que obligaron a la Empresa a establecer prioridades y efectuar reprogramación correspondiente para dar cumplimiento a algunas obligaciones impuestas por el MMA.

Las circunstancias de orden presupuestal y financiero de Urrá S.A. E.S.P. en el año 2000, solo le permitieron financiar inicialmente el 15,4% del total presupuestado para las áreas ambiental y socioeconómica. En el mes de mayo se consiguió un 25% de los recursos a través del Fondo Interministerial y a finales de agosto, mediante la ley 612 del Congreso de la República, se consiguió el presupuesto restante. Por este motivo, algunas de las actividades programadas no se realizaron o se ejecutaron parcialmente.

A continuación se registra la ejecución en el año 2000 de las acciones dentro del cumplimiento de la licencia ambiental para el llenado y operación de la Central.

Urrá ha garantizado en todo momento un caudal por la estructura de carga, superior a los 75 m³/seg. exigido por el Ministerio del Medio Ambiente (MMA). Las actividades adelantadas se enmarcaron en los siguientes programas:

- a. Calidad de Agua. Monitoreos de calidad de agua en cinco estaciones en el embalse y 22 estaciones en el río Sinú; Análisis para definir el estado trófico del embalse; Aforos de caudal para determinar las curvas de calibración de caudales líquidos en las 22 estaciones del río.
- b. En el río Sinú se presentaron valores de oxígeno disuelto mayores a los 4,0 mg/lit a partir del Km. 50, aguas abajo del sitio de presa, lo que garantiza el cumplimiento a los requerimientos establecidos en la resolución 838 de 1999 del MMA.
- c. Estudio Socioeconómico y Geológico - Minero para la Explotación del Material de Arrastre Aguas Abajo de la Central. Esta actividad no está incluida dentro de los requerimientos de la Licencia Ambiental, pero en atención a las inquietudes planteadas por las comunidades que explotan arenas y gravas del río Sinú, la Empresa contrató este estudio.

Reglas de Operación. Tomando como base los lineamientos establecidos en el estudio de reglas de llenado y operación de la Central Urrá I, durante el año 2000 se cumplieron los siguientes aspectos:

- Se siguieron a partir de la entrada en operación de la cuarta unidad, los niveles en el embalse establecidos por esta curva, que incluyó en su determinación estrategias para el mejoramiento de los niveles de oxígeno disuelto a la salida de la Central.
- Cuña Salina. Se respetó el caudal mínimo de 75 m³/seg descargado desde la Central, para el control de cuña salina en la desembocadura del río Sinú, establecido por el MMA, lo que garantizó un adecuado control de este fenómeno.
- Control de Inundaciones. Durante todo el año 2000 se controlaron efectivamente las inundaciones en el valle del río Sinú aguas abajo de la Central. En el segundo semestre del año, y debido a la combinación de varios factores (regulaciones del sector eléctrico, comercialización de energía y alta pluviosidad en la zona del embalse), se produjo rebose de aguas a través del vertedero de excesos. Sin embargo inundaciones estos reboses no significaron aguas abajo de la presa, ya que la central fue operada para que no se presentara una descarga total superior a los 700 m³/seg.

Proyectos de ISA

Como medida de compensación, ISA ha venido desarrollando su programa bandera de electrificación rural para las viviendas ubicadas a 2 Km. a lado y lado de las líneas de transmisión. Este programa contempla el suministro de los materiales necesarios para las obras de electrificación rural, incluidas las acometidas y los contadores para cada vivienda y las instalaciones internas de escuelas, centros de salud y centros comunitarios y la iluminación de las canchas polideportivas.

Durante la historia del programa, (1991- 2000), ISA ha apoyado la electrificación de un total de 20.994 unidades familiares, beneficiando a 104.970 personas, con un aporte de \$28.287 millones. Esta inversión equivale a darle servicio de energía eléctrica a una población del tamaño de Quibdó, Cartago o Tumaco. ISA durante el último año, realizó convenios con 26 municipios para favorecer 2.170 familias, con una inversión de \$4.663 millones.

Para la ejecución de los proyectos de transmisión ISA contrata mano de obra calificada con las comunidades involucradas, generando empleo y mejorando las condiciones de vida de algunas familias. Durante el año 2000, los proyectos Primavera-Guatiguará-Tasajero, Fibra Óptica del Pacífico, y Purnio-Miel-San Felipe generaron 580 empleos.

Durante el año 2000 se desarrolló el programa de arqueología de rescate en las líneas a 230 kV. Sabanalarga-Cartagena y Primavera-Guatiguará-Tasajero. Se publicó el libro Atlas Arqueológico de ISA y la cartilla "Un aporte desde la arqueología a la historia más antigua de Colombia", que recogen la experiencia de ISA en este campo.

Dentro del programa de compensación forestal, reforestación y conservación ambiental, la empresa impulsó proyectos para proteger recursos naturales estratégicos. Entre estos se destacan: desarrollo sostenible en la cordillera de los Yarigües y formación Biogeográfica de Santurban; conservación y recuperación de los ecosistemas costeros de los municipios de Santa Rosa, Clemencia, Santa Catalina (Bolívar) y Luruaco y Sabanalarga (Atlántico) y desarrollo sostenible de los ecosistemas del Oriente de Caldas y Nororiente del Tolima.

Gestión Ambiental en Subestaciones y Líneas de Transmisión en Operación. En el ámbito de las líneas de transmisión ISA realizó el mantenimiento de las parcelas de bosque protector establecidas en los municipios de Palermo, Yaguará y Aipe (Huila) y Cimitarra (Santander). También se desarrollaron programas de aisla-

miento de recursos hídricos, reforestación de cuencas protectoras y educación ambiental en el oriente antioqueño, Magdalena Medio y algunos departamentos del Occidente Colombiano. Igualmente se ejecutó el programa de mejoramiento agropecuario, en zona de influencia de la Línea de Interconexión con Ecuador, el cual favorece a la comunidad indígena del Resguardo Ipiales (Nariño).

Primer trimestre 2001

Para la ejecución de obras de electrificación rural, ISA invirtió recursos durante el primer trimestre del 2001 en los siguientes proyectos:

Convocatoria Internacional Upme 01: se invirtieron \$450 millones, con beneficio para los municipios de Betulia y San Vicente de Chucurí (departamento de Santander) y Bochalema, Silos Pamplona, Pamplonita, Durania y Mutiscua (Norte de Santander).

Línea de transmisión Purnio-Miel San Felipe: se invirtieron \$750 millones, con beneficio para los municipios de Mariquita (Tolima) y La Victoria (Caldas).

Igualmente la Empresa estableció contratos en el primer trimestre del 2001, relacionados con los proyectos establecidos en las convocatorias Upme 01, Upme 02 y para la línea Purnio-Miel- San Felipe. Estos contrataos fueron con centros de educación superior y otras instituciones como la Universidad de Antioquia a través del Jardín Botánico (HUA) y la Corporación ambiental CIA, las universidades del Atlántico, de Caldas y del Tolima, para el levantamiento de la información que permitirá obtener una base de datos científicos que propicie el desarrollo sostenible y la protección de la biodiversidad en las zonas en las que ISA tiene influencia.

Las exigencias emanadas de las licencias ambientales incluyen los programas de educación ambiental a las comunidades beneficiadas con las acciones de compensación forestal y vecinas a las líneas de transmisión, tales como la línea Sochagota-Guatiguara, la línea Betania - Mirolindo, la línea San Carlos - La Virginia - San Marcos, la Variante Páez y la Interconexión con Ecuador.

Aspectos Específicos

Proceso de Venta de Acciones de la Empresa Comercializadora y Generadora de Energía Eléctrica, Isagén

Este proceso busca lograr la venta de la participación accionaria de la Nación en Isagén, equivalente al 76,88% a inversionistas estratégicos, quienes asumirían el control de la Empresa. Dentro del proceso, hasta la fecha, se han adelantado las siguientes actividades:

- Diagnósticos sobre la parte técnica, legal, contable y actuarial de la empresa.
- Estructuración del proceso.
- Acopio y organización de la información financiera, técnica, contable, legal y actuarial de la empresa.
- Realización de "road shows" a través de los cuales se ha informado a potenciales inversionistas de Estados Unidos y Europa sobre los alcances y cronogramas del proceso.
- Se han atendido las demandas interpuestas por los empleados.
- Se abrió la invitación al Sector solidario, a partir del mes de septiembre de 1999, extendiéndose el plazo hasta finales del mismo año.
- Obtención del permiso por parte del Ministerio de Trabajo para la reducción de capital de la Empresa, incluida como una de las actividades previas a la venta de acciones.

Cabe anotar, que este proceso fue suspendido temporalmente en septiembre del año 2000, días antes de su cierre, ante la orden proferida por la Corte Constitucional en respuesta a la demanda presentada por Eeppm contra la resolución Creg 042 de 1999 y otras ante el Consejo de Estado. El proceso se reabrió a finales del año pasado, cuando el Consejo de Estado negó la demanda de Eeppm.

El proceso se terminó el 30 de abril de 2001, de acuerdo con la aprobación dada por el Comité de Participación Privada. Está pendiente la aprobación del precio mínimo por parte del Consejo de Ministros.

Proceso de Venta de Acciones de ISA y Programa de Participación Ciudadana, "Isa, Acciones para todos".

El proceso de venta de acciones de ISA busca la enajenación del 76,2% de las acciones de dicha Empresa de propiedad de la Nación, en favor de inversionistas

estratégicos, una vez realizado el ofrecimiento previsto por la ley, al Sector Solidario.

En el marco de este proceso se había concluido la debida diligencia técnica, legal, contable y actuarial; al igual que la definición de la estructura del proceso y aprobado el precio de la acción que se ofrecería al sector solidario.

Posteriormente, a comienzos del 2000, la Junta Directiva de ISA aprobó adelantar la fase de participación ciudadana la cual culminó exitosamente con una colocación de 13,3% de las acciones de ISA, entre cerca de 62.000 ciudadanos y fondos de pensiones.

Particularmente, el programa de participación ciudadana consistió en un exitoso proceso de democratización accionaria al cual se lograron vincular masivamente un total de 62.016 nuevos accionistas, incluidas personas naturales y jurídicas.

La emisión se realizó por un monto de \$101.200 millones, los cuales constituyen hoy día la segunda fuerza accionaria de la compañía con un 13,33% de su propiedad. El 70% de las acciones quedaron en manos de los ciudadanos, mientras que el 30% restante fue adquirido por inversionistas institucionales. Por su parte, los bancos vendieron un 59% de las acciones y las Bolsas de Valores el 41% restante, mientras que el 67% de los papeles de ISA fueron comprados al contado. La emisión quedó ampliamente distribuida en el país de la siguiente manera:

Cuadro 7. Distribución de las Acciones de ISA en las diferentes ciudades

Ciudades	Acciones adjudicadas	%
Bogotá	27,592,000	34
Medellín	18,677,000	23
Cali	5,128,000	6
Barranquilla	3,385,000	4
Envigado	1,607,000	2
Cartagena	1,562,000	2
Bucaramanga	1,530,000	2
Cúcuta	1,354,000	2
Pereira	1,331,000	2
Otras	18,334,000	23
Total	80,500,000*	100

*34.500.000 acciones fueron adquiridas por inversionistas institucionales.

Fuente : ISA

Este programa logró interesar a habitantes de las más importantes ciudades del país, que en un 90% adquirieron entre quinientos mil y dos millones de pesos en acciones. Esto significa que sólo al 10% de los nuevos accionistas fue necesario efectuarle el prorrateo previsto, debido que la demanda superó ampliamente la oferta.

Escisión del SIC-Bolsa de Energía Eléctrica de las Actividades Comerciales de Interconexión Eléctrica y Definición del Esquema Institucional para las demás Funciones del Actual Centro de Despacho

El estudio denominado "Escisión del SIC-Bolsa de Energía Eléctrica de las Actividades Comerciales de Interconexión Eléctrica y Definición del Esquema Institucional para las demás funciones del actual Centro de Despacho" culminó el 28 de febrero del presente año y algunas de las conclusiones básicas del estudio (entre ellos el esquema general de la nueva entidad administradora y operadora del mercado), se describe a continuación :

La nueva entidad se registrará bajo un esquema operativo flexible, de tal forma que pueda adaptarse a los cambios y a la evolución del mercado. Bajo estos principios y este marco, se le dará un mayor alcance al actual contrato de mandato, el cual, de acuerdo con el Código de Operación (resoluciones Creg, 24, 25 de 1995 y las demás que la complementen y modifiquen), le otorga la facultad al MEM de administrar el Mercado de Energía Mayorista. Específicamente, la nueva entidad deberá permitir la implementación y desarrollo del detalle planteado en la regulación de la Creg.

De esta manera la nueva entidad, actuando en el marco de las políticas y funciones definidas por la ley, será responsable por la implementación en detalle de los aspectos operativos y de lo planteado en la regulación. Conceptualmente la Creg definirá los objetivos y metas regulatorias para el CND-MEM. La nueva entidad actuará como operadora del sistema y del mercado eléctrico, para lo cual, con base en la regulación expedida por la Creg, desarrollará los procesos y procedimientos idóneos para lograr las metas regulatorias definidas para el mercado colombiano. Este proceso se realizará acorde con la necesidad y requerimientos del mercado. De esta forma la entidad podría adecuarse a los cambios regulatorios que se dan en su momento.

La base fundamental del trabajo de la nueva entidad, así como su objeto social, continuará siendo las funciones definidas en las leyes 142 y 143 de 1994 para el CND, que le otorga facultades especiales para administrar todos los recursos del

Sistema Interconectado Nacional (SIN). Igualmente, la nueva entidad desarrollará las funciones del SIC (Sistema de Intercambios Comerciales) y las del LAC (Liquidador y Administrador de Cuentas por Uso del Sistema de Transmisión Nacional).

De acuerdo con la estructura de la nueva entidad, ésta igualmente desarrollará otras funciones como: supervisión y seguimiento al mercado; cumplimiento de los agentes del mercado; análisis crediticio y actividades relacionadas con la Cámara de Compensaciones y expedición de nuevas reglamentaciones y procedimientos del mercado.

Con respecto al tema están por confirmarse las siguientes acciones:

- Expedición del decreto por medio del cual se establece la conformación de la junta directiva de la nueva empresa.
- Contrato de transición Nación (ISA) para la transferencia de propiedad.
- Creación de la nueva empresa por parte de ISA, registrar e inscribir la nueva entidad en la cámara de comercio y desarrollo de los estatutos.
- Expedición resoluciones Creg autorizando que a) la nueva entidad pueda desarrollar el nivel de detalle plasmado en la regulación y b) delimitación de la propiedad que puedan tener las empresas del sector como accionistas en la nueva empresa.

Proceso de Vinculación de Capital a las Empresas Distribuidoras de Energía

Este proceso pretende la vinculación de inversionistas estratégicos a las empresas distribuidoras en las cuales la Nación tiene una participación accionaria mayoritaria, buscando la inyección de capital y de gestión necesaria para fortalecer las empresas y asegurar su viabilidad técnica y financiera en el mediano y largo plazo.

El proceso se inició a comienzos de 1999, con la asesoría de la firma Rothschild. A la fecha se encuentran concluidas las diligencias legales, actuariales, contables y técnica de cada una de las empresas, la elaboración del modelo para la valoración; así como una propuesta de las posibles alternativas de estructura del proceso.

De los análisis adelantados, se determinó la necesidad de revisar la metodología aplicable sobre cargos de distribución, factor que limitaría los costos que las empresas podrían trasladar en sus tarifas a los usuarios finales y que, sin lugar a

duda, afectaría seriamente las posibilidades de expansión de las redes y, por ende, el aumento de la cobertura. Con el fin de hallar una solución a este tema, la Creg expidió la resolución 80 de 2000, mediante la cual se somete a consideración de los agentes, los cambios metodológicos que permitirían resolver este problema.

Actualmente, los esfuerzos de la Banca de Inversión se concentran en la implementación de una solución para el Chocó, la actualización de las debidas diligencias y el seguimiento a los potenciales inversionistas para lo cual se remitió el "teaser" o memorando preliminar de información referente al proceso.

Paralelamente, el Ministerio de Minas y Energía está adelantando directamente y a través de las Juntas un minucioso programa de seguimiento a todas las empresas distribuidoras con participación mayoritaria de la Nación con la finalidad de que mejoren su gestión financiera, técnica y comercial.

Los temas prioritarios pendientes dentro de este proceso incluyen:

- a. Programación y realización de Road Shows locales y en el exterior
- b. Actualización de las proyecciones de flujos de caja
- c. Revisión de posibles preguntas de potenciales inversionistas.

Adicionalmente se tratarán temas urgentes relacionados con los análisis y negociaciones que se vienen adelantando en torno al PPA de Paipa IV y a los BOOTs de Tolima, Quindío y Huila, así como la estructuración y desarrollo de una solución para el Chocó.

Aspectos puntuales relacionados a la viabilidad de algunas empresas Distribuidoras con participación mayoritaria de la Nación.

Los temas principales relacionados con las electrificadoras y contemplados dentro de este proceso son:

- BOOT Tolima: Se adelanta un proceso de negociación entre la Electrificadora del Tolima y el contratista. No obstante, la situación financiera de la Empresa es tan difícil que aún con el BOOT renegociado, se ha concluido que Electrolima podría entrar en causal de intervención por parte de la SSPD, dada su estructura de pasivos que la hacen inviable.
- PPA Paipa IV. La Empresa a través de su Junta Directiva contrató un estudio para revisar el contrato PPA y las posibilidades jurídicas de renegociación del mismo, pues este aspecto incide significativamente en la viabilidad de media-

no y largo plazo de la empresa. Actualmente, se está estudiando conjuntamente con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el DNP.

- Situación Financiera CHEC. La Empresa atraviesa una situación crítica de déficit de caja, por lo cual es urgente lograr la refinanciación de los créditos, así como la negociación del PPA de Termodorada para evitar que entre en limitación de suministro.
- Estructuración Chocó. Se aprobó en el CPP (Comité de Participación Privada) la suscripción de un contrato de gestión. Se requiere la evaluación de los aportes anuales que habría que incluir dentro del Presupuesto de la Nación para cubrir los faltantes. Conocidos los montos, estos se deben someter a consideración del Ministerio de Hacienda.

Proceso de análisis, evaluación y aprobación de los planes de gestión y resultados del año 2000 y 2001

El Gobierno Nacional con la expedición del decreto 266 de febrero 22 de 2000, artículo 44, suprimió el trámite de presentación, aprobación, evaluación y actualización del plan de gestión y resultados de corto, mediano y largo plazo, que sirve de base para el control que deben ejercer las auditorias externas, previsto en el parágrafo del artículo 52 de la ley 142 de 1994. De conformidad con el contenido de esta norma la Unidad de Planeación Minero Energética a partir de esa fecha se abstuvo de realizar cualquier actividad relacionada con el tema.

La Corte Constitucional expidió la sentencia 1316 el 26 de septiembre de 2000 declarando inexecutable el decreto 266, por lo tanto a partir de esta fecha, se reanudo el trámite de presentación, actualización, evaluación y aprobación de los planes de gestión y resultados.

Se solicitó a la Creg concepto sobre la presentación y aprobación de los planes de gestión y resultados para el año 2000. Como resultado de esta solicitud, la Creg expidió la circular 16 del 11 de diciembre de 2000 estableciendo que se tornaba imposible para la Upme dar cumplimiento al proceso correspondiente al año 2000.

Como seguimiento la Upme emitió la circular 001 de 2000, informando a los gerentes de las empresas prestadoras de los servicios de electricidad y gas combustible sobre tales determinaciones.

A principio del año en curso, se realizó un análisis de los indicadores de gestión existentes para cada una de las actividades y sus problemas de coherencia con la regulación vigente, con el propósito de elaborar una propuesta de indicadores de gestión para cada una de las actividades.

Con el objeto de enriquecer la propuesta elaborada por la Upme, se emitió la circular 01 del 17 de enero de 2001 solicitando a las empresas prestadoras del servicio de electricidad y gas combustible, comentarios al contenido actual de los planes de gestión y sus indicadores así como propuestas de mejoramiento.

Se dio inicio al proceso de análisis, evaluación y aprobación de los planes de gestión y resultados para el periodo 2001- 2005, mediante el envío de una circular recordándole a las empresas la fecha de presentación de los mismos.

Se han recibido para análisis y aprobación los planes de gestión de las actividades desarrolladas por 24 empresas de gas natural, 57 empresas de energía eléctrica y 2 de gas propano.

Empresas Intervenido

A raíz del incumplimiento de sus compromisos dentro del mercado de energía, la SSPD ha intervenido a varias empresas, sin que dicha intervención a la fecha haya permitido resolver los problemas financieros que las aquejan. El Gobierno viene apoyando a la SSPD a través de un grupo de funcionarios del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, del Departamento Nacional de Planeación y de este Ministerio, conjuntamente con algunos asesores técnicos, financieros y legales, contratados para este fin. Las empresas incluidas bajo este esquema son las siguientes:

Empresas Públicas de Cauca: Esta empresa estuvo intervenida desde mayo de 1998, sin que la SSPD pudiera resolver o mejorar la situación financiera de la misma. Los problemas financieros colocaron a la empresa bajo limitación del suministro, lo cual desencadenó una serie de paros cívicos, comprometiendo la situación de orden público de la región y del país.

Con el fin de dar una solución al problema, el Gobierno a través del Minhacienda, el DNP y Minminas firmaron un convenio con la SSPD, para brindarle apoyo mediante la contratación de asesores jurídicos, técnicos y financieros. Como resultado de los análisis se planteó la conveniencia de llegar a una negociación directa con Eade a fin de asegurar la prestación del servicio en dicho municipio. Sin embargo, la propuesta no resultó viable debido a las siguientes dificultades :

- Las diversa valoraciones de los negocios de distribución y comercialización eléctrica para el municipio dan valores negativos, asociados a los elevados niveles actuales de pérdidas y de cartera morosa, así como a las inversiones que habría que hacer para cumplir con las exigencias niveles de calidad del servicio.
- Jurídica y operativamente no se encontró viable llegar a una venta directa por parte de Caucasia a Eade.

En enero de 2001, se firmó un contrato de arrendamiento de los activos de distribución, a través del cual Eade asumió la prestación del servicio en el municipio. El contrato se venció el 28 de febrero y se decidió ampliarlo bajo los siguientes compromisos:

- Elaborar los términos para ampliar el contrato, o suscribir uno nuevo de arrendamiento o de administración, operación y mantenimiento, a través del cual Eade pudiera continuar prestando el servicio en Caucasia, pero con un reconocimiento por parte de las Empresas Públicas de ese municipio, del déficit que la operación comercial le genera (cerca de \$180 millones al mes).
- Expedir resolución de inicio de liquidación de las Eppc, nombrando al gerente liquidador.
- Concretar el cronograma de actividades que se adelantarían dentro de los tres meses siguientes, para llevar a cabo la venta de los negocios de distribución y comercialización que venían prestando las Eppc.

Para la realización de estas actividades y el cumplimiento de los acuerdos, se cuenta con el compromiso firme de la Superintendencia de Servicios Públicos.

Empresas Eléctricas de San Andrés (APL, Sopesa): APL se encuentra intervenida desde el 13 de marzo de 2000, sin que hasta el momento, la SSPD haya podido dar una solución integral al problema de los servicios públicos en San Andrés.

En reuniones sostenidas durante el año 2000 y el año en curso con funcionarios del Ministerio de Minas y Energía, la SSPD, la Gobernación de San Andrés, APL y Corelca, se establecieron los siguientes compromisos:

- Acercamiento por parte de Corelca con Sopesa, para estudiar una posible renegociación del contrato PPA vigente.
- Estudio por parte de APL de algunas dudas jurídicas que existen sobre la propiedad de algunas de las unidades de generación.
- Estudio por parte de Corelca de la posibilidad de retirar alguna de las unidades de generación instaladas en San Andrés, reduciendo los costos del contrato con Sopesa.

- Elaborar un convenio entre el Gobierno y la SSP para apoyar con asesores, la búsqueda de una solución definitiva al problema estructural y de costos de prestación del servicio en la Isla.

Empresa de Energía de Arauca (Enelar): Esta empresa se encuentra intervenida por la SSPD desde el 11 de junio de 1999. Enelar se encarga de la operación de los activos de distribución de propiedad del departamento, y de la comercialización de energía. Con los asesores contratados para Caucasia se levantó un diagnóstico de la Empresa actualmente se busca, con el apoyo del Gobierno Nacional, dar una solución al problema que permita a la SSP abordar nuevamente el tema.

Proyectos Intersectoriales

Proyecto "Asistencia Técnica al Sector Energético" COL/94/016 Crédito BIRF 3827-CO

El objetivo de este proyecto suscrito con el Banco Interamericano de Desarrollo consiste básicamente en :

- 1) El Fortalecimiento institucional de la Creg y la Upme a través de consultorías especializadas y actividades de capacitación.
- 2) Apoyo en la reestructuración del sector eléctrico, fomentando la participación del sector privado en las actividades de generación, distribución, y comercialización de energía eléctrica.
- 3) Apoyo a la masificación del uso del gas natural como energético sustitutivo de la electricidad, incentivando la participación del sector privado.
- 4) Utilización y uso seguro del gas natural y del GLP.
- 5) Apoyo a consultorías sobre impacto ambiental de proyectos del sector energético, especialmente el eléctrico.

Presupuesto y plazo

El presupuesto del proyecto fue de once millones de dólares (US\$11.000.000), provenientes del crédito BIRF 3822 CO con el Banco Mundial. El proyecto se inició en julio de 1995 y su fecha de cierre será el 31 de diciembre de 2001, después de dos ampliaciones de un año, en relación con la que originalmente contemplaba el contrato de crédito.

Operación técnica del proyecto

Los aspectos relacionados con el manejo y orientación técnica del proyecto, están a cargo del Comité Técnico Coordinador, el cual es presidido por el Director de la Unidad de Planeación Minero Energética, en representación del Ministro de Minas y Energía, por el jefe de la Unidad de Infraestructura del Departamento Nacional de Planeación (usualmente representado por el Jefe de la División de Minas y Energía) y por un experto Asesor de la Comisión de Regulación de Energía y Gas- Creg, en representación del Director de esa entidad. El Director de la Upme, actúa como Director Nacional del Proyecto.

La Unidad Ejecutora del proyecto está conformada por el Coordinador Nacional, un Asistente Administrativo y una Secretaria, todos ellos de dedicación exclusiva al proyecto y con sede en la Unidad de Planeación Minero Energética. La contabilidad del proyecto se maneja mediante contrato a tiempo parcial con un contador. Es importante señalar que el Gobierno Nacional contribuye con recursos de contrapartida, representados en oficinas para los miembros de la Unidad Ejecutora, así como con la dotación de servicios públicos y materiales para su correcto funcionamiento. Se consideran así mismo recursos de contrapartida, las contrataciones de consultorías realizadas por la Creg y la Upme, que apoyen los objetivos del proyecto y que hayan sido financiadas con otros recursos que manejen estas entidades del Gobierno, distintos del crédito con el Banco Mundial.

Es importante señalar que anualmente se efectúa por parte de la Contraloría General de la República, la auditoría financiera y de gestión del proyecto. Esta además mandatoria dentro del convenio de crédito suscrito con el Banco Mundial, cuyos resultados se remiten a esa última entidad y a las demás instancias del Gobierno Nacional dentro de los primeros cuatro meses del año.

Algunos Resultados

- Apoyo permanente y continuo desde 1995 a la Creg, a la Upme, al MME, y a otras entidades del sector energético, en la contratación de consultorías especializadas de apoyo a sus objetivos institucionales.
- Financiación de los estudios de apoyo desarrollados por la Banca de Inversión en el proceso de privatización de la Empresa de Energía de Bogotá - EEB.
- Apoyo a través de consultorías, a los procesos de privatización de las 14 electrificadoras del centro del país.

- Estudio de valoración de activos rurales de la Empresa de Energía de Cundinamarca.
- Estudio sobre la prestación del servicio de electricidad en Zonas No Interconectadas, financiado conjuntamente con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
- Estudio de la nueva Bolsa de Energía y esquema institucional del Centro Nacional de Despacho.
- Consultorías de apoyo prestadas en el proceso de concesión a través de licitación pública de las zonas de uso exclusivo de gas natural.
- Estudio sobre la formulación de indicadores de costos de gestión ambiental en el sector eléctrico colombiano.
- Interventoría de los contratos de concesión de la zona de uso exclusivo de gas de Centro Oriente (a punto de iniciarse).
- Actividades de capacitación y apoyo a través de talleres de trabajo, Seminarios etc., en asuntos relacionados con la privatización del sector energético, y problemas del sector eléctrico entre otros.

Estado de ejecución

El crédito del Banco Mundial y, en consecuencia, el proyecto ha sido ejecutado en un 96%, representado en 14 desembolsos. El desarrollo del proyecto es considerado por el Banco Mundial como satisfactorio.

Para el año 2001, se espera dejar iniciada la interventoría de la zona de uso exclusivo de gas de Centro Oriente y, concluir el estudio de indicadores de gestión ambiental del sector eléctrico. Así mismo adelantar un seminario sobre evolución y tendencias regulatorias en el sector eléctrico y un proyecto de actualización del nodo del sistema de información minero energético, en el Ministerio de Minas y Energía.

Proyecto de Uso Racional y Eficiente de Energía PNUD/COL 97/011

(Convenio de Préstamo de Cooperación Técnica BID No 1035 OC-CO)

Objetivo

El convenio de préstamo 1035/CO-OC, tiene por objeto apoyar la implantación de la estrategia sectorial del Gobierno Colombiano para promover el desarrollo

de una cultura de uso racional y eficiente de energía, mediante un crédito de diez millones de dólares norteamericanos, con una contrapartida local equivalente a dos millones de dólares. La estrategia del Gobierno busca optimizar el costo del servicio y las necesidades financieras del sector, fomentar una mayor participación privada, atenuar el impacto ambiental por la producción y el uso de la energía y orientar adecuadamente la oferta y demanda de recursos energéticos en el país, incluyendo la utilización de energías alternativas.

Componentes

Para contribuir al cumplimiento del objetivo mencionado, el préstamo contempla las siguientes áreas:

- Orientación de la demanda : Comprende un conjunto de acciones orientadas a inducir a los consumidores a mejorar sus hábitos de consumo, invertir en procesos y equipos eficientes y optimizar el uso de la infraestructura eficiente.
- Optimización de procesos de generación: Este componente comprende acciones en la generación de energía eléctrica, mediante una mejor utilización de recursos y de tecnologías de conversión menos contaminantes.
- Sustitución de energéticos: Comprende acciones destinadas a la sustitución de electricidad por gas natural o gas licuado de petróleo (GLP) en el sector residencial y comercial; la sustitución de gasolina o diesel en el transporte público por combustibles alternos como GLP o gas natural comprimido (GNC), así como la sustitución de leña por GLP en el sector rural.

Acciones de apoyo: A través de este componente se financiará el fortalecimiento del programa de normalización, certificación y etiquetado ; el desarrollo de la normalización en construcciones, el desarrollo de empresas de gestión energética y el fortalecimiento institucional de la Upme.

Actividades Ambientales: Este componente financiará los estudios de factibilidad y de estimación de beneficios ambientales que se requieran en los programas piloto que se realicen en el contexto del programa.

Entidades Beneficiarias

Las entidades beneficiarias del crédito son, entre otras, la Upme, el DNP, los Ministerios de Minas y Energía, Educación, Transporte; la Creg, Ecopetrol, Empresas Públicas Mineras, el Icontec, y las empresas públicas del sector eléctrico cuya participación estatal sea superior al 51%. En caso de que sea beneficiaria una entidad privada, se utilizarán mecanismos reembolsables.

Ejecución a diciembre de 2000

La ejecución total del programa a diciembre de 2000 se resume en el cuadro N° 8. Infortunadamente la falta de asignación presupuestal al crédito por parte del DNP para el año 2001, problema que sólo pudo resolverse favorablemente a finales del año pasado, significó una reducción obligatoria en el ritmo de apertura de algunos concursos que estaban previstos para finales de ese año y que sólo se abrirán en el transcurso del 2001.

A diciembre de 2000 se habían terminado estudios del área correspondiente a orientación de la demanda, tales como el desarrollo de indicadores de uso de energía con el Ente Vasco de Energía EVE; la evaluación ex-post de auditorías energéticas en el sector industrial con Urecancel y el desarrollo de una estrategia de educación no formal con Maloka. Se contribuyó parcialmente a la financiación de campañas de URE adelantadas con ISA, así como a algunas actividades de capacitación.

En el área de optimización de procesos de generación, se había concluido el estudio para el desarrollo de una facilidad financiera para proyectos de URE, con el consorcio Aene-Hagler Bailly. En el de sustitución de energéticos se inició el estudio de utilización de aceites usados como energéticos en procesos de combustión (segunda fase), por parte de Lupien y Rosemberg, el cual se viene ejecutando.

Cuadro 8. Ejecución a diciembre de 2000

Proyecto - Actividad	US\$
ORIENTACION DE LA DEMANDA	
Desarrollo de Indicadores de Uso de Energía	185.931
Evaluación ex-post auditorías energéticas en el sector industrial	49.473
Desarrollo de una estrategia de educación no formal con Maloka	60.707
Campañas URE -ISA	165.970
Capacitación URE (Seminarios)	27.070
OPTIMIZACION PROCESOS DE GENERACION	
Desarrollo de una facilidad financiera para proyectos de URE.	189.347
SUSTITUCIÓN DE ENERGÉTICOS	
Utilización de aceites usados como combustibles	30.779
ACCIONES DE APOYO	
Asesor de Gestión de apoyo al proyecto	12.060
SUBTOTAL PROYECTOS Y ACTIVIDADES	721.337
ADMINISTRACION Y COORDINACION	
Administración y Coordinación	215.014
Total	936.351

Igualmente se ejecutaron dos concursos, el de "Evaluación de la estructura y potencial del mercado de URE"⁸, el cual fue adjudicado al Instituto de Economía Energética- Fundación Bariloche (IDEE) y el concurso para el estudio "Diseño de un programa de capacitación para el fomento de los servicios de uso racional y eficiente de energía", el cual se encuentra en ejecución.

Proyecto Ceri - Colombia Acdi

Mediante la Cooperación Técnica Internacional con el Canadá, se continuó contando con la transferencia de tecnología y conocimientos para los sectores energético, minero y del medio ambiente.

A través de la Unidad de Planeación Minero - Energética (Upme), Minercol, Ingeominas, la Creg y Ecopetrol se desarrollaron programas de capacitación y consultoría en temas como actividades en campos marginales de explotaciones petroleras, fortalecimiento en el manejo del gas natural, entrenamiento técnico en instrumentos económicos y regulatorios. También en modelos de oferta de petróleo, apoyo reglamentario para la Creg, desarrollo de base de datos geocientífica, asistencia técnica en el Plan de Desarrollo Minero y el Código de Minas. Para la próxima vigencia se tiene contemplado atender 16 proyectos. o atender 16 vigencia se tiene contemplado atender 16 proyectos.

Sistema de Información Minero Energética (SIME)

La Upme recibió en enero de 1998 el Sistema de Información Minero Energético de Colombia SIMEC, el cual es monousuario y está diseñado en una base de datos ACCESS con una estructura rígida que le ha dificultado evolucionar de acuerdo con los cambios institucionales y con las nuevas necesidades de información. El SIMEC contiene los siguientes módulos:

- Esquema Institucional y Legal
- Información Minera
- Información Energética
- Economía y Demografía
- Indicadores
- Otros Sistemas de Información
- Información Bibliográfica

⁸ Este trabajo se encuentra en la fase de inicial.

La información existente en el momento de la recepción, comprendía series históricas para el periodo 1975-1997. La Upme, en su función constante de recolección y agrupación de información del sector minero energético lleva a cabo la labor de mantener y actualizar la información mencionada a nivel nacional e internacional, con el objetivo de almacenar todos los parámetros de los cuales requiere tener conocimiento el sector para su posterior divulgación

La información existente en el SIMEC está actualizada hasta el año 1999 y alguna hasta el año 2000.

Considerando los problemas de diseño de base de datos, de actualización de información y de capacidad para almacenar nuevas variables de interés para el sector minero energético, así como la baja capacidad del SIMEC actual para divulgar la información por medios informáticos de consulta pública como el Internet, la Upme inició un proyecto para rediseñar el sistema de información Minero Energético. Lo anterior en su parte de actualización y mejora tecnológica sino en su concepción del manejo de la información y en la información que debe almacenar para adaptarse al ambiente evolutivo y cambiante del sector minero energético. A esta nueva versión del sistema se la ha llamado proyecto SIME y es el origen de muchos subproyectos que ya se han ejecutado o que están por ejecutarse en la Subdirección de Información de la Unidad de Planeación Minero Energética.

Desarrollo e implementación de la nueva versión del SIMEC (SIME)

Teniendo en cuenta lo antes expuesto y con el fin de dotar a los sectores minero y energético de la información necesaria para adelantar los diferentes planes, programas y políticas orientados a manejar y a administrar de manera eficiente estos recursos, así como para atender de manera adecuada, oportuna y eficiente la creciente demanda de solicitudes de información, la Upme adelantó en 1999 un proyecto de consultoría cuyo enfoque principal fue el de definir y determinar las pautas para el diseño, montaje y puesta en marcha de una nueva versión del Sistema de Información Minero-Energético Colombiano SIMEC.

El Sistema de información SIME obedece también a la necesidad de contar con estadísticas confiables y con información de carácter oficial sobre las cifras que se manejan en los dos sectores, atendiendo a la responsabilidad conferida por ley a la Upme⁹.

⁹ Decreto 1683 de 1997. Ministerio de Minas y Energía.

Dentro del contexto anterior, en el cuarto trimestre del año 2000 la Upme contrató una asesoría para la implantación de la primera fase del SIME. La asesoría examinó la dimensión, el marco teórico y los alcances del diseño conceptual del sistema de información y entregó como conclusión un informe en el cual se describen los pasos que se deben seguir para implantar el SIME migrando el sistema SIMEC actual al mismo. La asesoría también recomendó en su informe final, la actualización del sistema SINSE entregado por ISA en octubre de 2001 a la Upme que contiene la información histórica del sector eléctrico actualizada hasta el año 1997 y el rediseño de la página WEB. La ejecución de las anteriores tareas preliminares al desarrollo del SIME, permitirán subsanar las deficiencias del sistema SIMEC actual mientras se desarrolla el SIME y finalmente permitirán migrar toda la información que se maneja actualmente al SIME final.

Adicionalmente la consultoría entregó como resultado, una revisión del diseño conceptual del SIME de la cual se puede concebir el Sistema de Información para la Upme SIME, como una herramienta para la consolidación, validación y generación de datos y cifras con un carácter muy alto de confiabilidad y oportunidad.

Una segunda fase del estudio, parte de la cual se desarrollará durante la vigencia del 2001, buscará poner en marcha el sistema de información, para lo cual será necesario conjugar el diseño del espacio de los datos (flujos de información) con los aspectos informáticos (software y hardware). En este sentido, la Upme está interesada en contratar una consultoría que inicie la actividad de montaje y puesta en marcha del sistema de información, bajo los criterios y las recomendaciones que se sugieren en el documento del diseño conceptual.

Con base en las pautas expuestas en el documento del diseño conceptual, el Sistema de Información Minero Energético deberá contener módulos estructurados y desarrollados que pertenecen a las siguientes categorías:

- Paginas de referencia
- Paginas terminales de interfase
- Paginas de inteligencia económica
- Sistemas rígidamente estructurados
- Aplicaciones integrales

Marco Regulatorio

Legislación Expedida por El Ministerio de Minas y Energía

Decreto 1407 Del 17 de Julio de 2000 "Por el cual se determina la cuantía máxima y se establece el procedimiento de Capitalización en La Empresa Urrá E.S.P., por parte de La Nación".

De acuerdo con lo estipulado en el artículo 90 de la ley 143 de 1994, la Nación podrá capitalizar directa o indirectamente en la Empresa Urrá S.A. E.S P., M mediante la adquisición de acciones de la referida Empresa por un valor nominal de MIL PESOS (\$1.000).

En desarrollo de la mencionada ley y para dar cumplimiento al decreto en referencia, se procedió a capitalizar en tan importante Empresa, la suma de dieciocho millones sesenta y ocho mil novecientos noventa y siete dólares con seis centavos, aplicando para el efecto la tasa representativa del mercado certificada por la Superintendencia Bancaria.

Decreto 2804 del 29 de diciembre de 2000 por el cual se modifica el decreto 2023 del 15 de octubre de 1999.

Mediante este decreto se amplió el término hasta el 30 de junio de 2001 para que el Consejo Nacional de Operación continúe ejerciendo las funciones atribuidas por las leyes 141 y 142 de 1994, toda vez que el Gobierno Nacional se encuentra revisando la estructura del sector eléctrico. En consecuencia, el Consejo Nacional de Operación empezará a actuar como cuerpo consultor a partir del 1 de julio de 2001.

Regulación y Control en Materia Nuclear

Decreto 70 del 17 de enero de 2001, por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía y se le asignan como funciones las de adoptar la política nacional en materia de energía nuclear y gestión de materiales radiactivos, regular, controlar y licenciar a nivel nacional todas las operaciones concernientes a las actividades nucleares y radiactivas y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales y los tratados internacionales sobre seguridad nuclear, protección física, protección radiológica y salvaguardias.

En el citado decreto se crea la Dirección de Energía, dependencia a la que se le asignan las funciones propias de autoridad regulatoria en materia nuclear como son reglamentación, licenciamiento, control, vigilancia y atención de salvaguardias de las aplicaciones nucleares con fines pacíficos.

Resoluciones expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, Creg

Operación

Principales cambios regulatorios ocurridos en el 2000:

- Resolución Creg 040 de 2000 aplazó la entrada en vigencia de las disposiciones establecidas en las resoluciones Creg 072, 073, 074 y 075 de 1999, hasta tanto la Creg estableciera las normas definitivas. Estas resoluciones reglamentaban los siguientes aspectos: medición de la calidad del servicio de Transporte en el STN y Conexión al STN, criterios para determinar las generaciones de seguridad del SIN, asignación de los costos de restricciones y remuneración del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.
- Resolución Creg 062 de 2000, por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas.
- Resolución Creg 065 de 2000, por la cual se adicionan y modifican las disposiciones relacionadas con los mantenimientos de los equipos del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Resolución Creg 068 de 2000, por la cual se corrige el significado de la variable Q contenida en la resolución Creg 062 de 2000, modificando así la función objetivo a utilizar para la asignación de las generaciones de seguridad en el Despacho Económico.
- Resolución Creg 113 de 2000 amplía la vigencia de los ingresos por los servicios del CND, el ASIC y el LAC hasta el mes de febrero de 2001, quedando pendiente la revisión de los mismos para su aplicación a partir del mes de marzo de 2001.

Generación

- Resolución Creg 020 de 2000 amplía el plazo para la realización de las auditorías de la información entregada por los agentes, para el cálculo del Cargo por Capacidad correspondiente al verano 1999-2000.

- Resolución Creg 049 de 2000, por medio de la cual se ordena dar trámite al informe de auditoría, realizada sobre la información entregada por los agentes para el cálculo del Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista de Electricidad.
- Resolución Creg 064 de 2000, por la cual se establecen las reglas comerciales aplicables al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.
- Resolución Creg 072 de 2000, por la cual se modifican algunas disposiciones relacionadas con el cálculo del Cargo por Capacidad, las cuales tienen como objetivo reflejar las señales necesarias para la sostenibilidad del Sistema Interconectado Nacional a largo plazo, y por ende, la confiabilidad y la prestación eficiente del servicio, consistentes en evaluar la firmeza específica de cada planta y/o unidad de generación y dar una mayor estabilidad al Cargo en su variación anual, lo cual resulta acorde con su objetivo de mediano plazo.
- Resolución Creg 073 de 2000, por la cual se modifica el Código de Operación, en lo referente al cálculo de índices de indisponibilidad (IH) para plantas con información insuficiente, por presentar pocas horas de operación y horas de indisponibilidad en el período de análisis.
- Resolución Creg 077 de 2000, la cual corrige errores de transcripción de la resolución Creg 072 de 2000, incluyendo en la nueva resolución el texto original.
- Resolución Creg 078, por la cual se modifican las fechas previstas en la resolución Creg 116 de 1996 (Cargo por Capacidad), para el envío de la información establecida en el Anexo No. 4 de dicha resolución y para el cálculo del Cargo por Capacidad correspondiente al período 2000-2001.
- Resolución Creg 081 de 2000, por la cual se modifica el Anexo No. 4 de la resolución Creg 116 de 1996, el cual contiene los formatos para la presentación de la información necesaria para el cálculo del Cargo por Capacidad.
- Resolución Creg 082 de 2000, por la cual se modifican las disposiciones establecidas sobre las acciones a tomar, de acuerdo con los resultados de las auditorías del Cargo por Capacidad correspondiente al verano 1999-2000.
- Resolución Creg 083 de 2000, la cual precisa algunos aspectos acerca de las auditorías a la información del Cargo por Capacidad correspondiente al verano 2000-2001.
- Resolución Creg 111 de 2000, la cual sustituye a la resolución Creg 077 de 2000, precisando cuál es la información hidrológica oficial del SIN a utilizar en el modelo para el cálculo del Cargo por Capacidad.

Transmisión

- Resolución Creg 046 de 2000, por la cual se ordena al LAC recalcular los porcentajes de participación en el ingreso regulado de las empresas que prestan el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) durante el periodo 1997 - 1999.
- Resolución Creg 061 de 2000, por la cual se establecen las normas de calidad aplicables a los Servicios de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y de Conexión al STN.
- Resolución Creg 098 de 2000, por la cual se modifica el Anexo CC1 del Código de Conexión (resolución Creg 025 de 1995), el cual establece los requisitos para el diseño de líneas de transmisión del STN.
- Resolución Creg 103 de 2000, por la cual se establece la metodología para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), que regirá a partir del 1º de enero del año 2001.
- Resolución Creg 106 de 2000, por la cual se amplía el plazo hasta el 28 de febrero del año 2001, para la apertura de los Procesos de Selección para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional, establecidos en la resolución Creg 004 de 1999.

Distribución

- Resolución Creg 043, por la cual se modifica la fecha establecida por la resolución Creg 089 de 1999, para el pronunciamiento de la Comisión de Regulación de Energía y Gas sobre diferentes aspectos del Reglamento de Distribución, aplicables durante el Período de Transición.
- Resolución Creg 074, por la cual se modifica la fecha límite establecida por la resolución Creg 043 de 2000, para el pronunciamiento de la Comisión de Regulación de Energía y Gas sobre diferentes aspectos del Reglamento de Distribución, aplicables durante el Período de Transición.
- Resolución Creg 080 de 2000, por la cual se somete a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados los principios generales conceptuales sobre la remuneración en distribución eléctrica que permitan establecer con posterioridad la metodología para determinar los cargos en dicha actividad.
- Resolución Creg 096 de 2000, por la cual se dictan normas relacionadas con el Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, y se complementan algunas disposiciones del mismo.

Ley de Uso Racional de Energía

La Upme asesoró a los ponentes de esta iniciativa, que está para sanción presidencial. Esta ley dará el soporte jurídico y reglamentario que propenderá por el desarrollo e implementación de proyectos de eficiencia energética. Al mismo tiempo la ley asigna responsabilidades a diversas entidades del gobierno relativas al uso eficiente y racional de la energía.

Sección D

.....

Planes y Programas

Minería

Código de Minas

La aprobación del nuevo Código de Minas, plantea para el Ministerio de Minas y Energía (MME) y las entidades adscritas y vinculadas tareas muy importantes que deberán llevarse a cabo a la mayor brevedad. La divulgación de la nueva carta de navegación para el sector de la minería, su reglamentación, el cumplimiento de su mandato y el ajuste a que den lugar los trámites y procedimientos derivados del nuevo Código.

En consecuencia, se constituye en tarea prioritaria del Viceministerio de Hidrocarburos y Minas, de la Dirección de Minas, de la Upme, de Minercol y del Ingeominas, la divulgación del Código y la aplicación de las directrices trazadas en el conjunto de normas que conforman este nuevo instrumento para el desarrollo del sector de minas.

Figuran también dentro de los planes y programas del MME la puesta en marcha de la nueva Dirección de Minas, la reactivación del Consejo Asesor del Medio Ambiente (Came) y el fortalecimiento del Grupo Asesor del Medio Ambiente (Game) del Ministerio de Minas y Energía, el cual deberá trabajar de la mano con el Ministerio del Medio Ambiente en la tarea de sacar adelante la agenda conjunta. También esta apoyar a Carbocol en la licitación del aporte de Patilla, adelantar la reestructuración de Minercol y, la liquidación de Carbocol.

Plan Nacional de Desarrollo Minero

Los planes, perfiles y proyectos para el año 2001, continuar avanzando hacia el cumplimiento y actualización de lo convenido en el Plan Nacional de Desarrollo Minero.

El Ministerio de Minas y Energía coordina el Plan Operativo Sectorial POS, el cual integra la actividad minera oficial alrededor de objetivos comunes, canalizados a través de proyectos institucionales, sectoriales y mixtos, estos últimos, en estrecha colaboración con el sector privado.

Esta labor integrada del subsector minero oficial empieza a generar entre otros resultados los siguientes:

- Complementariedad y no duplicidad en las acciones institucionales.
- Selección y priorización de proyectos de interés sectorial y nacional logrando la optimización de los recursos institucionales.
- Unificación de criterios y acción integrada frente al sector privado el cual finalmente constituye el cliente de la labor estatal.

Dentro de esta visión de desarrollo, se enmarcan las actuales políticas y estrategias del Ministerio y sus instituciones: Upme, Minercol e Ingeominas. Constituye también tarea importante proceder a actualizar este plan y a ajustarlo al nuevo Código de Minas, para la cual la Upme ha venido adelantando contactos con la Cepal.

Ingeominas continuará en la investigación, análisis y producción de la información básica del subsuelo, indispensable para la promoción de la exploración y explotación de los recursos minerales en el territorio colombiano.

En desarrollo de lo anterior, Ingeominas proseguirá este año trabajando en la ejecución de sus proyectos a través de tres unidades de negocio, fundamentadas en un sistema de información dinámico y georeferenciado, que cubre las diferentes coberturas temáticas :

- **Modelo Básico del Subsuelo:** En el marco de este modelo, se diseña la información encaminada al reconocimiento geocientífico del territorio colombiano, con los siguientes productos: Atlas Geológico de Colombia, Atlas Geofísico de Colombia, Atlas Geoquímico de Colombia, Atlas Geotécnico de Colombia y Catálogo de Unidades Geológicas de Colombia. A su vez comprende el Modelo Geodinámico del Territorio Colombiano (Mapas sismotectónicos de Colombia) y el Modelo de Evolución, Composición y Dinámica del Territorio.

- **Inventario de Recursos del Subsuelo:** Su objetivo continuará enmarcado en la compilación, levantamiento e integración sobre los aspectos geológico - mineros, sociales, económicos y ambientales asociados a las unidades de explotación para los diferentes grupos minerales, estableciendo como productos : Mapas de Actividad Minera y Caracterización del Depósito Mineral, Mapas de Métodos de Explotación y Mapas Minero-Ambientales.
- **Inventario de Amenazas Geológicas y Ambientales :** En este módulo se tiene previsto adelantar los siguientes productos : Atlas de Usos Potenciales del subsuelo, Atlas Nacional de Impactos Geoambientales del subsuelo, Atlas de Amenaza y Riesgo Sísmico de Colombia, Atlas de Amenaza y Riesgo Volcánico de Colombia.

En la actualidad, Ingeominas, desarrolla un cronograma de cumplimiento anual, el cual se encuentra resumido en el siguiente cuadro :

Cuadro 1. Cronograma de Avance de las Coberturas de Información 1999 - 2001

Unidad de Negocio	Avance Ejecución (%) 1999	Avance Ejecución (%) 2000	Avance Programado 2001
Modelo Básico del Subsuelo	22,7	24,9	28,7
Inventario de Recursos del Subsuelo	30,4	32,7	36,6
Inventario de Amenazas Geológicas y Ambientales	37,7	40,3	44,8
Promedio Institucional	27,6	29,9	33,8

Fuente: Ingeominas, 2001

El plan de inversiones programado por Ingeominas para el año 2001, alcanza los \$7.777,2 millones y \$10.624.7 millones de pesos para el 2002 (Ver cuadro 2), según las actividades y proyectos a desarrollar en el cubrimiento de las coberturas de información básica :

Cuadro 2. Plan de Inversiones de Ingeominas para el Año 2000-2002, Millones de Pesos

Unidad de Negocio	Presupuesto		
	Ejecutado 2000	Programado 2001	Programado 2002
Modelo Básico del Subsuelo	304,4	3.018,9	4.537,4
Inventario de Recursos del Subsuelo	466,2	2.891,0	3.587,3
Inventario de Amenazas			
Geológicas y Ambientales	1.191,9	1.867,3	2.500,0
Total	1.962,5	7.777,2	10.624,7

Fuente: Ingeominas, 2001

El proyecto MEDC, es una herramienta de planeación y promoción del sector minero colombiano, además de un mecanismo de integración de las entidades del sector minero estatal. El proyecto será actualizable, teniendo en cuenta los cambios en las tendencias de inversión mundial en minería y el análisis del mercado global de minerales.

Para avanzar en dicha actualización se espera desarrollar durante el año 2001, la investigación geocientífica en dos de los proyectos seleccionados como blancos para la inversión. Las zonas corresponden al batolito de Mandé, para minerales polimetálicos y la Sierra Nevada de Santa Marta, en piedras ornamentales. La ejecución de este proyecto estará a cargo de Ingeominas y Minercol. En forma complementaria la Upme realizará el análisis de mercado para la identificación de las posibles cadenas de comercialización y sus beneficios económicos.

Plan de Desarrollo de los Materiales de Construcción

Dentro de las recomendaciones del Plan Nacional de Desarrollo, del documento Conpes 2898 de 1997 y del Plan Nacional de Desarrollo Minero, PNDM, deben emprenderse acciones para identificar alternativas viables que permitan el desarrollo del subsector de los recursos mineros para la construcción.

La vivienda y por ende la industria de la construcción y sus fuentes de materiales son definidas por el plan como factor fundamental para el desarrollo social y económico del país. Esto en la medida en que posibilita la disminución de la pobreza y se convierte en el factor fundamental para la economía y la generación de empleo. Esta industria que dinamiza otros sectores económicos, ha visto disminuida su participación en el mercado.

En este sentido se está trabajando en la estructura de un plan de acción para el subsector de los materiales de construcción, integrando políticas y estrategias tendientes a desarrollar un sector más competitivo en aspectos tecnológicos, económicos, ambientales y sociales.

La primera etapa del plan se adelanta de manera conjunta entre Ingeominas - Minercol y la Upme y consiste en identificar y comprometer el balance oferta - demanda del Subsector de Materiales de Construcción, en las cuatro áreas metropolitanas más importantes del país, mediante una recopilación de información primaria tanto de productores como consumidores, dentro del marco de los planes de vivienda de interés social e infraestructura básica.

Impulso a la industrialización en la cadena productiva de metales y piedras preciosas

La Upme, en coordinación con el Centro de Desarrollo Productivo de Santander ha estructurado durante el primer semestre del 2001, un proyecto para contribuir al mejoramiento de la competitividad y la productividad de la industria joyera en Colombia.

El estudio permitirá articular y fortalecer la cadena productiva de metales preciosos y piedras preciosas, a través de innovación tecnológica, capacitación y mercadeo y crear competitividad en los productos finales, generando valor agregado significativo en las materias primas minerales.

Adicionalmente se procurarían convenios y alianzas estratégicas entre empresarios colombianos y extranjeros para asegurar los volúmenes comerciales.

Este proyecto presentado al Banco Interamericano de Desarrollo BID, Fondo Fomin, ha tenido una respuesta de financiación positiva, para los próximos tres años, con recursos que alcanzan \$US 1,4 millones.

Estrategias para el Ordenamiento del Mercado de las Esmeraldas

Colombia es el mayor productor de esmeraldas en el mundo, sin embargo una de las mayores dificultades que se presenta en la cadena de comercialización y en el mercado a escala internacional, es la falta de confiabilidad por parte de los compradores en la autenticidad y calidad de las piedras.

Dentro del plan de proyectos 2001, con la coordinación del Ministerio de Minas y Energía por medio de la ejecución de Minercol y Proexport, se plantea inicialmente fortalecer el subsector de las esmeraldas, mediante el montaje de un laboratorio de certificación de la calidad de las esmeraldas colombianas. Esto con el fin de asegurar su participación en el mercado internacional y recuperar el volumen de las exportaciones, que se ha visto afectado por la ausencia de un mecanismo de control efectivo y satisfactorio para los comercializadores.

La Empresa Nacional Minera, Minercol, estructuró para el año 2001 una serie de proyectos dirigidos al fortalecimiento de la estructura empresarial minera en las diferentes regiones del país, con el fin de buscar su financiación a través de los recursos del Fondo Nacional de Regalías, continuando con las funciones establecidas para la entidad.

Estas funciones, relacionadas con el fomento de la actividad minera sostenible, promoción de infraestructura, mejoramiento de los servicios básicos, salvamento e higiene minera, capacitación, desarrollo tecnológico y fortalecimiento de las unidades de explotación y transformación de explotaciones no viables en términos técnicos, económicos, sociales y ambientales, se relacionan con el desarrollo de los siguientes proyectos:

- Proyecto para la conexión vial entre Colombia y Venezuela (puente Puerto León - Norte de Santander), mejoramiento de la infraestructura vial Amagá - Angelópolis (Antioquia).
- Proyecto de infraestructura física básica (vías) en comunidades asentadas en áreas de influencia minera (zonas mineras de Boyacá y Cundinamarca, Norte de Santander, Antioquia, Santander, Valle del Cauca y Cauca, Cesar y Guajira entre otros).
- Incremento del conocimiento geológico minero de los yacimientos de carbón (Opón Carare - Santander).

- Aplicación tecnológica para usos actuales y futuros del carbón (capacitación, tecnología y fortalecimiento empresarial).
- Apoyo al incremento del valor agregado del oro (orfebrería, joyería y afines).
- Capacitación a pequeños mineros de las regiones carboníferas de Cundinamarca, Boyacá, Antioquia Santander, Norte de Santander, Valle del Cauca y Cauca y Costa Norte, dentro del programa de Fortalecimiento Empresarial.
- Apoyo a la erradicación del empleo de menores en las minas de carbón en las zonas de Antioquia, Boyacá y Cundinamarca.
- Apoyo al fortalecimiento de los gremios del carbón, metales y piedras preciosas, así como de los materiales de construcción y minerales industriales.
- Programas de reforestación (Preca, Animar) en municipios carboníferos.
- Capacitación a mineros en temas de seguridad minera y prestación del servicio de salvamento.
- Descentralización de las 10 Gerencias Operativas Regionales.
- Proyectos de mejoramiento de tecnologías para la coquización (Samacá y otros).
- Apoyo a la legalización de los pequeños mineros.
- Proyectos de integración de pequeña y mediana minería (Antioquia, Norte de Santander, Boyacá, Cundinamarca, Cesar y Chocó).
- Integración empresarial en proyectos de arcillas, calizas y arenas en regiones de Boyacá, Cesar y Nariño.
- Proyecto de mejoramiento del tejido social de Cundinamarca y Boyacá en zonas de carbón.
- Procesos de concertación para impulsar y apoyar el desarrollo de la minería en zonas como Ataco (Tolima), Marmato (Caldas), Barbacoas, Santa Bárbara, Iscuandé, Yaquanquer, Los Andes Sotomayor, la Llanada (en Nariño) entre otros, Sur de Bolívar, municipios del Bajo San Juan (Quibdó, Itzmina, Tadó, Condoto, Nóvita y Sipí), provincia de García Rovira (Santander), López de Micay (nordeste de Cauca) entre otras tantas regiones del País.
- Proyecto de integración de pequeña y mediana minería en el Sur de Bolívar, cuyo desarrollo adelantará Minercol en convenio con el PNUD.

Sector Hidrocarburos. Petróleo y Derivados

Exploración y explotación

La Ronda de Negocios 2000 no sólo rompió todas las marcas en la historia de Ecopetrol, sino que arrojó resultados similares a los obtenidos por los países más atractivos en la actualidad para la inversión en el sector energético. Brasil, por ejemplo, adjudicó cerca del 60% de los negocios ofrecidos en su más reciente ronda. El proceso de licitación permitió a Ecopetrol adjudicar 13 proyectos de exploración y producción incremental, lo cual ratifica la confianza de las compañías privadas en el país, además aleja el fantasma de convertirnos en importadores de hidrocarburos.

Entre las compañías que ingresan se destaca Cepsa, la de mayor tradición y segunda en producción en España. Así como la activa y creciente participación de Canadá, país donde el año pasado se perforaron 10.000 pozos y que hoy tiene presencia en Colombia a través de sus tres empresas petroleras mas grandes: Talisman y Alberta Energy, que ingresan con esta Ronda, se suman a Canadian Occidental, una de las firmas que desarrolla el campo Guando, el mayor descubrimiento de la década en el país. La acogida a los proyectos ofrecidos también incluyó a la rusa Krasnodar.

La presencia de grandes compañías se suma a la de BP-Amoco y Occidental, que trabajan en la búsqueda de significativas reservas de petróleo en dos de los mayores prospectos de Colombia en el Piedemonte Llanero, Niscota y Gibraltar, respectivamente. El interés también lo demuestra la Texas en el campo del gas natural y Hocol, una de las empresas con historia en el país y a la que se le adjudicó un nuevo proyecto en la Ronda 2000. La atracción de estas compañías hacia Colombia la cierra Total, una de las nuevas asociadas a Ecopetrol dentro de los 25 contratos de asociación que se han firmado este año.

La presencia de las grandes, medianas y pequeñas compañías petroleras extranjeras en Colombia se traducirá en beneficios para todos los habitantes y para la economía del país. Estos 13 proyectos, calculados con los riesgos normales asociados a esta actividad, pueden producir más de un millón de barriles en el año 2010.

Inversiones

El desarrollo de los 13 proyectos adjudicados, cinco de exploración y ocho de producción incremental, demandará inversiones por unos US\$620 millones en los próximos seis años por parte de las pequeñas, medianas y grandes compañías que llegan al país o que extienden su radio de acción en el territorio nacional.

En el año 2001, Ecopetrol y las asociadas estiman invertir un total de US\$160 millones en actividad exploratoria, que implica la perforación de veinte pozos exploratorios y 1.265 kilómetros de sísmica 2D y 370 kilómetros² de sísmica tridimensional. Lo anterior es el repunte de la actividad exploratoria, pues desde el año 1992 las cifras habían caído, incluso por debajo de diez pozos exploratorios por año. En lo que a sísmica 2D se refiere, se ejecutará un 45% adicional a lo realizado en el año 2000.

Refinación

La meta para el año 2001 es la de mantener o bajar los costos operaciones de refinación de 3,92 US\$/barril con un factor de utilización de 89.1% en las refinerías.

Respecto a la refinación, está en estudio la ampliación de la capacidad instalada de Ecopetrol. Desde hace cuatro años se viene realizando un estudio de factibilidad económica a nivel de ingeniería conceptual de un esquema de ampliación y modernización de la refinería de Cartagena, denominado Plan Maestro de Desarrollo (PMD).

El Plan Maestro deberá empezar a implementarse en el corto plazo (2002-2003) después de que se defina el esquema de desarrollo y la viabilidad del proyecto, para lo cual el Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y la Upme vienen evaluando diferentes estrategias de participación de inversionistas privados en el negocio.

Con esta nueva configuración de la Refinería de Cartagena se lograrían varios propósitos:

- Ofrecer materia prima (nafta) al sector petroquímico, con posibilidad de exportarla.

- Incrementar la capacidad de refinación para lograr una escala competitiva.
- Mejorar el estado mecánico de las instalaciones y modernizar los procesos.

Transporte y Almacenamiento

Como metas en el área de transporte para el 2001, se tiende a bajar las pérdidas en el transporte de refinados del 2,5% que le significan a Ecopetrol aproximadamente US\$11 millones.

En relación con el transporte de hidrocarburos, el esfuerzo principal se centrará en aumentar la capacidad de almacenamiento de combustibles y transporte desde los principales centro de producción o plantas con el fin de atender el suministro en las principales ciudades del país. Esto con el fin de disponer de un mayor factor de confiabilidad en la continuidad del suministro al público durante períodos críticos de suspensión del bombeo respectivo desde los centros de producción.

Dentro del plan de desarrollo de Ecopetrol, está prevista la terminación del poliducto de Oriente Sebastopol - Bogotá, sistema diseñado para atender la demanda de Bogotá y su área de influencia (Cundinamarca, Boyacá, Casanare, Territorios Nacionales, Sur de Santander). Para cumplir con el objeto, se ha previsto finalizar las siguientes obras:

- Contratación y ejecución de la terminación de la estación Santa Rosa y terminal Tocancipá, abril a diciembre de 2001.
- Contratación y ejecución de la construcción de la estación Sebastopol, junio de 2001 a febrero de 2002.
- Puesta en marcha del sistema, marzo a mayo de 2002.

Para la ejecución de estas obras, el poliducto de Oriente está adelantando las siguientes obras y procesos de contratación:

- Terminación del campamento de vigilancia y su vía de acceso en la estación Sebastopol. Su objeto es la terminación de la construcción del campamento de seguridad, su vía de acceso y la línea de alimentación eléctrica en la estación Sebastopol. El valor estimado es \$289,1 millones y su fecha estimada de iniciación es mayo de 2001. La fecha de finalización julio de 2001.
- Terminación de la vía de acceso y línea de tubería en la estación Santa Rosa, cuyo objeto es la terminación de la construcción, instalación y pruebas de

aproximadamente once (11) Km de la línea de tubería del poliducto de Oriente, Sebastopol - Bogotá entre el K 93 y el K 104 y la terminación de aproximadamente once (11) Km de la vía de Acceso a la estación Santa Rosa. Valor estimado: \$4.402,1 millones fecha de iniciación 26 de febrero de 2001 y fecha de terminación 25 de junio de 2001. El avance a mayo es 36% de lo programado.

- Está proyectada la construcción por la compañía Kelt-Hidrocarburos, del oleoducto Sardinas – Cravo Sur con tubería de 8" y una longitud de 62 km, cuya capacidad de transporte será 10.000 barriles por día calendario.

Gas Combustible

Proyectos de Construcción

A continuación se presenta un informe de los proyectos que actualmente se están desarrollando y que comenzarán en el transcurso del año 2001 e inicios del 2002.

Estaciones Compresoras de Sahagún y Cartagena

Consiste en la instalación de dos unidades compresoras en Cartagena y otras dos en Sahagún, con el fin de satisfacer el caudal adicional requerido por Cerromatoso. Estas estaciones se encuentran en estado operativo desde el mes de noviembre del año pasado, ampliándose de esta manera la capacidad del gasoducto Cartagena – Jobo en 11 MPCD y permitiéndole a Promigas entregar un volumen de 39 MPCD a los clientes conectados a este tramo.

El valor de las inversiones esta alrededor de US\$11.5 millones de dólares.

Instalación Válvulas Seccionadoras en el Gasoducto Troncal

Para aumentar la seguridad en las zonas de expansión urbanas que se han generado cerca al derecho de vía del gasoducto, se instalarán 15 válvulas seccionadoras en el gasoducto Troncal Ballena – Jobo.

Hasta la fecha el proyecto se ha ejecutado en un 48%. Se contrató la construcción de los cerramientos perimetrales y se iniciaron las actividades de construcción en Camarones, lugar en donde quedarán instaladas las dos primeras válvulas seccionadoras (1 para el troncal y 1 para el loop). Se destaca que la construcción de este proyecto está a cargo directamente de Promigas, con la excepción de la instalación de la válvula seccionadora del Km. 48 del gasoducto Cartagena – Jobo. Para esta última se contrató a la firma Construir Ltda, y a Tecser Ltda como firma interventora.

El valor presupuestado del proyecto es de \$6.266 millones de pesos causándose hasta el 31 de diciembre del 2000 la suma de \$4.203 millones de los cuales el 93% se destinó para la adquisición de materiales.

Instalación Válvulas Seccionadoras de la Red de Distribución de Barranquilla

Con el objeto de aumentar la seguridad de la red industrial de Barranquilla, se instalarán 7 válvulas seccionadoras en sitios que ya se encuentran definidos: GNC Barranquillita, intersección de la Cordialidad con la Circunvalar, intersección de la Calle 30 con la Circunvalar, Promigás Vía 40, intersección de la Autopista al Mar con la Circunvalar y Termoflores, en donde serán instaladas 2 válvulas seccionadoras.

El proyecto se ha ejecutado en un 54% y actualmente se encuentra en la etapa constructiva para los 3 primeros sitios. El valor presupuestado fue de \$1.169 millones y los costos causados por el proyecto con corte al 31 de diciembre del 2000 ascendieron a \$1.042 millones de los cuales el 93% fue utilizado en la compra de materiales.

Variante Mingueo

Teniendo en cuenta la extensión y crecimiento que ha tenido la población de Mingueo durante los últimos años, llegándose incluso a construir viviendas por parte de sus habitantes sobre el derecho de vía del gasoducto Ballena – Barranquilla, Promigás ha considerado conveniente trasladar la tubería fuera de la zona urbana mediante la construcción de una línea de aproximadamente 4,9 kilómetros de longitud.

El presupuesto estimado del proyecto es de \$3.503 millones. Se espera iniciar la fase constructiva en abril del presente año, finalizándose la misma en agosto del 2001 con la puesta en operación de la variante.

Cruce Subfluvial del Río Magdalena

Consiste en la construcción de una línea de gas que cruce el Río Magdalena utilizando la tecnología de perforación horizontal dirigida, así como la construcción de la infraestructura y las obras complementarias requeridas para que el cruce asegure la continuidad en la operación del gasoducto sin afectar su capacidad de transporte ni el suministro de gas natural a los clientes.

Comprende la construcción de una línea de 30" desde la válvula de Palermo hasta el punto de conexión con el gasoducto Ballena - Cartagena en Caracolí, el cruce del Río Magdalena y una línea de 18" que permite la conexión con la estación La Arenosa.

Con la realización de este proyecto Promigás desea eliminar los riesgos potenciales para la infraestructura del puente Pumarejo y de las comunidades de Palermo, Barranquilla y Soledad, además de cumplir con los requerimientos del Instituto Nacional de Vías, el cual solicitó, por razones de seguridad, el retiro de la tubería adosada en el puente Laureano Gómez (Resolución 2938 de mayo/97). El plazo inicial para el retiro de la tubería fue el 23 de mayo del 2000, pero se concedió una prórroga hasta el 23 de marzo del 2001. Actualmente se obtuvo una segunda prórroga de 10 meses, la cual vence el 23 de enero del 2002.

El presupuesto del proyecto es de \$67.666 millones y se encuentran en desarrollo las fases de ingeniería y diseño, gestión de compra de tubería de 30" y gestión de la licencia ambiental.

Variante San José de los Campanos

Esta variante se realizará en zona perimetral de Cartagena y consiste en trasladar el tramo del gasoducto que actualmente atraviesa algunas viviendas del barrio San José de los Campanos para ubicarlo en el mismo corredor del oleoducto de Ecopetrol. De esta forma se disminuirán los factores de riesgo para la población y la tubería.

Las actividades preliminares se han desarrollado en su totalidad, con la excepción del permiso ambiental para la construcción de esta variante. Sin embargo, y teniendo en cuenta la demora del trámite de la licencia y la situación de riesgo existente en el gasoducto, se envió comunicación al Ministerio del Medio Ambiente informando que Promigás ha decidido iniciar obras en el mes de marzo del 2001. El presupuesto del proyecto es de \$701.7 millones

Estación Compresora Caracolí

En adición al proyecto Cruce Subfluvial, el cual empalma con el gasoducto Barranquilla - Cartagena en el corregimiento de Caracolí, se instalará una unidad compresora para aumentar la capacidad del sistema de gasoductos y así poder satisfacer los consumos actuales de gas natural que requiere la ciudad de Cartagena de Indias. Esto, previendo que, en algún momento las empresas del sector eléctrico y la industria en general ubicadas en la ciudad de Barranquilla, demanden mayores cantidades de este combustible y teniendo en cuenta que la capacidad de transporte del gasoducto está utilizada en su totalidad.

El proyecto se desarrollará en una hectárea de terreno en cercanías al corregimiento de Caracolí, municipio de Malambo, departamento del Atlántico, llegando a los límites con los municipios de Galapa y Polonuevo.

El presupuesto del proyecto se encuentra alrededor de los \$22 mil millones, y su ejecución depende de la aprobación de las inversiones por parte de la Creg o a la firma de un contrato con Corelca. Hasta la fecha se ha adquirido el lote requerido para la construcción de la estación.

Variante Sabanagrande – Santo Tomás – Palmar de Varela

Consiste en la relocalización del tramo del gasoducto Circunvalar – Santa Rita que está ubicado cerca de los municipios de Sabanagrande, Santo Tomás y Palmar de Varela y que actualmente atraviesa zonas densamente pobladas, imposibilitándose la realización de actividades de mantenimiento que garanticen una operación segura, mediante la construcción de una variante.

Este proyecto comprende la construcción de un tramo de gasoducto de aproximadamente 9,5 Km de longitud en diámetro de 8", el cual debe estar alejado

como mínimo 500 metros de las zonas de mayor población de estos municipios, la instalación de una válvula seccionadora, la construcción de las acometidas a los puntos de salida existentes en Santo Tomás y Sabanagrande desde la variante y los respectivos empalmes con la línea existente.

El presupuesto del proyecto es de \$3.586 millones. Actualmente se desarrollan las fases de gestión de compra de tubería y trámite de la licencia ambiental. La construcción de esta variante está programada para el primer semestre del 2001.

Construcción de Nuevos Gasoductos Regionales

Se está a la espera que la Creg apruebe la tarifa de los cargos por transporte con las de inversiones en gasoductos regionales. Hasta la fecha se posee la licencia ambiental para la construcción de los gasoductos a Juan de Acosta, Manatí y Bayunca, y se adelanta el trámite respectivo para el gasoducto a Pueblo Viejo.

Interconexión Gasífera

En la actualidad los gobiernos de Colombia y Venezuela vienen trabajando conjuntamente con miras a impulsar la interconexión gasífera de los dos países para beneficio mutuo, dado que Venezuela cuenta con importantes reservas de este recurso y Colombia tiene una posición estratégica para acceder a los mercados de Centroamérica y del Sur de Sudamérica. Se avanza en el desarrollo del convenio y se ha iniciado la contratación de un estudio de evaluación sobre las posibilidades de interconexión.

Planta de Tratamiento de Cusiana

De acuerdo con el análisis de Balance Oferta - Demanda de gas natural, para el interior del país, se requiere contar con una mayor oferta del recurso para enfrenar un potencial fenómeno del niño en el verano 2002-2003. Para lo anterior se requiere adelantar la construcción de una planta de tratamiento de gas en Cusiana con una capacidad de 100 MPCD.

Con lo anterior se garantizará la atención adecuada de las necesidades de esta importante zona del país, donde se viene realizando la expansión en la utiliza-

ción de este energético en los diferentes sectores. Este proceso viene siendo liderado por Ecopetrol.

Inversiones

En lo que respecta al desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural, en el período 2000-2001, la Creg aprobó los cargos regulados para las empresas de transporte: Progasur, Transmetano, Transoriente, Transcogas y Promigas.

Dentro de los cargos regulados aprobados se incluyeron las inversiones nuevas a realizar por cada empresa de transporte en el período 2001- 2005, con los cuales se garantiza la prestación y ampliación del servicio.

Cuadro No. 3. Nuevas Inversiones en Gasoductos (US\$ dic. 31/00)

Empresa / años	2001	2002	2003	2004	2005
Progasur	20.187	120.171			
Sistema Troncal					
Sistema Regional	20.187	120.171			
Transmetano	1.075.660	716.000	160.000	160.000	\$ 160.000
Sistema Troncal					
Sistema Regional	1.075.660	716.000	160.000	160.000	160.000
Transoriente	150.305	1.893.767	9.592.301	37.616	71.318
Sistema Troncal					
Sistema Regional	150.305	1.893.767	9.592.301	37.616	71.318
Transcogas	1.778.962	20.950.446	6.257.024	5.867.592	-
Sistema Troncal	159.895	13.224.450			
Sistema Regional	1.619.067	7.725.996	6.257.024	5.867.592	
Promigas	44.342.815	10.779.843	4.309.828	4.559.750	833.345
Sistema Troncal	36.903.642	6.835.104	866.799	1.385.225	833.345
Sistema Regional	7.439.173	3.944.739	3.443.029	3.174.525	
Total	47.367.929	34.460.227	20.319.153	10.624.958	1.064.663

Fuente: Res. Creg, 14 15, 16, 17 y 18 de febrero 20 de 2001.

Aspectos Regulatorios Gas

La resolución Creg 001 del 2000 estableció la metodología de cálculo del nuevo esquema tarifario que regirá hasta el año 2005.

Esta resolución aplica para un esquema espacial de cargos por distancia, en el que se reflejan plenamente los costos de cada componente del sistema. La remuneración del servicio de transporte para el Sistema Nacional de Transporte de gas adoptado se basa en un esquema de cargos de paso, determinados como la suma algebraica de los cargos correspondientes a cada tramo de gasoducto comprendido entre el punto de entrada de gas al Sistema Nacional de Transporte y el punto de salida de gas de cada remitente.

Así mismo, la resolución 0296 del 5 marzo de 2001 se expidió con el fin impulsar aun más el uso de este combustible liberando el precio de venta al público del GNV. Esta modificación buscó mejorar el margen para la instalación de suministro en lugares donde los precios de transporte de gas, harían de cualquier proyecto de GNCV, poco atractivo e inviable desde el punto de vista financiero. A la vez, le abre al GNCV la posibilidad de competir con otros combustibles alternativos.

El Ministerio de Minas y Energía está analizando la resolución 8-0582 de 1996, con el fin de revisar vacíos técnicos y de control en la reglamentación actual. Se realizaron reuniones y procesos de concertación de una nueva norma con los diferentes actores dentro de la cadena del gas natural comprimido vehicular. En la actualidad dicha norma se encuentra próxima a ser expedida y contempla lo siguiente:

- Asegurar la instalación de equipos completos para uso de GNCV, como cilindros, válvulas, sistemas de seguridad, tuberías de alta presión, accesorios para conexión, reguladores, mezclador-carburadores, póliza de responsabilidad civil y normas técnicas obligatorias exigidas.
- Definir los expendedores autorizados para equipos y partes para la instalación de estaciones de servicio de GNCV para vehículos y talleres de montaje y póliza de responsabilidad civil
- Definir los organismo de acreditación (Superintendencia de Industria y Comercio).
- Determinación del componente del precio de GNCV conforme a la resolución Creg 057/96 y margen libre para adicionar al precio final.

Sector Eléctrico

.....

En este campo, la política que viene ejecutando el Ministerio de Minas y Energía tiene como objetivos fundamentales incrementar la participación de particulares

en empresas de generación y distribución, consolidar el desarrollo del mercado de energía mayorista, eliminando las distorsiones de precios, las restricciones de transmisión y los conflictos de intereses; fortalecer la regulación para garantizar la expansión en condiciones de competencia, ampliar la cobertura y mejorar la calidad del servicio en todo el país y particularmente en las zonas no interconectadas.

Plan de expansión de generación y transmisión

Durante el primer semestre de 2000 se realizó el diagnóstico de la situación eléctrica nacional como base para elaborar el Plan de Expansión preliminar y someterlo a consideración de los agentes interesados. Una vez recibida la información de los agentes, se establecieron las diferentes alternativas de expansión, las cuales fueron evaluadas técnica y económicamente.

El Plan de Expansión Preliminar presentó el proyecto Ternera - Copey - Ocaña - Primavera - El Sol a 500 kV como una alternativa de mínimo costo para resolver los problemas de las restricciones en las áreas eléctricas de la Guajira, Noroeste y Bogotá. Este Plan se presentó al Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT) el 14 de Julio de 2000 y se publicó en la página WEB de la Upme para comentarios de los agentes interesados.

Posteriormente la Upme presentó la versión definitiva del Plan de Expansión para el horizonte 2000-2015, en el cual se propone la ejecución de los siguientes proyectos a fin de iniciar su operación en abril del año 2005:

- Línea de transmisión a 500 kV Bolívar- Copey - Ocaña - Primavera¹⁰, con sus correspondientes módulos de línea, bahías de compensación, reactores de línea y transformación 500/230 kV en las subestaciones Bolívar, Copey y Ocaña. Los tramos de línea necesarios para reconfigurar uno de los circuitos Sabanalarga - Ternera en las líneas Ternera - Bolívar, Bolívar - Sabanalarga y los tramos de línea necesarios para reconfigurar la línea Cartagena - Sabanalarga en las líneas Cartagena - Bolívar y Bolívar - Sabanalarga.
- La línea de transmisión a 230 kV. Copey - Valledupar con sus correspondientes módulos de línea en las subestaciones Copey y Valledupar.

¹⁰ La subestación Ternera prevista en el Plan preliminar fue cambiada por la nueva subestación Bolívar a construirse cerca de la primera.

- Los tramos de línea a 500 kV. necesarios para reconfigurar uno de los circuitos San Carlos - Cerromatoso en las líneas San Carlos - Primavera y Cerromatoso - Primavera.
- Línea de transmisión a 500 kV. Primavera - Bacatá¹¹, con sus correspondientes módulos de línea, bahías de compensación, reactores de línea y transformación 500/230 kV. en las subestaciones Primavera y Bacatá. Los tramos de línea necesarios para reconfigurar la línea doble circuito a 230 kV. en las líneas doble circuito Torca - Bacatá y Bacatá - Noroeste.
- Compensación capacitiva de 75 MVAR en la subestación La Mesa.
- El Plan de Expansión, cuyo costo estimado con base en los precios de unidades constructivas asciende a US\$450 millones (sin incluir costos de operación y mantenimiento), fue adoptado por el Ministerio de Minas y Energía según la resolución No. 81112 de 2000 y modificado por la resolución No. 81244 de 2000. Adicionalmente, según las resoluciones de la Creg, estas obras deben ejecutarse mediante el mecanismo de Convocatorias Públicas Internacionales las cuales se mencionan a continuación.

Convocatorias Públicas Internacionales para la Ejecución del Plan de Expansión

La Unidad de Planeación Minero Energética como entidad delegada por el Ministerio de Minas y Energía, según resolución No. 80412 de 1999, para ejecutar los procesos de convocatorias, ha tenido a su cargo la apertura y seguimiento de las Convocatorias Upme-01-99 y Upme-02-99. Como resultado del Plan año 2000 se encargará igualmente de la apertura de las nuevas convocatorias para ejecutar las obras de transmisión definidas en el Plan de Expansión 2000- 2015.

Convocatorias Upme-01-99 y Upme-02-99

Las obras de expansión que corresponden a las convocatorias Upme-01-99 y Upme-02-99 son: línea 230 kV Primavera - Guatiguará - Tasajero y línea 230 kV Cartagena - Sabanalarga con sus módulos terminales.

¹¹ La nueva subestación Bacatá fue denominada El Sol en la versión preliminar del Plan 2000-2015

A la fecha, se han realizado reuniones mensuales con representantes de ISA y de la Upme, , en las que se evalúa el avance de cada proyecto en los siguientes aspectos: (i) Plan de Calidad, (ii) Cumplimiento del código de redes y (iii) Cronograma del proyecto. Los avances de estos proyectos son satisfactorios respecto a la programación inicial, así para finales del mes de febrero de 2001, los avances totales para los proyectos de la convocatoria Upme - 01 - 99 y Upme - 02 - 99 eran 80% y 63.8%, respectivamente. Los informes de la interventoría indican algunos problemas en el trámite de las servidumbres y, para el caso de la convocatoria Upme-01- 99, evidencian dificultades de acceso en algunas zonas debido a las deficientes condiciones de seguridad, sin que hasta el momento se anticipen problemas para la terminación de las obras en los plazos previstos.

Convocatorias para las obras del Plan de Expansión 2000 - 2015

Dentro de la mencionada delegación del Ministerio de Minas y Energía a la Upme, se inició el desarrollo de los procesos de convocatoria para las obras definidas en el Plan de Expansión 2000 - 2015, con la preparación de los documentos de selección de los proponentes para las convocatorias. La anterior actividad ha sido prorrogada para incorporar los cambios en la regulación incluidos en la resolución Creg 022 de 2001, que les intentan mejorar las condiciones de participación de posibles proponentes.

La Unidad de Planeación con miras a garantizar una mayor participación de proponentes , ha optado por separar las obras de expansión en dos convocatorias, la primera correspondiente a la línea de transmisión a 500 kV. Bolívar - Copey - Ocaña - Primavera con módulos de conexión, transformación y obras asociadas, sin incluir la subestación Primavera y la segunda a la línea de transmisión a 500 kV Primavera - Bacatá con módulos de conexión, transformación y obras asociadas. Los documentos de selección para las dos convocatorias, incluidos los términos de referencia para la selección de los interventores correspondientes, han sido remitidos a la Creg para su revisión y se espera que la apertura de las convocatorias se realice dentro de los tiempos previstos.

De acuerdo con el cronograma, se espera que la operación de los proyectos se efectúe en el 2005.

Interconexiones Energéticas Internacionales y Programas de Cooperación

Interconexión eléctrica Colombo - Venezolana - Puerto Carreño.

Durante el año 2000 se avanzó en los acercamientos entre Colombia y Venezuela para el desarrollo del proyecto de interconexión de Puerto Carreño, Vichada al Sistema Interconectado Venezolano, Línea San Jacinto- Pto. Ayacucho 115 kV.

Como resultado de un estudio contratado por el Ipse, se encontró que el nivel de tensión al cual se debería realizarse la línea de interconexión para las condiciones de crecimiento de la demanda en Puerto Carreño deberá ser de 13,8 kV en lugar de los 115 kV inicialmente previsto. Esto reduce el costo del proyecto de USM\$10 a aproximadamente USM\$3,5.

Se está negociando la tarifa de compra de energía al sistema venezolano contemplando el repago de la inversión del proyecto que financiaría en su totalidad Colombia.

Se han identificado posibles fuentes de financiación de este proyecto, para lo cual el Ipse esta adelantando las gestiones pertinentes.

Acuerdo entre Colombia y Ecuador para el Aprovechamiento Integral de la Energía Geotérmica

En el año 2000, en el marco de este acuerdo, se concluyó el estudio realizado con el apoyo de Olade- Cepal «Estudio para la Evaluación del Entorno del Proyecto Geotérmico Binacional Chiles Cerro- Negro». Como resultado del mismo se ha propuesto por parte de Colombia la organización de un grupo de trabajo que identifique y desarrolle la normatividad que permita el apropiado desarrollo del proyecto Geotérmico Binacional.

Uso racional y eficiente de energía, URE. Programa Colombiano de Normalización, Acreditación, Certificación y Etiquetado de Equipos de Uso Final de Energía.

Este programa propende por el mejoramiento del desempeño energético y la penetración de tecnología eficiente a nivel de usuarios finales de la energía. Incluye

la implementación de dos estrategias básicas, una de tipo cultural que oriente la preferencia del usuario hacia tecnología eficiente y la segunda de tipo comercial que consiste en la adhesión de una etiqueta a los equipos que se comercialicen en el país que incluya la información relacionada con su desempeño energético.

Identificación del Mercado Potencial de Servicios de Eficiencia Energética

Este proyecto busca dimensionar el mercado potencial de servicios de eficiencia energética en el país y determinar las opciones para el uso de los diferentes esquemas de negociación en URE. Se basa en un proceso de encuestas y aproximación directa con los diferentes agentes potenciales de mercado. Los resultados permitirán identificar políticas orientadas a fomentar el mercado de URE en el país y dimensionar los recursos requeridos.

Análisis de los Precios de Energía Eléctrica en el Contexto Latinoamericano

La Upme, previo convenio firmado con la Andi, ha propuesto desarrollar este proyecto para establecer los parámetros y variables que permitan comparar los precios de la energía eléctrica en el contexto latinoamericano. Adicionalmente se allegaría información que permita inferir el costo de la energía eléctrica dentro del costo total de producción para cada uno de los diferentes subsectores industriales. En la actualidad se avanza en la programación de términos de referencia para iniciar el estudio completo.

Proyecto de Uso Racional y Eficiente de Energía PNUD/COL 97/011

Convenio de Préstamo de Cooperación Técnica BID No 1035 OC-CO

El plan operativo para el año 2001 comprenderá la realización de los estudios "Diseño de esquemas de negocios para el desarrollo del mercado de servicios de uso racional y eficiente de energía" y "Determinación de eficiencia energética en el subsector industrial colombiano de alimentos y bebidas".

La otra actividad a adelantarse será la ejecución del convenio entre la Upme y el Icontec para la preparación de las normas técnicas de eficiencia energética de equipos de uso final de energía, convenio que comprende la revisión de las normas ya existentes adelantadas por consultores mexicanos con recursos del BID y la elaboración de nuevas normas. El desarrollo de este convenio tiene un valor aproximado a los US\$ 300.000.

.....

Anexo Legal

Sector Minero

Resolución 0136 - 27 de junio 2001

Por la cual se determinan los precios base de los minerales
para la liquidación de regalías

**EL DIRECTOR DE LA UNIDAD DE PLANEACIÓN
MINERO ENERGÉTICA UPME**

En uso de las atribuciones legales que le confiere la
resolución 8 0006 de enero 5 del 2000 y
resolución 8 0760 de junio 27 de 2001, y

CONSIDERANDO:

Que la ley 141 de 1994 en su Artículo 13 dispuso que toda explotación de recursos naturales no renovables de propiedad del Estado genera regalías a favor de éste.

Que el Artículo 16 de la ley 141 de 1994 y el Artículo 17 de la ley 619 de 2000 determinan las regalías mínimas por la explotación de recursos naturales no renovables de propiedad nacional, sobre el valor de la producción en boca o borde de mina o pozo, según corresponda.

Que el Artículo 19 de la ley 141 de 1994, el Artículo 15 del decreto 2656 de 1988, y el numeral 17 del Artículo 5 del decreto 1141 de 1999 establecen que el Ministerio de Minas y Energía determinará, mediante providencia de carácter general, los precios de los minerales para efectos de la liquidación de regalías.

El Parágrafo del Artículo 19 de la ley 141 de 1994 ordena que en la liquidación de las regalías y compensaciones derivadas de la explotación de los recursos naturales no renovables, la conversión de la moneda extranjera a pesos colombianos se hará tomando como base la tasa de cambio representativa del mercado promedio de dicha moneda en el semestre, trimestre, bimestre o mes que se liquida.

Que el Artículo 22 de la ley 141 de 1994, establece que en la fijación del precio básico en boca o borde de mina para el carbón que se consuma en el país, el Ministerio de Minas tendrá en cuenta, entre otros criterios, los precios promedios vigentes en el semestre que se liquida, la calidad del carbón y las características del yacimiento. Para el que se destine al mercado externo, se tomará como base el precio promedio ponderado del precio FOB en puertos colombianos en el semestre que se liquida, descontando los costos de transporte, manejo y portuarios.

Que el Artículo 23 de la ley 141 de 1994 establece que para la fijación del precio básico en boca o borde de mina del níquel para la liquidación de las regalías y compensaciones monetarias, se tomará como base el promedio ponderado del precio FOB en puertos colombianos en el trimestre inmediatamente anterior, descontando el setenta y cinco por ciento (75%) de los costos de procesamiento en horno, de los costos de manejo, de los costos de transporte y portuarios.

Que la ley 619 de 2000 en su Artículo 17 Parágrafo 8º determinó que para efectos de liquidar las regalías por la explotación de minas de sal se tomará el precio de realización del producto, neto de fletes y costos de procesamiento. Se tomarán por precio de realización, el precio de venta de la Concesión Salinas o de la empresa que haga sus veces.

Que mediante resolución 8-0006 del 5 de Enero del 2000 y resolución 8 0760 de junio 27 de 2001, el Ministerio de Minas y Energía MME delegó en la Unidad de Planeación Minero Energética Upme como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía la función de fijar por medio de resolución los precios de los diferentes minerales para efectos de la liquidación de regalías.

Que para este fin, la Unidad recopiló información de fuente primaria de productores, comercializadores y consumidores de materias primas mineras. Adicionalmente se obtuvo información secundaria de las diferentes entidades del sector.

En mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo primero. Fijar los precios de los siguientes minerales en boca o borde de mina, base para la liquidación de regalías, válidos para el segundo semestre del año 2001.

METALES Y MINERALES PRECIOSOS (ORO, PLATA Y PLATINO)

El precio base para la liquidación de las regalías de oro, plata y platino se establecerá tomando como referencia los precios internacionales que fije para estos metales la Bolsa de Londres (precios al cierre de la tarde) en el período de liquidación, descontando el 9% del precio internacional que corresponde al transporte mina - planta, de beneficio o transformación del mineral en planta, transporte del mineral planta - casa fundidora y refinación y afinación

La tasa de cambio a utilizar se establecerá siguiendo el procedimiento señalado en el Parágrafo del Artículo 19 de la ley 141 de 1994, tomando para ello la certificación que expida el Banco de la República.

Metales Preciosos y no Preciosos Exportados en Concentrados Polimetálicos.

Para la liquidación de las regalías de metales preciosos y no preciosos exportados en concentrados polimetálicos, se tomará como base el precio de cada metal en el mercado externo fijado por la Bolsa de Londres y la certificación de la cantidad exacta de metales exportados, expedida por la entidad que realizó la operación de refinación y afinación en el exterior, siguiendo para la liquidación en un todo los criterios, definiciones y procedimientos aquí establecidos para los metales preciosos, equivalente al 9% de costos deducibles.

Mineral	\$/UNID.
MINERALES ENERGÉTICOS	
- Carbón para consumo interno	\$ 19.594,00/Ton
- Carbón de exportación	
Productores Zona Costa Norte	\$ 36.421,00/Ton
Productores Zona Norte de Santander	\$ 26.241,00/Ton
Productores Zona Antioquia, Cundinamarca, Boyacá y Valle	\$ 29.248,00/Ton
MINERALES INDUSTRIALES	
- Arenas Silíceas	\$ 7.778,00/Ton
- Asbesto	\$ 9.035,00/Ton
- Asfaltitas	\$ 16.000,00/m³
- Azufre	\$ 7.373,00/Ton
- Barita	\$ 47.440,00/Ton
- Bauxita	\$ 15.000,00/Ton
- Calcita	\$ 33.080,00/Ton
- Dolomita	\$ 9.717,00/Ton
- Feldespatos	\$ 16.462,00/Ton
- Fluorita	\$ 87.658,00/Ton
- Grafito	\$ 13.489,00/To

Mineral	\$/UNID.n
- Micas: Vemiculita, Moscovita, Biotita	\$ 29.000,00/Ton
- Mineral de Hierro	\$ 13.674,00/Ton
- Mineral de Magnesio (Magnesita)	\$ 52.000,00/Ton
- Mineral de Manganese	\$105.000,00/Ton
- Roca Fosfórica	\$ 19.449,00/Ton
- Sal marina	\$ 18.852,007Ton
- Sal terrestre	\$ 34.477,00/Ton
- Talco Tipo Verde	\$ 21.850,00/Ton
- Talcos Impuros o Amarillos	\$ 7.018,00/Ton
MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN	
- Arcillas Caoliniticas	\$ 8.240,00/Ton
- Arcillas Refractarias	\$ 8.240,00/Ton
- Arcillas Bentonitas	\$ 5.576,00/Ton
- Arcillas cerámicas, ferruginosas y misceláneas	\$ 3.198,00/Ton
- Arena	\$ 3.021,00/ m³
- Recebo	\$ 1.058,00/ m³
- Grava	\$ 5.299,00/m³
- Triturados	\$ 2.800,00/m³
- Granito volumen mayor a 1 m³	\$350.000,00/Ton
- Granito volumen menor a 1 m³	\$160.000,00/Ton
- Caliza	\$ 5.770,00/Ton
- Mármol Travertino	\$283.000,00/m³
- Mármol bloque mayor a 1 m³	\$ 95.823,00/Ton
- Mármol en rajón	\$ 7.157,00/Ton
- Roca Coralina	\$180.000,00/m³
- Serpentina	\$230.000,00/m³
- Puzolanas	\$ 6.760,00/Ton
- Yeso	\$ 24.872, 00/Ton

Parágrafo: El precio de la sal terrestre para la zona de UPIN, en el Departamento del Meta, es de \$ 19.846.00 por tonelada.

Artículo segundo. Las regalías para las esmeraldas se regirán según lo establecido en la resolución 8 1938 de agosto 23 de 1995 y 8 2187 de septiembre 20 de 1995.

"El precio base para la liquidación de regalías por la explotación de esmeraldas será:

1.1 El reportado por el productor en el momento de efectuar la declaración ante el respectivo Alcalde.

1.2 El declarado por el exportador en los casos en que, al momento de solicitar la guía de exportación, no presente copia de la declaración rendida por el productor ante el alcalde correspondiente.

Parágrafo

Al valor declarado por el exportador se le efectuarán las siguientes deducciones:

- a) Piedra en bruto: 10% por costos de comercialización.
- b) Piedra tallada: 60% por costos de comercialización y mano de obra.
- c) Piedra engastada: 60% por costos de comercialización, mano de obra y artes"

Artículo Tercero. Se exceptúa de lo dispuesto en esta resolución la determinación de precios pactada en los contratos vigentes a la fecha de la promulgación de la ley 141 de 1994.

Artículo Cuarto. Cuando se presenten explotaciones de minerales no incluidos en la presente resolución, la Unidad de Planeación Minero Energética de oficio o a solicitud de parte procederá a fijar los precios base en boca de mina para la liquidación de regalías.

Artículo Quinto. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese, comuníquese y cúmplase
Dada en Bogotá, D.C. a los 27 días del mes de junio de 2001

JULIAN VILLARRUEL TORO
Director General (E)

Sector Hidrocarburos

.....

Texto Definitivo al Proyecto de Ley 159/99c, 05/00 del Senado

Por el cual se modifica el régimen de concesiones de combustibles en las zonas de frontera y se establecen otras disposiciones en materia tributaria para combustibles

EL CONGRESO DE COLOMBIA,

DECRETA:

Artículo 1°. Modifícase el artículo 19 de la ley 191 de 1995 de la siguiente manera:

“Artículo 19. En los departamentos y municipios ubicados en zonas de frontera, previo visto bueno del Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol tendrá de manera exclusiva la función de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo.

En desarrollo de esta función, Ecopetrol se encargará de la distribución de combustibles en los territorios determinados, bien sea importando combustibles del país vecino o atendiendo el suministro con combustibles producidos en Colombia. El volumen máximo a distribuir por parte de Ecopetrol en cada municipio, será el establecido por la UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (Upme). Ecopetrol podrá ceder o contratar, total o parcialmente, con los distribuidores mayoristas reconocidos y registrados como tales por el Ministerio de Minas y Energía o con terceros previamente aprobados y registrados por el Ministerio de Minas y Energía la importación, transporte, almacenamiento, distribución o venta de los combustibles. La operación de Ecopetrol se hará en forma rentable y que garantice la recuperación de los costos en que incurra.

Los contratos de transporte de combustibles que celebre Ecopetrol con distribuidores mayoristas, con distribuidores minoristas, o con terceros registrados y autorizados para tales efectos por el Ministerio de Minas y Energía deberán establecer de manera expresa la obligación de los distribuidores y los terceros de entregar el combustible directamente en cada estación de servicio o en las instalaciones de los grandes consumidores ubicados en las zonas de frontera, atendiendo los cupos asignados a los mismos por la autoridad competente.

Los combustibles líquidos derivados del petróleo distribuidos por Ecopetrol en las zonas de frontera, directamente o a través de las cesiones o contrataciones que trata el inciso segundo de este artículo, estarán exentos de los impuestos de arancel, IVA e impuesto global.

Parágrafo 1°. A partir de la entrada en vigencia de la presente ley se entiende prohibida la celebración, ejecución y desarrollo de contratos de concesión para la distribución de combustibles en zonas de frontera y/o unidades especiales de desarrollo fronterizo, con terceros distintos a la Empresa Colombiana de Petróleos – Ecopetrol.

Parágrafo 2°. Derógase el artículo 100 de la ley 488 de 1998.

Parágrafo 3°. Los contratos celebrados con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley deberán ajustarse a lo dispuesto en esta ley.

Parágrafo 4°. Derógase el artículo 86 de la ley 633 de 2000.

Parágrafo 5°. Prohíbese la producción, importación, comercialización, distribución, venta y consumo de la gasolina automotor con plomo en el territorio nacional, exceptuando la zona atendida actualmente por la refinería de Orito – Putumayo, previa reglamentación que hará el gobierno.

Artículo 2°. Modifícase el Parágrafo del artículo 58 de la ley 223 de 1995 de la siguiente manera:

“Parágrafo 1. Para todos los efectos de la presente ley se entiende por ACPM, el aceite combustible para motor, el diesel marino o fluvial, el marine diesel, el gas oil, intersol, diesel No. 2, electrocombustible o cualquier destilado medio y/o aceites vinculantes que por sus propiedades físico químicas al igual que por sus desempeños en motores de altas revoluciones puedan ser usados como combustible automotor. Se exceptúan aquellos utilizados para generación eléctrica en Zonas No interconectadas, el turbocombustible de aviación y las mezclas del tipo IFO utilizadas para el funcionamiento de grandes naves marítimas .

Los combustibles utilizados en actividades de pesca y/o cabotaje en las costas Colombianas y en las actividades marítimas desarrolladas por la Armada Nacional, propias del cuerpo de guardacostas, contempladas en el decreto 1874 de 1979, estarán exentos del impuesto global. Para el control de esta operación se establecerán cupos estrictos de consumo y su manejo será objeto de reglamentación por el Gobierno.

Igualmente, para todos los efectos de la presente Ley, se entiende por gasolina, la gasolina corriente, la gasolina extra, la nafta o cualquier otro combustible o líquido derivado del petróleo que se pueda utilizar como carburante en motores de combustión interna diseñados para ser utilizados con gasolina. Se exceptúan las gasolinas del tipo 100/130 utilizadas en aeronaves."

Artículo 3°. Adicionase el artículo 118 de la ley 488 de 1998 con el siguiente Parágrafo:

"Parágrafo. Para todos los efectos de la presente ley se entiende por ACPM, el aceite combustible para motor, el diesel marino o fluvial, el marine diesel, el gas oil, intersol, diesel No. 2, electrocombustible o cualquier destilado medio y/o aceites vinculantes que por sus propiedades físico químicas al igual que por sus desempeños en motores de altas revoluciones puedan ser usados como combustible automotor. Se exceptúan aquellos utilizados para generación eléctrica en Zonas No interconectadas, el turbocombustible de aviación y las mezclas del tipo IFO utilizadas para el funcionamiento de grandes naves marítimas .

Los combustibles utilizados en actividades de pesca y/o cabotaje en las costas Colombianas y en las actividades marítimas desarrolladas por la Armada Nacional, propias del cuerpo de guardacostas, contempladas en el decreto 1874 de 1979, estarán exentos de sobretasa. Para el control de esta operación se establecerán cupos estrictos de consumo y su manejo será objeto de reglamentación por el Gobierno.

Igualmente, para todos los efectos de la presente ley, se entiende por gasolina, la gasolina corriente, la gasolina extra, la nafta o cualquier otro combustible o líquido derivado del petróleo que se pueda utilizar como carburante en motores de combustión interna diseñados para ser utilizados con gasolina. Se exceptúan las gasolinas del tipo 100/130 utilizadas en aeronaves."

Artículo 4°. El inciso 1° del artículo 124 de la ley 488 de 1998 quedará así:

"Artículo 124. Declaración y pago. Los responsables cumplirán mensualmente con la obligación de declarar y pagar las sobretasas, en las entidades financieras autorizadas para tal fin, dentro de los diez y ocho (18) primeros días calendario del mes siguiente al de causación. Además de las obligaciones de declaración y pago, los responsables de la sobretasa informarán al Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Dirección de Apoyo Fiscal, la distribución del combustible, discriminado mensualmente por entidad territorial, tipo de combustible y cantidad del mismo.

Los responsables deberán cumplir con la obligación de declarar en aquellas entidades territoriales donde tengan operación aún cuando dentro del período gravable no se hayan realizados operaciones gravadas".

Artículo 5°. Derogase el artículo 46 de la ley 383 de 1997.

Artículo 6°. Modifícase el inciso primero y el Parágrafo del artículo 59 de la ley 223 de 1995 de la siguiente manera:

"**Artículo 59.** Base gravable y tarifa. El impuesto global a la gasolina regular se liquidará y pagará a razón de quinientos tres pesos con sesenta y dos centavos (\$503.62) por galón. El del ACPM se liquidará y pagará a razón de trescientos treinta y tres pesos con setenta y nueve centavos (\$333,79) por galón. El de la gasolina extra se liquidará y pagará a razón de quinientos setenta y nueve pesos con diecisiete centavos (\$579,17) por galón.

Parágrafo. Los valores absolutos expresados en moneda nacional incluidos en el presente artículo son pesos constantes de 2001 y se reajustarán el 1° de marzo de cada año, de conformidad con la meta de inflación que establezca el Banco de la República para el año correspondiente en el que se hace el ajuste".

Artículo 7°. El artículo 129 de la ley 488 de 1998, quedará de la siguiente manera:

"**Artículo 129.** Competencia para administrar la sobretasa nacional. Las sobretasas a que se refiere el artículo 128 de la presente ley serán administradas por la Dirección de Apoyo Fiscal del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Para tal efecto, en la fiscalización, determinación oficial, discusión, cobro, devoluciones y sanciones se aplicarán los procedimientos establecidos en el Estatuto Tributario para los impuestos del orden nacional. El régimen sancionatorio aplicable será el previsto en el mismo ordenamiento jurídico mencionado, excepto la sanción por no declarar, que será equivalente al treinta por ciento (30%) del total a cargo que figure en la última declaración presentada por el mismo concepto, o al treinta por ciento (30%) del valor de las ventas de gasolina o ACPM efectuadas en el mismo período objeto de la sanción, en el caso de que no exista última declaración.

Parágrafo 1°. Si dentro del término para interponer el recurso contra la resolución que impone la sanción por no declarar, el responsable presenta la declaración, la sanción por no declarar se reducirá al cincuenta por ciento (50%) del valor de la sanción inicialmente impuesta por la Dirección de Apoyo Fiscal del

Ministerio de Hacienda y Crédito Público, caso en el cual, el responsable deberá liquidarla y pagarla al presentar la declaración tributaria. En todo caso, esta sanción no podrá ser inferior al valor de la sanción por extemporaneidad prevista en el inciso primero del artículo 642 del Estatuto Tributario.

Parágrafo 2°. La Sanción por no declarar prevista en este artículo aplicará igualmente para los obligados a declarar ante las entidades territoriales por concepto de sobretasa a la Gasolina. En este caso la competencia corresponderá a la entidad territorial respectiva”.

Artículo 8°. Compensaciones. En el evento en que se presenten giros de lo no causado a favor de una entidad territorial, el responsable podrá descontar del monto futuro del impuesto, el equivalente a la sobretasa que no correspondió a tal entidad territorial.

Artículo 9°. Presentación electrónica de declaraciones. El Gobierno Nacional podrá autorizar la presentación y pago de las declaraciones de las sobretasas a la gasolina y al ACPM y los combustibles homologados a éstos, a través de medios electrónicos en las condiciones y con las seguridades que establezca el reglamento que para tal efecto expedirá el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Dirección de Apoyo Fiscal – DAF.

El Gobierno Nacional reglamentará la adopción de un sistema único nacional para el control del transporte de los productos gravados con las sobretasas a la gasolina y al ACPM.

Artículo 10°. FORMULA PARA DETERMINAR LOS COMPONENTES DE LA ESTRUCTURA DE PRECIOS DE LA GASOLINA DE AVIACIÓN JET A1. El precio de venta de la gasolina de aviación Jet A1 al distribuidor mayorista será el resultado de la suma del ingreso al productor, los cargos por concepto de transporte a través del sistema de poliductos de ECOPETROL y el Iva, para lo cual se aplicará la siguiente fórmula:

$$PMV = Ip + Ti + Iva$$

Donde:

PMV: Es el precio de venta de la gasolina de aviación Jet A1 al distribuidor mayorista.

Ip: Es el ingreso al productor tal y como se define en el artículo 11ª de la presente ley.

Ti: Es el valor del transporte a través del sistema de poliductos, tal y como se define en el artículo 12ª de la presente ley.

Iva: Es el impuesto al valor agregado sobre el ingreso al productor

Artículo 11. INGRESO AL PRODUCTOR. El ingreso al productor de gasolina de aviación Jet A1 es el precio de venta en puerta de refinería (Ip), entendiendo como el precio FOB Cartagena, equivalente al índice Platt's US Golf Coast Wb (Low) de las cotizaciones del índice JET 54 USGC, tomando el promedio de los precios de referencia de los días 1 a 25 del mes inmediatamente anterior al mes en que entra en vigencia el nuevo precio. ECOPETROL lo publicará en su página Web de Internet, el primer día calendario de cada mes. Este ingreso al productor así definido, será igual para la venta en puerta de refinería tanto en Cartagena como en Barrancabermeja.

Parágrafo primero. El precio determinado en este artículo es un valor máximo, pero ECOPETROL previo concepto favorable del Ministerio de Minas y Energía, podrá otorgar descuentos sobre la base del principio de no discriminación, con el fin de promover una política de competitividad aeroportuaria respecto de otros aeropuerto del área y del Golfo de Méjico (USCG).

Parágrafo Segundo: El ingreso al productor en puerta de refinería es único y no se establecerán diferencias de precio según modo de transporte.

Artículo 12. El gobierno por conducto del Ministerio de Minas y Energía reglamentará las tarifas en pesos por kilómetro/galón por concepto de transporte a través del sistema de poliductos.

Parágrafo. Suprímase el cálculo de la tarifa en forma de estampilla por concepto de transporte, aplicable exclusivamente a la gasolina de aviación Jet A1.

Artículo 13. El sistema de transporte por poliductos de propiedad de Ecopetrol se declara de acceso abierto a terceros. Igualmente se integran al sistema de transporte los poliductos Pozos Colorados – Galán y Buenaventura – Yumbo, los cuales también se declaran de acceso abierto.

Ecopetrol garantizará el acceso a terceros al transporte de productos por el sistema de poliductos con base en el principio de no discriminación.

El gobierno reglamentará lo dispuesto en este artículo.

Artículo 14. Para grandes consumidores individuales no intermediarios de ACPM, el ingreso al productor (Ip) al cual vende ECOPETROL, será como mínimo el mismo precio de exportación del mismo.

El gobierno reglamentará lo dispuesto en este artículo.

Artículo 15°. La presente ley rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial; modifica el artículo 19 de la ley 191 de 1995; modifica el Parágrafo del artículo 58 de la ley 223 de 1995; modifica el primer inciso y el Parágrafo del artículo 59 de la ley 223 de 1995, adiciona el artículo 118 de la ley 488 de 1998; modifica el inciso 1° del artículo 124 y el artículo 129 de la ley 488 de 1998; y deroga todas las normas que le sean contrarias en especial el artículo 100 de la ley 488 de 1998, el artículo 46 de la ley 383 de 1997 y el artículo 86 de la ley 633 de 2000.

La Subcomisión:

Hugo Serrano Gomez Senador de la República	Gabriel Zapata Correa Senador de la República
Salomon Nader Nader Senador de la República	Alfonso Mattos Barrero Senador de la República
Luis Mariano Murgas Arzuaga Senador de la República	Camilo Sanchez Ortega Senador de la República
Samuel Moreno Rojas Senador de la República	Amilkar Acosta Medina Senador de la República
Juan Fernando Cristo Senador de la República	Carlos Celis Senador de la República

DECRETO NUMERO 2225 Octubre 30 de 2000

Por el cual se reglamenta el Artículo 5° de la ley 401 de 1997

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de la facultad establecida en el numeral 11 del Artículo 189 de la Constitución Política en concordancia con el Artículo 5° de la ley 401 de 1997, y

CONSIDERANDO:

1. Que el Artículo 4° de la ley 401 de 1997 crea el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, como cuerpo asesor del Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural, CTG, el cual tendrá como función hacer recomendaciones que busquen que la operación integrada del Sistema Nacional, de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica.
2. Que el Artículo 1° del decreto 1175 de 1999 suprime de la estructura de la Empresa Colombiana de Gas, Ecogas, el Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural, CTG, y deroga todas las normas relativas al mismo.
3. Que el Artículo 2° del decreto 1175 de 1999 establece que el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, cumplirá las funciones de asesoría en la forma como lo establece el Reglamento Único de Transporte.
4. Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, Creg, mediante resolución 071 de 1999 promulgó el Reglamento Único de Transporte, en el cual se establecen las funciones que debe cumplir el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO.
5. Que el Artículo 6° de la ley 401 de 1997 dispone que el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, desarrollará sus actividades en coordinación con las empresas productoras y distribuidoras de Gas Natural y con el Centro Nacional de Despacho Eléctrico.
6. Que en orden a que el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, comience a desarrollar las funciones cabalmente asignadas, se hace necesario reglamentar la ley 401 de 1997.

Por lo anterior,

DECRETA:

Artículo 1°. Definiciones. Para efectos de lo dispuesto en el presente decreto se deberán tener en cuenta las definiciones establecidas en las Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, Creg, y aquellas que las adicionen o modifiquen y además las siguientes:

Área de influencia. El área de influencia es aquella que ejerce un Sistema Troncal perteneciente al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, respecto de un grupo de empresas y usuarios del Gas conectados, directa o indirectamente, a este sistema troncal.

Para efectos de la conformación del primer Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, se consideran como áreas de influencia: la de la Costa Atlántica, correspondiente al Sistema Troncal de Promigas y la correspondiente al área de influencia del Sistema de Transporte del Interior correspondiente al Sistema Troncal de Ecogas, la cual incluye los contratos BOMT correspondientes.

Contrato BOMT. Modalidad de contrato suscrito para construir, operar, mantener y transferir un gasoducto de transporte de Gas Natural. (Build, Operate, Maintain and Transfer, corresponde a las siglas en inglés). Los gasoductos construidos y operados bajo la modalidad BOMT se consideran parte constitutiva de un sistema de transporte.

Demanda total del país. Corresponde al consumo de Gas Natural medido como promedio anual en el año inmediatamente anterior en Millones de pies cúbicos diarios correspondiente a un distribuidor, un almacenador, un usuario no regulado o un usuario regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un comercializador. Dicho consumo será actualizado y divulgado anualmente por la Unidad de Planeación Minero Energética, Upme, a más tardar el 1° de marzo de cada año.

Producción de gas del país. Se refiere al volumen total de Gas Natural expresado en Mpc que se haya producido en el respectivo año en los campos de Gas Natural en explotación y operación ubicados en el territorio nacional y que se encontraba dentro de las especificaciones exigidas para su comercialización a través del Sistema Nacional de Transporte. Dicha producción será actualizada y divulgada anualmente por la Unidad de Planeación Minero Energética, Upme, a más tardar el 1° de marzo de cada año.

Sistema de transporte. Para la interpretación exclusiva de este decreto, se entiende el Sistema de Transporte como el conjunto de gasoductos del Sistema Nacional de Transporte. Esta definición no modifica la establecida en la resolución 071 de la Creg, o la resolución que la modifique o adicione.

Artículo 2°. Conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO. El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, estará conformado por:

1. Un (1) representante del Ministro de Minas y Energía con voz y voto, quien lo preside.
2. Cuatro (4) representantes de los productores con voz y voto a razón de 1 por cada 25% de la producción total de gas del país.
3. Cuatro (4) representantes de los remitentes con voz y voto a razón de 1 por cada 25% de la demanda total de gas del país.
(2 de estos deberán representar el sector termoeléctrico).
4. Un (1) representante del Centro Nacional de Despacho Eléctrico con voz y voto.
5. Los representantes de los Sistemas de Transporte de Gas Natural con voz y voto que tengan capacidad superior a 50 Mpcd.

Parágrafo 1°. Los representantes de los productores a razón de uno (1) por cada 25% de la producción total de gas del país, serán seleccionados de la siguiente manera:

1. Los productores podrán ser asociados y/o operadores.
2. Se tomará en cuenta la producción total de Gas Natural, tal y como se definió en el Artículo 1° de este decreto.
3. Se contabilizarán las participaciones de cada productor en la producción total así especificada, independientemente de quien haya comercializado la producción respectiva y se ordenará el porcentaje de mayor a menor.
4. Una vez ordenados, serán representantes los cuatro (4) primeros productores.

Parágrafo 2°. En el caso de que Ecopetrol sea seleccionado, según los criterios establecidos en el Parágrafo anterior, sólo podrá participar como Productor en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, en dicha calidad representará también la producción que corresponde para liquidar las regalías pertenecientes a la Nación. Asimismo, no podrá participar en calidad de remitente o en cualquier otra calidad en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO.

Parágrafo 3°. Los cuatro (4) representantes de los remitentes, a razón de uno (1) por cada 25% de la demanda total del país, dos (2) de ellos representantes del sector termoeléctrico, serán seleccionados de la siguiente manera:

1. Se tomará en cuenta la demanda total de cada remitente, definida de acuerdo con el Artículo 1° y se ordenará de mayor a menor.
2. Una vez ordenados, los dos primeros remitentes que sean simultáneamente generadores térmicos serán los representantes del sector térmico. Si el segundo generador en este orden pertenece a la misma área de influencia del primero, se tomará al siguiente mayor generador en la lista perteneciente a un área de influencia diferente a la del primer representante del sector termoeléctrico.
3. Los dos representantes de los remitentes restantes corresponderán a los dos primeros remitentes que no son a su vez generadores térmicos, ordenados de acuerdo con el numeral 1 de este Artículo. Si el segundo remitente pertenece a la misma área de influencia del primero, se tomará el siguiente mayor remitente perteneciente a otra área de influencia.

Parágrafo 4°. El Representante del Centro Nacional de Despacho Eléctrico, o la entidad equivalente, será el Director de dicha entidad o quien haga sus veces.

Parágrafo 5°. Los representantes del Sistema Nacional de Transporte serán seleccionados de la siguiente forma:

1. Participarán todos aquellos representantes del Sistema Nacional de Transporte que tengan capacidad superior a 50 Mpcd.
2. Los contratistas BOMT serán representantes de sus respectivos sistemas de transporte si tienen una capacidad superior a 50 Mpcd.
3. La Unidad de Planeación Minero Energética, Upme, certificará, a más tardar el 1° de marzo de cada año, cuáles sistemas de transporte tienen capacidad superior a 50 millones de pies cúbicos diarios.

Parágrafo 7°. Ningún agente podrá representar simultáneamente a varias actividades en el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO.

Artículo 3°. *Funciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO.* Serán funciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, las contenidas en la ley 401 de 1997, en el decreto 1175 de 1999, la resolución 071 del 3 de diciembre de 1999 de la Creg y demás normas que regulen la materia.

Artículo 4°. *Quórum deliberatorio y decisorio.* El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, podrá deliberar con la mitad más uno de sus miembros y sus decisiones deberán ser tomadas por la mayoría simple de los asistentes. En caso de empate, el voto del representante del Ministro de Minas y Energía se contará doblemente.

Artículo 5°. *Conformación del primer CNO.* El primer Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, se considerará conformado una vez sus miembros aprueben el estatuto interno de funcionamiento, lo cual deberá suceder a más tardar el 31 de diciembre de 2000. En caso de vencido dicho término sin la aprobación del estatuto, el Ministerio de Minas y Energía lo expedirá mediante resolución, dentro de las cuatro (4) semanas siguientes.

Parágrafo. Este primer CNO mantendrá la conformación hasta el treinta (30) de abril del 2002, momento en el cual cambia su composición de acuerdo con lo previsto en el Artículo 7° de este decreto. Para definir la primera conformación, la Upme determinará las participaciones de los representantes que conformarán el primer CNO dentro de los treinta (30) días siguientes a la expedición de este decreto.

Artículo 6°. *Secretaría Técnica.* La Secretaría Técnica del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO, y su financiamiento, serán establecidos en el estatuto interno de funcionamiento del mismo.

Parágrafo. El Ministerio de Minas y Energía no participará en la financiación del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO.

Artículo 7°. *Definición de las participaciones.* La Upme con base en las cifras de producción, demanda, y capacidad del año inmediatamente anterior comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre, determinará la participación de los miembros representantes ante el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNO. Dicho estudio debe ser publicado antes del 1° de marzo del año en consideración. La nueva conformación del CNO iniciará sus atribuciones a partir del 30 de abril del año en consideración.

Parágrafo. Lo establecido en el presente Artículo no se aplicará a la conformación del primer CNO el cual se encuentra reglamentado en el Artículo 5° de este decreto.

Artículo 8°. *Vigencia.* Este decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D. C., a 30 de octubre de 2000.

ANDRES PASTRANA ARANGO

Carlos Caballero Argáez
El Ministro de Minas y Energía,

Decreto número 2622 de 18 de diciembre de 2000

Por medio del cual se modifica el artículo 40 del decreto 948 de 1995, modificado por el artículo 2° del decreto 1697 de 1997.

El Presidente de la República de Colombia, en uso de sus facultades constitucionales y legales, en especial las establecidas en el número 11 del Artículo 189 de la Constitución Política, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 212 del Código de Petróleos dispone que el transporte y distribución de petróleo y sus derivados constituye un servicio público, y por consiguiente las personas o entidades dedicadas a esa actividad, deberán ejercerla de conformidad con los reglamentos que dicte el Gobierno en guarda de los intereses generales;

Que el Artículo 1° de la ley 26 de 1989, establece que en razón de la naturaleza de servicio público de la distribución de combustibles líquidos del petróleo, fijado por la ley 39 de 1987, el Gobierno podrá determinar su calidad;

Que corresponde al Ministerio del Medio Ambiente, de acuerdo con los numerales 2 y 10 del Artículo 5° de la ley 99 de 1993, regular las condiciones generales para el saneamiento del medio ambiente y el uso, manejo y aprovechamiento de los recursos naturales con el fin de mitigar o eliminar el impacto de actividades contaminantes del entorno, determinar las normas ambientales mínimas y las regulaciones de carácter general aplicables a todas las actividades que puedan generar directa o indirectamente daños ambientales;

Que de conformidad con los numerales 11 y 14 del Artículo 5° de la ley 99 de 1993, es función del Ministerio del Medio Ambiente dictar las regulaciones ambientales de carácter general, para controlar y reducir la contaminación atmosférica en todo el territorio nacional y definir y regular los instrumentos administrativos y los mecanismos necesarios para la prevención y control de los factores de deterioro ambiental;

Que el Artículo 2° del decreto 1082 del 28 de mayo de 1994, estableció que los combustibles derivados del petróleo que se importen, deben cumplir con las especificaciones de calidad establecidas por el Ministerio de Minas y Energía;

Que el Ministerio de Minas y Energía, a través de la resolución 8-1411 de 1994, por la cual se deroga la resolución 8-1183 de 1994 y se reglamentan los Artículos 1° y 2° del decreto 1082 de 1994, reglamentó las especificaciones técnicas de calidad de los combustibles que se importan para consumo en el territorio nacional;

Que de conformidad con el Artículo 19 del decreto 948 de 1995, corresponde al Ministerio del Medio Ambiente establecer las normas y los criterios ambientales de calidad que deben tener los combustibles que se consuman dentro del país;

Que por medio de la resolución 898 de agosto 23 de 1995 del Ministerio del Medio Ambiente, se establecieron los criterios ambientales de calidad para los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna de vehículos automotores;

Que de conformidad con el numeral 9 del Artículo 3° del decreto 1141 de 1999 corresponde al Ministerio de Minas y Energía dictar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias relacionadas con la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de los recursos naturales no renovables;

Que en virtud de lo mencionado en los considerandos anteriores, el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio del Medio Ambiente, han venido estableciendo los criterios de calidad técnica de los combustibles y los de calidad ambiental de los mismos, respectivamente;

Que el artículo 40 del decreto 948 de junio 5 de 1995 modificado por el Artículo 2° del decreto 1697 de junio 27 de 1997, consagra sobre el contenido de plomo, azufre y otros contaminantes en los combustibles, que no se podrá importar, producir o distribuir en el país, gasolinas que contengan tetraetilo de plomo en cantidades superiores a las especificadas internacionalmente para las gasolinas no plomadas según el método ASTM-D-3237, salvo como combustible para aviones de pistón. Así mismo estipula que el Ministerio del Medio Ambiente establecerá las especificaciones de calidad, diferentes al contenido de tetraetilo de plomo, de los combustibles que se han de importar, producir, distribuir y consumir en todo el territorio nacional;

Que el citado artículo 40 del decreto 948 de 1995, consagra además en su Parágrafo primero que, los combustibles producidos en refinerías que a cinco (5) de junio de 1995 se encontraban en operación en el país, o los que se importen para distribuir en las Zonas Especiales de Desarrollo Fronterizo, o en circunstancias

especiales de abastecimiento, podrán exceptuarse del cumplimiento de lo establecido en el presente Artículo, cuando así lo autorice expresamente el Ministerio del Medio Ambiente y por el término que éste señale, previo concepto favorable del Ministerio de Minas y Energía. En el Parágrafo segundo consagra las medidas que se deben llevar a cabo, cuando las gasolinas contengan tetraetilo de plomo en cantidades superiores a las especificadas internacionalmente para las gasolinas no plomadas;

Que el decreto 1224 del 16 de julio de 1996, por medio del cual se reglamenta el Artículo 19 de la ley 191 de 1995, en cuanto a calidad de combustibles, establece en su Artículo 1° que, los combustibles que se distribuyen en las Unidades Especiales de Desarrollo Fronterizo, de conformidad con lo previsto en el Artículo 19 de la ley 191 de 1995, no tendrán las restricciones de contenido señaladas por el artículo 40 del decreto 948 de 1995 y demás normas concordantes;

Que el decreto 320 del 17 de febrero de 1999, por medio del cual se reglamenta el Artículo 100 de la ley 488 de 1998, en su artículo Cuarto establece que, los combustibles objeto del contrato de concesión establecido en dicha normatividad, no tendrán las restricciones de contenido señaladas por el artículo 40 del decreto 948 de 1995 y demás normas concordantes;

Que los países vecinos disponen de combustibles líquidos derivados del petróleo con contenido de tetraetilo de plomo en cantidades acordes con las especificadas internacionalmente para las gasolinas no plomadas, con el fin de abastecer las zonas fronterizas;

Que de conformidad con lo anterior, no se justifica excepcionar del cumplimiento de las restricciones contempladas en el artículo 40 del decreto 948 de 1995, a los combustibles que se importen para distribuir en las Unidades Especiales de Desarrollo Fronterizo y en las Zonas de Fronteras;

Que en mérito de lo expuesto,

DECRETA:

Artículo 1°. Modifícase el artículo 40 del decreto 948 del 5 de junio de 1995, modificado por el decreto 1697 de junio 27 de 1997, el cual quedará así:

“Artículo 40. Contenido de plomo y otros contaminantes en los combustibles. No se podrá importar, producir o distribuir en el país, gasolinas que contengan tetraetilo de plomo en cantidades superiores a las especificadas internacionalmente

para las gasolinas no plomadas, salvo como combustible para aviones de pistón.

De conformidad con lo anterior, el Ministerio del Medio Ambiente y el Ministerio de Minas y Energía establecerán las especificaciones de calidad, en materia ambiental y técnica respectivamente, de los combustibles que se han de importar, producir, distribuir y consumir en todo el territorio nacional.

Parágrafo 1°. Los combustibles producidos en refinerías que a cinco (5) de junio de 1995 se encontraban en operación en el país, así como aquellos que se deban importar, producir o distribuir en circunstancias especiales de abastecimiento, podrán exceptuarse del cumplimiento de lo establecido en el presente Artículo, cuando así lo autorice expresamente el Ministerio del Medio Ambiente y por el término que éste señale, previo concepto favorable del Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 2°. Los combustibles líquidos derivados del petróleo que se produzcan o se importen para distribuir en las Unidades Especiales de Desarrollo Fronterizo y en las Zonas de Frontera, no podrán contener tetraetilo de plomo en cantidades superiores a las especificadas internacionalmente para las gasolinas no plomadas y deben ajustarse a las especificaciones de calidad establecidas por la resolución 898 del 23 de agosto de 1995 del Ministerio del Medio Ambiente y en la resolución 8-1411 del 25 de julio de 1994 del Ministerio de Minas y Energía o en aquellas normas que las modifiquen o sustituyan».

Artículo 2°. El presente decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias, en especial el decreto 1224 del 16 de julio de 1996 y el Artículo Cuarto del decreto 320 del 17 de febrero de 1999.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D. C., a 18 de diciembre de 2000.

ANDRES PASTRANA ARANGO

El Ministro de Minas y Energía,

Carlos Caballero Argáez.

El Ministro del Medio Ambiente,

Juan Mayr Maldonado.

DECRETO NUMERO 2625 DE 18 de Diciembre 2000

Por el cual se deroga el decreto 2154 del 4 de noviembre de 1999 y se dictan otras disposiciones.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las consagradas en el artículo 189, numerales 11 y 16 de la Constitución Política, el Artículo 5° de la ley 165 de 1948, el Artículo 4°, literal e) del decreto Extraordinario 3211 de 1959 y de la ley 489 de 1998, artículo 54,

CONSIDERANDO:

Que el artículo 332 de la Constitución Política, establece que el Estado es el propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables;

Que dentro del objeto y funciones de Ecopetrol, de acuerdo con la ley 165 de 1948, el decreto Extraordinario 3211 de 1959 y sus actuales estatutos, se encuentra la explotación, operación y manejo de los campos petroleros que el Gobierno le aporte o que la Empresa adquiera;

Que en virtud de la finalidad mencionada y de la función que le ha sido asignada por ley a Ecopetrol, la empresa ha desarrollado actividades industriales y comerciales con el fin de explotar las reservas de hidrocarburos de propiedad del Estado que le han sido entregadas en administración;

Que el decreto Extraordinario 3211 de 1959 dispuso que el patrimonio de Ecopetrol estaría integrado, entre otros bienes, por los aportes del Estado;

Que no obstante la función de administración que realiza Ecopetrol en relación con las reservas de hidrocarburos del Estado, se han destinado parte de los recursos provenientes de la explotación de las reservas a la capitalización de Ecopetrol mediante la entrega de aportes en especie, representados en reservas extraídas de crudo y gas;

Que dichos aportes no se reflejaron en los estados financieros de Ecopetrol y en el balance de la Nación-Ministerio de Minas y Energía, lo que dificultó la evaluación de la gestión del administrador de las reservas del Estado;

Que con el fin de poder evaluar la gestión y los resultados que genera el ejercicio de la función del administrador de las reservas del Estado, el Gobierno Nacional expidió el decreto 2154 de noviembre de 1999;

Que la metodología de valoración de reservas de hidrocarburos prevista en el decreto 2154 no es armónica con los estándares internacionales utilizados para dichos efectos, por lo cual dicha metodología debe ser modificada,

DECRETA:

Artículo 1°. Definiciones. Para efectos de lo dispuesto en el presente decreto, se adoptarán las siguientes definiciones:

Razonable certeza: Cuando mediante el uso de procedimientos determinísticos o probabilísticos, existe un alto grado de certidumbre o al menos un 90% de probabilidad de recuperación de los volúmenes estimados.

Reservas de hidrocarburos: Reservas de crudo y gas administradas por Ecopetrol, e incluyen tanto los volúmenes de reservas probadas como las reservas no probadas.

Reservas probadas: Cantidades de hidrocarburos que, de acuerdo con el análisis de la información geológica y de ingeniería, se estiman, con razonable certeza, podrán ser comercialmente recuperadas, a partir de una fecha dada, desde acumulaciones conocidas y bajo las condiciones económicas operacionales y regulaciones gubernamentales existentes. Estas pueden clasificarse en reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas.

En general, las acumulaciones de hidrocarburos en cantidades determinadas se consideran reservas probadas a partir de la declaración de comercialidad por parte de Ecopetrol a través de actos administrativos.

Reservas probadas desarrolladas: Volúmenes a recuperar a partir de pozos, facilidades de producción y métodos operacionales existentes.

Reservas probadas no desarrolladas: Volúmenes que se espera recuperar bien a partir de nuevos pozos en áreas no perforadas, bien o por la profundización de pozos, existentes hacia yacimientos diferentes, o como consecuencia del desarrollo de nuevas tecnologías.

Reservas no probadas: Volúmenes calculados a partir de información geológica e ingeniería disponible, similar a la utilizada en la cuantificación de las reservas probadas; sin embargo, la incertidumbre técnica, económica o de otra naturaleza, no permite clasificarlas como probadas.

WTI: Mezcla de crudos producidos en los estados de Texas, Oklahoma y Nuevo México –Estados Unidos– conocida con el nombre de WTI, o West Texas Intermediate, y utilizada en el mercado internacional del petróleo como un crudo de referencia.

Artículo 2°. Aporte del Estado. Además de los bienes y derechos señalados en el decreto 1209 de 1994 y sus modificaciones, el patrimonio de Ecopetrol también estará integrado por el aporte del Estado representado en el valor de las reservas de hidrocarburos que sean extraídas por Ecopetrol, en forma directa o en asociación con terceros, con excepción de las reservas provenientes de la reversión de concesiones que ya hubieren sido contabilizadas.

Para los efectos del presente decreto, el aporte debe contabilizarse cada trimestre calendario y será igual al valor unitario de las reservas para el trimestre, multiplicado por el total de unidades extraídas de hidrocarburos en el mismo trimestre.

Parágrafo 1°. Para la producción obtenida en desarrollo de contratos de asociación, se tomará la cantidad que corresponda a la participación de Ecopetrol en dichos contratos mientras que, para la explotación obtenida por la actividad directa se tomará la totalidad de las unidades extraídas.

Parágrafo 2°. Para efectos de lo previsto en el presente Artículo, Ecopetrol calculará cada trimestre calendario, el valor unitario de las reservas, el cual se obtendrá de dividir el valor presente neto de las reservas por el volumen de las reservas probadas a que se refiere el numeral 1 del Artículo 3° del presente decreto.

Artículo 3°. Cálculo del valor presente neto de las reservas de hidrocarburos. El valor presente neto de las reservas de hidrocarburos será igual al valor presente de los flujos de caja futuros descontado el capital invertido neto de depreciación y amortización. Para este efecto se seguirá el siguiente procedimiento:

1. Se valorarán únicamente las reservas probadas desarrolladas y las reservas probadas no desarrolladas que hayan sido declaradas comerciales por Ecopetrol.
2. Se calculará el valor presente de las reservas, por cada campo o proyecto individual.
3. En el caso de que el valor presente de los flujos de caja futuros de un proyecto o campo sea inferior al capital invertido neto de depreciación y amortización, el valor de las reservas de este proyecto o campo será igual a cero.
4. Para descontar los flujos de caja se utilizará el costo de capital del área de exploración y producción de Ecopetrol.

5. Los flujos de caja se proyectarán en dólares constantes de los Estados Unidos de América e incluirán los siguientes parámetros principales:

- a) Los precios de las reservas de hidrocarburos en boca de pozo serán los precios a paridad de exportación, los cuales se calcularán de la siguiente manera: precio en el Golfo de Estados Unidos menos flete marítimo entre la costa colombiana y el Golfo de los Estados Unidos, menos los costos de embarque en puerto colombiano, menos los costos de transporte entre el campo y el puerto de embarque;
- b) El precio en el Golfo de Estados Unidos será el precio de WTI en Cushing Oklahoma más la tarifa de transporte entre Cushing y la Costa del Golfo de Estados Unidos. La fuente para los precios del WTI serán los futuros del «New York Mercantile Exchange» (Nymex) hasta el quinto año de proyección futura inclusive y de allí en adelante se utilizará el pronóstico de largo plazo, vigente al final del trimestre anterior suministrado por una compañía especializada. Dichos precios serán ajustados por calidad y por las condiciones del mercado, de acuerdo con metodologías desarrolladas para estos efectos;
- c) Costos y gastos, reales o proyectados, tales como costos de operación, regalías, impuestos, gastos de administración y ventas. Para efectos del cálculo de impuestos se incluirán los costos y gastos por depreciación y amortización de activos;
- d) Inversiones futuras de desarrollo, inversiones para reemplazo y mantenimiento mayor de equipos y costos de abandono;
- e) Aumentos o disminuciones en el capital de trabajo.

Artículo 4°. Envío de información al Ministerio de Minas y Energía. A partir del primero de enero de 2001, Ecopetrol deberá enviar dentro de los quince (15) días calendario precedentes al inicio de cada trimestre al Ministerio de Minas y Energía, la valoración de las reservas que aplicará para el siguiente trimestre, conforme a las reglas contenidas en el presente decreto. El Ministerio de Minas y Energía deberá manifestar su conformidad o sus observaciones, si las hubiere, dentro de los quince (15) días calendario siguientes al envío de la información.

Artículo 5°. Registro de las reservas en Ecopetrol. Para efectos contables y tributarios, el valor de las reservas extraídas se reconocerá como un costo de producción propio de la operación y del objeto social de Ecopetrol y la contrapartida se registrará, en una cuenta separada, en el grupo de patrimonio. Este concepto, al igual que los costos por regalías, se indicarán por separado en los estados financieros de Ecopetrol.

Artículo 6°. Informes periódicos. A partir del primero (1°) de enero de 2001, Ecopetrol deberá enviar al Ministerio de Minas y Energía la siguiente información:

- a) Balance General, Estado de Resultados y Estado de cambios en el patrimonio, acompañados del informe del auditor externo, con cortes a cada trimestre calendario, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes a cada trimestre;
- b) A partir del primer trimestre del año 2001, se deberán elaborar y presentar dentro de los cuarenta y cinco (45) días siguientes a cada trimestre, en forma separada los informes de gestión, incluyendo informes de creación de valor de cada una de sus áreas de negocios, entre ellas, exploración, producción, transporte, refinación y comercialización. Además se deberá indicar por separado el efecto de las políticas del Gobierno en asuntos tales como subsidios, contratos BOMT'S, etc., así como también otros efectos exógenos a la gestión.

Estos informes serán estructurados con la metodología de administración basada en el valor, con cortes en las fechas señaladas en el literal anterior.

Artículo 7°. Reglamentación contable. El Contador General de la Nación reglamentará el tratamiento contable a aplicar por el Ministerio de Minas y Energía y por Ecopetrol, en desarrollo del presente decreto.

Artículo 8°. Estados financieros año 2000. Los estados financieros correspondientes al cierre de la vigencia 2000 se elaborarán con base en los parámetros establecidos en el presente decreto. En consecuencia Ecopetrol y el Ministerio de Minas y Energía deberán efectuar los ajustes contables a que haya lugar, en el mes de diciembre del año 2000.

Artículo 9°. Vigencias y derogatorias. El presente decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga todas las normas que le sean contrarias, en particular el decreto 2154 de 1999.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D. C., a 18 de diciembre de 2000.

ANDRES PASTRANA ARANGO

JUAN MANUEL SANTOS.

Ministro de Hacienda y Crédito Público,

CARLOS CABALLERO ARGÁEZ.

El Ministro de Minas y Energía.

Sector Eléctrico

.....

TEXTO DEFINITIVO AL PROYECTO DE LEY No. 99/99S, 021/00 CAMARA - 099/99 SENADO.

Mediante el Cual se Fomenta el Uso Racional y Eficiente de la Energía,
se Promueve la Utilización de Energías Alternativas y se
Dictan Otras Disposiciones.

EL CONGRESO DE COLOMBIA

DECRETA:

Artículo 1. Declárase el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar: el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales.

1. URE: Es el aprovechamiento óptimo de la energía en todas y cada una de las cadenas energéticas, desde la selección de la fuente energética, su producción, transformación, transporte, distribución, y consumo incluyendo su reutilización cuando sea posible, buscando en todas y cada una de las actividades de la cadena el desarrollo sostenible.

2. Uso eficiente de la energía: Es la utilización de la energía, de tal manera que se obtenga la mayor eficiencia energética, bien sea de una forma original de energía y/o durante cualquier actividad de producción, transformación, transporte, distribución y consumo de las diferentes formas de energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

3. Desarrollo sostenible: Se entiende por desarrollo sostenible el que conduzca al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de la vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el medio ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades.

4. Aprovechamiento óptimo: Consiste en buscar la mayor relación beneficio - costo en todas las actividades que involucren el uso eficiente de la energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

5. Fuente energética: Todo elemento físico del cual podemos obtener energía, con el objeto de aprovecharla. Se dividen en fuentes energéticas convencionales y no convencionales.

6. Cadena Energética: Es el conjunto de todos los procesos y actividades tendientes al aprovechamiento de la energía que comienza con la fuente energética misma y se extiende hasta su uso final.

7. Eficiencia Energética: Es la relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en cualquier proceso de la cadena energética, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

8. Fuentes Convencionales de energía: Para efectos de la presente ley son fuentes convencionales de energía aquellas utilizadas de forma intensiva y ampliamente comercializadas en el país.

9. Fuentes no convencionales de energía: Para efectos de la presente ley son fuentes no convencionales de energía, aquellas fuentes de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente.

10. Energía Solar: Llámese energía solar, a la energía transportada por las ondas electromagnéticas provenientes del sol.

11. Energía Eólica: Llámese energía eólica, a la energía que puede obtenerse de las corrientes de viento.

12. Geotérmica: Es la energía que puede obtenerse del calor del subsuelo terrestre.

13. Biomasa: Es cualquier tipo de materia orgánica que ha tenido su origen inmediato como consecuencia de un proceso biológico y toda materia vegetal originada por el proceso de fotosíntesis, así como de los procesos metabólicos de los organismos heterótrofos.

14. Pequeños aprovechamientos hidroenergéticos : Es la energía potencial de un caudal hidráulico en un salto determinado que no supere el equivalente a los 10 MW.

Artículo 4. Entidad responsable. El Ministerio de Minas y Energía, será la entidad responsable de promover, organizar, asegurar el desarrollo y el seguimiento de los programas de uso racional y eficiente de la energía de acuerdo a lo dispuesto en la presente ley, y cuyo objetivo es:

1. Promover y asesorar los proyectos URE, presentados por personas naturales o jurídicas de derecho público o privado, de acuerdo con los lineamientos del programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales (PROURE), estudiando la viabilidad económica, financiera, tecnológica y ambiental.
2. Promover el uso de energías no convencionales dentro del programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energía no Convencionales (PROURE), estudiando la viabilidad tecnológica, ambiental y económica.

Artículo 5. Creación de PROURE. Créase el Programa de Uso Racional y eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales "PROURE", que diseñará el Ministerio de Minas y Energía, cuyo objeto es aplicar gradualmente programas para que toda la cadena energética, esté cumpliendo permanentemente con los niveles mínimos de eficiencia energética y sin perjuicio de lo dispuesto en la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

Artículo 6. Obligaciones especiales de las empresas de servicios públicos. Además de las obligaciones que se desprendan de programas particulares que se diseñen, las Empresas de Servicios Públicos que generen, suministren y comercialicen energía eléctrica y gas y realicen programas URE, tendrán la obligación especial dentro del contexto de esta ley, de realizar programas URE para los usuarios considerando el aspecto técnico y financiero del mismo y asesorar a sus usuarios para la implementación de los programas URE que deban realizar en cumplimiento de la presente ley.

Artículo 7. Mecanismos de financiación. El Gobierno Nacional creará e implementará dentro del Instituto de Fomento Industrial (IFI) o la institución que haga sus veces, una línea de redescuento blanda de carácter autónomo y sostenible para la financiación de proyectos URE, la cual deberá reglamentarse a más tardar en los siguientes seis (6) meses de la expedición de la presente ley.

Artículo 8. Estímulos y sanciones.

1. Para la investigación: El Gobierno Nacional propenderá por la creación de programas de investigación en el Uso Racional y Eficiente de la Energía a través de COLCIENCIAS, según lo establecido en la ley 29/90 y el decreto 393/91

2. Para la educación: El ICETEX beneficiará con el otorgamiento de prestamos a los estudiantes que quieran estudiar carreras o especializaciones orientados en forma específica a aplicación en el campo URE.

3. Reconocimiento Público: El gobierno nacional creará distinciones para personas naturales o jurídicas, que se destaquen en el ámbito nacional en aplicación del URE; las cuales se otorgarán anualmente. El Ministerio de Minas y Energía dará amplio despliegue a los galardonados en los medios de comunicación más importantes del país.

4. Generales: El Gobierno Nacional establecerá los incentivos e impondrá las sanciones, de acuerdo con el programa de uso racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales, de acuerdo a las normas legales vigentes.

Artículo 9. De la educación ciudadana. El Gobierno Nacional a través de las entidades competentes, incorporará dentro de los programas de la educación formal y no formal la temática del uso racional y eficiente de la energía y de las fuentes no convencionales de energía, que será reglamentada en un plazo máximo de seis (6) meses contados a partir de la expedición de la presente ley.

Artículo 10. Divulgación. El Ministerio de Minas y Energía en coordinación con las entidades públicas y privadas pertinentes diseñará estrategias para la educación y fomento del Uso Racional y Eficiente de la Energía dentro de la ciudadanía, con base en campañas de información utilizando medios masivos de comunicación y otros canales idóneos. Las empresas de servicios públicos que presten servicios de Energía eléctrica y gas deberán imprimir en la carátula de recibo de factura o cobro, mensajes motivando el Uso racional y Eficiente de la Energía y sus beneficios con la preservación del medio ambiente.

Artículo 11. Promoción del uso de fuentes no convencionales de energía. El Ministerio de Minas y Energía formulará los lineamientos de las políticas, estrategias e instrumentos para el fomento y la promoción de las fuentes no convencionales de energía, con prelación en las zonas no interconectadas.

Artículo 12. El Gobierno Nacional a través de los programas que se diseñen, incentivará y promoverá a las empresas que importen o produzcan piezas, calentadores, paneles solares, generadores de biogás, motores eólicos, y/o cualquier otra tecnología o producto que use como fuente total o parcial las energías no convencionales, ya sea con destino a la venta directa al público o a la producción de otros implementos, orientados en forma específica a proyectos en el campo URE, de acuerdo a las normas legales vigentes.

Artículo 13. Vigencia. La presente ley rige a partir de la fecha de su promulgación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Edgar Eulises Torres Trujillo
Representante a la Cámara

Manuel Guillermo Infante Braiman
Senador de la República

Julio Cesar Guerra Tulena
Senador de la República

LEY 632 del 29 diciembre de 2000

Por la cual se modifican parcialmente las Leyes 142, 143 de 1994, 223 de 1995 y 286 de 1996.

El Congreso de Colombia

DECRETA:

Artículo 1°. El numeral 24 del artículo 14 de la ley 142 de 1994, quedará así: «14.24 Servicio Público de Aseo. Es el servicio de recolección municipal de residuos, principalmente sólidos. También se aplicará esta ley a las actividades complementarias de transporte, tratamiento, aprovechamiento y disposición final de tales residuos.

Igualmente incluye, entre otras, las actividades complementarias de corte de césped y poda de árboles ubicados en las vías y áreas públicas, de lavado de estas áreas, transferencia, tratamiento y aprovechamiento.

Artículo 2°. Subsidios y contribuciones para los servicios de acueducto, alcantarillado y aseo. Las entidades prestadoras de estos servicios deberán alcanzar los límites establecidos en el artículo 99.6 de la ley 142 de 1994, en materia de subsidios, en el plazo, condiciones y celeridad que establezca, antes del 28 de febrero de 2001, la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico. En ningún caso, el período de transición podrá exceder el 31 de diciembre del año 2005 ni el desmante de los subsidios realizarse en una proporción anual inferior a la quinta parte del desmante total necesario.

En todo caso, una vez superado el período de transición aquí establecido no se podrán superar los factores máximos de subsidios establecidos en la ley 142 de 1994.

Para las entidades prestadoras de estos servicios, el factor a que se refiere el artículo 89.1 de la ley 142 de 1994 se ajustará al porcentaje necesario para asegurar que el monto de las contribuciones sea suficiente para cubrir los subsidios que se apliquen, de acuerdo con los límites establecidos en dicha ley, y se mantenga el equilibrio. Las entidades prestadoras destinarán los recursos provenientes de la aplicación de este factor para subsidios a los usuarios atendidos por la entidad, dentro de su ámbito de operaciones. El Gobierno Nacional establecerá la metodología para la determinación de dicho equilibrio.

Artículo 3°. Régimen de subsidios para el servicio público de energía eléctrica. Se podrá continuar aplicando subsidios dentro de los límites establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994, una vez superado el período de transición aquí establecido.

El período de transición para que las empresas que prestan el servicio público de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, alcancen los límites establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 en materia de subsidios, no podrá exceder del 31 de diciembre del año 2001.

El plazo para que los prestadores del servicio público de energía eléctrica en las zonas no interconectadas alcancen los límites establecidos en materia de subsidios, no podrá exceder del 31 de diciembre del año 2003.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas establecerá la gradualidad con la que dichos límites serán alcanzados.

Artículo 4°. Utilización de excedentes del Fondo de Solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos - sectores eléctrico y gas natural distribuido por red física. Los excedentes que se presenten en el Fondo de Solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos del sector eléctrico, luego de cubrir los déficit validados desde el 1° de enero de 1998, se utilizarán para financiación de obras de electrificación rural, incluyendo el costo de conexión y medición del usuario.

Los excedentes que se presenten en el Fondo de Solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos del sector gas natural distribuido por red física, luego de cubrir los déficit validado desde el 1° de enero de 1997, se utilizarán para financiar programas que conduzcan a incrementar su cobertura en estratos 1, 2 y 3 incluyendo la conexión y medición del usuario.

Artículo 5°. Administración de recursos del Fondo de Solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos - sectores eléctrico y gas natural distribuido por red física. Los recursos del Fondo de Solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos - Sectores Eléctrica y Gas Natural distribuido por red física, podrán ser administrados mediante fiducia o contratando directamente su manejo con un fondo público de carácter financiero con facultad para hacerlo.

Artículo 6°. Contabilización de contribuciones de solidaridad de las empresas de energía y gas. Las contribuciones de solidaridad reguladas en las leyes 142 y 143 de 1994, 223 de 1995 y 286 de 1996, se contabilizarán por el monto facturado por las empresas.

Los montos facturados de la contribución de solidaridad que se apliquen a subsidios y no puedan ser recaudados, podrán ser conciliados contra nuevas contribuciones seis (6) meses después de facturados. Si posteriormente se produce el recaudo, deberán contabilizarse como nueva contribución.

No se podrán girar recursos para pagar subsidios con recursos provenientes del Presupuesto General de la Nación o del «Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos» a aquellas empresas que no entreguen la información en los términos y la oportunidad señalada en el reglamento que para tal efecto expida el Ministerio de Minas y Energía.

Si el cálculo del excedente que reporte una empresa es inferior al excedente estimado por el Ministerio de Minas y Energía se girará inicialmente a las empresas que presenten déficit en la misma zona territorial o al Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos, según el caso, el monto del excedente estimado por la empresa. Si en el término de tres (3) meses, contados desde la fecha en que se emitió la instrucción de giro por parte del Ministerio de Minas y Energía, la empresa no ha justificado, a juicio de este, la diferencia entre las estimaciones del Ministerio y las suyas, deberá girar a las empresas de la misma zona territorial o al Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos, el monto de la diferencia entre el primer giro realizado y el valor estimado por el Ministerio de Minas y Energía como excedente, con los intereses corrientes generados hasta la fecha que se efectúe el giro.

Artículo 7º. El artículo 89.8 de la ley 142 de 1994 quedará así: «Artículo 89.8. En el evento de que los 'Fondos de Solidaridad y Redistribución de Ingresos' no sean suficientes para cubrir la totalidad de los subsidios necesarios, la diferencia será cubierta con otros recursos de los presupuestos de las entidades del orden municipal, distrital, departamental o nacional».

Artículo 8º. Consumo de subsistencia. El Ministerio de Minas y Energía, por intermedio de la Unidad de Planeación Minero-Energética, determinará para los sectores eléctricos y gas natural distribuidos por red física, qué se entiende por consumo de subsistencia, así como el período de transición en el cual este se deberá ajustar.

Artículo 9º. Esquemas de prestación del servicio público domiciliario de aseo. Para la prestación de las actividades de recolección y transporte de los residuos ordinarios de grandes generadores, así como las de reciclaje, tratamiento, aprovechamiento, disposición final de los residuos y operación comercial, los municipios y distritos, responsables de asegurar su prestación, podrán aplicar el

esquema de la libre competencia y concurrencia de prestadores del servicio, en los términos y condiciones que establezca el Gobierno Nacional.

Para las actividades de recolección, transferencia y transporte de residuos generados por usuarios residenciales y pequeños productores, residuos patógenos y peligrosos, y para la limpieza integral de vías, áreas y elementos que componen el amoblamiento urbano público, los municipios y distritos deberán asegurar la prestación del servicio, para lo cual podrán asignar áreas de servicio exclusivo, mediante la celebración de contratos de concesión, previa la realización de licitación pública, procedimiento con el cual se garantizará la competencia.

Parágrafo. Corresponde al Gobierno Nacional definir la metodología a seguir por parte de los municipios y distritos para la contratación del servicio público domiciliario de aseo.

Artículo 10. Vigencia y derogatorias. Esta ley rige a partir de su promulgación y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

El Presidente del honorable Senado de la República,
Mario Uribe Escobar.

El Secretario General del honorable Senado de la República,
Manuel Enríquez Rosero.

El Presidente de la honorable Cámara de Representantes,
Basilio Villamizar Trujillo.

El Secretario General de la honorable Cámara de Representantes,
Angelino Lizcano Rivera.

REPUBLICA DE COLOMBIA - GOBIERNO NACIONAL
Publíquese y cúmplase.
Dada en Bogotá, D. C., a 29 de diciembre de 2000.

ANDRES PASTRANA ARANGO

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,
Juan Manuel Santos Calderón.

El Ministro de Desarrollo Económico,
Augusto Ramírez Ocampo.

El Ministro de Minas y Energía,
Carlos Caballero Argáez.

Resolución 034 del 13 de marzo de 2001

Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las leyes 142 y 143 de 1994 y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994 y,

C O N S I D E R A N D O:

Que según lo consagrado en la Constitución Política, Artículo 333, el Estado, por mandato de la ley, impedirá que se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional;

Que según lo previsto en la Constitución Política, Artículo 334, el Estado intervendrá, igualmente por mandato de la ley, en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano;

Que de acuerdo con lo previsto en el citado Artículo 333 de la Constitución Política, la libre competencia económica es un derecho de todos, que supone responsabilidades;

Que la ley 142 de 1994, Artículo 2o., mandó la intervención del Estado en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata dicha ley, en el marco de lo dispuesto por los Artículos 334, 336, y 365 a 370 de la Constitución Política, para lograr entre otros fines, la libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante;

Que según lo dispuesto por la ley 143 de 1994, en relación con el servicio público de electricidad al Estado le corresponde, entre otros aspectos, promover la libre competencia en las actividades del sector, e impedir prácticas que constituyan competencia desleal o abuso de posición dominante en el mercado;

Que, tal como se halla definido en el Artículo 4o. de la ley 143 de 1994, el Estado, en relación con el servicio de electricidad tiene dentro de sus objetivos, abastecer

la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país;

Que, igualmente, el citado Artículo 4o. de la ley 143 de 1994, define como objetivo del Estado en relación con el servicio de electricidad, asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector;

Que la ley 143 de 1994, Artículo 6o., dispuso que las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán, entre otros principios, por el de eficiencia, el cual *"obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico"*;

Que según el mandato contenido en el Artículo 33 de la ley 143 de 1994, *"la operación del sistema interconectado se hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país"*.

Que según lo dispuesto por el Código Civil, Artículo 677, *"los ríos y todas las aguas que corren por cauces naturales son bienes de la Unión, de uso público en los respectivos territorios"*;

Que el Artículo 42 del Código de Recursos Naturales Renovables, dispone que *"pertenecen a la Nación los recursos naturales renovables y demás elementos ambientales regulados por este Código que se encuentren dentro del territorio nacional, sin perjuicio de los derechos legítimamente adquiridos por los particulares y de las normas especiales sobre baldíos"*;

Que según lo dispone el Artículo 80 de la Constitución Política, el Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución;

Que de acuerdo con lo previsto en la ley 143 de 1994, Artículo 3o., corresponde al Estado, asegurar la adecuada incorporación de los aspectos ambientales en la planeación y gestión de las actividades del sector eléctrico;

Que la ley 142 de 1994, Artículo 3o., estableció como unos de los instrumentos de la intervención estatal en los servicios públicos, la Regulación de la prestación de tales servicios; y la protección de los recursos naturales;

Que la ley 143 de 1994, Artículo 20, definió que en relación con el sector energético, la función de regulación por parte del Estado tendrá como objetivo básico *"...asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo, promoverá la competencia, creará y preservará las condiciones que la hagan posible"*;

Que para el cumplimiento del objetivo anteriormente señalado, según lo dispuesto por el Artículo 23, literal a) de la ley 143 de 1994, le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, *"crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia"*;

Que de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 73 de la ley 142 de 1994, en relación con el sector eléctrico, la Creg tiene la función de *"...regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad"*;

Que según lo previsto en la ley 142 de 1994, Artículo 74, además, es función y facultad especial de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, *"...regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia"*;

Que de acuerdo con lo establecido en la ley 142 de 1994, Artículo 74, Literal a), *"la comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado"*;

Que corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en los términos de la ley 142 de 1994, determinar cuándo existen condiciones de competencia para efectos de determinar la libertad de precios;

Que en cumplimiento de lo previsto por la ley 142 de 1994, Artículo 74, Literal c), es función y facultad especial de la Comisión de Regulación de Energía y Gas,

establecer el Reglamento de Operación para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía;

Que la ley 143 de 1994, define el Mercado Mayorista de electricidad, como *"el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en que generadores y comercializadores venden y compran energía y potencia en el Sistema Interconectado Nacional, con sujeción al Reglamento de Operación"*.

Que uno de los supuestos fundamentales para que el Mercado Mayorista de electricidad funcione bajo condiciones de libre competencia, lo constituye el normal funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional;

Que durante el año 2000 y en lo que va corrido del año 2001, se han producido atentados terroristas, de público conocimiento, contra la infraestructura eléctrica del país, dejando como saldo un gran número de torres de los Sistemas de Transmisión Nacional y de Transmisión Regional fuera de servicio;

Que la situación de orden público antes descrita, especialmente la ocurrida a partir del mes de enero de 2001, ha provocado el fraccionamiento del Sistema Interconectado Nacional y por ende del mercado eléctrico colombiano, poniendo el Sistema en riesgo de racionamiento y el Mercado en condiciones de ser controlado por unos pocos agentes dada la concentración de oferta provocada por dicho fraccionamiento;

Que mediante la resolución Creg-026 de 2001, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, estableció normas sobre el funcionamiento del Mercado Mayorista, con el fin de regular aspectos relacionados con la presentación diaria de *"Oferta de Precios"* y *"Declaración de Disponibilidad"*, teniendo en cuenta la situación del Mercado;

Que analizada la evolución del Mercado a partir de la entrada en vigencia de la resolución Creg-026 de 2001, se encuentra que si bien la volatilidad de los precios ha disminuido, no se ha logrado mejorar otras distorsiones del Mercado;

Que analizado el comportamiento de los precios en el Mercado Mayorista, se encuentra que en lo que va corrido del presente año, el Costo Marginal ha sido puesto, el 78% de las veces, por unos pocos agentes;

Que analizado el comportamiento de los precios en el Mercado Mayorista, igualmente se encuentra que en lo que va corrido del presente año, en un alto porcen-

taje, el precio promedio de oferta de varios agentes ha sido igual o mayor que el precio de racionamiento, sin estar en condiciones de racionamiento de energía;

Que en la situación actual de fraccionamiento del Sistema Interconectado Nacional y del Mercado Mayorista, el despacho de los recursos se ha vuelto predecible en muchos casos, eliminando así uno de los factores determinantes de la competencia en el Mercado;

Que las actuales condiciones del Mercado están induciendo la desoptimización energética del sector eléctrico, razón por la cual se pueden estar desembalsando recursos que se requieren en términos energéticos, o poniendo en riesgo de vertimiento algunos embalses;

Que el valor de la generación forzada, en un mercado estacional como el colombiano, se espera que en condiciones normales sea mayor durante el invierno y menor durante el verano; sin embargo, durante la estación actual de verano el valor de tal generación, principalmente en los meses de febrero y marzo de 2001, ha alcanzado máximos históricos;

Que dada la diferencia existente entre la oferta y la demanda máxima del Sistema, en un mercado bajo condiciones de competencia perfecta, se deberían obtener precios máximos ofertados inferiores;

Que se debe tener en cuenta, que si bien, existen dificultades operativas para distinguir el desplazamiento en el despacho ideal por generaciones forzadas, del desplazamiento por energía atrapada, es claro que ambas situaciones son diferentes en términos comerciales;

Que se ha considerado que al eliminar el riesgo de los agentes en términos de cobertura de costos, se elimina explícitamente la necesidad de incorporar la variable de percepción de riesgo en las ofertas de precio;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, ha considerado necesario adoptar medidas para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista, teniendo en cuenta la situación antes señalada, las cuales serán aplicables mientras se restablece el normal funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional y del Mercado Mayorista;

Que teniendo en cuenta el valor de las restricciones en el mes de febrero y en lo que va corrido del mes de marzo, se hace necesario establecer un periodo de

transición para la transferencia de dicho costo a los comercializadores y por ende a los usuarios del servicio;

Que de acuerdo con la ley 142 de 1994, Artículo 11, es obligación de las empresas que presten servicios públicos, entre otras, asegurar que el servicio se preste en forma continua y eficiente, y sin abuso de la posición dominante que la empresa pueda tener frente al usuario o a terceros;

Que la ley 142 de 1994, Artículo 59, estableció que habrá lugar a la toma de posesión por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, entre otros casos, *"cuando la empresa no quiera o no pueda prestar el servicio público con la continuidad y calidad debidas, y la prestación sea indispensable para preservar el orden público o el orden económico, o para evitar perjuicios graves e indebidos a los usuarios o a terceros"*;

Que el Consejo Nacional de Operación, mediante comunicación radicada en la Creg bajo el No. 1183 de 2001, manifestó a la Creg que una vez analizada la situación energética y eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, y con el fin de garantizar el abastecimiento energético especialmente en la zona de Antioquia y el suroccidente del país, consideró que *"debido a la forma desvertebrada como se encuentra la red de transmisión, el suroccidente también presenta problemas energéticos serios, que pueden llevar a racionamientos en el área en los próximos días. En particular es muy difícil hacer un uso eficiente de los recursos en razón de las limitaciones de transporte impuestas por la voladura de torres. En esta zona bajo las actuales circunstancias es muy importante la generación de las plantas térmicas (Termovalle, Termoemcali y Yumbo), la cual depende, además de las ofertas, de la disponibilidad de las plantas y del combustible"*;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 149 del día 13 de marzo de 2001, acordó expedir las siguientes normas;

R E S U E L V E:

Artículo 1o. Precio de Reconciliación Positiva de los Generadores Térmicos. Para efectos de establecer el Precio de Reconciliación Positiva de los Generadores Térmicos, en el contexto de la resolución Creg-063 de 2000, se tendrán en cuenta los siguientes conceptos:

Costo de Suministro de Combustible (CSC). Es la parte variable del costo de suministro de combustible, expresado en \$/MWh, que es posible sustentar.

En el caso de generación con gas natural, el CSC no podrá superar los Precios Máximos Regulados para el gas natural colocado en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, de acuerdo con lo establecido en la resolución Creg-023 de 2000. Este límite no aplica para el gas natural proveniente de campos que tengan régimen de precio libre. Para verificar esta condición el ASIC usará el "Consumo Térmico Específico Neto Plantas/Unidades Térmicas (Eficiencia)" declarado por el agente para el cálculo del Cargo por Capacidad vigente.

En el caso de carbón y otros combustibles diferentes al gas natural, el CSC incluye el costo variable de transporte.

Costo de Transporte de Combustible (CTC). Es la parte variable del costo de transporte de combustible, expresado en \$/MWh, que es posible sustentar.

En el caso de generación con gas natural, el CTC no podrá superar el Cargo Variable Máximo autorizado a las empresas transportadoras y/o distribuidoras de gas que se encuentre vigente. Para verificar esta condición el ASIC usará el "Consumo Térmico Específico Neto Plantas/Unidades Térmicas (Eficiencia)" declarado por el agente para el cálculo del Cargo por Capacidad vigente y un poder calorífico del gas natural equivalente a 1 MBTU/kpc.

En el caso de carbón y otros combustibles diferentes al gas natural, el CTC se asumirá igual a cero (0 \$/MWh).

Costo de Operación y Mantenimiento (COM). Es la parte variable del costo de operación y mantenimiento, expresado en \$/MWh, fijado en los siguientes valores por tipo de tecnología:

	COM (\$/MWh) \$ de Febrero de 2001
Térmica a Gas	5.150
Térmica a Carbón	10.559
Térmica Otros Combustibles	7.855

El COM se actualizará mensualmente con el último IPC disponible al momento de la liquidación.

Costo de Arranque-Parada (CAP). Es el costo en dólares americanos, reconocido por cada arranque-parada de cada unidad térmica, o planta de ciclo com-

binado, siempre y cuando dicho arranque se realice para cubrir una Generación de Seguridad. El CAP tendrá los siguientes valores por tipo de tecnología.

	CAP (US\$/MW)
Térmica a Gas Ciclo Abierto	32,45
Térmica a Gas Ciclo Stig	43,50
Térmica a Gas Ciclo Combinado	54,54
Térmica a Carbón	120,70

El CAP correspondiente al Ciclo Combinado, únicamente se reconoce cuando se inicia la operación bajo esta modalidad, sobre los MW de la unidad a vapor y la primera unidad a gas. El CAP aplicado sobre unidades a gas adicionales, será el correspondiente a Ciclo Abierto.

El CAP se liquidará diariamente, utilizando la Tasa Representativa del Mercado, reportada por la Superintendencia Bancaria, del último día hábil del mes previo al despacho. Este costo unitario se aplica sobre los MW declarados disponibles que originan el arranque.

Otros Costos Variables (OCV). Corresponden a los siguientes Costos Variables calculados por el ASIC, expresados en \$/MWh:

- CEE (CERE);
- FAZNI;
- Aportes ley 99 de 1993;
- Costo Unitario por Servicio de AGC proporcional a la Generación Programada del agente (estimado y luego corregido con asignación real).

El Precio de Reconciliación Positiva de un Generador Térmico será igual a:

$$PR = \text{Min} ([CSC + CTC + COM + OCV] + CAP/GSA; \text{Precio de Oferta})$$

donde:

CAP = Costo de Arranque-Parada reconocido asociado con la Generación de Seguridad fuera de mérito.

GSA = MW's totales de Generación de Seguridad fuera de mérito durante el día, asociada con dicho Arranque.

Parágrafo 1. Las Inflexibilidades asociadas con Generaciones de Seguridad, se liquidarán a Precio de Reconciliación Positiva.

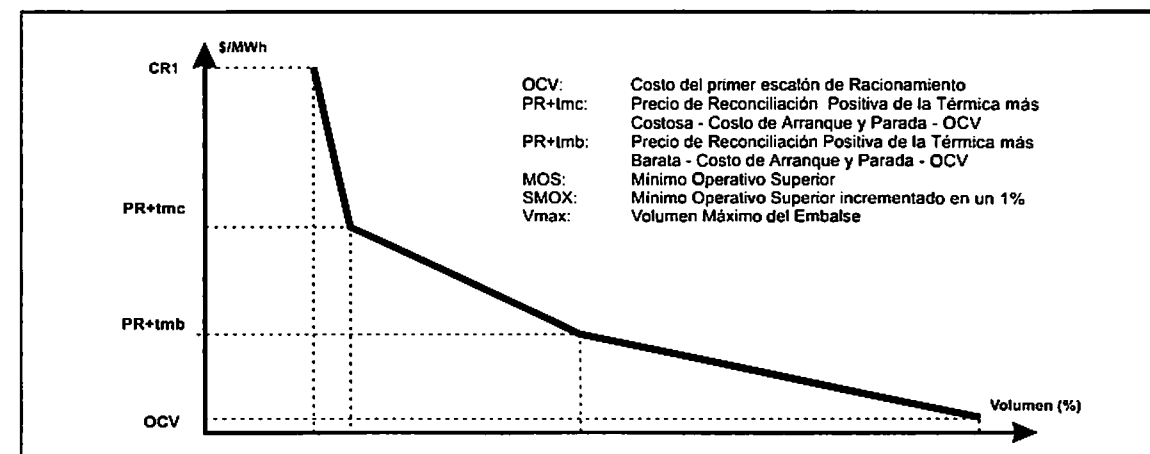
Parágrafo 2. Todos los generadores térmicos deberán declarar ante el ASIC, cada siete (7) días, un único valor para las variables CSC y CTC (en \$/MWh) por planta o unidad de generación, según el caso. La primera declaración se realizará el día siguiente a la entrada en vigencia de la presente resolución.

- De no existir declaración antes de las 9:30 horas del día correspondiente, el ASIC mantendrá los últimos valores declarados por el agente.
- De no existir declaración previa, el ASIC asumirá como valores declarados, cero (0) \$/MWh.
- De declararse valores que no cumplan con los límites máximos establecidos, cuando ellos apliquen, el ASIC asumirá como valores declarados los límites correspondientes.

Parágrafo 3. El presente Artículo no aplica para las Importaciones efectuadas a través de Interconexiones Internacionales.

Artículo 2o. Precio de Reconciliación Positiva de los Generadores Hidráulicos. Para efectos de establecer el Precio de Reconciliación Positiva de los Generadores Hidráulicos, en el contexto de la Resolución Creg-063 de 2000, el ASIC aplicará el siguiente procedimiento, con base en la información disponible en el CND:

De acuerdo con el volumen de cada embalse reportado antes de las 6:00 a.m., se calculará un Precio de Oferta de Referencia, único para las 24 horas, resultante de la siguiente Curva de Oferta de Referencia:



- Para el cálculo del PR+tmc y el PR+tmb se excluyen las Importaciones que tengan su origen en Interconexiones Internacionales.
- Para aquellos embalses cuyo MOS sea menor al 1% del Volumen Máximo del Embalse, el punto indicado como XMOX corresponde a:
MOS + 0.1% del Volumen Máximo del Embalse
- La Variable OCV se calcula de acuerdo con lo establecido en el Artículo anterior.

El Precio de Reconciliación Positiva del Generador Hidráulico será igual a:

$$PR = \text{Min} (\text{Precio de Oferta}; \text{Precio de Oferta de Referencia})$$

Parágrafo 1. Para las plantas hidráulicas asociadas con los embalses multipropósito Urrá y Salvajina, se toma como MOS el Mínimo Técnico.

Parágrafo 2. Para todos los efectos, además del comercial, se fija como MOS para los embalses Alto Anchicayá, Betania y Troneras el máximo entre el MOS vigente y el 15% del Volumen Máximo del Embalse.

Parágrafo 3. Las plantas filo de agua que conforme a lo establecido en el Artículo 3 de la resolución Creg-122 de 1998, se hayan acogido a la opción b) para participar en la bolsa de energía, deberán mantener tal condición hasta que la Creg decida lo contrario.

Artículo 3o. Precio de Reconciliación Negativa. Para efectos de establecer el Precio de Reconciliación Negativa, el ASIC aplicará el siguiente procedimiento:

El Precio de Reconciliación Negativa de un Generador será igual a:

$$PR = \frac{1}{2} \times (\text{Precio de Oferta} + \text{Precio de Bolsa Nacional})$$

Artículo 40. Precios de Oferta Superiores al Costo del Primer Segmento de Racionamiento y Declaraciones de Disponibilidad igual a cero (0). Si el precio de oferta de un generador supera el Costo del Primer Segmento de Racionamiento, su Disponibilidad se tomará como cero (0). En caso que el CND hubiere requerido la unidad y/o planta de generación para cubrir una generación de seguridad, y el generador no haya podido justificar debidamente su oferta ante las autoridades competentes, el agente será responsable por los perjuicios derivados del racionamiento causado, sin perjuicio de que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios pueda tomar posesión de la empresa, de conformidad con el Artículo 59.1 de la ley 142 de 1994.

Cuando un generador declare para el despacho horario una disponibilidad igual a cero (0) y su precio de oferta sea inferior al Costo del Primer Segmento de Racionamiento y la unidad y/o planta de generación sea requerida por el CND para cubrir una generación de seguridad, si la planta y/o unidad de generación se encuentra indisponible y las autoridades competentes determinan que su indisponibilidad no es justificada, el agente será responsable por los perjuicios derivados del racionamiento causado, sin perjuicio de que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios pueda tomar posesión de la empresa, de conformidad con el Artículo 59.1 de la ley 142 de 1994.

Parágrafo. Para efectos de la aplicación de el presente Artículo, se asume para el Redespacho, el valor del Costo del Primer Segmento de Racionamiento utilizado para el Despacho Programado.

Artículo 50. Pago de las Restricciones por parte de los Comercializadores. Para los meses de consumo de febrero y marzo de 2001, a los agentes comercializadores que pagan restricciones en el Mercado Mayorista, según se establece en la resolución Creg-063 de 2000, se les modificará la fecha de vencimiento de los valores a pagar por este concepto, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) El Administrador del SIC facturará la totalidad de las transacciones con fecha de vencimiento el primer día hábil del segundo mes siguiente al de consumo, tal como se establece en el Anexo B de la resolución Creg-024 de 1995.
- b) Posteriormente y antes de la fecha de vencimiento de la factura original, el ASIC emitirá una nota de ajuste a favor, con la misma fecha de vencimiento

de la factura original, por un monto equivalente a las cinco sextas (5/6) partes del valor total liquidado por restricciones a cada comercializador, para el mes de consumo respectivo.

- c) Adicionalmente, emitirá cinco (5) notas de ajuste a cargo, por un monto equivalente a la quinta parte (1/5) del valor de la nota de ajuste a favor calculada en el literal b) del presente Artículo, cada una, con las siguientes fechas de vencimiento:

- Para el mes de consumo de febrero: Mayo 2, junio 1, julio 3, agosto 1 y septiembre 3 de 2001.
- Para el mes de consumo de marzo: Junio 1, julio 3, agosto 1, septiembre 3 y octubre 1 de 2001.

- d) El Administrador del SIC incluirá en las notas de ajuste a cargo indicadas en el literal anterior, un valor correspondiente a la Actualización del dinero, liquidado con la tasa de Depósitos a Término Fijo (DTF) certificada por el Banco de la República correspondiente al último día hábil del mes de consumo respectivo, sobre saldos, calculados para el período entre la fecha de vencimiento de la factura original y las fechas de vencimiento de las notas de ajuste respectivas.

Parágrafo 1. Las restricciones liquidadas para los meses de consumo posteriores a marzo de 2001, se facturarán siguiendo el procedimiento del Anexo B de la resolución Creg-024 de 1995 o aquella que la modifique o sustituya.

Parágrafo 2. Los comercializadores trasladarán al componente O, de la fórmula establecida en la resolución Creg-031 de 1997, sólo las obligaciones que se causen con sujeción a las fechas de vencimiento de las notas de ajuste.

Artículo 60. Pago de las Reconciliaciones a los Generadores. Para los meses de consumo de febrero y marzo de 2001, a los agentes generadores con reconciliación positiva en el Mercado Mayorista, según se establece en las Resoluciones Creg-063 y Creg-064 de 2000, se les modificará la fecha de vencimiento de los valores a recibir por estos conceptos, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) El Administrador del SIC facturará la totalidad de las transacciones con fecha de vencimiento el primer día hábil del segundo mes siguiente al de consumo, tal como se establece en el Anexo B de la resolución Creg-024 de 1995.

- b) Posteriormente, y antes de la fecha de vencimiento de la factura original, el ASIC emitirá una nota de ajuste a cargo del agente respectivo con la misma fecha de vencimiento de la factura original, por un monto equivalente a las cinco sextas (5/6) partes de la sumatoria de los valores totales liquidados a los agentes comercializadores por restricciones, multiplicado por las reconciliaciones positivas totales del agente (sin incluir el servicio de regulación secundaria de frecuencia), dividido por la sumatoria de las reconciliaciones positivas totales de todos los generadores (sin incluir el servicio de regulación secundaria de frecuencia).
- c) Igualmente, emitirá cinco (5) notas de ajuste a favor, por un monto equivalente a la quinta parte (1/5) del valor calculado en el literal b) del presente Artículo, cada una, con las siguientes fechas de vencimiento:
- Para el mes de consumo de febrero: Mayo 2, junio 1, julio 3, agosto 1 y septiembre 3 de 2001.
 - Para el mes de consumo de marzo: Junio 1, julio 3, agosto 1, septiembre 3 y octubre 1 de 2001.
- d) El Administrador del SIC incluirá en las notas de ajuste a favor, un valor correspondiente a la Actualización del dinero, liquidado con la tasa de Depósitos a Término Fijo (DTF) certificada por el Banco de la República correspondiente al último día hábil del mes de consumo respectivo, sobre saldos, calculados para el período entre la fecha de vencimiento de la factura original y las fechas de vencimiento de las notas de ajuste respectivas.

Las reconciliaciones positivas liquidadas para los meses de consumo posteriores a marzo de 2001, se facturarán siguiendo el procedimiento del Anexo B de la resolución Creg-024 de 1995 o aquella que la modifique o sustituya.

Artículo 7o. Período de Transición para la Liquidación. El Administrador del SIC tendrá plazo para realizar la liquidación de las transacciones de que trata el numeral 1 del Artículo 7 de la resolución Creg-047 de 2000, de los días de consumo del mes de marzo de 2001 posteriores a la entrada en vigencia de la presente resolución, hasta el tercer día hábil del mes de abril de 2001. Para estos días de consumo, no será obligatoria la segunda liquidación de que trata el numeral 4 del Artículo 7 de la resolución Creg-047 de 2000. Los demás plazos y procedimientos establecidos en la resolución Creg-047 de 2000 se mantendrán.

Los plazos para las liquidaciones correspondientes a los días de consumo a partir del 1 de abril de 2001 en adelante, se liquidarán teniendo en cuenta los plazos y condiciones establecidas en la resolución Creg-047 de 2000, o aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyen.

Artículo 8o. Manejo Confidencial de Información. El CND y el ASIC aplicarán la confidencialidad para el manejo de la información de ofertas presentadas por las empresas generadoras. No obstante, esta información se pondrá a disposición del público con rezago de 15 días hábiles.

Para la demás información señalada en la resolución Creg-026 de 2001, no aplicará el manejo confidencial o reservado previsto en dicha resolución.

Así mismo, la información que tuvo carácter confidencial, antes de la entrada en vigencia de la presente resolución, se pondrá a disposición del público, teniendo en cuenta el rezago aquí fijado sobre la información de precios de oferta de los generadores.

Artículo 9o. La presente resolución rige desde su publicación en el Diario Oficial. Se aplicará a partir del despacho económico del día siguiente a su publicación. Mientras esté vigente esta resolución, no se aplicarán las normas anteriores que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D. C., el día

RAMIRO VALENCIA COSSIO
Ministro de Minas y Energía
Presidente

CARMENZA CHAHÍN ÁLVAREZ
Director Ejecutivo

Anexo Estadístico

.....

CONTEXTO ECONÓMICO	239
PIB total y sectorial 1994 – 2000	240
Exportaciones minero energéticas 1991 – 2000	241
Inversión privada en minas y energía 1996 - 2000	242
Población ocupada en el sector minero energético 1996 – 2000	243
Tasa representativa del mercado 1996 – 2000	244
MINERÍA	245
Títulos mineros vigentes por mineral y departamento 2000	247
Reservas medidas e indicadas de los carbones en Colombia 1998 – 2000	249
Producción nacional de carbón por zonas 1996 – 2000	250
Exportaciones nacionales de carbón 1996 – 2000	251
Proyección de la producción nacional de carbón 2000 – 2006	252
Producción de algunos minerales 1996 – 2000	253
Producción de oro, plata y platino por departamento 1996 – 2000	254
Volumen de las exportaciones mensuales de esmeraldas 1996 2000	255
Consumo de carbón por sectores 1996 – 2000	256
Precios internos del carbón mineral 1996 – 2000	257
Precios de compra de algunos minerales en la industria manufactura nacional 1996 - 2000	258
Precios FOB de exportación de carbón mineral 1996 - 2000	259
Precios internacionales anuales promedio de minerales 1996 - 2000	260
Precios base para liquidación de regalías	261
Valor de la producción para la liquidación de regalías de oro, plata y platino 1996 - 2000	262
Estado de avance de la información geocientífica a diciembre de 2000	263
Regalías e impuestos recaudados de algunos minerales 1996 - 2000	264
HIDROCARBUROS – Petróleo y Derivados /producción de petróleo 1996 - 2000	265
Reservas probadas remanentes y relación reservas /producción de petróleo1996 - 2000	266
Producción de petróleo por departamentos 1996 - 2000	267
Carga de petróleo crudo a refinerías 1996 - 2000	268
Producción, refinación y exportación mensual de petróleo 1996 - 2000	269
Exportaciones e importaciones mensuales de hidrocarburos. Volumen 1996 - 2000	270
Exportaciones e importaciones mensuales de hidrocarburos. Valor 1996 - 2000	271
Importación mensual de gasolinas. Volumen y valor 1996 - 2000	272
Producción nacional de combustibles 1996 - 2000	273
Consumo nacional de combustibles. 1996 - 2000	274
Precios promedio mensuales de exportación. Petroleo crudo 1996 - 2000	275
Precios promedio spot del petróleo crudo 1996 - 2000	276
Precios promedio mensuales de importación de gasolina 1996 - 2000	277
Regalías distribuidas por la explotación de hidrocarburos 1996 - 2000	278

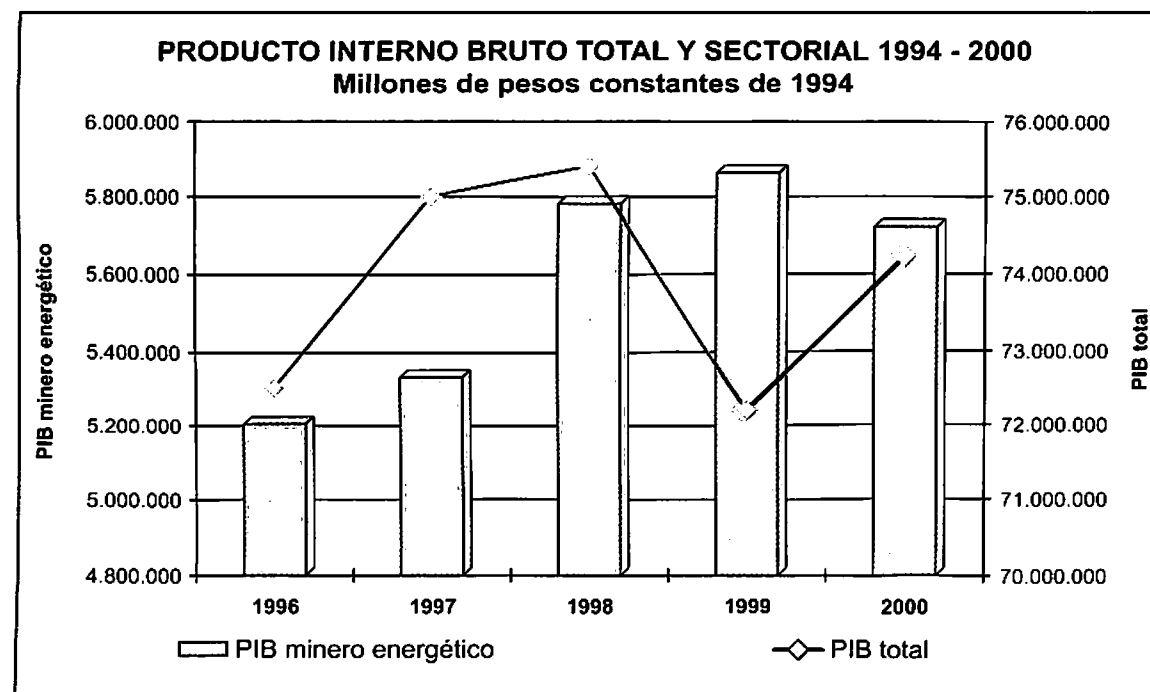
HIDROCARBUROS – Gas combustible	279
Reservas remanentes y relación reservas/producción de gas natural 1996 - 2000	280
Producción fiscalizada y neta de gas natural por departamento 1996 - 2000	281
Consumo de gas natural por sectores 1996 - 2000	282
Número de instalaciones domiciliarias de gas natural por regiones 1996 - 2000	283
Poblaciones conectadas a la red de gas natural a diciembre de 2000	284
Suministro de gas natural por campo 1996 - 2000	286
 ENERGÍA ELÉCTRICA	 287
Evolución mensual del embalse agregado nacional 1996 - 2000	288
Aportes hídricos mensuales 1999 – 2000	289
Evolución de reservas hídricas por embalse 2000	290
Capacidad efectiva neta a diciembre de 2000 – SIN	291
Capacidad efectiva y disponibilidad 1996 – 2000	292
Plantas de Generación	293
Generación de energía eléctrica 2000	294
Generación bruta de energía eléctrica por fuente 1996 - 2000	295
Consumo final de energía eléctrica por sectores 1996 - 2000	296
Balance de energía eléctrica 1996 - 2000	297
Demanda máxima de potencia 1996 - 2000	298
Demanda de energía eléctrica 1997 – 2000	299
Magnitud de compras en bolsa y contrato en el MEM 1996 - 2000	300
Evolución de los precios de energía eléctrica en bolsa y contrato 1997 – 2000	301
Precios promedios de contratos despachados 1996 - 2000	302
Energización de zonas interconectadas y no interconectadas. Fondo Nacional de Regalías 2000	303
Inversiones IPSE vigencia 2000. Presupuesto general de la nación	304
Costos de combustible 2000	305
Transferencias causadas por el sector eléctrico colombiano	306
Sistema de Transmisión Nacional	307
 BALANCES ENERGÉTICOS NACIONALES	 309

Contexto Económico

.....

PRODUCTO INTERNO BRUTO TOTAL Y SECTORIAL 1994 - 2000
Millones de pesos constantes de 1994

		1996	1997	1998	1999	2000
Minas y Canteras	Millones pesos de 1994 (a)	2.867.403	2.973.289	3.393.318	3.554.191	3.349.639
	Crecimiento anual %	7,29	3,69	14,13	4,74	-5,76
	Participación % (a/b)	3,95	3,96	4,50	4,92	4,51
Sector de electricidad, gas y agua	Millones pesos de 1994 (a)	2.336.740	2.359.199	2.392.379	2.308.900	2.371.626
	Crecimiento anual %	4,90	0,96	1,41	-3,49	2,72
	Participación % (a/b)	3,22	3,15	3,17	3,20	3,19
PIB minero energético	Millones pesos de 1994 (a)	5.204.143	5.332.488	5.785.697	5.863.091	5.721.265
	Crecimiento anual %	6,20	2,47	8,50	1,34	-2,42
	Participación % (a/b)	7,18	7,11	7,67	8,12	7,71
PIB total	Millones pesos de 1994 (b)	72.506.824	74.994.021	75.412.451	72.208.685	74.230.240
	Crecimiento anual %	2,06	3,43	0,56	-4,25	2,80



Fuente: DNP - Umacro, junio de 2001.
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

EXPORTACIONES FOB MINERO ENERGÉTICAS 1996 - 2000
Millones de dólares

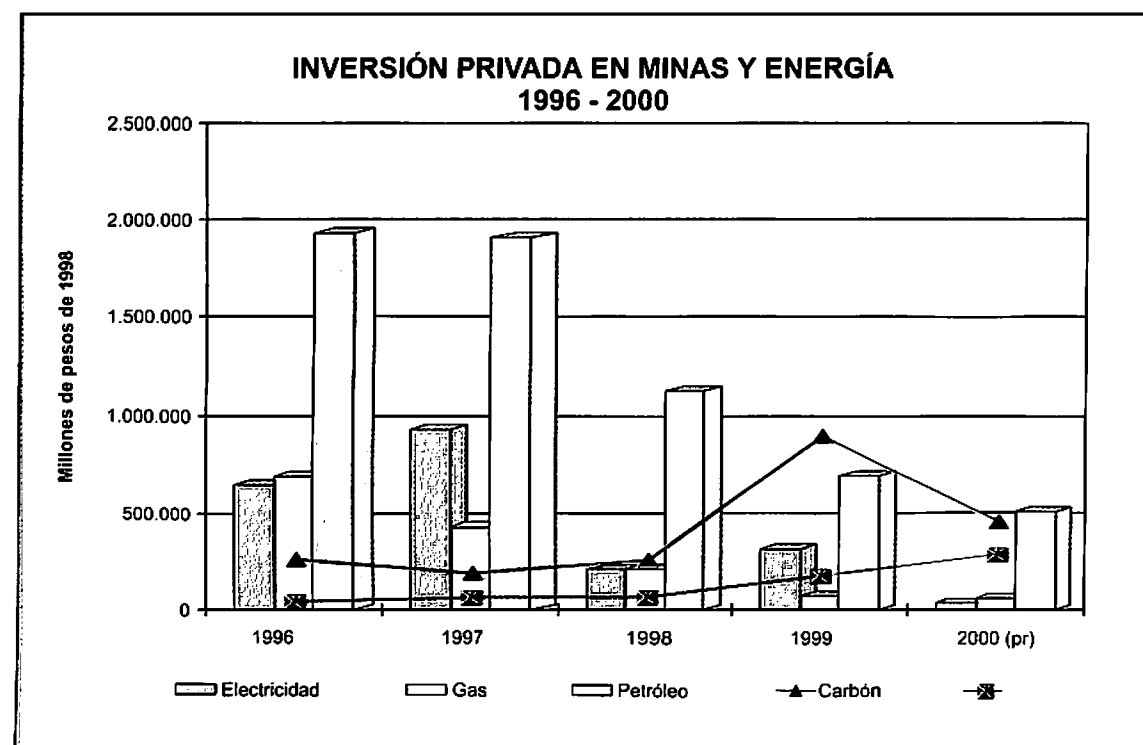
Mineral	1996	1997	1998	1999	2000(pr)
Petróleo y derivados	2.894,80	2.707,40	2.328,90	3.757,00	4.639,30
Carbón	849,10	886,20	935,70	847,90	861,20
Níquel	168,60	160,60	119,60	154,10	211,40
Esmeraldas	179,29	129,00	84,41	108,81	97,30
Oro	204,60	182,50	150,10	81,80	90,70
Mineral no metálico	89,91	94,38	114,01	130,93	102,90
Total minería	1.491,50	1.452,68	1.403,82	1.323,53	1.363,51
Total minería más hidrocarburos	4.386,30	4.160,08	3.732,72	5.080,53	6.002,81
Total país	10.539,04	11.534,28	10.930,40	11.556,09	13.098,51
Minería / Total país	14,2%	12,6%	12,8%	11,5%	10,4%
Minería más hidroc. / Total país	41,6%	36,1%	34,1%	44,0%	45,8%
Hidrocarburos / Total país	27,5%	23,5%	21,3%	32,5%	35,4%
Carbón mineral / Total país	8,1%	7,7%	8,6%	7,3%	6,6%
Níquel / Total país	1,6%	1,4%	1,1%	1,3%	1,6%
Esmeraldas / Total país	1,7%	1,1%	0,8%	0,9%	0,7%
Oro / Total país	1,9%	1,6%	1,4%	0,7%	0,7%

Fuente: Banco de la República
(pr): Preliminar
1996 - 1999: Datos revisados
Elaboró: Upme - Subdirección de Información Minero Energética

INVERSIÓN PRIVADA EN MINAS Y ENERGÍA

Millones de pesos de 1998

	1996	1997	1998	1999	2000 (pr)
Electricidad	650.847	932.242	211.583	310.276	32.644
Gas	693.710	425.024	207.640	76.064	55.643
Petróleo	1.925.612	1.904.469	1.128.532	695.552	507.837
Carbón	258.864	189.790	253.609	895.698	446.942
Minería	46.124	63.418	67.227	174.307	279.897
Total (Electricidad y Gas)	1.344.557	1.357.266	419.223	386.340	88.287
Total (Petróleo, Carbón y Minería)	2.230.600	2.157.677	1.449.368	1.765.557	1.234.676
Total	3.575.157	3.514.943	1.868.591	2.151.897	1.322.963
% PIB	3,55%	2,89%	1,32%	1,41%	0,76%



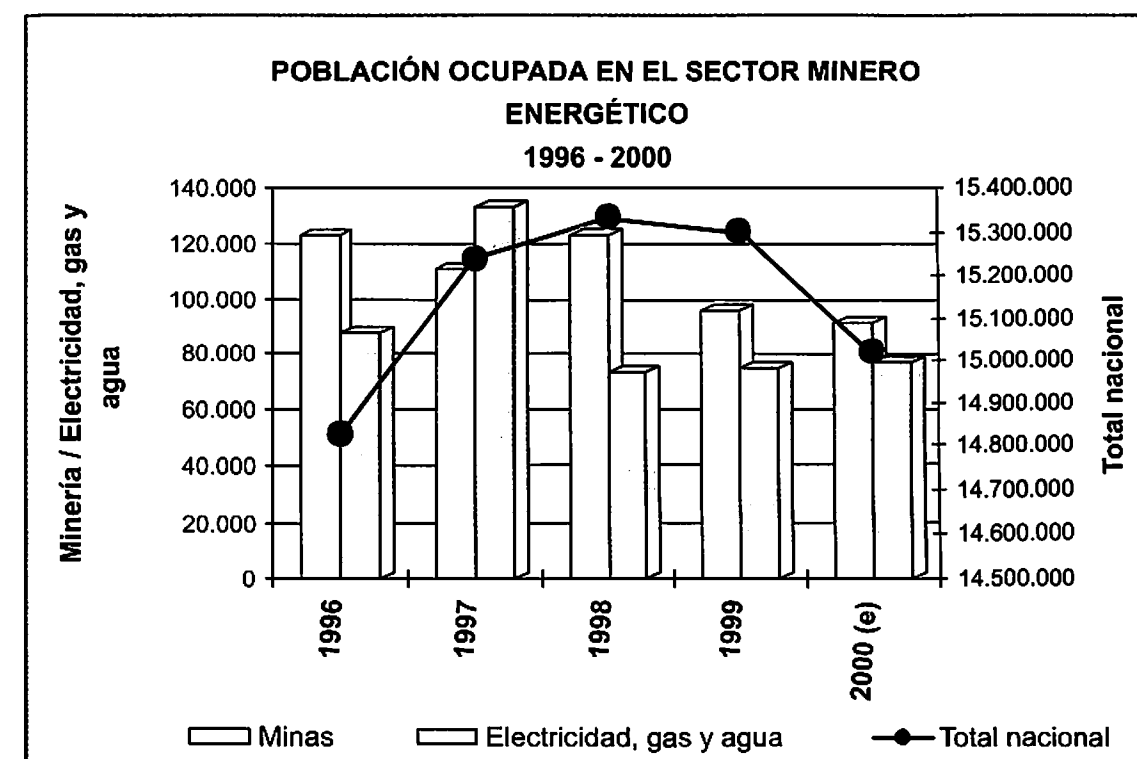
Fuente: DNP.
(pr): Preliminar

Elaboró: Upme - Subdirección de Información Minero Energética

POBLACIÓN OCUPADA EN EL SECTOR MINERO ENERGÉTICO

1996 - 2000

	1996	1997	1998	1999	2000 (e)
Total sector minero energético*	210.906	243.968	196.877	171.378	168.500
Minas	122.995	110.969	123.346	96.328	91.500
Electricidad, gas y Agua	87.911	132.999	73.531	75.050	77.000
Total nacional	14.847.410	15.259.641	15.352.706	15.318.712	15.050.000
% sectorial en el total	1,42%	1,60%	1,28%	1,12%	1,12%



Fuente: DANE, diciembre de 1999, DNP-UMACRO, mayo 25 de 2000 - Upme

* Incluye minas, electricidad, gas y agua

(e): Estimado Upme a o 2000

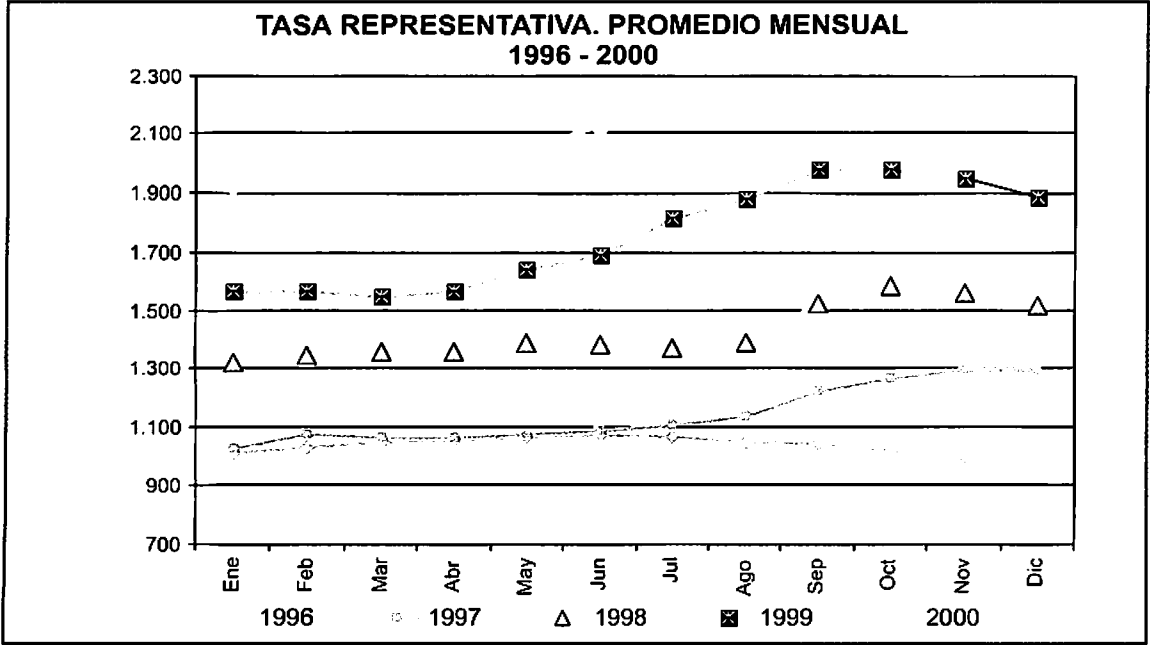
Elaboró: Upme - Subdirección de Información Minero Energética

TASA REPRESENTATIVA. PROMEDIO MENSUAL 1996 - 2000
Pesos / US\$

	1996	1997	1998	1999	2000
Enero	1.010,22	1.024,30	1.321,43	1.567,97	1.922,85
Febrero	1.029,09	1.072,95	1.346,29	1.566,85	1.949,87
Marzo	1.044,97	1.062,01	1.357,12	1.549,20	1.956,31
Abril	1.050,70	1.060,25	1.359,93	1.570,63	1.987,95
Mayo	1.065,77	1.074,53	1.385,35	1.642,18	2.055,63
Junio	1.071,61	1.082,21	1.384,49	1.691,61	2.119,75
Julio	1.063,97	1.102,51	1.371,69	1.814,65	2.160,24
Agosto	1.045,03	1.133,60	1.390,71	1.879,00	2.187,27
Septiembre	1.040,12	1.222,79	1.524,63	1.975,96	2.214,14
Octubre	1.015,46	1.262,67	1.588,01	1.978,55	2.176,57
Noviembre	998,66	1.294,56	1.562,17	1.945,43	2.135,29
Diciembre	1.001,61	1.295,57	1.520,48	1.887,47	2.187,34
Promedio	1.036,43	1.140,66	1.426,02	1.755,79	2.087,77

Minería

.....



Fuente: Banco de la República
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

TÍTULOS MINEROS VIGENTES POR MINERAL Y DEPARTAMENTO
2000

Departamento	5	8	11	13	15	17	18	19	20	23	25	27	41	44	47	50	52
Mineral																	
Todos los minerales	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Materiales de construcción	115	28	20	22	130	26	1	18	5	7	229	0	17	1	7	38	57
Metales preciosos	294	0	0	58	2	41	0	29	2	11	1	17	11	8	0	0	59
Calcareos	65	12	0	35	73	3	0	4	9	2	14	0	58	2	11	9	1
Arcilla	59	2	7	4	48	11	0	2	0	0	191	0	4	0	1	5	4
Silíceos	8	0	1	0	8	5	0	2	1	0	14	0	0	0	1	1	0
Esquistos	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pumitas	1	0	0	2	13	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Asfalto	0	0	0	0	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minerales metálicos	8	3	0	0	9	3	0	2	1	3	11	1	1	3	0	0	1
Piedras preciosas	0	0	0	0	31	0	0	0	0	0	24	0	0	0	0	0	0
Rocas ornamentales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Asbesto	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Yeso	5	0	0	0	8	1	0	0	0	0	7	0	0	1	0	0	0
Mica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0
Carbón	21	0	0	0	168	0	0	10	16	12	128	0	0	7	0	0	0
Magnesio	4	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fosfatos	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0
Barita	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	0	4	0	0	0	0
Caolín	7	0	0	0	3	2	0	1	0	0	1	0	1	0	1	0	0
Bentonita	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Feldespatos	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Diatomita	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Azufre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Fluorita	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Grafito	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Talco	8	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Criolita	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total departamento	603	45	28	121	499	100	2	68	35	35	623	18	103	22	23	53	124

Fuente: Minercol Ltda, División de Registro Minero Nacional, mayo 2001
Elaboró: Upme - Subdirección de Información Minero Energética

- Código Departamentos
- | | | | |
|----------------------|-------------|------------------|------------------------|
| 5: Antioquia | 17: Caldas | 25: Cundinamarca | 50: Meta |
| 8: Atlántico | 18: Caquetá | 27: Chocó | 52: Nariño |
| 11: Distrito Capital | 19: Cauca | 41: Huila | 54: Norte de Santander |
| 13: Bolívar | 20: Cesar | 44: La Guajira | 63: Quindío |

TÍTULOS MINEROS VIGENTES POR MINERAL Y DEPARTAMENTO

2000
(Continuación)

Departamento	54	63	66	68	70	73	76	81	85	86	88	91	94	95	97	99	Total Mineral
Mineral																	
Todos los minerales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Materiales de construcción	37	23	26	49	3	128	70	3	31	0	0	0	0	0	0	0	1.091
Metales preciosos	1	3	14	67	0	22	2	0	0	0	0	0	30	0	0	0	672
Calcáreos	27	0	0	42	14	51	15	0	0	2	0	0	0	0	0	0	449
Arcilla	66	8	0	20	1	32	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	471
Silíceos	0	0	1	13	0	5	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	63
Esquistos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Pumitas	0	0	0	0	0	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29
Asfalto	2	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
Minerales metálicos	0	0	1	2	0	6	3	0	0	0	0	0	0	0	1	3	62
Piedras preciosas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55
Rocas ornamentales	1	0	0	1	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7
Asbesto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Yeso	0	0	0	16	0	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47
Mica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Carbón	65	0	0	13	0	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	462
Magnesio	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
Fosfatos	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13
Barita	3	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
Caolín	1	0	0	10	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33
Bentonita	0	0	0	0	0	5	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11
Feldespatos	0	0	0	3	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13
Diatomita	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Azúfre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Fluorita	2	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7
Grafito	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Talco	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15
Criolita	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Total departamento	207	34	42	244	18	289	133	3	31	2	0	0	30	0	1	3	3.539

Fuente: Minercol Ltda, División de Registro Minero Nacional, mayo 2001

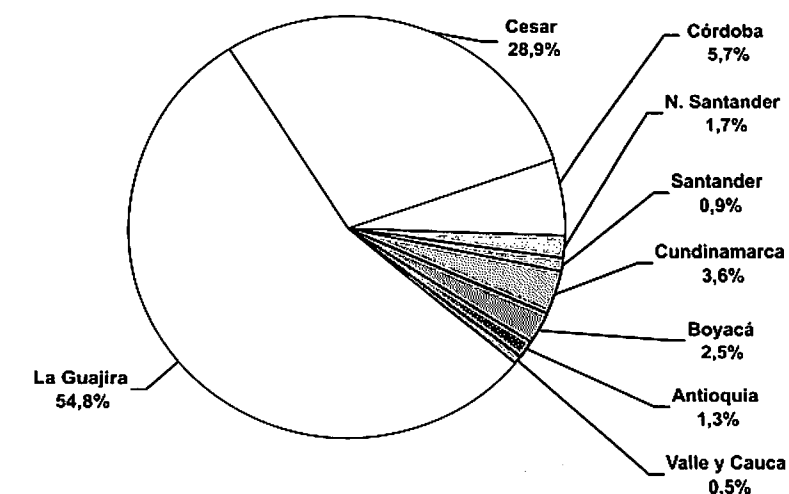
Elaboró: Upme - Subdirección de Información Minero Energética

Código Departamentos

66: Risaralda	81: Arauca	94: Guainía
68: Santander	85: Casanare	95: Guaviare
70: Sucre	86: Putumayo	97: Vaupés
73: Tolima	88: San Andrés	99: Vichada
76: Valle	91: Amazonas	

RESERVAS MEDIDAS E INDICADAS DE LOS CARBONES EN COLOMBIA
1998 - 2000

Departamento / Área	Reservas medidas Millones de Toneladas			Reservas indicadas Millones de Toneladas		
	1998	1999	2000 (e)	1998	1999	2000
La Guajira	3.670	3.670	3.648			
Cesar	1.933	1.933	1.922	569	589	589
Córdoba	381	381	381	257	257	257
Norte de Santander	68	117	116	101	315	315
Santander	57	57	57	114	114	114
Cundinamarca	242	238	237	539	661	660
Boyacá	170	170	169	683	683	683
Antioquia	90	90	89	225	225	225
Valle y Cauca	37	37	36	89	89	89
Total	6.648	6.693	6.655	2.597	2.932	2.932

RESERVAS MEDIDAS DE CARBON
2000

Fuente: Minercol Ltda 1998-1999 - Upme 2000 (e): estimado

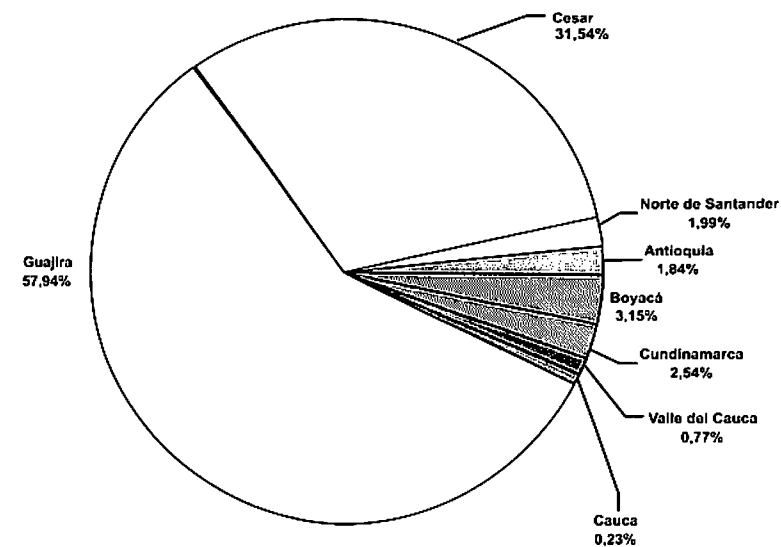
Elaboró: Upme - Subdirección de Información Minero Energética

PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN POR ZONAS 1996 - 2000

Miles de toneladas

Zona carbonífera	Proyecto	Producción								
		1996	1997	1998	1999			2000		
					Térmico	Metaúrgico	Total	Térmico	Metaúrgico	Total
La Guajira	Zona Norte	14.400	15.417	15.509	17.548	0	17.548	18.400	0	18.400
	Carbones Colombianos del Cerrejón	2.900	751	1.180	800	0	800	800	0	800
	Carbones del Cerrejón (1)	401	3.291	3.160	1.200	0	1.200	2.900	0	2.900
Total La Guajira		17.701	19.459	19.849	19.548	0	19.548	22.100	0	22.100
Cesar	La Loma - Drummond	4.000	5.381	6.080	7.109	0	7.109	8.874	0	8.874
	Carboandes	940	1.001	1.100	826	0	826	285	0	285
	Carbones del Caribe	910	1.306	1.400	1.265	0	1.265	2.020	0	2.020
	Consorcio Minero Unido	541	653	710	594	0	594	750	0	750
	Cerrolargo Centro	32	50	7	0	0	0	100	0	100
	Siminera	31	175	0	0	0	0	0	0	0
	Total Cesar	6.454	8.566	9.297	9.794	0	9.794	12.029	0	12.029
Total Córdoba		120	100	100	63	0	63	0	0	0
Interior del país	Antioquia	900	784	700	610	0	610	700	0	700
	Boyacá	1.288	1.215	1.295	554	476	1.030	700	500	1.200
	Cundinamarca	1.566	1.250	1.150	208	348	556	370	600	970
	Norte de Santander	1.142	955	960	553	234	787	336	424	760
	Valle del Cauca (2)	377	413	400	267	0	267	294	0	294
	Cauca				99	0	99	89	0	89
	Otros	16	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total interior	5.289	4.617	4.505	2.291	1.058	3.349	2.489	1.524	4.013
Total nacional		29.584	32.742	33.751	31.698	1.058	32.754	36.618	1.524	38.142

PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN POR ZONAS 2000



Fuente: Ecocarbón 1996 - 1997 - Minercol 1998 - 2000

(1): De 1996 a 1998 corresponde a la producción de Glencore-Prodeco y para 1999 - 2000 corresponde a la producción de Carbones del Cerrejón

(2): Hasta el año 1998 incluye la producción del departamento de Cauca.

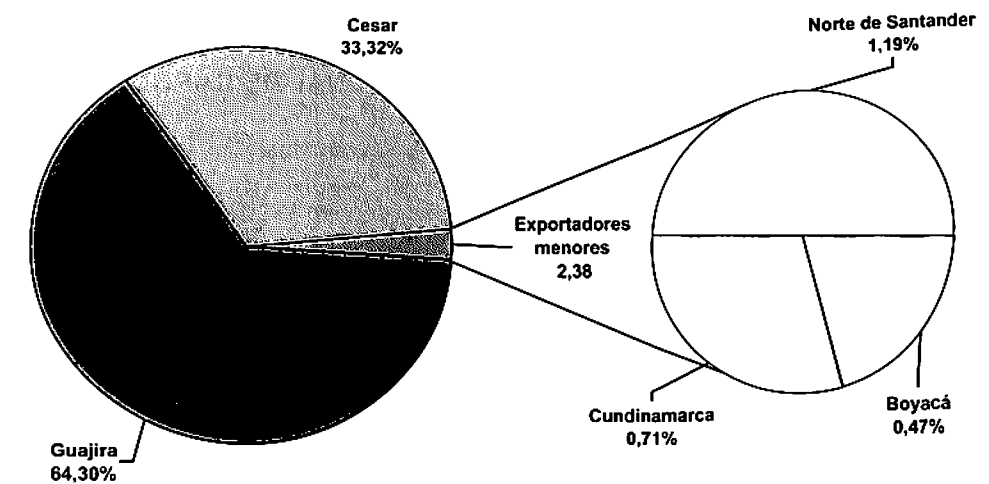
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

EXPORTACIONES NACIONALES DE CARBÓN POR ZONAS Y PROYECTOS 1996 - 2000

Miles de toneladas

Zona carbonífera	Proyecto	1996	1997	1998			1999			2000		
				Térmico	Metaúrgico	Total	Térmico	Metaúrgico	Total	Térmico	Metaúrgico	Total
La Guajira	Zona Norte			16.831	0	16.831	17.444	0	17.444	19.200	0	19.200
	El Cerrejón			0	0	0	800	0	800	800	0	800
	Carbones del Cerrejón (1)			3.160	0	3.160	1.200	0	1.200	2.900	0	2.900
Cesar	La Loma - Drummond			6.330	0	6.330	6.794	0	6.794	8.678	0	8.678
	Carboandes			1.100	0	1.100	826	0	826	420	0	420
	Carbones del Canbe			1.340	0	1.340	1.414	0	1.414	2.020	0	2.020
	Consorcio Minero Unido			640	0	640	649	0	649	750	0	750
Boyacá				0	115	115	0	160	160	0	168	168
Cundinamarca				0	25	25	0	120	120	9	245	254
N. Santander				0	520	520	330	195	525	0	424	424
Total		24.781	27.580	29.401	660	30.061	29.457	475	29.932	34.777	637	35.614

PARTICIPACIÓN REGIONAL EN LAS EXPORTACIONES DE CARBÓN 2000



Fuente: Ecocarbón 1996 - 1998 - Minercol Ltda 1998 - 1999 y 2000

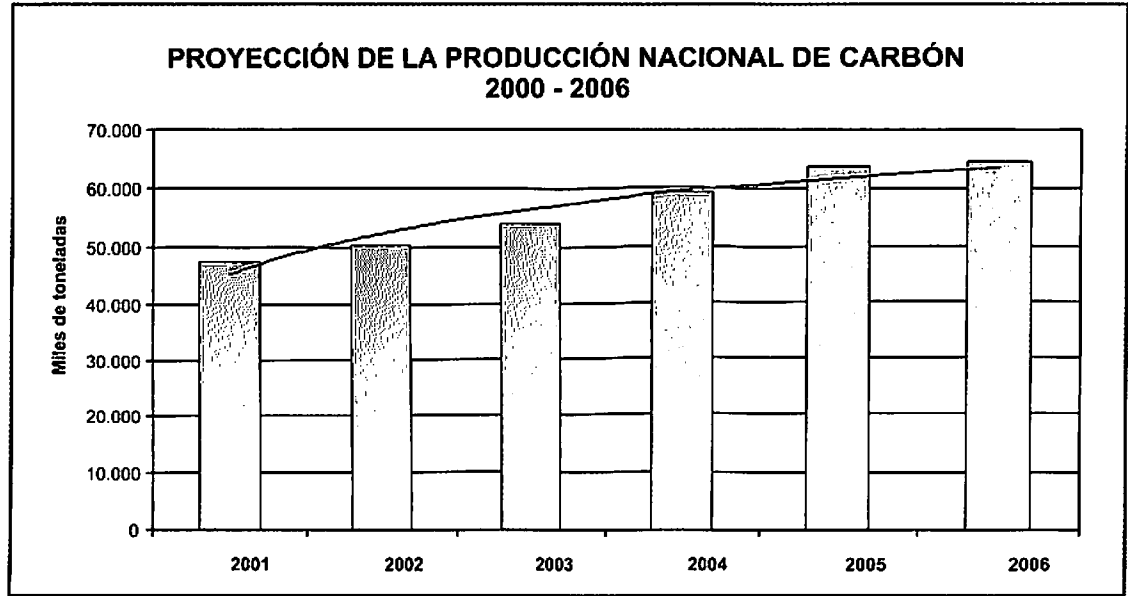
(1): Para 1998 corresponde a las exportaciones de Glencore Prodeco

Nota: Los datos de 1996 y 1997 no se encuentran desagregados por zona y proyectos.

Elaboró: Upme - Subdirección de Información Minero Energética

PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN 2000 - 2006
Miles de toneladas

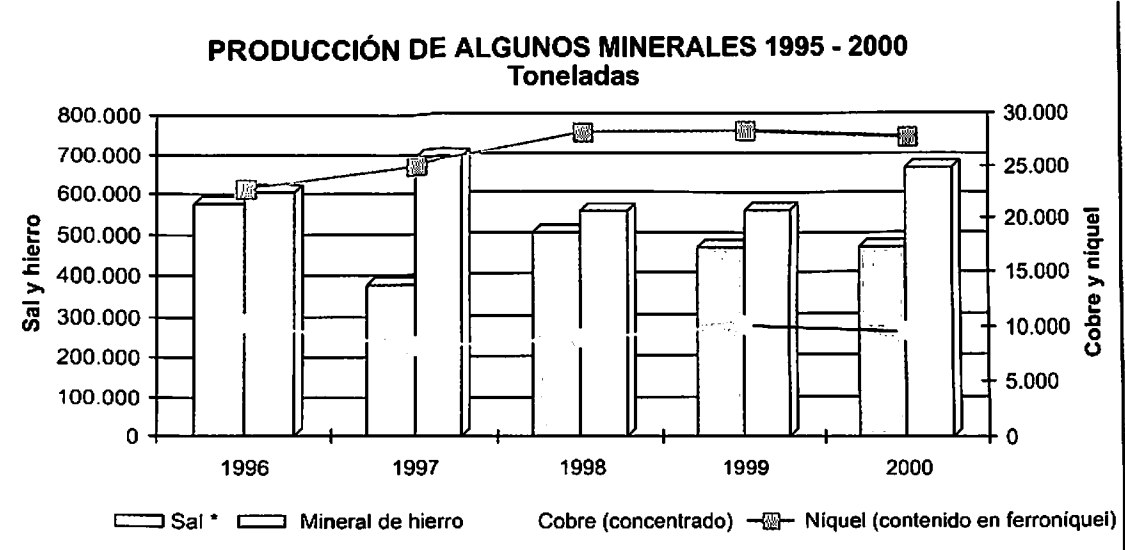
Departamento	Proyecto	2001	2002	2003	2004	2005	2006
La Guajira	Intercor-Carbones del Cerrejón	19.000	19.000	19.000	21.000	21.000	21.000
	Carbones del Cerrejón	3.000	3.500	5.100	7.000	9.000	9.500
César	Carbones Col. del Cerrejón	800	900	1.000	1.000	1.200	1.200
	Drummond	14.500	14.300	14.600	14.000	14.000	14.100
	Prodeco	250	800	2.000	3.500	5.000	5.000
	Carbones del Caribe	3.300	3.300	3.500	3.500	3.800	3.600
	Consorcio Minero Unido -C.M.U.	1.000	1.000	1.000	800	800	800
	Carboandes	500	1.500	1.200	1.000	1.200	1.200
	Carbones Sororia	200	300	400	400	400	400
	Cerro Largo Sur	0	0	0	50	100	150
	Norcarbón	100	200	300	400	400	400
	Carbones del Cesar	0	100	200	400	500	500
	Emcarbón	0	0	0	0	0	300
	Carbones del Caribe	150	200	200	250	250	250
Córdoba		700	800	800	800	800	800
Antioquia		1.300	1.500	1.600	1.700	1.800	1.800
Boyacá		1.200	1.400	1.500	1.600	1.700	1.700
Cundinamarca		1.000	1.200	1.300	1.400	1.500	1.600
N. Santander		400	400	400	400	400	400
Valle y Cauca							
Total		47.400	50.400	54.100	59.200	63.850	64.700



Fuente: Minercol Ltda, mayo 2001
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

PRODUCCIÓN DE ALGUNOS MINERALES 1996 - 2000

Mineral	Unidad	1996	1997	1998	1999	2000
Metales preciosos						
Oro	(1) Gramos	22.072.691	18.810.515	18.810.821	34.598.629	37.018.364
Plata	Gramos	6.406.881	3.515.436	5.217.646	7.593.291	7.970.424
Platino	Gramos	671.598	405.751	411.129	487.884	339.077
Minerales no Metálicos						
Sal terrestre	(2) Toneladas	152.642	141.923	165.699	156.933	177.690
Sal marina	(2) Toneladas	423.513	232.107	330.404	304.433	282.188
Azufre	(3) Toneladas	49.425	1.008	52.727	89.024	91.966
Minerales metálicos						
Cobre (concentrado)	(4) Toneladas	10.500	8.403	8.978	10.575	9.501
Mineral de hierro	(5) Toneladas	605.716	754.772	525.825	576.414	660.109
Níquel (contenido en ferroníquel)	(1) Toneladas	22.933	25.170	28.139	28.342	27.736
Minerales combustibles						
Carbón	(1) Miles de toneladas	29.564	32.742	33.751	32.754	38.142

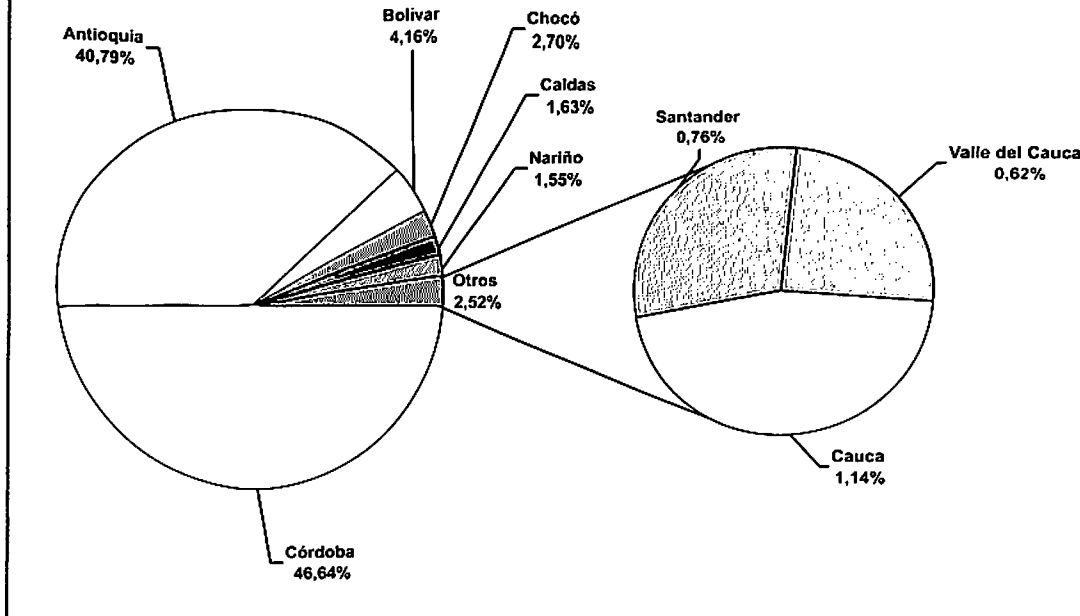


Fuentes: (1): MME - DGM - Minercol
(2): IFI Concesión Salinas
(3): Azufres Puracé
(4): Miner S.A, concentrado de cobre
(5): Acerías Paz del Río
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética
* Sal: incluye sal terrestre y sal marina

PRODUCCIÓN DE ORO, PLATA Y PLATINO POR DEPARTAMENTO 1996-2000
Miles de gramos

Departamento	Oro					Plata					Platino				
	1996	1997	1998	1999	2000(pr)	1996	1997	1998	1999	2000(pr)	1996	1997	1998	1999	2000(pr)
Antioquia	9.221,0	8.744,9	5.448,3	14.495,8	15.098,1	2.616,5	964,0	1.524,7	3.950,1	4.083,9	11,6	22,8	14,7	42,2	3,0
Bolívar	7.745,0	3.746,6	767,9	3.444,8	1.538,9	2.627,5	1.269,6	1.523,3	1.269,6	119,8	1,9	1,1	31,7	0,0	0,0
Caldas	708,0	477,1	1.315,7	515,5	605,2	484,3	414,6	412,5	688,5	919,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cauca	405,0	176,4	116,3	148,3	423,0	91,9	29,3	18,5	18,5	26,7	10,5	2,4	1,1	0,4	0,8
Chocó	457,0	197,7	504,2	290,2	1.000,9	58,9	25,0	23,1	21,0	95,4	632,1	333,1	295,7	443,0	331,6
Córdoba	2.805,0	5.055,1	10.489,1	15.379,8	17.266,5	380,5	712,7	1.655,1	2.588,2	2.659,6	3,6	34,8	61,7	0,0	0,0
Guanía	78,0	13,0	46,4	1,6	1,8	0,0	0,3	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Huila	0,0	4,2	51,1	1,8	1,3	0,0	0,9	0,4	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nariño	123,0	57,7	42,9	48,2	574,5	17,9	13,6	10,6	6,9	23,3	9,1	9,8	1,4	1,2	1,6
Risaralda	0,0	67,4	0,0	12,6	57,7	0,0	20,4	3,0	10,7	18,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Santander	105,0	67,2	0,0	141,0	281,1	55,6	35,4	14,5	38,1	16,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tolima	66,0	37,8	0,0	15,9	30,9	10,7	5,6	2,0	3,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Valle del Cauca	255,0	165,0	0,0	66,2	73,5	37,6	23,8	6,2	0,9	3,9	2,8	1,7	4,8	1,0	2,1
Otros	105,0	0,0	28,5	37,0	64,9	25,0	0,0	23,7	4,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	22.073	18.510	18.510	34.599	37.018	6.406	3.515	5.218	7.593	7.970	672	408	411	488	339

PRODUCCIÓN DE ORO PARTICIPACIÓN POR DEPARTAMENTO
2000

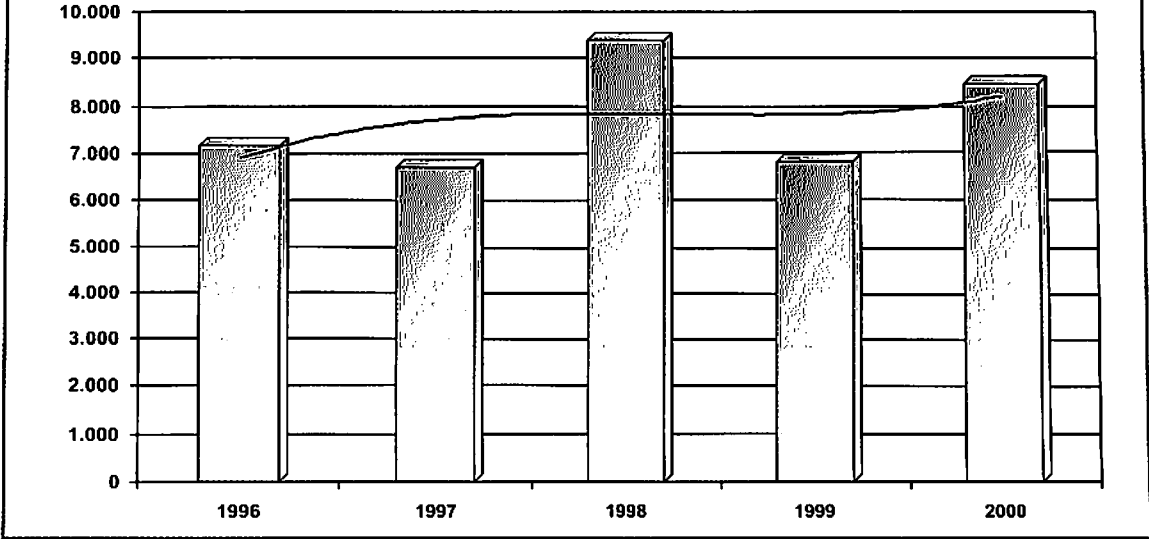


Fuente: MME-DGM 1997 y hasta septiembre de 1998, y a partir de octubre de 1998 Minercol Ltda.
(pr): Preliminar
En la Producción Nacional de oro, plata y platino no se contabiliza la cantidad de estos metales que son utilizados directamente en la elaboración de Joyas.
La producción de Oro, Plata y Platino se calcula con base a lo recaudado por las casas fundidoras y retenedoras de Regalías, el Banco de la República y la información suministrada por Mineros de Antioquia y Frontino Gold Mines.
Elaboró: Upme - Subdirección de Información Minero Energética

VOLUMEN DE LA EXPORTACIÓN MENSUAL DE ESMERALDAS
1996 - 2000
Miles de quilates

Mes	1996	1997	1998	1999	2000
Enero	790	315	744	674	787
Febrero	582	375	351	377	378
Marzo	628	1.158	1.128	512	713
Abril	354	792	355	557	607
Mayo	328	420	732	533	1.324
Junio	655	867	338	494	566
Julio	537	245	1.435	330	389
Agosto	445	650	864	653	160
Septiembre	1.038	345	907	975	1.212
Octubre	446	266	760	459	545
Noviembre	421	845	1.081	639	416
Diciembre	928	411	664	598	1.356
Total	7.151	6.688	9.380	6.800	8.454

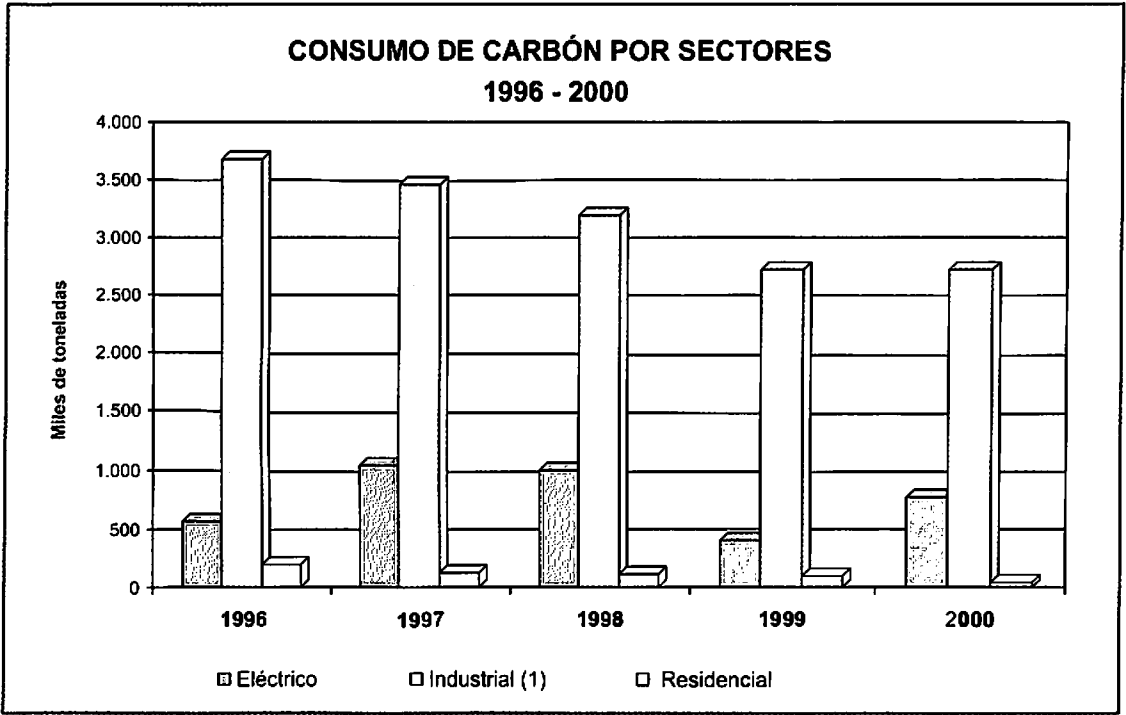
VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE ESMERALDAS 1996 - 2000
Miles de quilates



Fuente: Mineralco S.A 1996-1997 y Minercol Ltda 1998-1999 y 2000
Elaboró: Upme - Subdirección de Información Minero Energética

CONSUMO DE CARBÓN POR SECTORES 1996 - 2000
Miles de toneladas

Sector	Año				
	1996	1997	1998	1999	2000
Eléctrico	576	1.053	1.017	401	776
Industrial (1)	3.676	3.470	3.192	2.723	2.713
Residencial	194	125	116	95	37
Total	4.446	4.648	4.325	3.219	3.526



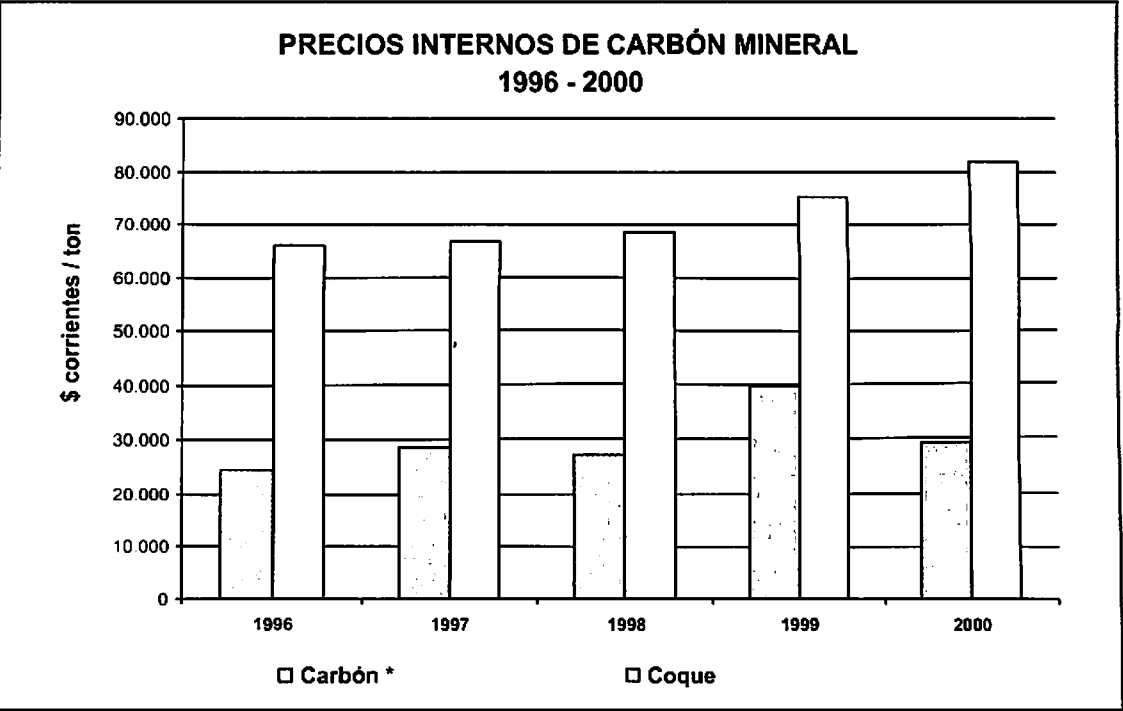
Fuente: Ecocarbón 1996-1997-1998 - Minercol 1998-1999 y 2000

(1) : Para 1999 Incluye cogeneración

Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

PRECIOS PROMEDIOS INTERNOS DE CARBÓN MINERAL
1996 - 2000

Unidades	1996	1997	1998	1999	2000
Carbón * \$ corrientes / ton	24.547	28.581	27.072	39.758	29.234
US\$ corrientes / ton	23,69	24,76	18,89	22,64	14,00
Coque \$ corrientes / ton	66.069	67.000	68.800	75.400	82.000
US\$ corrientes / ton	63,73	58,75	48,20	42,90	39,30



Fuente: ISA Encuesta anual manufacturera

(*) : Carbón térmico, utilizado en termoeléctricas

Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

**PRECIOS DE COMPRA DE ALGUNOS MINERALES EN LA INDUSTRIA
MANUFACTURERA NACIONAL
1996 - 2000**

Pesos corrientes / Unidad

Mineral	Unidad de medida	1996	1997	1998	1999 (e)	2000 (e)
Carbón mineral - Hulla antracita	ton	32.715	42.089	46.847	52.797	58.626
Mineral de hierro	ton	21.123	19.935	24.457	27.563	30.606
Mineral de azufre	kg	127	125	183	206	229
Mineral de níquel	kg	13.371	13.354	13.542	15.262	16.947
Mármol en bruto	ton	24.366	27.251	31.621	35.637	39.571
Mármol en bloques	m ³	469.265	403.799	815.146	918.670	1.020.100
Piedra caliza	ton	3.877	5.336	4.376	4.932	5.476
Dolomita	ton	29.556	20.358	28.581	32.210	35.767
Arena	m ³	5.822	10.863	13.304	14.994	16.649
Piedra común	ton	2.600	3.639	3.722	4.194	4.657
Gravilla	ton	14.844	12.701	14.061	15.847	17.597
Arenas industriales	m ³	8.324	7.597	9.498	10.704	11.886
Barita	ton	164.577	101.985	173.411	195.435	217.013
Caolín	ton	11.477	50.788	72.533	81.744	90.770
Tierras para porcelana	ton	3.052	3.736	33.565	37.827	42.004
Feldespatos	ton	48.952	74.645	60.742	68.456	76.014
Arcilla común	ton	2.274	3.464	6.939	7.821	8.684
Salitre	kg	800	820	900	1.014	1.126
Roca fosfática	ton	69.111	75.520	98.615	111.140	123.411
Minerales de bario	ton	95.490	109.405	105.035	118.374	131.444
Sal gema	ton	39.255	42.125	92.434	104.173	115.675
Yeso	ton	49.637	52.473	55.355	62.385	69.273
Asfaltos naturales	ton	96.633	179.148	173.213	195.211	216.764
Asbesto	ton	640.092	725.934	802.241	904.126	1.003.951
Roca de origen volcánico - Puzolana - Basalto, Etc.	ton	8.068	4.374	5.019	5.657	6.281
Piedra pómez	ton	98.882	101.001	137.416	154.868	171.967

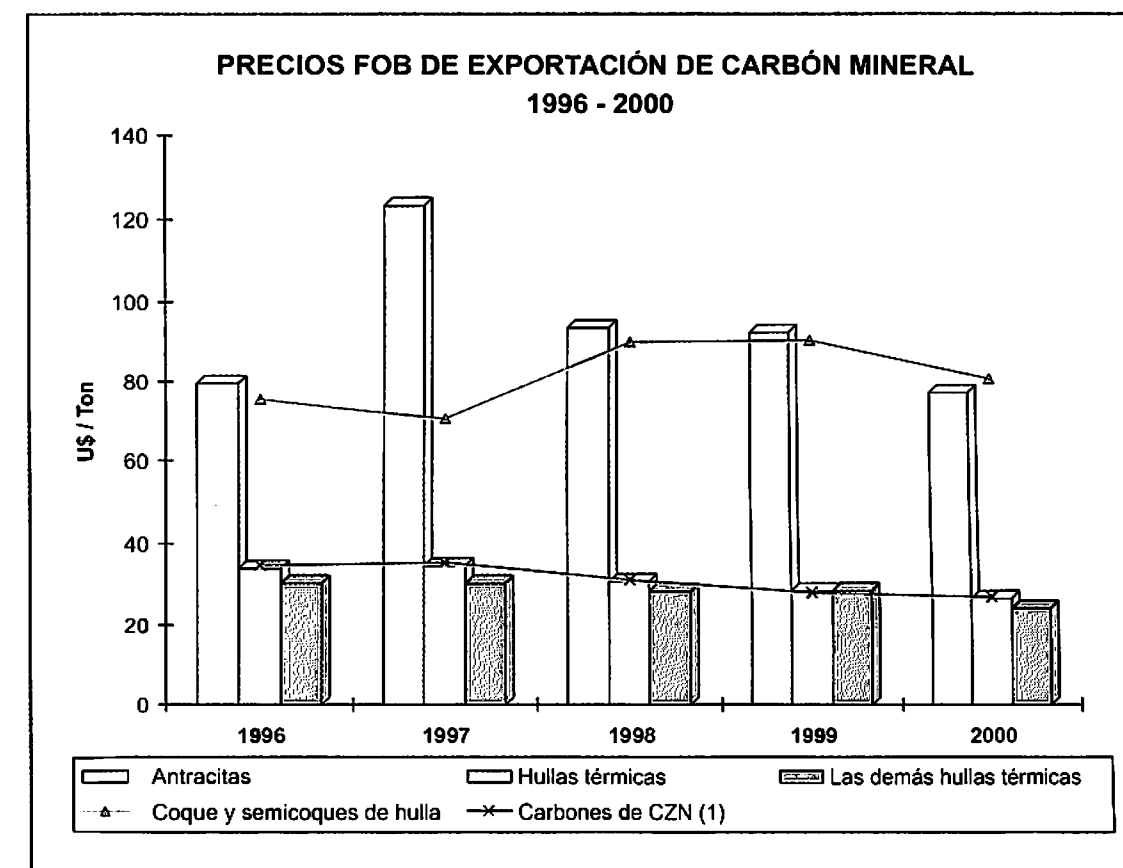
Fuente: Encuesta Anual Manufacturera, 1992-1998 - Upme 1999 - 2000 datos estimados

(e): estimado

Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

PRECIOS FOB DE EXPORTACIÓN DE CARBÓN MINERAL 1996 - 2000
US\$ / ton

Tipo de Carbón	1996	1997	1998	1999	2000
Antracitas	79,50	123,00	93,30	91,91	76,44
Hullas térmicas	34,10	34,50	30,60	28,13	26,02
Las demás hullas térmicas	30,50	30,00	28,00	28,19	23,78
Coque y semicoques de hulla	75,00	70,40	89,60	89,32	79,85
Carbones de CZN (1)	34,53	34,76	30,32	27,22	26,19



Fuente: Dane - Carbones del Cerrejón - Hill & Associates

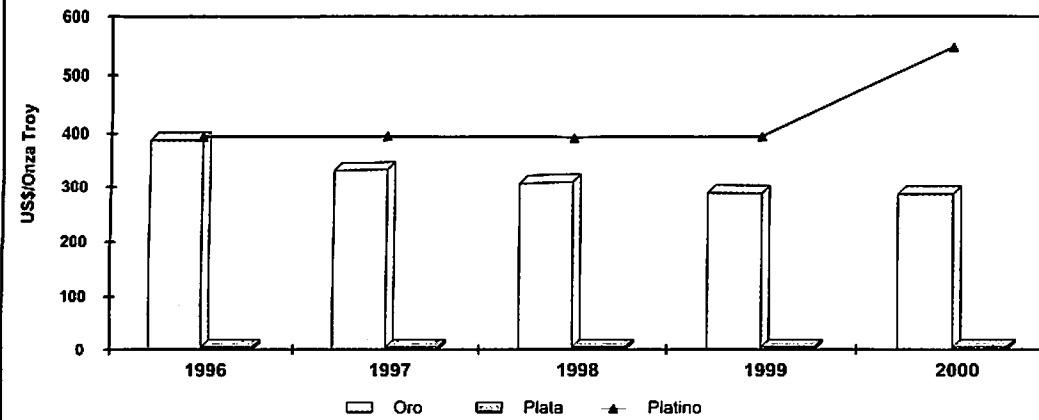
CZN: Carbón en el Cerrejón Zona Norte

Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

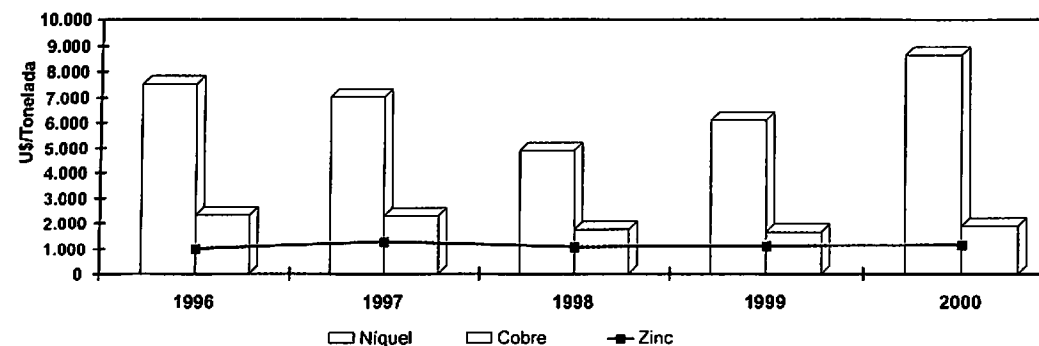
PRECIOS INTERNACIONALES ANUALES PROMEDIO DE MINERALES 1996 - 2000

Promedio	Oro	Plata	Platino	Estaño	Plomo	Aluminio	Cobre	Zinc	Níquel	Carbón 1/
	US\$ / Onza Troy			US\$ / Tonelada						
1996	387,8	5,2	397,1	6.168,4	774,3	1.505,0	2.293,8	1.024,9	7.507,4	34,0
1997	331,0	4,9	395,2	5.688,9	636,3	1.590,7	2.280,0	1.294,4	6.967,8	34,2
1998	294,2	5,5	372,2	5.553,8	536,8	1.375,9	1.702,5	1.045,3	4.812,6	30,8
1999	279,0	5,2	380,1	5.401,8	502,4	1.359,9	1.571,2	1.076,1	6.006,0	28,4
2000	279,3	5,0	544,8	5.429,0	454,4	1.545,7	1.811,2	1.127,8	8.611,5	26,8

PRECIOS PROMEDIO DE ORO, PLATA Y PLATINO 1996-2000



PRECIOS PROMEDIO DE NÍQUEL, COBRE Y ZINC 1996-2000



Fuente: Bolsa de metales de Londres - Dane

1/: Promedio de exportación FOB de todos los tipos de carbón exportados desde Colombia

PRECIOS EN BOCAMINA DE ALGUNOS MINERALES PARA LIQUIDACIÓN DE REGALÍAS Pesos Corrientes

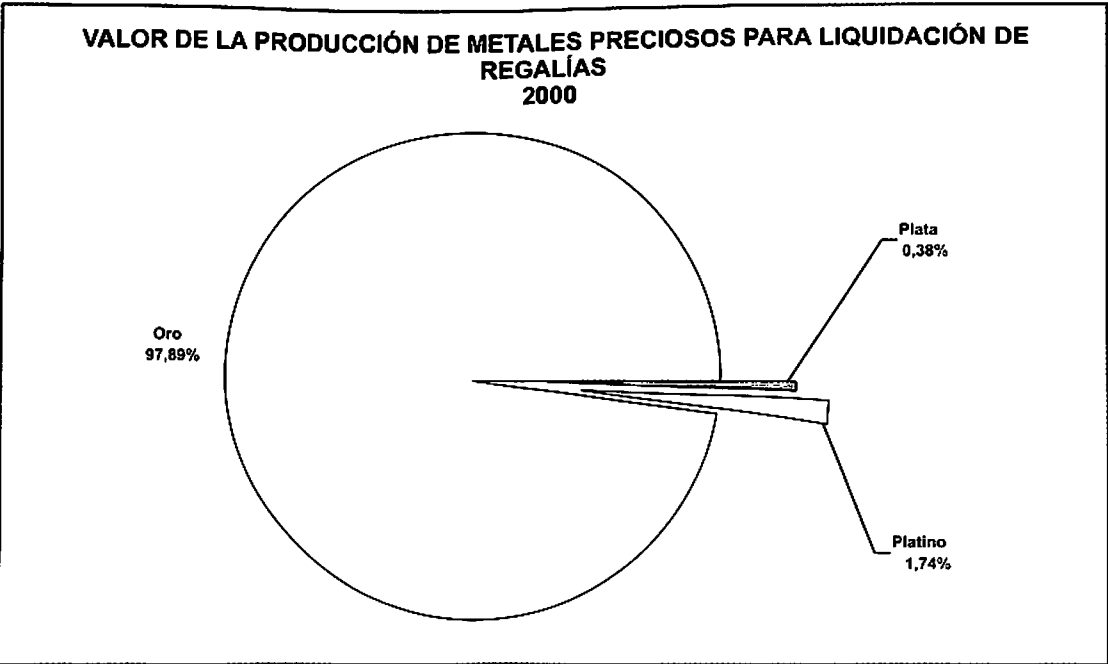
MINERALES Y MATERIALES	PORCENTAJE BASE DE LIQUIDACIÓN (*)	UNIDAD	Res 0019-03- Feb 2000	Res 0121- 29-Jun 2000	Res 0207- dic 2000	Res 0135- Jun 2001
			1er sem del 2001	2do sem del 2001	1er sem del 2001	2do sem del 2001
Art. 16 Ley 141 Jun 94						
Carbón - Consumo interno (menor a 3 millones de ton/año)	5%	Ton	15.070	15.070	17.722	19.594
Mercado externo (mayor a 3 millones de ton/año)	10%	Ton	18.603	19.320	40.158	36.421
Productores Zona Norte	10%	Ton				
Productores Norte de Santander	10%	Ton			26.241	
Productores Antioquia, Cundinamarca, Boyacá y Valle	10%	Ton	21.616	22.249		29.248
Oro	4%	Gramos	1/	1/	3/	9/
Platino	5%	Gramos	1/	1/	3/	9/
Plata	4%	Gramos	2/	2/	3/	9/
Níquel	12%	Libra	4/	4/	4/	4/
Calizas	1%	Ton	5.970	5.997	5.770	5.770
Arcillas						
Caoliniticas y Bentoníticas	1%	Ton	4.760	4.781	4.780	8.240
Cerámicas y Refractarias	1%	Ton	4.070	4.088	3.500	8.240
Misceláneas	1%	Ton	3.120	3.134		3.198
Ferruginosas	1%	Ton	5.000	5.022	4.000	3.198
Bentoníticas (Para el 2001)						5.576
Arena silicea	3%	Ton	7.190	7.222	8.500	7.778
Materiales de Construcción						
Agregados pétreos	3%	M3	7.190	7.222		
Gravas	1%	M3	8.690	8.729	8.500	5.299
Arenas Lavadas	3%	M3	8.690	8.729	3.980	3.021
Recebo	3%	M3	3.940	3.958	3.980	1.058
Arena	3%	M3	3.940	3.958	3.980	3.021
Asfaltitas	3%	M3	10.440	10.486		2.800
Triturados						
Yeso					26.000	24.872
Contenido Mayor o igual al 35% de SO4	1%	Ton	19.000	19.085		
Contenido Mayor o igual al 30% de SO4	1%	Ton	16.250	16.367		
Contenido Mayor o igual al 25% de SO4	1%	Ton	13.370	13.429		
Contenido Mayor o igual al 20% de SO4	1%	Ton	10.720	10.768		
Contenido Mayor o igual al 15% de SO4	1%	Ton	7.880	7.915		
Talco	3%	Ton	19.000	19.085	21.850	21.850
Tipo Verde	3%	Ton	6.380	6.408	7.018	7.018
Impuros o Amarillos						
Barita	3%	Ton	47.440	47.651	47.440	47.440
Asbesto o Crisotilo	3%	Ton	15.880	15.951		9.035
Feldespatos	3%	Ton	7.880	7.915	7.880	16.482
Magnesita	5%	Ton	63.520	63.803	60.000	52.000
Roca Fosfórica	3%	Ton	11.140	11.190		19.449
Mármol y Rocas Ornamentales						
Mármol Travertino o Caliza Cristalina	3%	M3	238.180	239.250		283.000
Mármol bloque superior a 1m3	3%	Ton	111.150	111.645	95.823	95.823
Mármol bloque inferior a 1m3	3%	Ton	63.520	63.803		
Mármol (otros) cubico	3%	M3			22.183	
Roca Coralina	3%	Ton	31.760	31.901		180.000
Arenisca - Piedra Bogotana	3%	M3	95.270	95.694		
Piedra Arenisca	3%	M3			125.000	
Retal de Mármol	3%	Ton	6.380	6.408	8.538	7.157
Granito Rosado	3%	M3	244.300	245.387		
Granito bloque superior a 1m3	3%	M3	111.250	111.785	260.000	
Granito bloque inferior a 1m3	3%	M3	63.750	64.074	160.000	
Calcita	3%	Ton	6.380	6.408	33.080	
Dolomita	3%	Ton	11.140	11.190	11.443	9.717
Puzolana	3%	Ton	5.570	5.595	6.760	6.760
Fluorita	3%	Ton	87.270	87.658		87.658
Azufre	3%	Ton	11.170	11.220	7.373	7.373
Bauxita	3%	Ton	4.760	4.781		15.000
Grafito	3%	Ton	13.430	13.490		13.489
Minerales de Manganeseo	5%	Ton	63.520	63.803	105.000	105.000
Mica Vermiculita-Muscovita-Biotita	5%	Ton	24.360	24.468	29.000	29.000
Sal Marítima	12%	Ton	13.108	13.389		
Terrestre	12%	Ton	15.729	16.067	17.579 - 20.410	18.852
Esmeraldas			5/	5/	5/	5/
Mineral de Hierro	5%	Ton	14.421	14.759	14.730	13.674
Concentrados Polimetálicos	4 % y 5 %	Gramos	6/	6/	7/	9/

Fuente: MME - Upme

- (*) Con este porcentaje y con el valor de la producción se calcula las regalías a pagar
- 1/ Precio de cada metal en el mercado externo (reportado por el banco de la república), descontando costos de refinación y afinación y un 20% de costos deducibles
- 2/ Será igual al 80% del precio promedio mensual cotizado en la bolsa de Londres
- 3/ Promedio mensual Bolsa de Londres, descontando un 2% de refinación y afinación
- 4/ Para cerromatoso se aplicará el 8 % para regalías y 4% para compensaciones, y para contratos futuros o prorrogas del contrato vigente será del 7% para regalías y 5% para compensaciones
- 5/ Las regalías para esmeraldas se regirán de conformidad con la resolución 8 1938 de agosto de 1995 y B 2187 de septiembre de 1995 que establece el 1 27 1 Que el precio será el reportado por el productor en el momento de efectuar la declaración ante el respectivo alicado 1 27 2 El declarador por el exportador si no presenta la declaración rendida por el productor ante el alicado correspondiente
- 6/ Precio del metal en el mercado externo, considerado en la liquidación definitiva del embarque respectivo, descontando el veinte por ciento (20%) deducibles por costos de refinación y afinación
- 7/ Precio del metal en el mercado externo, considerado en la liquidación definitiva del embarque respectivo, descontando el veinte por ciento (20%) deducibles por costos de refinación y afinación
- 8/ Precio de la sal terrestre para la zona de UPN (departamento del Meta)
- 9/ Precio internacional (Bolsa de Londres) descontando el 9% correspondiente a transporte, mina, planta, refinación y afinación

VALOR DE LA PRODUCCIÓN PARA LA LIQUIDACIÓN DE REGALÍAS DE ORO, PLATA Y PLATINO
1996 - 2000
Millones de pesos

Mes	Oro					Plata					Platino				
	1996	1997	1998	1999	2000	1996	1997	1998	1999	2000	1996	1997	1998	1999	2000
Enero	26.530	19.187	17.237	24.002	34.488	103	54	73	77	120	975	666	398	354	1.093
Febrero	24.019	19.286	17.324	31.719	45.083	97	51	63	114	158	908	495	557	1.684	361
Marzo	24.821	21.804	18.128	36.769	43.922	108	62	68	141	182	972	141	592	536	870
Abril	25.711	20.330	15.083	37.410	38.735	114	57	77	165	165	892	609	558	718	367
Mayo	25.582	18.155	10.655	39.455	50.822	95	44	56	127	173	528	510	691	483	1.310
Junio	25.316	16.436	10.897	45.681	57.462	95	38	55	109	188	943	453	405	950	722
Julio	24.982	18.978	12.034	41.088	49.637	90	46	46	155	186	735	453	890	845	1.077
Agosto	27.361	16.350	10.464	38.594	58.631	71	39	44	157	187	304	454	649	1.138	459
Septiembre	21.254	21.546	19.677	43.738	50.545	67	44	81	150	199	981	566	678	546	1.063
Octubre	21.366	24.789	29.418	59.330	44.652	65	79	100	149	189	561	567	698	1.047	609
Noviembre	18.991	16.472	46.289	57.744	34.304	53	48	363	126	174	638	155	249	660	1.035
Diciembre	19.703	17.726	46.068	45.513	46.321	55	51	114	130	205	520	680	503	1.023	883
Total	285.835	231.059	253.276	501.043	554.604	1.014	613	1.142	1.800	2.127	8.958	5.750	6.867	9.983	9.849



Fuente: MME - DGM 1997 - 1998 hasta octubre; Minercol - Upme 1999 - 2000
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

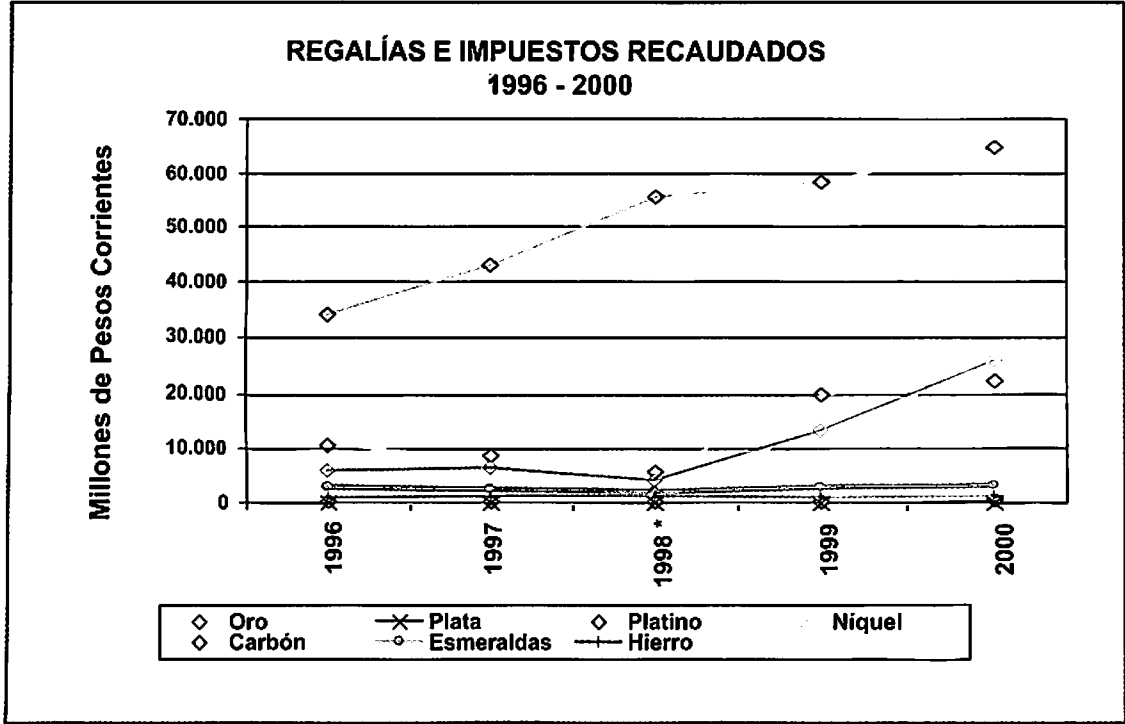
ESTADO DE AVANCE DE LA INFORMACIÓN GEOCIENTÍFICA
Diciembre de 2000

Objeto	Coberturas	Estado de avance a diciembre de 1998 (%)	Avance en 1999 (%)	Estado de avance a diciembre de 1999 (%)	Avance en 2000 (%)	Estado de avance a diciembre de 2000 (%)
Reconocimiento geocientífico del territorio nacional	Distribución cronoespacial y modelos geológicos	50,6	5,7	56,3	2,9	59,1
	Propiedades y modelos geoestructurales y geomorfológicos	9,2	4,2	13,4	2,1	15,4
	Propiedades y modelos geofísicos	3,7	2,5	6,2	1,3	7,4
	Propiedades y modelos geoquímicos	2,3	5,0	7,3	2,5	9,7
	Propiedades y modelos geomecánicos	2,4	6,9	9,3	3,5	12,7
Inventario de recursos del subsuelo de la nación	Potencial de aguas subterráneas y geotérmico	23,5	4,5	28,0	2,2	30,1
	Potencial de recursos minerales	25,9	4,8	30,6	2,4	33
Inventario y monitoreo de geoamenazas y procesos superficiales de la tierra	Caracterización y procesamiento de recursos minerales, carbones y materiales radiactivos	29,0	4,8	33,8	2,4	36,1
	Zonificación de impactos causados y potenciales	3,0	6,4	9,5	3,2	12,6
	Actividad sísmica, volcánica y remoción en masa	69,2	5,9	75,1	3,0	78
	Potencial de amenazas y riesgos geológicos	14,6	4,5	19,1	2,3	21,3

Fuente: Ingeominas
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

REGALÍAS E IMPUESTOS RECAUDADOS DE ALGUNOS MINERALES 1996 - 2000
Millones de Pesos Corrientes

Mineral	1996	1997	1998 *	1999(pr)	2000(pr)
Oro	10.882	8.977	5.968	19.913	22.486
Plata	34	20	21	70	84
Platino	427	273	290	326	490
Níquel	5.948	6.341	4.072	13.200	25.686
Carbón	34.067	42.835	55.678	58.321	64.859
Esmeraldas	2.764	2.305	1.852	2.850	3.122
Hierro	786	1.170	1.081	1.062	1.192
Total	54.908	61.921	68.963	95.742	117.920



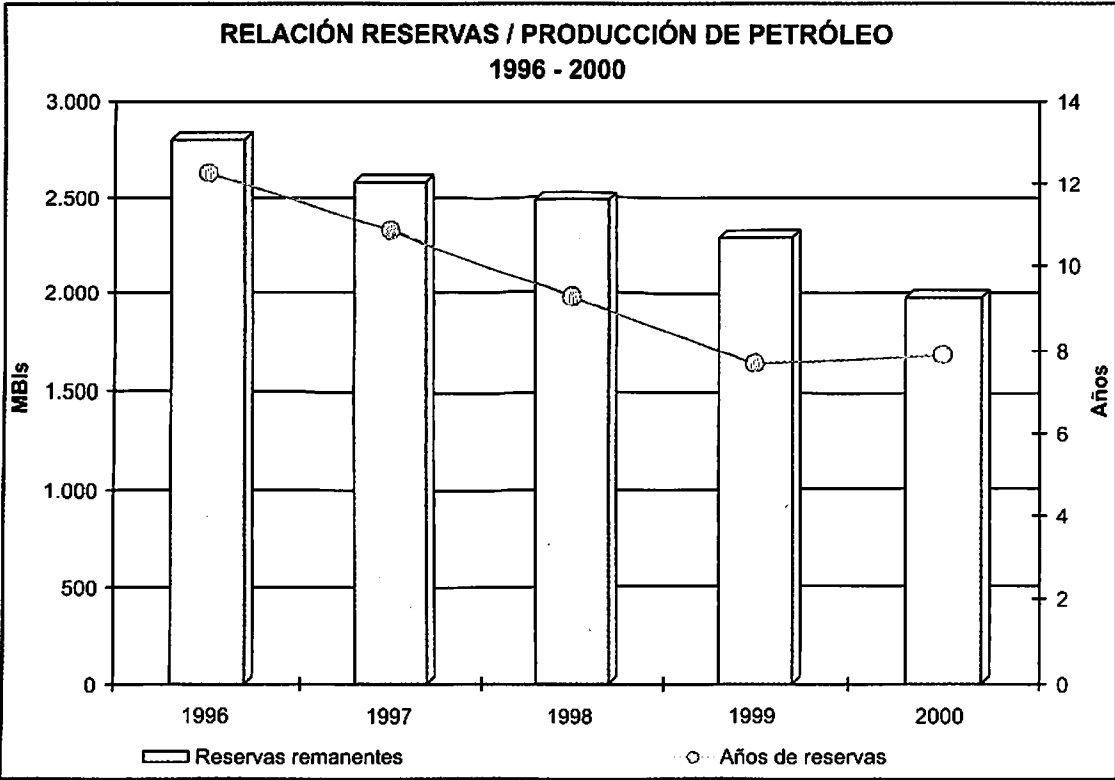
Fuente: 1996-1997-1998 Ministerio de Minas 1999-2000 Minercol - CNR
(*) : Regalías a octubre en 1998
(pr) preliminar en revisión
Elaboró : Subdirección de Información Minero Energética - Upme

Hidrocarburos

Petróleo y Derivados

**RESERVAS PROBADAS REMANENTES Y RELACIÓN RESERVAS /
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO 1996 - 2000**
Millones de barriles

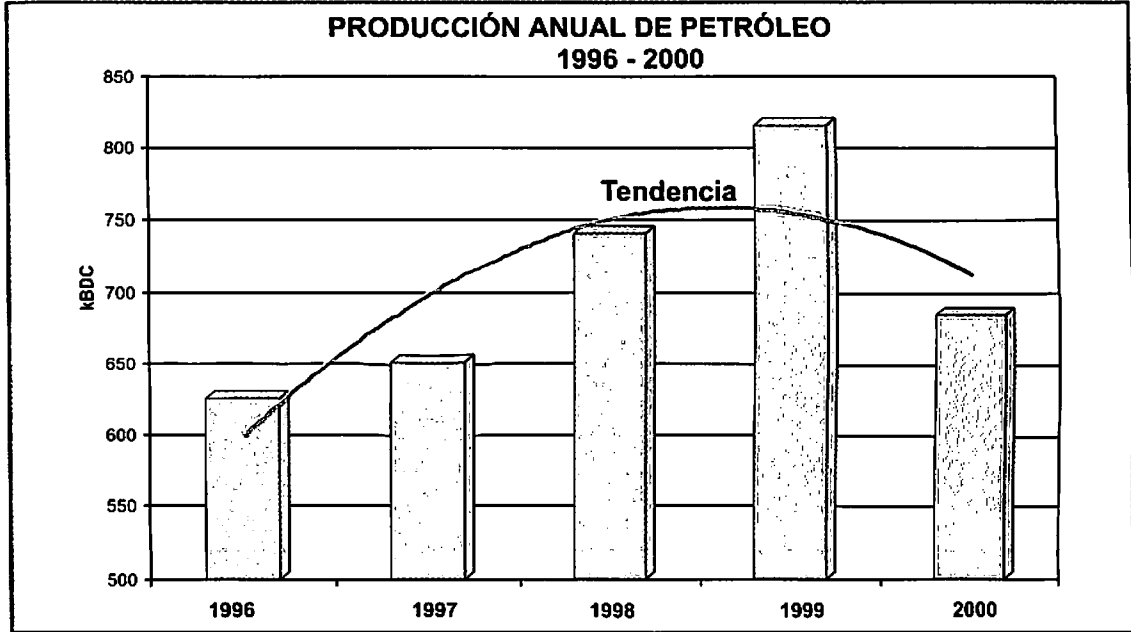
Contrato	1996	1997	1998	1999	2000
Asociación	2.177,0	1.985,0	1.909,1	1.713,8	1.223,3
Concesión	23,0	23,8	30,8	29,7	23,0
Ecopetrol	598,0	568,4	537,9	545,7	725,6
Total	2.798,0	2.577,2	2.477,8	2.289,2	1.971,9
Años de reservas	12,3	10,8	9,2	7,7	7,9



Fuente : Ecopetrol - Gerencia de Yacimientos, abril 6 de 2001.
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR DEPARTAMENTOS 1996 - 2000
Miles de barriles por día calendario

Departamento	1996	1997	1998	1999	2000
Antioquia	20,6	18,5	16,7	16,8	15,9
Arauca	191,9	161,9	128,2	128,0	93,3
Bolívar	6,4	5,9	5,3	5,2	6,2
Boyacá	5,3	5,3	4,3	4,9	5,0
Casanare	215,6	259,8	393,4	475,1	381,0
Cauca	4,4	4,3	2,5	1,9	1,4
Cesar	1,5	1,4	1,9	2,7	2,0
Cundinamarca	0,2	0,3	0,0	1,4	1,4
Huila	55,4	55,6	55,6	65,7	65,7
Meta	70,0	82,4	78,5	68,3	63,9
Nariño	0,3	0,3	0,2	0,3	0,0
Norte de Santander	4,9	4,4	5,6	3,9	3,7
Putumayo	15,8	16,2	13,2	11,6	9,5
Santander	23,3	22,3	22,7	20,8	20,1
Sucre	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tolima	9,4	13,8	13,0	9,3	15,4
Total	625,1	652,5	741,1	815,8	684,6

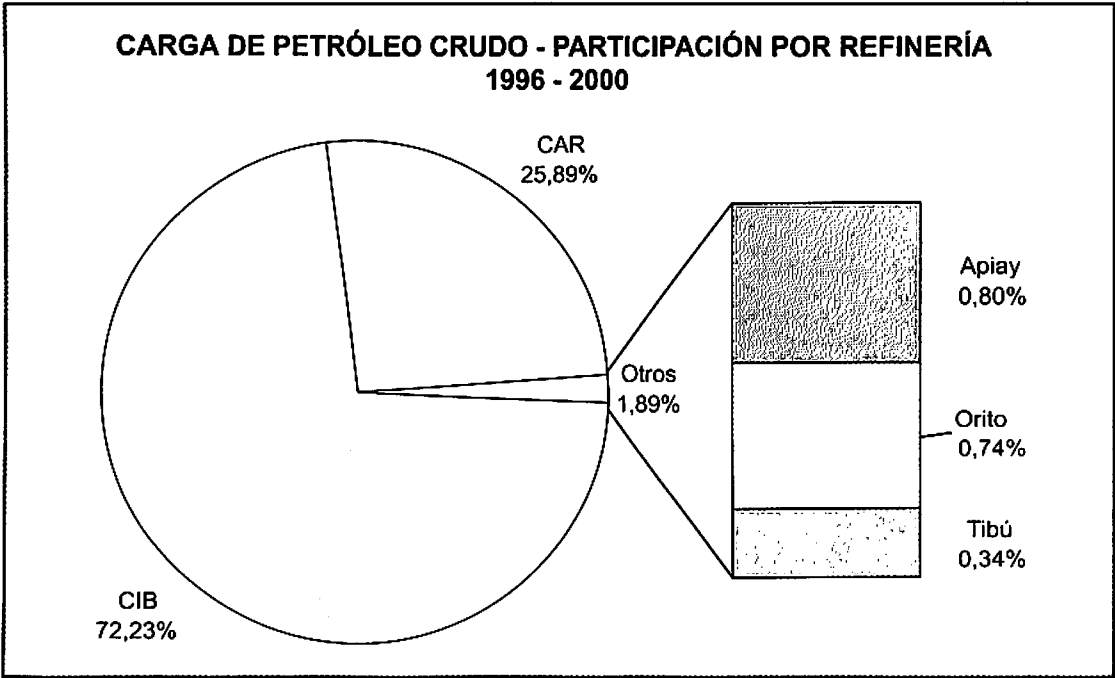


Fuente: Ministerio de Minas y Energía - D.G.H - marzo 7 de 2001
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

CARGA DE PETRÓLEO CRUDO A REFINERÍAS 1996 - 2000
Miles de barriles por día calendario

Años	CIB	CAR	Tibú	Apiay	Orito	Total
1996	199,43	74,76	1,21	2,22	2,39	280,02
1997	199,64	72,40	1,27	2,23	2,36	277,90
1998	200,07	74,95	1,24	2,19	2,00	280,45
1999	204,45	74,04	1,15	2,32	2,12	284,09
2000	217,18	69,70	0,00	2,39	1,57	290,85
Total	1.020,8	365,9	4,9	11,4	10,5	1.413,3

CARGA DE PETRÓLEO CRUDO - PARTICIPACIÓN POR REFINERÍA
1996 - 2000

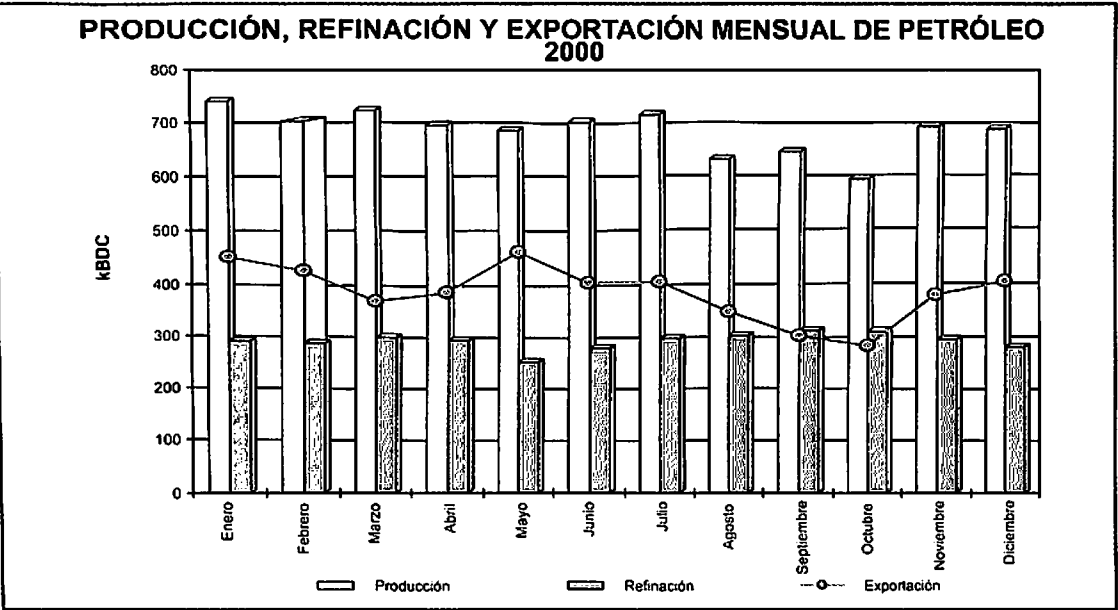


CIB: Complejo Industrial de Barrancabermeja
CAR: Refinería de Cartagena
Fuente: Ecopetrol - Estadísticas anuales 1996 - 2000
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

PRODUCCIÓN, REFINACIÓN Y EXPORTACIÓN MENSUAL DE PETRÓLEO 1996 - 2000
Miles de barriles por día calendario

Mes	Producción	Refinación	Exportación
1996	625,06	280,02	322,04
1997	652,48	277,90	344,67
1998	741,06	280,45	456,20
1999	815,82	284,09	515,45
2000	684,63	290,85	383,87
Enero	740,47	289,07	451,10
Febrero	702,65	285,42	425,05
Marzo	721,52	299,98	368,51
Abril	696,48	294,25	385,21
Mayo	686,11	251,15	461,07
Junio	703,90	279,54	403,74
Julio	714,29	296,77	404,55
Agosto	630,65	300,58	345,94
Septiembre	646,52	311,03	301,90
Octubre	593,02	308,78	282,23
Noviembre	693,19	293,70	376,60
Diciembre	688,01	280,05	401,06

PRODUCCIÓN, REFINACIÓN Y EXPORTACIÓN MENSUAL DE PETRÓLEO
2000



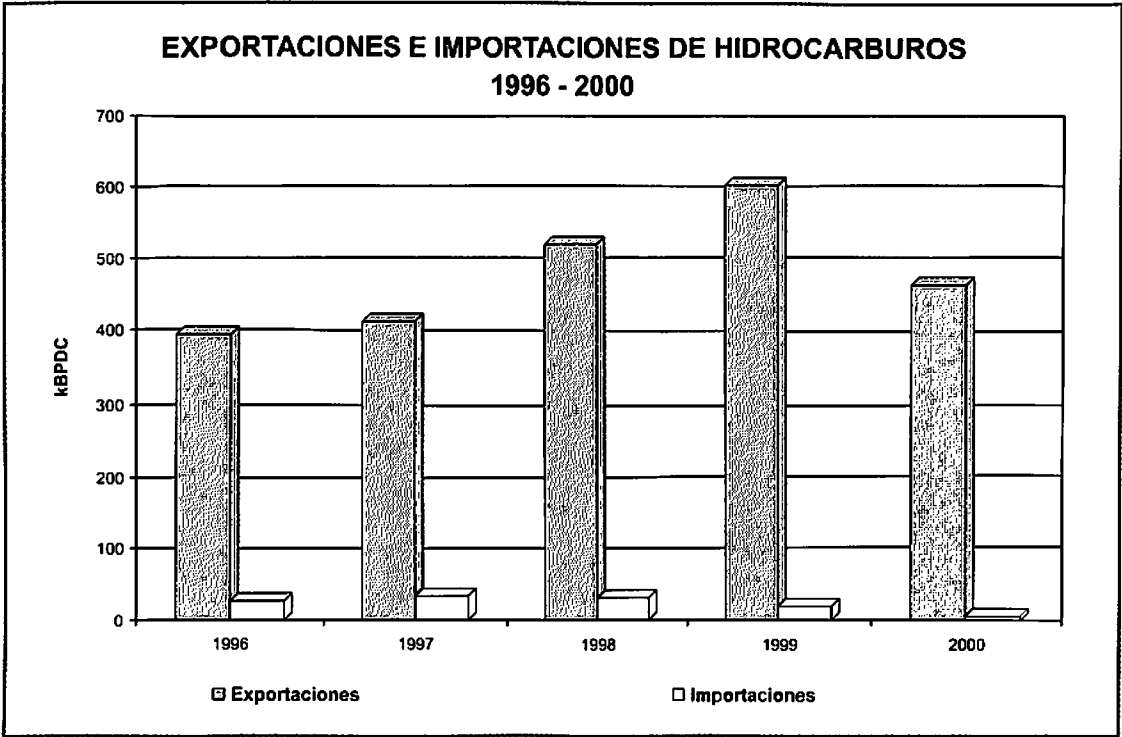
Fuente: Ecopetrol - Estadísticas anuales 1996 - 2000
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

EXPORTACIONES E IMPORTACIONES MENSUALES DE HIDROCARBUROS 1996 - 2000
Volumen
Miles de barriles por día calendario

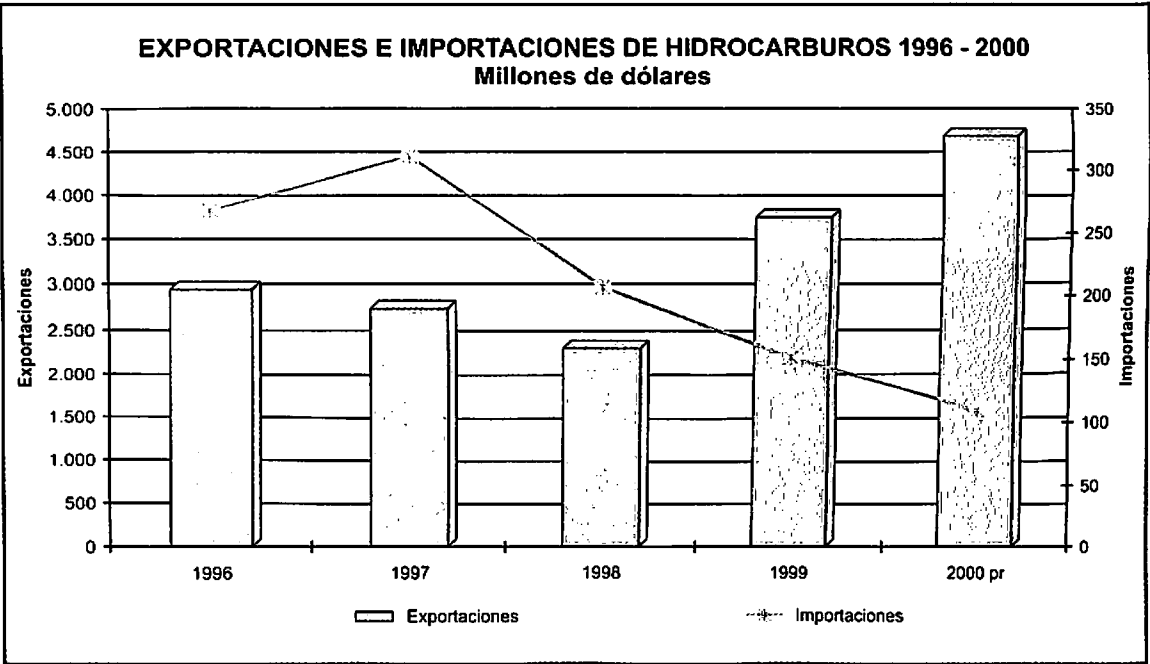
Mes	Exportaciones					Importaciones				
	1996	1997	1998	1999	2000	1996	1997	1998	1999	2000
Enero	364,27	359,76	425,69	588,41	533,07	44,65	52,32	22,48	13,78	0,29
Febrero	356,86	355,00	488,72	670,41	499,29	9,90	29,64	35,68	8,17	16,77
Marzo	419,97	414,13	495,09	611,85	456,27	40,13	19,42	35,94	15,31	31,92
Abril	437,62	475,24	495,39	574,67	471,59	20,63	23,53	24,73	8,89	0,44
Mayo	397,22	396,82	518,39	615,39	505,02	22,58	25,00	24,35	8,90	8,12
Junio	384,38	373,72	431,15	603,13	459,51	28,13	24,80	25,00	36,06	0,22
Julio	383,64	349,76	495,98	665,46	499,64	19,58	31,00	31,35	15,93	0,55
Agosto	340,64	419,24	525,56	598,89	436,85	18,00	42,68	23,97	26,48	0,62
Septiembre	421,59	343,64	521,01	579,95	382,53	15,70	44,10	42,30	26,83	0,41
Octubre	414,73	456,85	570,06	561,16	363,07	22,52	24,32	31,61	20,13	0,48
Noviembre	414,41	500,03	560,90	553,35	455,00	26,67	52,40	25,73	19,64	5,40
Diciembre	392,91	498,78	702,67	595,67	493,18	47,65	32,10	40,26	17,98	0,61
Total	394,00	412,26	519,66	601,22	462,95	26,47	33,44	30,25	18,20	5,47

EXPORTACIONES E IMPORTACIONES MENSUALES DE HIDROCARBUROS 1996 - 2000
Valor
Millones de dólares FOB

Mes	Exportaciones					Importaciones				
	1996	1997	1998	1999	2000 pr	1996	1997	1998	1999	2000
Enero	194,80	255,00	203,98	183,10	409,40	32,96	47,71	20,15	6,61	0,35
Febrero	177,85	201,57	181,16	202,80	386,20	6,90	21,11	20,24	3,74	16,84
Marzo	256,03	222,99	195,56	249,70	357,60	36,35	12,22	19,29	8,79	45,64
Abril	282,83	255,34	184,79	260,50	332,10	17,56	19,34	15,37	6,60	0,52
Mayo	246,65	194,67	204,59	265,20	417,70	20,51	20,60	16,02	6,32	9,98
Junio	225,97	203,80	141,71	286,10	385,20	21,13	19,13	14,95	20,65	0,29
Julio	217,63	184,69	179,71	353,60	406,90	21,95	24,44	18,68	12,19	10,73
Agosto	213,45	225,37	184,16	338,60	417,80	14,78	36,84	13,34	22,09	9,40
Septiembre	279,65	190,65	189,68	411,00	331,70	12,63	32,32	22,08	21,47	10,69
Octubre	296,98	255,10	219,40	364,40	329,20	19,52	18,88	18,53	15,83	0,61
Noviembre	264,60	278,93	191,14	363,00	433,00	21,56	36,98	12,89	14,88	5,25
Diciembre	294,46	265,23	218,15	478,90	362,51	42,25	22,44	16,90	14,63	0,71
Total	2.950,90	2.733,33	2.294,02	3.758,90	4.589,31	268,09	312,02	208,45	153,79	111,01



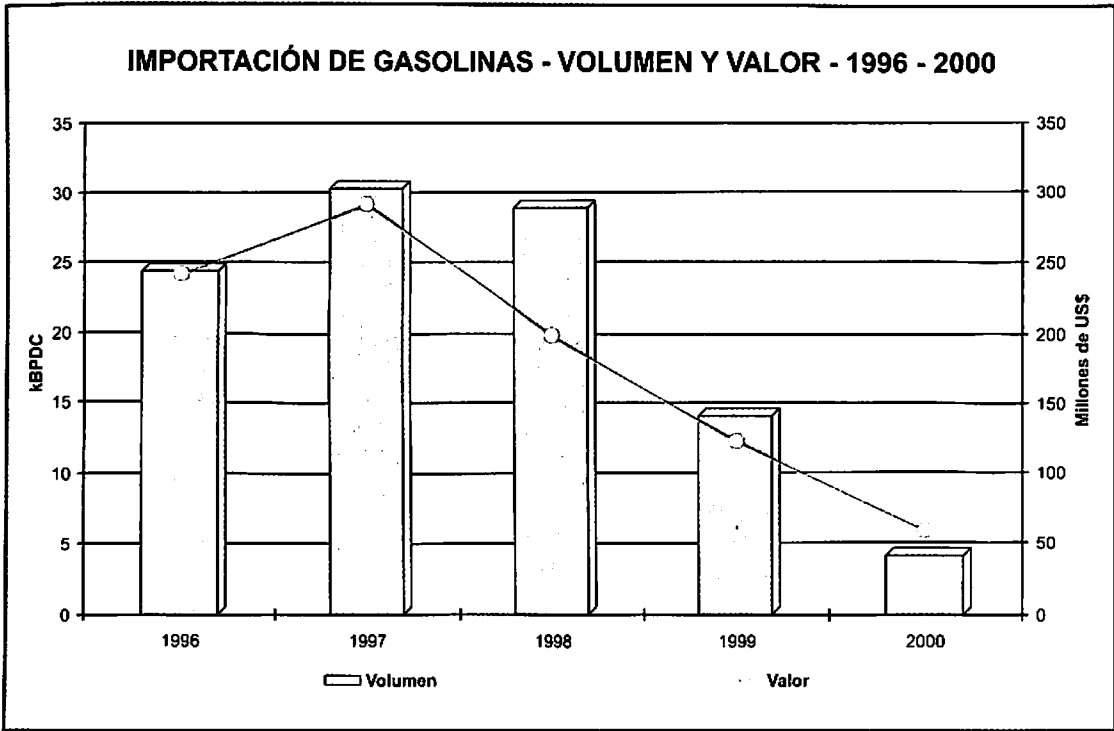
Fuente: Ecopetrol - Estadísticas anuales 1996 - 2000
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética



Fuente: Ecopetrol - Estadísticas anuales 1996 - 2000
El valor de las exportaciones de los años 1999 y 2000 son fuente revista Banco de la República, diciembre de 2000.
pr: Preliminar
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

IMPORTACIÓN MENSUAL DE GASOLINAS - VOLUMEN Y VALOR - 1996 - 2000

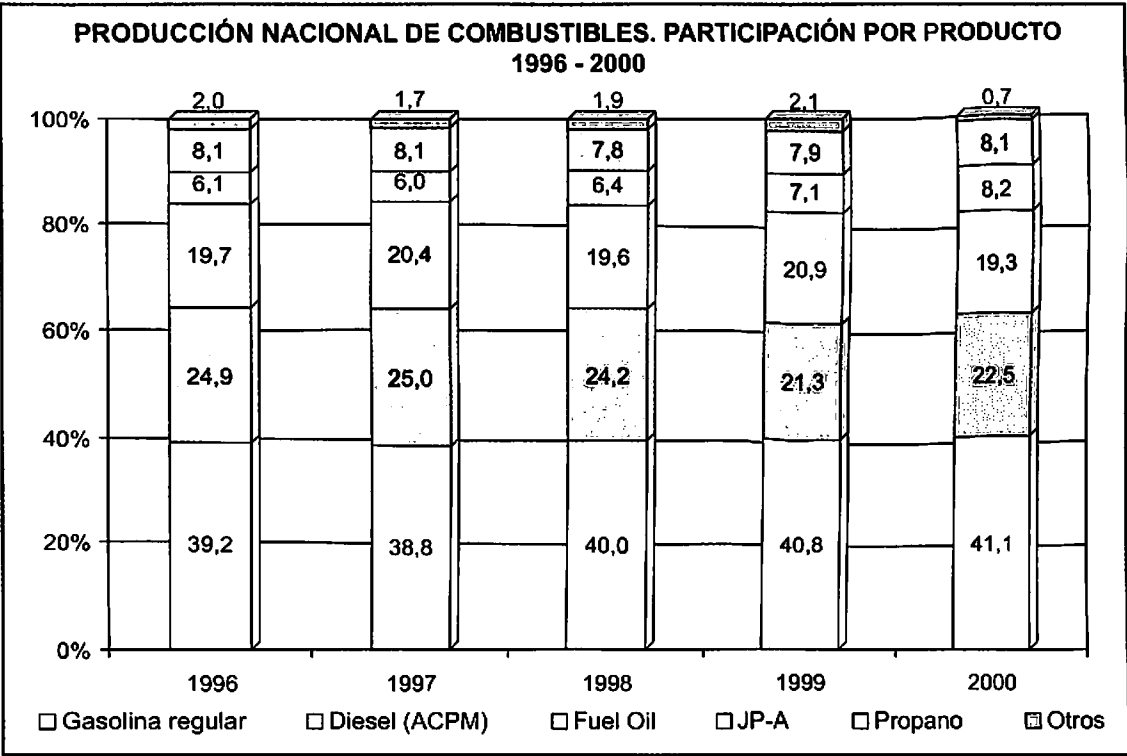
Mes	Volumen					Valor				
	Miles de barriles por día calendario					Millones de dólares				
	1996	1997	1998	1999	2000	1996	1997	1998	1999	2000
Enero	34,16	46,92	31,21	13,65	0,14	26,08	43,60	20,03	6,52	0,17
Febrero	9,59	25,64	35,32	7,62	16,50	6,63	20,69	19,96	3,41	16,51
Marzo	40,00	14,30	24,22	14,83	23,64	31,54	11,96	15,32	8,51	29,84
Abril	15,44	23,13	24,57	8,51	0,22	13,95	18,96	15,22	6,37	0,26
Mayo	22,44	24,87	23,90	8,56	7,78	20,26	20,47	15,65	6,09	9,65
Junio	26,11	24,47	24,60	24,08	0,09	20,73	18,85	14,65	15,76	0,13
Julio	23,72	30,87	31,20	15,52	0,14	19,10	24,30	18,54	11,91	0,22
Agosto	17,77	31,80	23,69	25,72	0,17	14,52	28,15	13,06	21,49	0,24
Septiembre	15,36	33,38	42,04	24,83	0,17	12,28	25,78	21,87	20,05	0,24
Octubre	22,15	23,91	31,29	8,62	0,00	19,08	18,45	18,25	7,94	0,00
Noviembre	16,10	52,26	24,41	8,88	0,12	14,42	36,83	12,15	7,14	0,17
Diciembre	46,78	31,55	29,87	7,57	0,16	41,34	21,94	12,89	6,89	0,21
Total	24,28	30,28	28,81	14,06	4,07	239,94	289,98	197,58	122,09	57,86



Fuente: Ecopetrol - Estadísticas anuales 1996 - 2000
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

PRODUCCIÓN NACIONAL DE COMBUSTIBLES 1996 - 2000
Barriles por día calendario

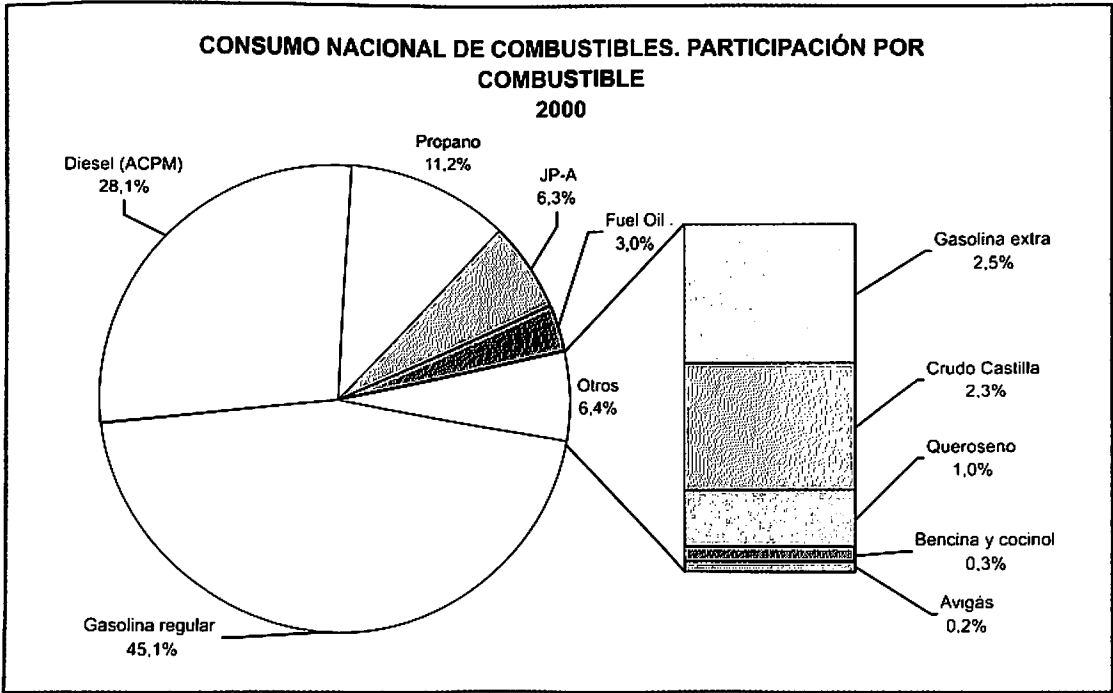
Producto	1996	1997	1998	1999	2000
Gasolina regular	105.418	103.006	105.127	111.246	113.162
Gasolina extra	0	0	0	0	910
Subtotal gasolina motor	105.418	103.006	105.127	111.246	114.072
Bencina y cocinol	867	885	1.812	2.325	119
Subtotal gasolinas	106.285	103.891	106.938	113.571	114.191
Diesel (ACPM)	67.023	66.480	63.586	58.106	61.928
Queroseno	4.173	3.232	2.809	2.904	584
JP-A	16.538	15.868	16.900	19.445	22.637
Subtotal destilados medios	87.734	85.581	83.295	80.455	85.149
Avigás	373	390	398	502	402
Propano	21.734	21.592	20.523	21.480	22.402
Subtotal blancos	216.126	211.454	211.154	216.008	222.144
Fuel Oil	52.967	54.056	51.394	56.979	53.172
Total	269.093	265.509	262.548	272.987	275.316



Otros: Incluye gasolina extra, queroseno, avigás, bencina y cocinol.
Fuente: Ecopetrol - Estadísticas anuales 1996 - 2000
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES 1996 - 2000
Barriles por día calendario

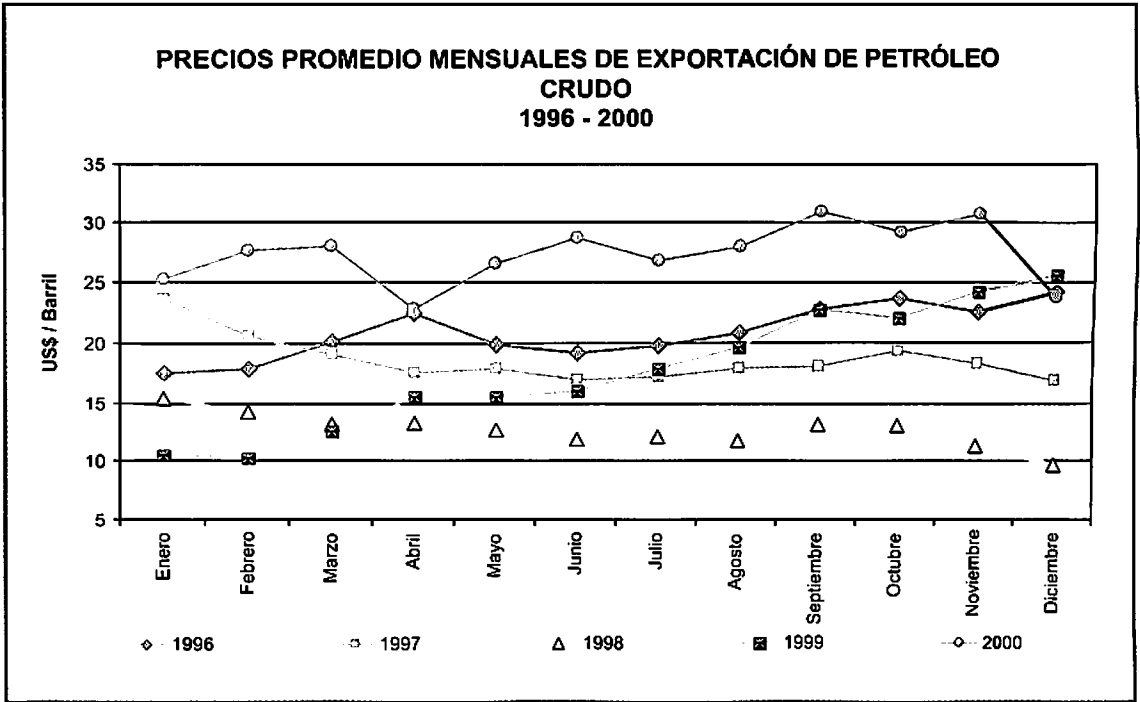
Producto	1996	1997	1998	1999	2000
Gasolina regular	117.334	120.117	117.012	105.488	97.278
Gasolina extra	11.536	10.913	12.524	9.678	5.447
Subtotal gasolina motor	128.870	131.031	129.535	115.166	102.725
Bencina y cocinol	870	611	418	382	583
Subtotal gasolinas	129.740	131.641	129.953	115.548	103.308
Diesel (ACPM)	58.151	60.308	60.026	53.581	60.494
Queroseno	3.275	15.212	2.510	2.631	2.257
JP-A	14.662	2.990	15.247	14.872	13.606
Subtotal destilados medios	76.088	78.510	77.783	71.085	76.358
Avigás	387	384	397	401	376
Propano	20.313	21.812	22.984	23.322	24.198
Subtotal blancos	226.528	232.347	231.118	210.356	204.240
Fuel Oil	2.126	3.610	3.238	1.971	6.363
Crudo Castilla	16.612	17.639	15.524	11.263	5.044
Subtotal negros	18.738	21.249	18.761	13.234	11.408
Total	245.266	253.597	249.879	223.590	215.648



Fuente: Ecopetrol - Estadísticas anuales 1996 - 2000
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

PRECIOS PROMEDIO MENSUALES DE EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO 1996 - 2000
US\$ / barril

Mes	1996	1997	1998	1999	2000
Enero	17,54	23,59	15,44	10,50	25,23
Febrero	17,87	20,56	14,26	10,31	27,65
Marzo	20,12	19,06	13,15	12,61	27,98
Abril	22,41	17,50	13,31	15,52	22,87
Mayo	19,87	17,85	12,76	15,58	26,62
Junio	19,14	16,91	11,90	15,99	28,69
Julio	19,79	17,14	12,13	17,83	26,78
Agosto	20,81	17,84	11,80	19,67	27,98
Septiembre	22,71	18,05	13,23	22,64	30,96
Octubre	23,60	19,27	13,09	21,96	29,19
Noviembre	22,50	18,20	11,33	24,18	30,65
Diciembre	24,25	16,82	9,72	25,58	23,73
Total	20,88	18,57	12,68	17,70	27,36

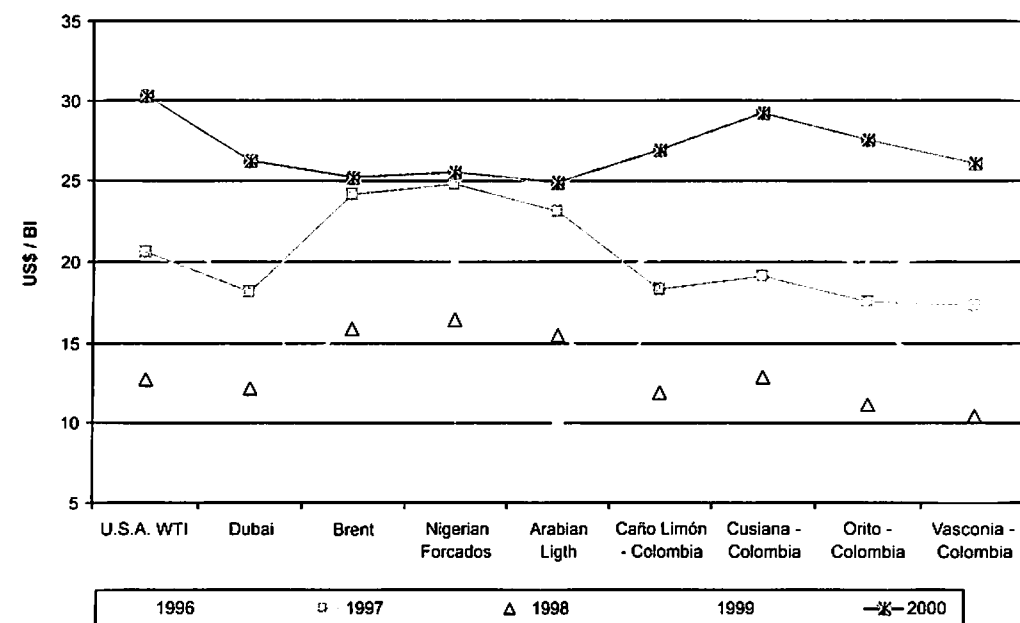


Fuente: Ecopetrol - Estadísticas anuales 1996 - 2000 - Bloomberg - Platt's
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

PRECIOS PROMEDIO SPOT DEL PETRÓLEO CRUDO 1996 - 2000 US\$ / barril

Crudo	1996	1997	1998	1999	2000
U.S.A. WTI	22,12	20,61	12,78	19,34	30,30
Dubai	18,56	18,13	12,16	17,29	26,23
Brent	19,37	24,05	15,89	10,44	25,10
Nigerian Forcados	19,70	24,75	16,50	10,40	25,50
Arabian Ligth	18,20	22,98	15,50	10,03	24,78
Caño Limón - Colombia	20,41	18,31	11,92	16,24	26,85
Cusiana - Colombia	22,05	19,08	12,91	17,53	29,23
Orito - Colombia	19,63	17,55	11,13	16,00	27,50
Vasconia - Colombia	20,78	17,27	10,42	12,73	25,99

PRECIOS PROMEDIO SPOT DEL PETRÓLEO CRUDO 1996 - 2000



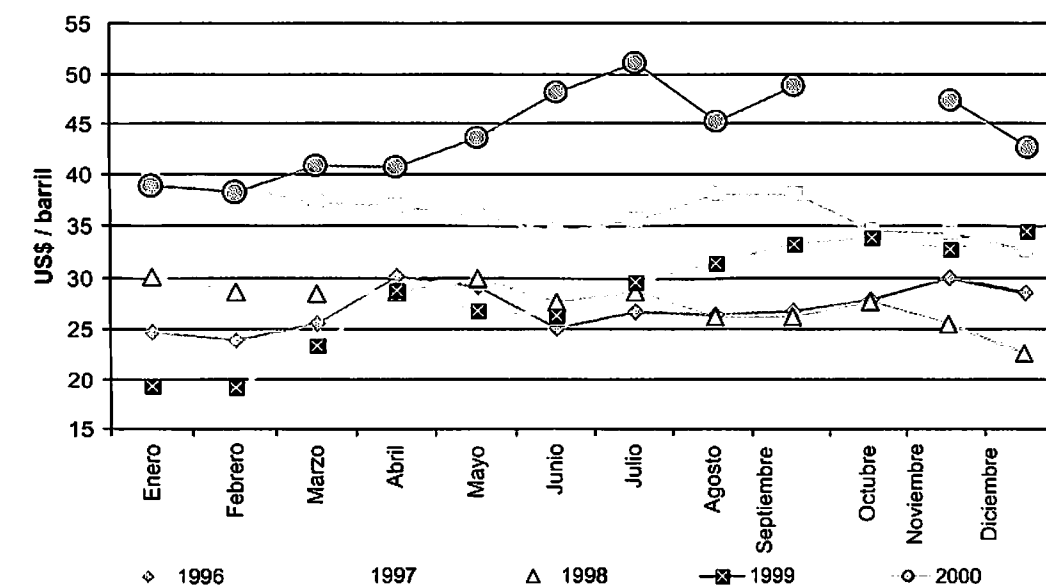
Fuente: Ecopetrol - Platt's - EIA

Elaboró: Upme - Subdirección de Información Minero Energética

PRECIOS PROMEDIO MENSUALES DE IMPORTACIÓN DE GASOLINA 1996 - 2000 US\$ / barril

Mes	1996	1997	1998	1999	2000
Enero	24,63	39,98	30,05	19,26	38,85
Febrero	23,85	38,58	28,64	19,02	38,09
Marzo	25,44	37,05	28,44	23,30	40,72
Abril	30,11	36,84	28,54	28,76	40,60
Mayo	29,13	35,77	29,88	26,79	43,53
Junio	25,03	34,59	27,57	26,28	48,12
Julio	26,69	35,50	28,58	29,59	51,06
Agosto	26,37	38,00	26,21	31,43	45,14
Septiembre	26,65	37,91	26,13	33,20	48,84
Octubre	27,79	34,51	27,55	33,78	NA
Noviembre	29,85	34,24	25,41	32,70	47,37
Diciembre	28,51	32,46	22,53	34,51	42,59
Total	27,00	36,29	27,46	28,22	44,08

PRECIOS PROMEDIO MENSUALES DE IMPORTACIÓN DE GASOLINAS 1996 - 2000



Fuente: Ecopetrol - Estadísticas anuales 1996 - 2000

NA: No aplica

En el mes de octubre no se realizaron importaciones de gasolina.

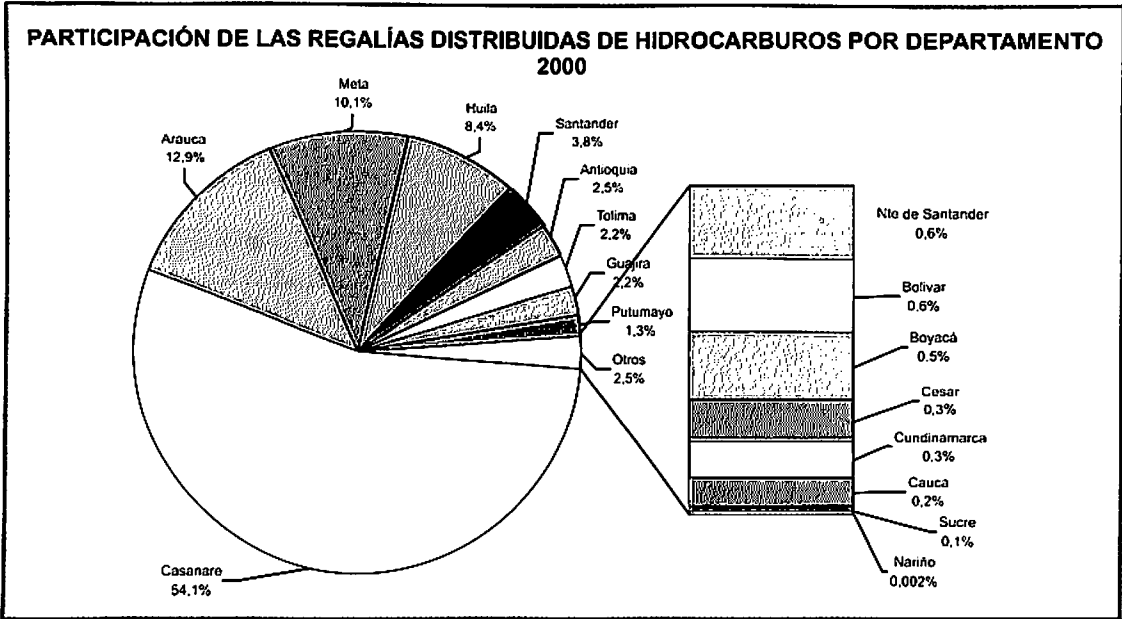
Elaboró: Upme - Subdirección de Información Minero Energética

REGALÍAS DISTRIBUIDAS POR LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS
Millones de pesos corrientes

Departamento	1996	1997	1998	1999	2000 (pr)
Antioquia	19.430	17.657	16.791	27.505	49.656
Arauca	161.359	137.801	108.778	165.821	260.979
Bolívar	4.494	4.872	4.428	6.546	11.161
Boyacá	3.490	3.422	3.508	5.404	10.570
Casanare	185.292	233.795	242.647	660.741	1.093.696
Cauca	4.542	4.299	2.193	2.836	4.371
Cesar	1.403	1.325	1.225	2.248	6.434
Cundinamarca	0	0	30	2.395	5.634
La Guajira	18.123	25.307	29.854	30.196	44.019
Huila	43.550	44.005	41.324	84.333	169.213
Meta	51.807	62.608	63.507	92.078	204.259
Nte de Santander	4.801	4.833	5.101	6.666	11.500
Nariño	240	236	195	414	50
Putumayo	11.640	13.562	11.135	16.349	27.022
Santander	28.877	28.616	31.383	43.548	76.599
Sucre	1.709	2.725	2.214	1.407	1.124
Tolima	8.338	12.725	10.365	13.393	45.473
Total	549.094	597.789	574.677	1.161.880	2.021.759

Hidrocarburos

.....

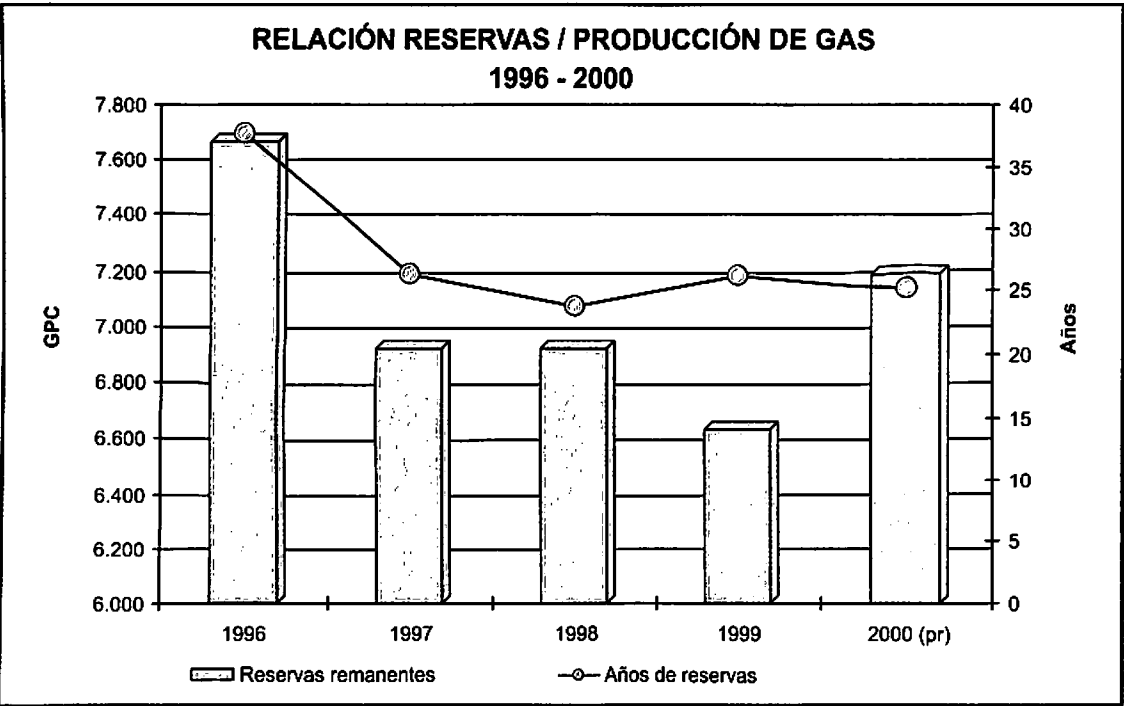


Gas combustible

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - DGH, marzo 8 de 2001.
El valor de las regalías para el año 2000 subió ostensiblemente debido a la TRM y a la cotización del barril de crudo internacionalmente.
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

RESERVAS REMANENTES Y RELACIÓN RESERVAS / PRODUCCIÓN DE GAS 1996 - 2000
GPC

Contrato	1996	1997	1998	1999	2000 (pr)
Ecopetrol	677	182	193	109	229,8
Asociación	6.990	6.746	6.735	6.532	6.959,7
Total	7.667	6.928	6.928	6.641	7.189,5
Años de reservas	38	27	24	26	25



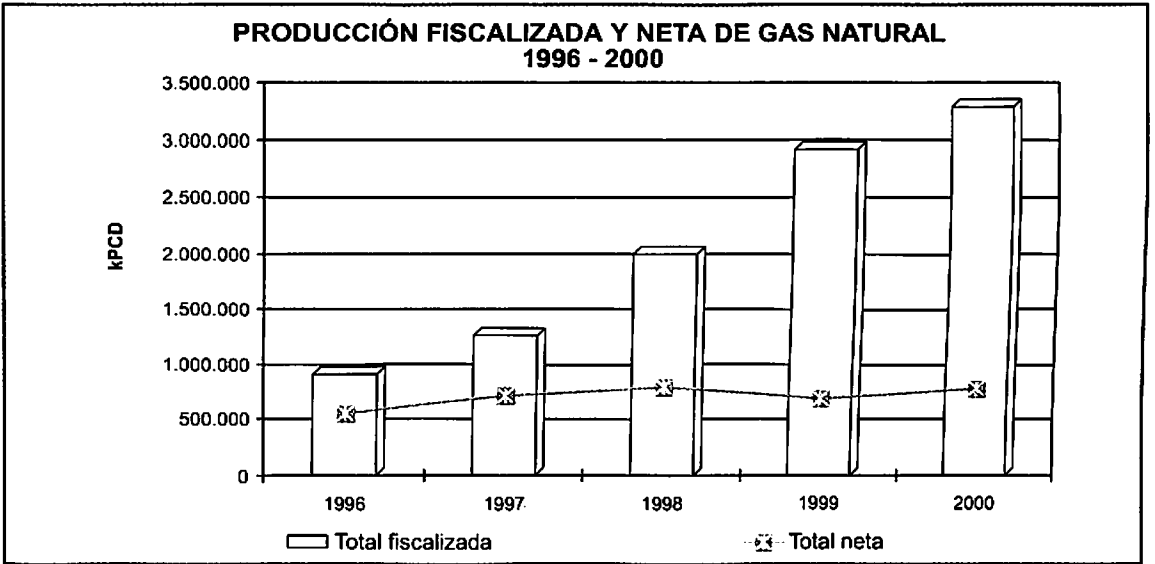
(pr): Preliminar

Fuente: Ecopetrol - Informe Memorias al Congreso, abril 23 de 2001

Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y NETA DE GAS NATURAL POR DEPARTAMENTO 1996 - 2000
Miles de pies cúbicos por día calendario

Departamento	1996	1997	1998	1999	2000
Antioquia	5.832	5.288	2.527	3.903	4.778
Arauca	1.055	908	292	687	502
Bolívar	4.792	3.476	3.235	4.398	4.988
Boyacá	1.374	1.578	1.128	1.237	1.233
Casanare	373.936	606.556	1.375.621	2.315.435	2.639.161
Cauca	48	50	26	54	53
Cesar	397	2.092	101	3.105	2.388
Cundinamarca	23	132	0	411	310
La Guajira	323.649	431.723	428.727	386.386	467.528
Huila	21.820	19.789	15.712	35.263	34.200
Meta	15.184	18.433	20.583	20.266	19.442
Nariño	3.986	3.232	1.511	1.110	105
Norte de Santander	7.594	7.311	7.580	5.074	5.080
Putumayo	19.508	19.864	20.007	17.618	13.086
Santander	95.047	88.033	91.662	82.988	74.182
Sucre	30.814	41.555	31.123	21.979	11.369
Tolima	3.582	8.755	7.096	8.794	13.395
Total fiscalizada	908.640	1.258.777	2.006.934	2.908.705	3.291.800
Total neta	555.611	716.234	794.554	689.030	781.719



Producción fiscalizada: sin descontar gas lift y gas reinyectado.

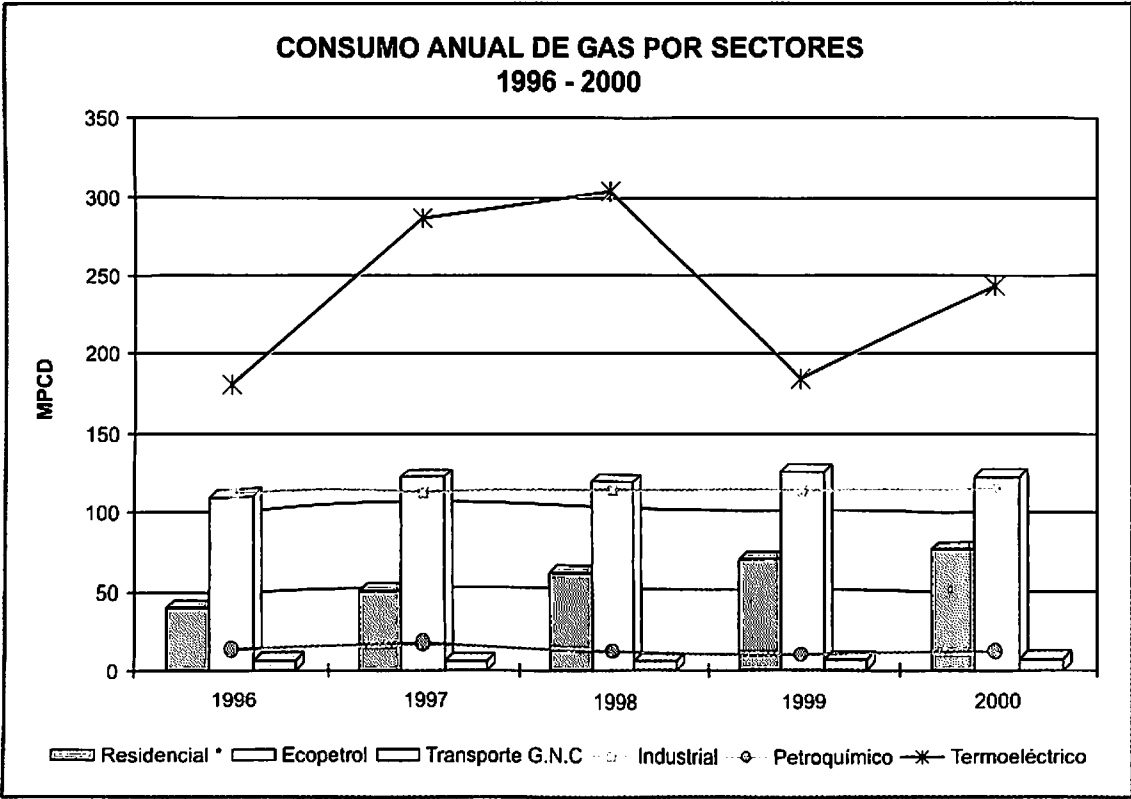
Producción neta: descontando gas lift y gas reinyectado.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - 2001

Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES 1996 - 2000
MPCD

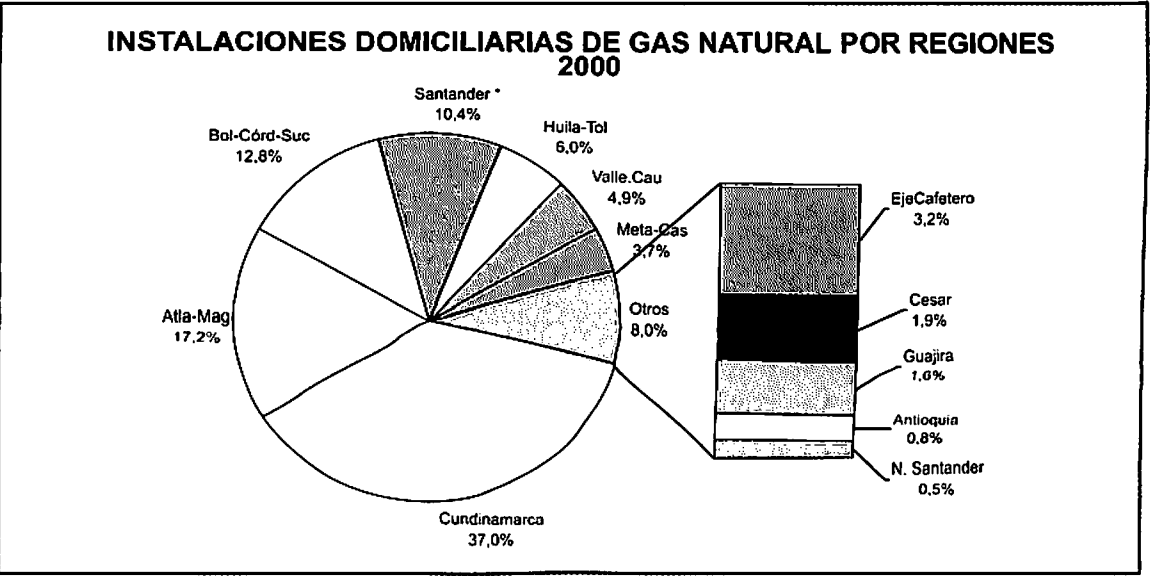
Sector	1996	1997	1998	1999	2000
Residencial *	39,6	48,4	59,7	70,0	76,9
Ecopetrol	109,3	117,3	115,8	124,5	122,6
Transporte G.N.C	5,6	5,9	6,0	6,3	7,1
Industrial	112,1	104,9	109,9	113,1	115,9
Petroquímico	11,7	15,6	11,7	9,5	10,7
Termoeléctrico	180,3	286,5	303,9	183,8	243,3
Total	458,6	578,6	607,1	507,3	576,6



* Incluye comercial
Fuente: Ecopetrol - Estadísticas anuales 1996 - 2000
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

NÚMERO DE INSTALACIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL POR REGIONES
1996 - 2000

Regiones	Instalaciones domiciliarias				
	Dío. 31 / 96	Dic. 31 / 97	Dic. 31 / 98	Dic. 31 / 99	Dic. 31 / 00
La Guajira	19.675	24.789	28.691	31.521	35.076
Atlántico - Magdalena	237.967	275.758	313.113	347.626	370.981
Bolívar - Córdoba - Sucre	217.462	239.023	254.146	265.842	277.852
Cesar	15.833	27.363	32.785	36.830	41.618
Santander *	199.215	211.069	218.828	225.461	* 224.435
Huila - Tolima	61.253	66.386	72.689	93.603	129.713
Norte de Santander	6.136	7.788	9.545	10.411	10.411
Meta - Casanare	51.594	60.296	68.268	70.829	79.202
Cundinamarca	321.389	428.234	577.657	705.060	800.265
Valle del Cauca	0	0	24.970	67.385	105.775
Eje Cafetero	0	0	17.893	37.414	69.165
Antioquia	0	0	0	6.970	17.791
Total País	1.130.524	1.340.706	1.618.585	1.898.952	2.162.284



Nota: a partir del año 1999, Soacha está incluida en las instalaciones de Santa Fe de Bogotá
*: En revisión
Fuente: Ecopetrol - Estadísticas anuales 1996 - 2000
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

POBLACIONES CONECTADAS A LA RED DE GAS NATURAL
A diciembre 31 de 2000

Gasoducto	Distribuidor	Población	Departamento
Ballena - Barrancabermeja	Gases de La Guajira	Barrancas	La Guajira
		El Molino	La Guajira
		Fonseca	La Guajira
		Hatonuevo	La Guajira
		Villanueva	La Guajira
		Papayal	Cesar
		San Juan del Cesar	Cesar
		Urumita	Cesar
	Gases del Caribe	La Paz	Cesar
		Valledupar	Cesar
Centro Oriente	Gas Natural del Cesar - Gasnacer	Aguachica	Cesar
		Codazzi	Cesar
		Curumani	Cesar
		Gamarra	Cesar
		San Alberto	Cesar
		San Diego	Cesar
		La Jagua	Cesar
		El Banco	Magdalena
	Alcanos del Huila	Alpe	Huila
		Guacirco	Huila
		Nelva	Huila
		Guamo	Tolima
		Ibagué	Tolima
		Natagaima	Tolima
		Chicoral	Tolima
		Gualanday	Tolima
Mariquita - Cali	Gases de Barrancabermeja	Barrancabermeja	Santander
		Simijaca	Cundinamarca
		Ubaté	Cundinamarca
		Cogua	Cundinamarca
	Gas Natural del Centro	Manizales	Caldas
		Chinchiná	Caldas
	Gases del Risaralda	Villamaría	Caldas
		Balboa	Risaralda
		Dos Quebradas	Risaralda
		La Celia	Risaralda
Mariquita - Cali	Gases del Risaralda	La Virginia	Risaralda
		Pereira	Risaralda
	Gases del Quindío	Armenia	Quindío
		Circasla	Quindío
		La Tebaida	Quindío

POBLACIONES CONECTADAS A LA RED DE GAS NATURAL
A diciembre 31 de 2000
(Continuación)

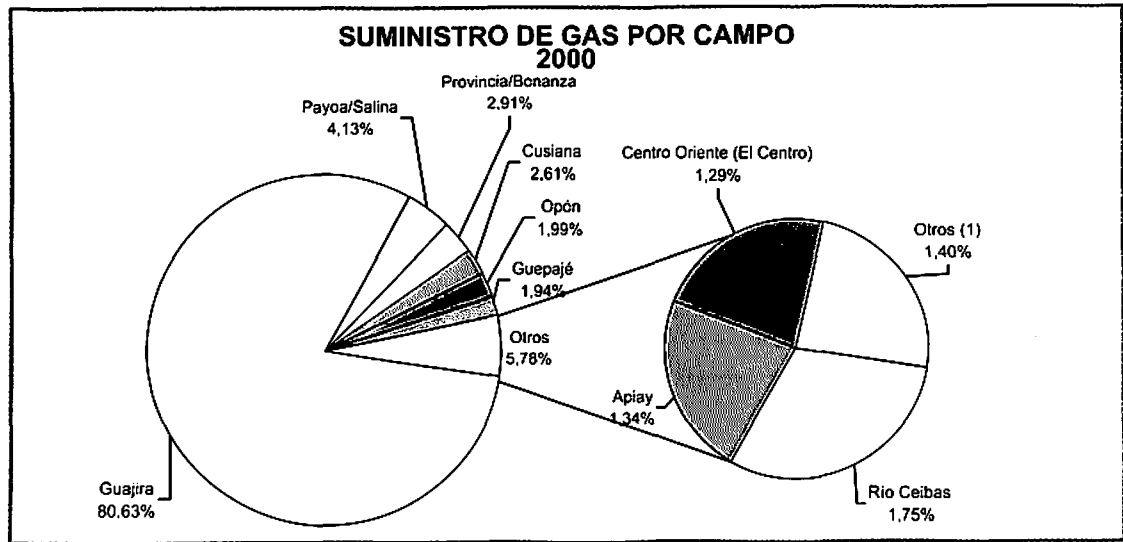
Gasoducto	Distribuidor	Población	Departamento
Mariquita - Cali	Gases del Norte del Valle	Ginebra	Valle
		Jamundi	Valle
		Palmira	Valle
Buga		Valle	
Guacarí		Valle	
Pradera		Valle	
Yumbo		Valle	
Tuluá		Valle	
Andalucía		Valle	
Candelaria		Valle	
Bugalagrande		Valle	
	Gases de Occidente	Cali	Valle
Cusiana - Apiay - Bogotá	Madigas	Acacias	Meta
	Llanogas	Cumará	Meta
		Pompeya	Meta
		Ciudad Porfía	Meta
		Restrepo	Meta
		Villavicencio	Meta
		Cáqueza	Cundinamarca
		Fosca	Cundinamarca
Guayabetal		Cundinamarca	
Quetame	Cundinamarca		
Une	Cundinamarca		
Chipaque	Cundinamarca		
	Gases del Cusiana	Monterrey	Casanare
	Gas Natural S.A.	Usme	Cundinamarca
Boyacá - Santander	Gas Natural Cundiboyacense	Santa Rosa de Viterbo	Boyacá
		Cerinza	Boyacá
		Belén	Boyacá
Morichal - Yopal	Gases del Cusiana	Yopal	Casanare
Güepajé - Corozal	Surtigás	Corozal	Sucre

Fuente: Ecogas, mayo 2001
Elaboró : Upme - Subdirección de Información Minero Energética

SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR CAMPO 1996 - 2000
Millones de pies cúbicos por día calendario

Campo	1996	1997	1998	1999	2000
Apiay	9,20	10,10	11,06	10,04	7,72
Cantagallo	2,22	1,97	1,79	2,00	1,76
Centro Oriente (El Centro)	8,66	10,65	6,56	6,22	7,48
Cerrito 1	0,54	0,62	0,66	0,73	0,87
Cicuco	0,00	0,09	0,09	0,04	0,00
DAM *	2,67	1,84	1,45	1,74	0,54
Llanito	2,07	1,74	1,67	1,57	1,34
Provincia/Bonanza	36,19	30,15	26,95	22,22	16,80
Subtotal Directa	61,54	57,17	50,23	44,56	36,50
Cusiana	7,76	13,94	15,01	14,51	15,11
Gas Casanare	0,13	0,13	0,22	0,21	0,09
Guajira	323,07	430,07	430,00	372,82	466,10
Guepajé	30,81	41,57	31,04	22,40	11,24
Montañuelo	0,55	2,75	3,00	3,71	3,31
Opón	0,00	0,0	51,38	18,94	11,52
Palermo	1,50	1,56	1,43	4,29	0,00
Payoa/Salina	33,20	34,28	30,56	25,29	23,87
Río Ceibas	0,00	0,00	0,00	0,00	10,11
Toqui-Toqui	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19
Subtotal Asociación	397,01	524,31	562,63	462,17	541,56
Total	458,55	581,47	612,87	506,74	578,06

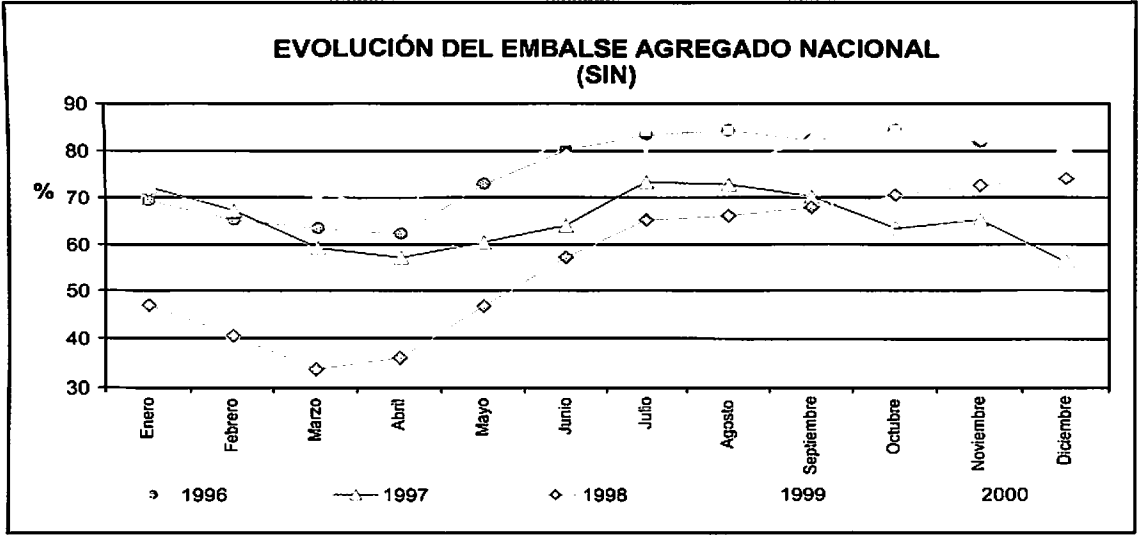
Energía Eléctrica



Otros (1): incluye Montañuelo, Cantagallo, Llanito, Cerrito 1, DAM*, Toqui-Toqui, Casanare, Cicuco y Palermo
DAM*: Distrito del Alto Magdalena
Fuente: Ecopetrol - Estadísticas anuales 1996 - 2000
Elaboró: Upme - Subdirección de Información Minero Energética

EVOLUCIÓN MENSUAL DEL EMBALSE AGREGADO NACIONAL 1996-2000
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (%)

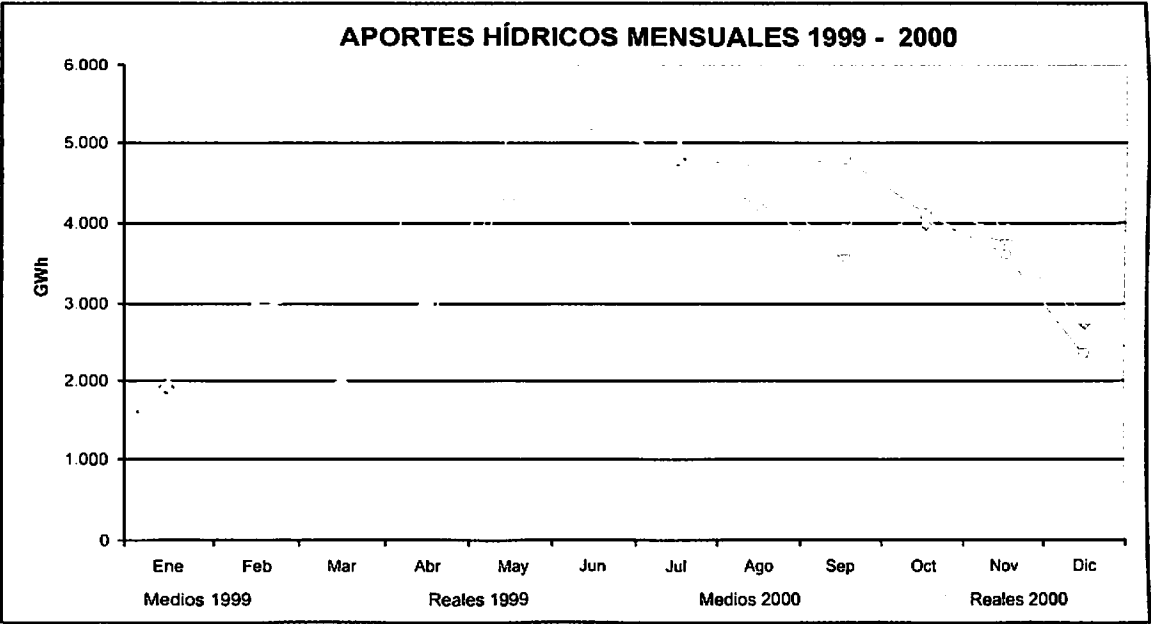
Mes	1996	1997	1998	1999	2000
Enero	69,00	72,00	46,97	71,94	76,24
Febrero	65,00	67,00	40,31	73,05	73,70
Marzo	63,00	59,00	33,64	70,93	70,40
Abril	62,00	57,00	36,00	76,21	68,40
Mayo	72,44	60,23	46,53	75,81	75,65
Junio	80,01	63,72	56,97	78,57	81,78
Julio	83,12	73,30	64,82	78,77	83,72
Agosto	84,00	72,53	65,65	77,48	84,20
Septiembre	82,00	69,95	67,63	81,87	84,37
Octubre	84,00	63,23	70,28	83,34	84,10
Noviembre	81,48	64,73	72,35	82,67	84,07
Diciembre	80,00	55,94	73,75	80,71	79,37
Promedio año	75,50	64,89	56,24	77,61	78,83



Fuente: ISA - Gerencia de Información, febrero 2001
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

APORTES HÍDRICOS MENSUALES 1999 - 2000
GWh

Mes	1999			2000		
	Aportes Medios Históricos (a)	Aportes Hídricos Reales (b)	Variación (b/a)	Aportes Medios Históricos (a)	Aportes Hídricos Reales (b)	Variación (b/a)
Enero	1.907	2.604	37%	1.946	2.085	7%
Febrero	1.557	2.981	92%	1.653	2.211	34%
Marzo	1.957	3.067	57%	2.001	2.470	23%
Abril	2.999	4.397	47%	3.071	2.674	-13%
Mayo	4.307	4.119	-4%	4.424	5.161	17%
Junio	4.567	4.502	-1%	4.716	5.236	11%
Julio	4.804	3.315	-31%	4.976	4.802	-3%
Agosto	4.190	3.189	-24%	4.337	4.724	9%
Septiembre	3.595	3.936	10%	3.726	4.796	29%
Octubre	3.988	4.878	22%	4.140	4.106	-1%
Noviembre	3.789	3.878	2%	3.922	3.617	-8%
Diciembre	2.741	3.448	26%	2.835	2.351	-17%
Total	40.400	44.314	10%	41.749	44.232	6%



Fuente: ISA - enero 2001
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

EVOLUCIÓN DE RESERVAS HÍDRICAS POR EMBALSE (1) GWh Sistema Interconectado Nacional 2000

Región	Embalse	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Antioquia	Miraflores	227,43	212,86	171,43	164,99	197,17	236,06	238,59	240,63	225,31	236,23	239,78
	Peñol	4.407,74	4.423,79	4.432,96	4.462,75	4.529,11	4.554,25	4.494,81	4.474,20	4.519,97	4.460,46	4.338,90
	Playas	102,08	110,09	110,61	110,61	109,71	107,17	107,17	73,05	113,21	111,77	106,54
	Punchina	63,37	56,88	69,15	69,37	69,29	67,90	34,56	70,16	71,87	70,16	66,95
	Riogrande 2	295,66	288,22	233,86	243,19	289,00	267,27	306,95	290,66	249,03	284,75	310,10
San Lorenzo	San Lorenzo	358,95	361,71	365,47	373,23	384,13	388,94	379,10	386,44	391,08	380,15	373,23
	Troneras	47,72	50,17	49,07	54,54	54,25	53,67	59,50	55,33	67,71	64,44	58,57
	Subtotal	5.500,88	5.500,66	5.432,55	5.478,68	5.632,67	5.675,26	5.620,67	5.590,48	5.638,16	5.607,96	5.494,07
Caribe	Urra 1	0,00	123,10	185,51	88,67	110,33	126,14	165,79	153,37	172,64	197,78	198,17
	Subtotal	0,00	123,10	105,51	88,67	110,33	126,14	165,78	153,37	172,64	197,78	198,17
Centro	Agregado Bogotá	1.555,69	1.501,73	1.479,47	1.456,16	1.476,26	1.558,07	1.658,68	1.755,71	1.851,27	1.880,54	1.942,30
	Betania	153,64	162,54	152,53	146,90	199,33	148,44	126,45	160,19	122,61	107,48	134,70
	Muña	171,65	171,22	174,66	164,99	172,59	172,50	169,12	170,38	171,22	159,95	154,38
	Prado	44,87	40,17	59,34	55,04	46,40	41,98	35,88	30,45	31,30	31,54	38,08
	Subtotal	1.925,85	1.875,66	1.866,00	1.823,09	1.856,49	1.920,99	1.990,12	2.116,74	2.176,40	2.199,51	2.268,38
Oriente	Chuzá	667,19	600,11	534,41	528,19	692,29	781,75	812,63	825,03	766,66	744,10	733,42
	Esmeralda	720,37	569,63	436,82	344,93	556,64	905,26	1.036,89	1.064,62	1.076,14	1.046,75	1.058,32
	Guavio	1.736,24	1.536,93	1.368,87	1.228,86	1.762,46	2.079,97	2.159,48	2.195,54	2.173,50	2.177,61	2.172,76
	Subtotal	3.123,80	2.706,67	2.340,10	2.099,98	3.011,39	3.766,97	4.009,00	4.085,19	4.016,30	3.968,46	3.964,50
Valle	Antiochicaya	21,24	33,50	20,33	24,39	33,88	30,11	29,98	17,84	30,74	32,07	18,94
	Calima 1	206,10	185,09	134,38	178,93	202,39	208,01	214,13	193,61	187,43	191,54	212,63
	Salvajina	154,52	150,38	143,60	121,20	153,74	162,70	143,25	85,04	46,31	41,18	65,63
	Subtotal	381,86	368,97	348,31	324,52	390,01	400,82	387,36	296,49	264,48	264,79	297,20
Total		10.932,39	10.575,06	10.082,47	9.814,94	11.000,89	11.890,18	12.172,94	12.242,27	12.267,88	12.228,50	12.223,32

Fuente: ISA, enero 2001.

Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

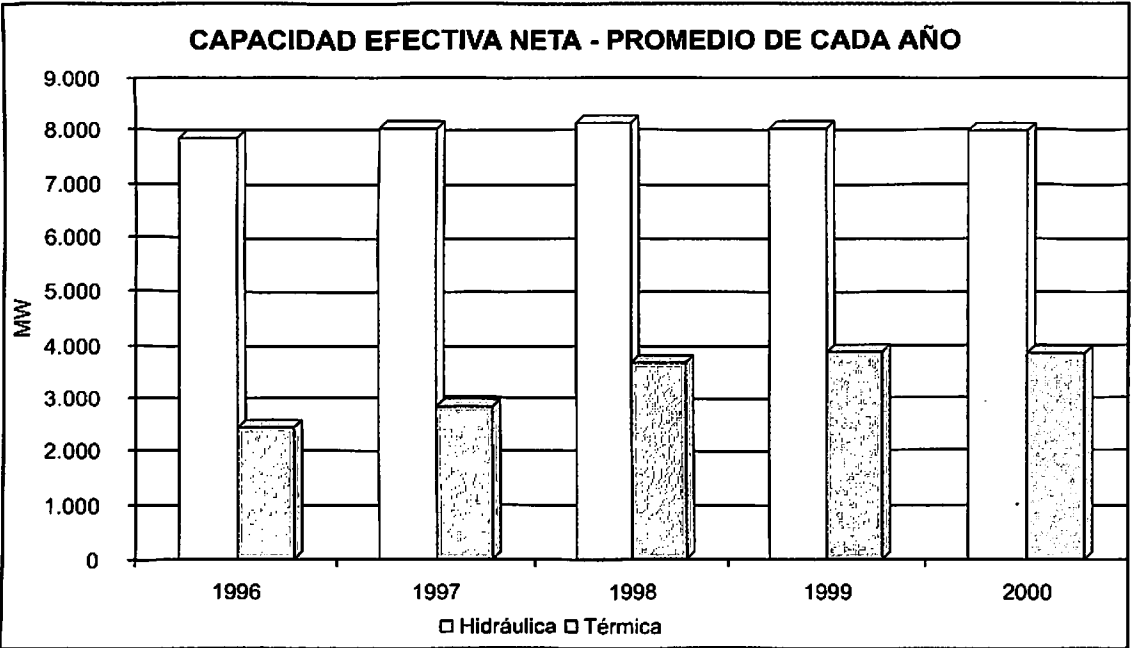
CAPACIDAD EFECTIVA NETA MW Sistema Interconectado Nacional Dic 31-2000 Plantas Despachadas Centralmente

Agente Administrador	Capacidad Efectiva Neta MW		
	Térmica	Hidráulica	Total
CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA S.A.		540,0	540,0
BETANIA		540,00	
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A.	51,0	165,0	216,0
SAN FRANCISCO		135,0	
ESMERALDA		30,0	
TERMOTORADA	51,0		
CHIVOR S.A. E.S.P.		750,0	750,0
CHIVOR		750,0	
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA LAS FLORES S. A.	399,0		399,0
FLORES	399,0		
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DE LA COSTA ATLÁNTICA	1.177,0		1.177,0
TEBSA	750,0		
BARRANQUILLA	125,0		
GUAJIRA	302,0		
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	151,0		151,0
PALENQUE	14,0		
BARRANCA	137,0		
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.		49,0	49,0
PRADO IV		5,0	
PRADO		44,0	
EMGESA S.A. E.S.P.	222,0	2.274,0	2.496,0
SALTO		127,0	
GUAVIO		1.150,0	
CANOAS		45,0	
COLEGIO		300,0	
LA GUACA		310,0	
PARAISO		270,0	
LAGUNETA		72,0	
ZIPAENG	222,0		
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ	314,0		314,0
PAIPA	314,0		
EMPRESA URRÁ E.S.P.		340,0	340,0
URRÁ		340,0	
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	239,0	844,0	1.083,0
SALVAJINA		285,0	
ALTO ANCHICAYA		365,0	
CALIMA		120,0	
BAJO ANCHICAYA		74,0	
YUMBO	29,0		
TERMOVALLE	210,0		
EMPRESA GENERADORA DE CALI S.A. E.S.P.	233,0		233,0
TERMOEMCALI	233,0		
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	267,0	1.654,0	1.941,0
GUATAPE		560,0	
GUADALUPE IV		202,0	
LA TASAJERA		306,0	
RIOGRANDE I		75,0	
GUADALUPE III		270,0	
TRONERAS		40,0	
PLAYAS		201,0	
TERMOSIERRA	287,0		
ISAGEN S.A. E.S.P.	265,0	1.410,0	1.695,0
SAN CARLOS		1.240,0	
JAGUAS		170,0	
TERMOCENTRO CICLO COMBINADO	285,0		
MERILECTRICA S.A.	159,0		159,0
MERILECTRICA S.A.	159,0		
PROMOTORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CARTAGENA S.A.	90,0		90,0
PROELECTRICA	90,0		
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.O.	300,0		300,0
TERMOCANDELARIA	300,0		
TERMO-CARTAGENA S.C.A. E.S.P.	176,0		176,0
CARTAGENA	176,0		
TERMO-TASAJERO S.A. E.S.P.	155,0		155,0
TASAJERO	155,0		
Total SIN	4.238,0	8.026,0	12.1264,0

Fuente: ISA, enero 2001.

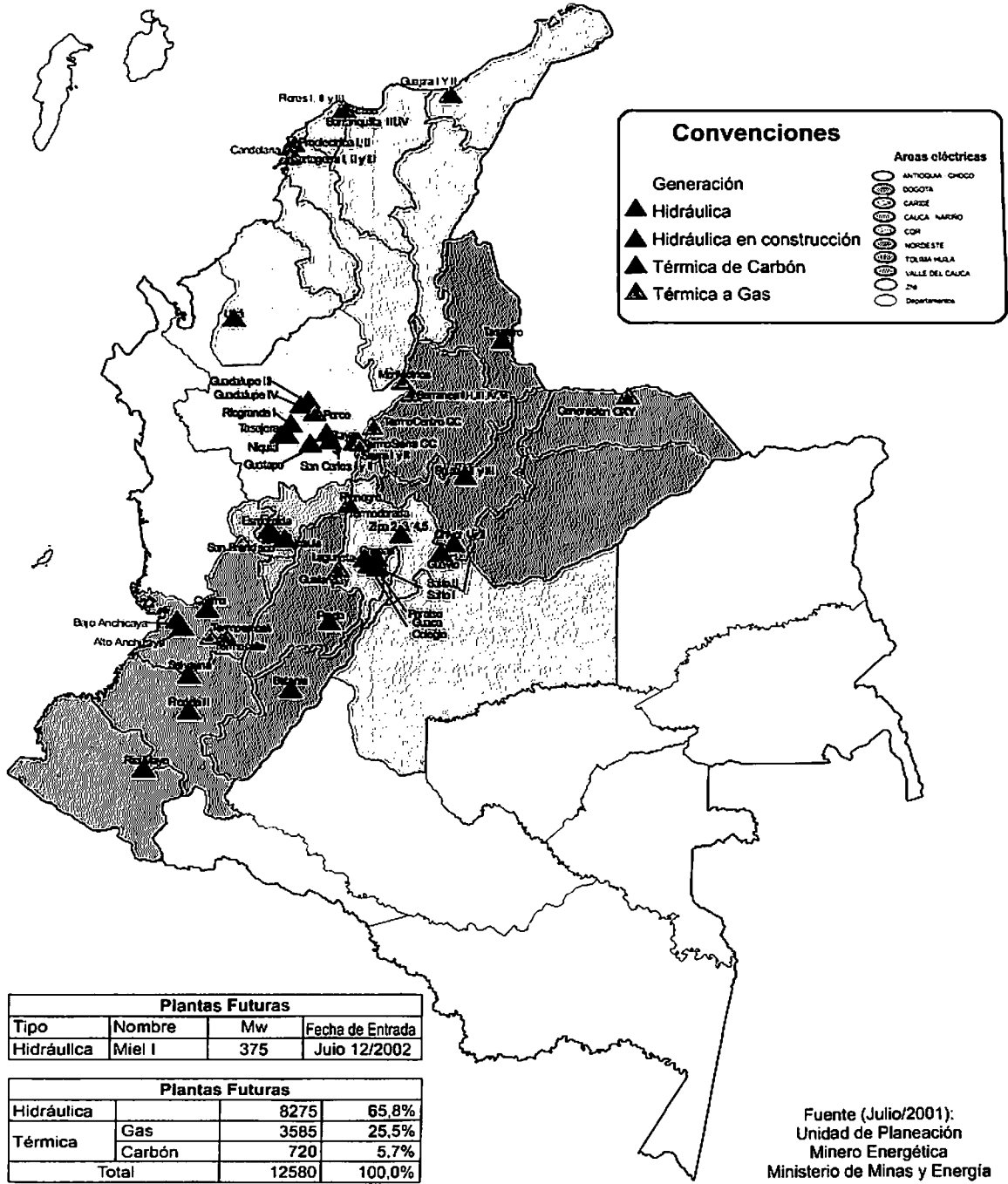
Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

CAPACIDAD EFECTIVA Y DISPONIBILIDAD 1996 - 2000				
MW				
Año	Hidráulica		Térmica	
	Capacidad promedio	Disponibilidad promedio	Capacidad promedio	Disponibilidad promedio
1996	7.861,0	6.786,0	2.433,0	1.603,0
1997	8.048,0	7.079,0	2.815,0	1.827,0
1998	8.124,0	6.978,0	3.689,0	2.659,0
1999	8.038,0	7.336,0	3.852,0	3.296,0
2000	7.970,6	7.355,5	3.836,2	3.416,6
Mes	2000			
Enero	7.736,8	7.459,0	3.661,0	3.422,3
Febrero	7.779,6	7.403,5	3.661,0	3.541,3
Marzo	7.816,3	7.246,6	3.661,0	3.244,0
Abril	7.899,0	7.161,3	3.661,0	3.181,3
Mayo	7.952,6	7.065,5	3.651,0	3.196,6
Junio	8.026,5	7.273,1	3.791,0	3.470,4
Julio	8.071,6	7.500,4	3.892,9	3.724,3
Agosto	8.073,0	7.463,0	3.951,0	3.716,2
Septiembre	8.073,0	7.492,1	3.951,2	3.485,0
Octubre	8.073,0	7.409,7	3.953,0	3.098,1
Noviembre	8.073,0	7.359,5	3.962,5	3.194,5
Diciembre	8.073,0	7.432,8	4.238,1	3.725,1



Fuente: ISA- enero-2001
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

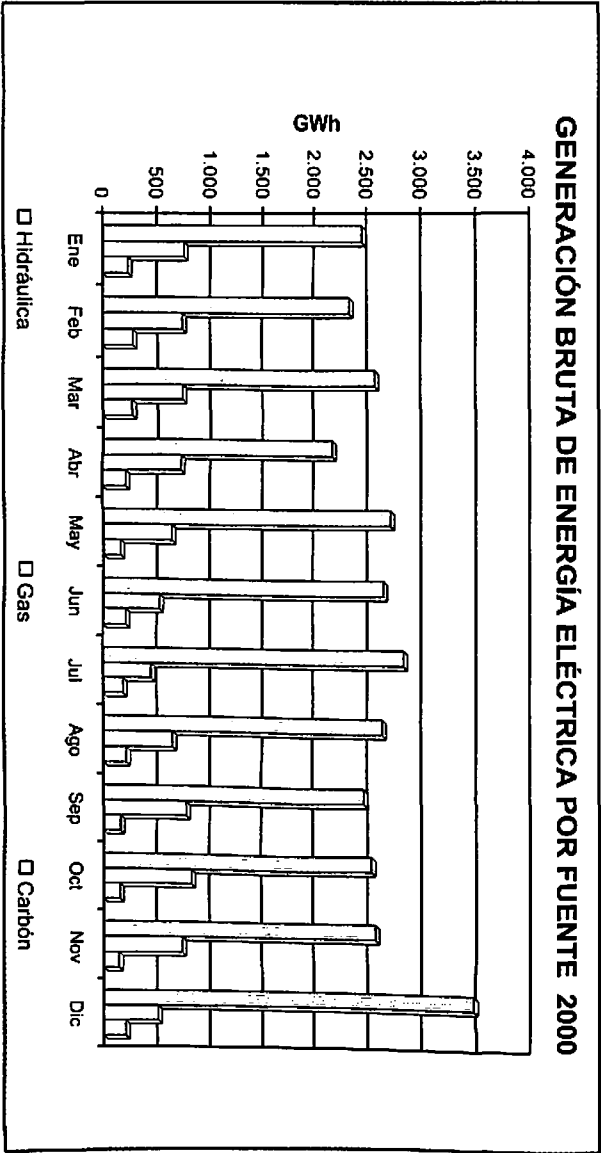
Plantas de Generación Eléctrica



GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2000 GWh													
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Plantas Despachadas Centralmente	3.301,42	3.237,08	3.442,41	3.262,49	3.455,58	3.334,12	3.423,66	3.458,11	3.367,19	3.459,11	3.400,03	3.533,03	40.674,23
Hidráulica (1)	2.360,68	2.255,43	2.473,69	2.365,87	2.698,55	2.633,67	2.820,26	2.620,51	2.457,82	2.513,60	2.557,34	2.837,85	30.595,06
Térmica (2)	940,74	981,64	966,72	696,83	757,02	700,46	603,40	837,60	909,38	945,50	842,69	695,18	10.079,16
Gas	806,14	791,10	806,51	770,23	632,32	548,98	451,36	885,71	745,28	785,41	695,13	483,34	8.199,50
Carbon	134,61	190,54	162,21	126,60	124,70	153,47	152,04	151,90	164,09	160,09	147,56	211,84	1.879,66
Plantas no Despachadas Centralmente	128,74	115,99	129,93	119,66	145,91	134,86	136,44	131,02	139,63	139,68	151,78	148,13	1.621,77
Hidráulica	97,31	84,27	98,07	92,68	109,67	100,87	102,49	109,79	113,59	121,53	114,63	113,39	1.258,30
Filo de agua	16,47	9,61	17,33	15,14	19,67	17,38	14,84	22,33	15,74	15,26	13,67	13,83	191,29
Menor (3)	80,83	74,66	60,74	77,55	90,01	83,49	87,65	87,46	97,85	106,25	100,96	99,56	1.067,01
Térmica	31,43	31,72	31,86	26,98	36,24	33,98	33,95	21,23	26,04	18,15	37,14	34,74	363,47
Menor (4)	0,21	0,56	1,11	0,98	1,28	1,39	1,73	1,52	1,55	1,72	2,02	2,07	16,14
Cogenerador y Autoprodutor	31,22	31,16	30,74	26,00	34,96	32,60	32,22	19,71	24,49	16,43	35,12	32,66	347,33
Total	3.430,16	3.353,07	3.572,34	3.382,16	3.601,49	3.468,98	3.560,10	3.589,13	3.506,82	3.598,79	3.551,80	3.681,16	42.296,00

Fuente: ISA., febrero 2001
Elaboró: Upme - Subdirección de Información
Notas:
(1): Incluye las unidades 1 a 4 de Urrá a partir del 14 de febrero, 1 de abril, 13 de mayo y 16 de junio respectivamente.
(2): Incluye a Termocentro CC a partir del 30 de noviembre y las unidades Termocandelaria 1 y 2 a partir del 3 de junio y el 13 de julio respectivamente.
(3): Incluye a Río Piedras a partir del 31 de marzo.
(4): Incluye a Termopiedras a partir del 1 de enero.

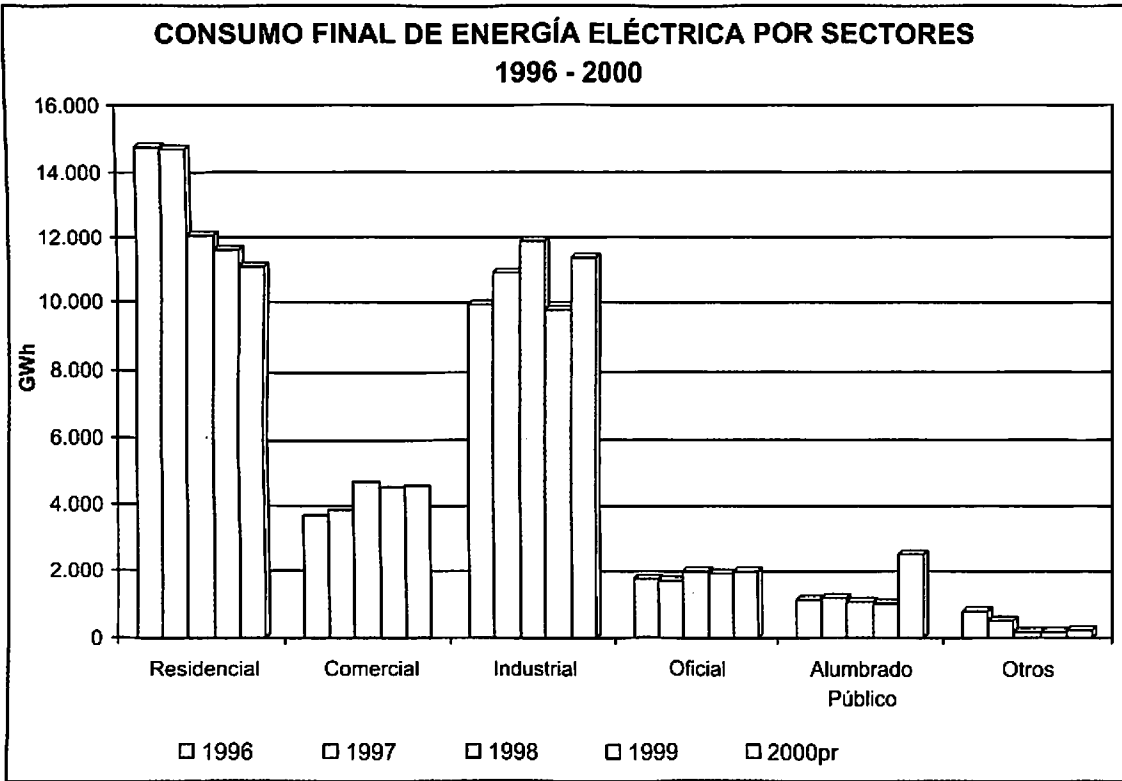
GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR FUENTE 1996 - 2000 GWh						
Año	Hidráulica	Térmica			Subtotal	Total
		Gas	Carbon	Fuel Oil		
1996	35.066,0	5.486,5	1.430,2	299,2	7.215,9	42.283,9
1997	31.254,0	9.489,7	2.552,7	321,1	12.353,5	48.617,5
1998	30.556,9	10.233,1	3.059,4	86,4	13.378,9	43.937,8
1999	33.519,9	6.622,9	1.983,6	54,6	8.661,1	42.181,0
2000	31.853,4	8.199,5	1.879,7	39,7	10.118,8	41.972,2
Mes	2000*					
Enero	2.457,98	806,14	134,61	7,18	947,92	3.405,9
Febrero	2.339,71	791,10	190,54	5,97	987,61	3.327,3
Marzo	2.571,77	806,51	162,21	5,21	973,93	3.545,7
Abril	2.458,35	770,23	126,60	11,51	908,34	3.366,7
Mayo	2.808,23	632,32	124,70	0,29	757,31	3.565,5
Junio	2.734,54	546,98	153,47	0,13	700,59	3.435,1
Julio	2.922,75	451,36	152,04	3,01	606,41	3.529,2
Agosto	2.730,30	685,71	151,90	6,38	843,98	3.574,3
Septiembre	2.571,40	745,28	164,09	0	909,38	3.480,8
Octubre	2.635,13	785,41	160,09	0	945,50	3.580,6
Noviembre	2.671,98	695,13	147,56	0	942,69	3.514,7
Diciembre	2.951,24	483,34	211,84	0	695,18	3.646,4



Fuente: ISA- enero-2001
*: No incluye cogeneración ni autoprodutor
Elaboró: Upme - Subdirección de información

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES 1996-2000
GWh

Sector	1996	1997	1998	1999	2000 pr
Residencial	14.733,0	14.707,0	12.097,0	11.592,5	11.130,0
Comercial	3.679,0	3.855,0	4.708,3	4.537,2	4.597,0
Industrial	9.964,0	10.924,0	11.873,3	9.806,9	11.362,0
Oficial	1.755,0	1.705,0	2.012,7	1.932,2	2.020,0
Alumbrado Público	1.140,0	1.181,0	1.071,7	1.044,8	2.485,0
Otros	793,0	537,0	168,4	158,0	211,0
Total	32.064,0	32.909,0	31.931,4	29.071,6	31.805,0



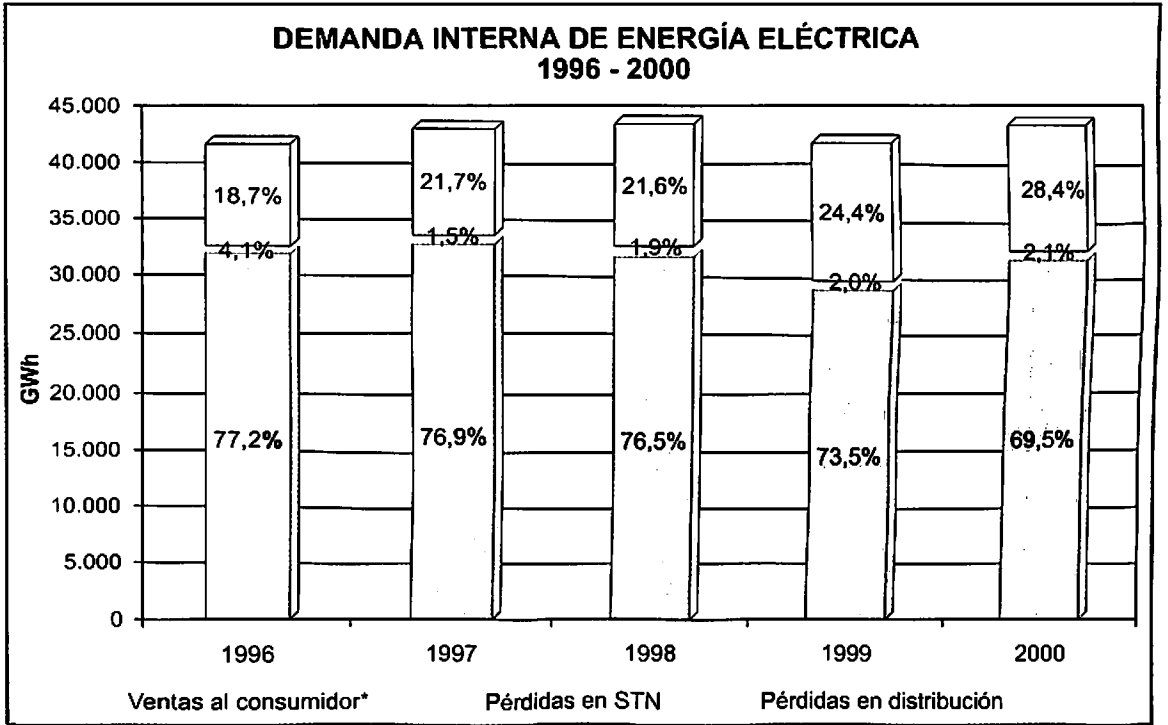
pr: Preliminar

Fuente : 1996-1997 Sinse - ISA ; 1998 y 2000 Creg

Elaboró: Upme- Subdirección de Información Minero Energética

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA 1996 - 2000
GWh

Actividad	1996	1997	1998	1999	2000
Oferta interna	41.709	43.044	43.418	41.766	41.617
Generación bruta*	42.284	43.618	44.117	42.360	42.296
Import. (Export) Netas	129	179	21	6	40
Consumo propio	704	753	720	600	720
Demanda interna	41.709	43.044	43.418	41.818	43.336
Ventas al consumidor*	32.064	32.909	31.931	29.072	31.804
Pérdidas en STN	609	831	877	877	877
Pérdidas en distribución	9.036	9.304	10.610	11.870	10.655
Pérdidas de distribución	21%	21%	24%	28%	25%



pr: Preliminar

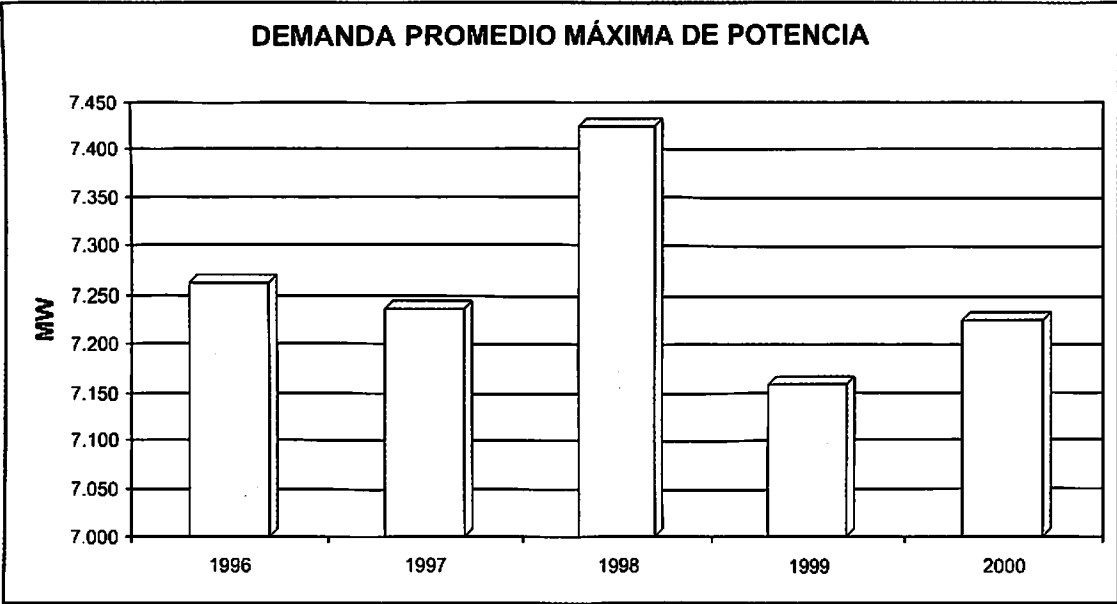
* : incluyen Amazonas y San Andrés y Providencia

Fuente : 1996-1997, ISA ; 1998 y 2000 Creg.

Elaboró: Upme - Subdirección de Información

DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA 1996-2000
MW

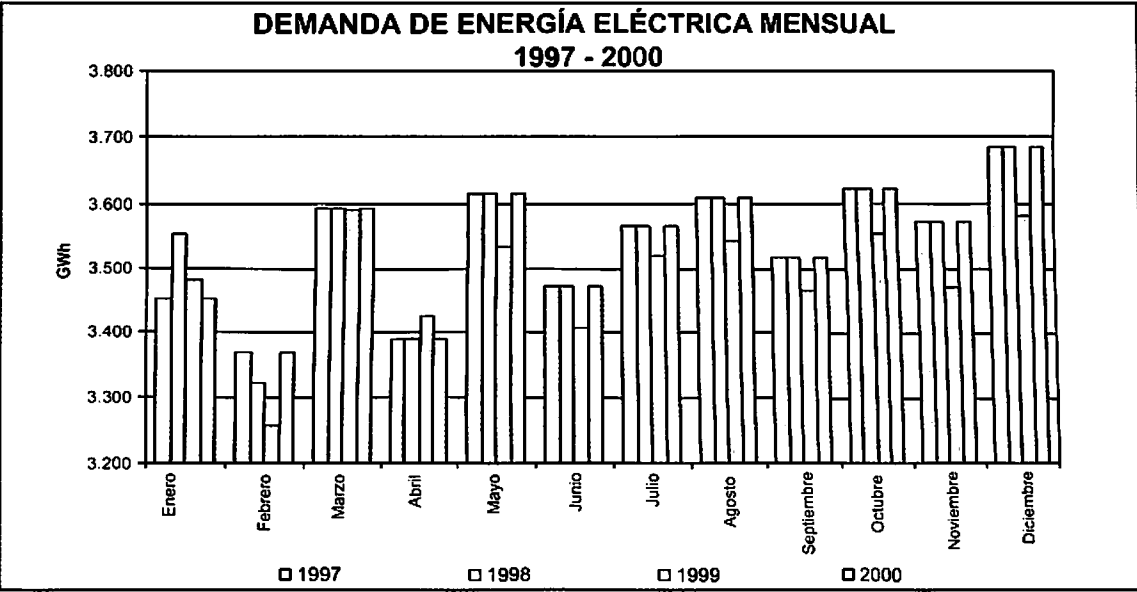
Mes	1996	1997	1998	1999	2000
Enero	6.939	7.067	7.358	6.980	6.993
Febrero	6.998	7.150	7.483	7.278	7.103
Marzo	7.028	7.271	7.506	7.178	7.139
Abril	7.051	7.175	7.448	7.107	7.105
Mayo	6.952	7.167	7.470	7.030	7.143
Junio	9.614	7.084	7.337	7.053	7.103
Julio	6.958	7.173	7.376	7.118	7.183
Agosto	7.016	7.318	7.372	7.116	7.231
Septiembre	7.108	7.127	7.428	7.176	7.277
Octubre	7.068	7.327	7.413	7.291	7.306
Noviembre	7.144	7.425	7.460	7.234	7.408
Diciembre	7.276	7.559	7.433	7.345	7.712
Promedio	7.263	7.237	7.424	7.159	7.225



Fuente: ISA- CND. enero de 2001
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 1997-2000
(GWh)

Mes	Demanda			
	1997	1998	1999	2000
Enero	3.453,0	3.554,5	3.482,2	3.453,0
Febrero	3.369,0	3.321,0	3.255,8	3.369,0
Marzo	3.591,8	3.591,9	3.591,1	3.591,8
Abril	3.388,7	3.388,8	3.426,2	3.388,7
Mayo	3.615,2	3.615,3	3.533,1	3.615,2
Junio	3.473,6	3.473,6	3.407,4	3.473,6
Julio	3.565,6	3.565,7	3.520,9	3.565,6
Agosto	3.608,0	3.608,2	3.542,9	3.608,0
Septiembre	3.517,9	3.518,2	3.468,4	3.517,9
Octubre	3.621,8	3.622,1	3.553,5	3.621,8
Noviembre	3.571,2	3.571,5	3.472,1	3.571,2
Diciembre	3.684,4	3.684,6	3.581,4	3.684,4
Total	42.460,1	42.515,4	41.835,0	42.460,1

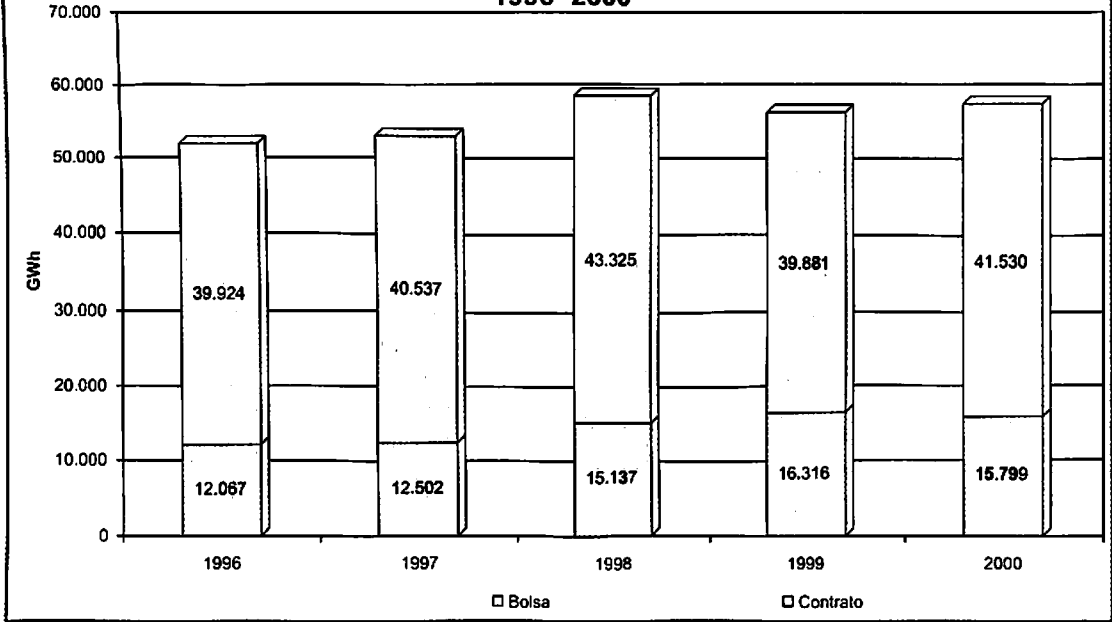


Fuente: ISA- enero de 2001
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

MAGNITUD DE COMPRAS EN BOLSA Y CONTRATO EN EL MEM 1996-2000
GWh

Mes	Bolsa					Contratos de largo plazo				
	1996	1997	1998	1999	2000	1998	1997	1998	1999	2000
Enero	720,60	1.119,69	1.237,38	1.388,82	1.426,47	3.263,42	3.365,39	3.746,11	3.298,80	3.148,11
Febrero	944,92	965,50	1.117,98	1.355,35	1.298,47	3.187,99	3.159,01	3.479,50	3.109,33	3.177,99
Marzo	1.002,67	1.180,08	1.106,57	1.580,70	1.351,31	3.408,74	3.380,11	3.855,85	3.405,83	3.407,19
Abril	1.042,80	962,58	989,31	1.516,77	1.328,45	3.259,89	3.361,81	3.852,00	3.152,73	3.301,15
Mayo	1.127,75	926,64	1.211,13	1.515,93	1.329,77	3.285,45	3.272,98	3.503,99	3.143,02	3.526,90
Junio	1.119,33	984,22	1.435,99	1.383,47	1.308,34	3.099,05	3.122,88	3.327,91	3.113,90	3.389,83
Julio	1.201,92	1.172,63	1.452,34	1.351,09	1.313,02	3.237,56	3.389,63	3.598,55	3.255,91	3.450,07
Agosto	1.205,40	1.132,42	1.395,19	1.352,72	1.300,41	3.240,63	3.549,57	3.637,05	3.347,54	3.553,56
Septiembre	842,43	1.052,37	1.118,83	1.256,94	1.316,78	3.550,72	3.332,85	3.770,11	3.409,12	3.518,56
Octubre	1.116,02	1.062,41	1.192,33	1.274,98	1.202,84	3.375,37	3.448,88	4.112,81	3.442,14	3.657,42
Noviembre	878,07	920,83	1.322,72	1.073,95	1.189,03	3.382,72	3.553,06	3.274,90	3.416,97	3.646,32
Diciembre	864,79	1.022,64	1.557,28	1.265,38	1.434,52	3.632,43	3.600,82	3.166,52	3.785,81	3.753,33
Total	12.066,70	12.502,01	15.137,04	16.316,10	15.799,41	39.923,97	40.536,99	43.325,31	39.881,10	41.530,43

MAGNITUD DE COMPRAS EN BOLSA Y CONTRATOS EN EL MEM
1996- 2000

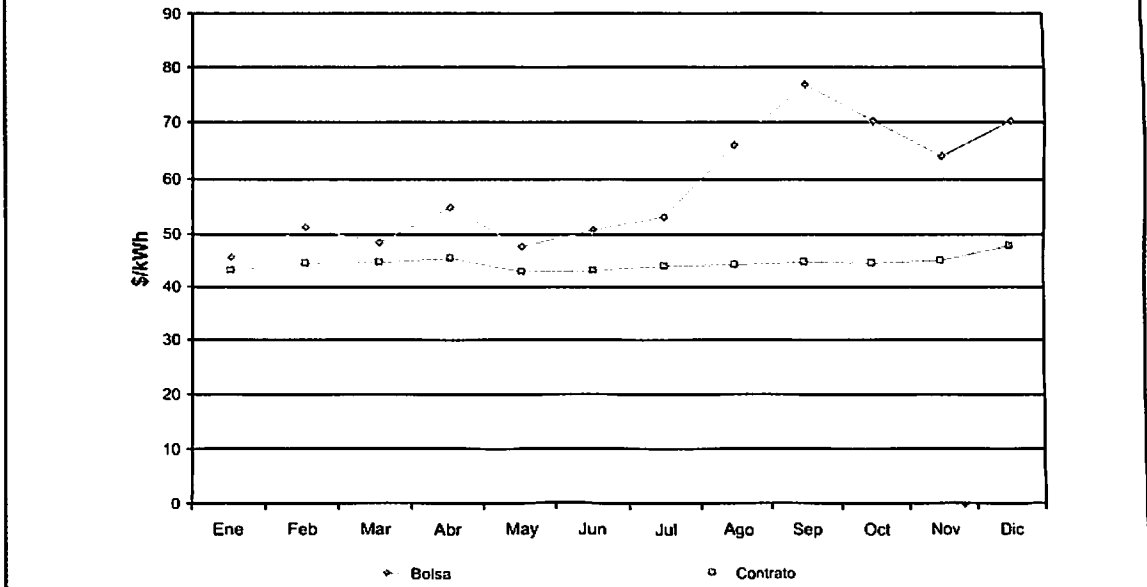


Fuente: ISA- MEM-enero-2001
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

EVOLUCIÓN PRECIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BOLSA Y CONTRATO 1997 - 2000
\$/ kWh

Año	Energía	CND-CRD	s-SIC	Penalizaciones	Restricciones	Promedio	
						Bolsa	Contrato
1997	63,83	0,41	-0,36	2,86		66,74	35,60
1998	50,22	0,48	-0,21	1,82		52,31	40,57
1999	28,42	0,58	-0,09	3,80		32,71	38,95
Mes	2000						
Enero	37,28	0,41	-0,09	8,16		45,76	43,05
Febrero	40,79	0,43	-0,10	10,15		51,27	44,36
Marzo	37,80	0,41	-0,07	10,35		48,49	44,70
Abril	43,94	0,44	-0,09	10,47		54,76	45,39
Mayo	37,43	0,42	-0,09	9,88		47,64	42,82
Junio	40,19	0,43	-0,26	10,39		50,75	43,20
Julio	43,31	0,43	-0,12	9,40		53,02	43,73
Agosto	49,19	0,42	-0,16	16,68		66,13	44,13
Septiembre	59,44	0,43	-0,15	17,39		77,11	44,68
Octubre	48,85	0,41	-0,12	21,15		70,29	44,35
Noviembre	45,58	0,41	-0,20	18,15		63,94	44,93
Diciembre	56,43	0,41	-0,13	13,74		70,45	47,76

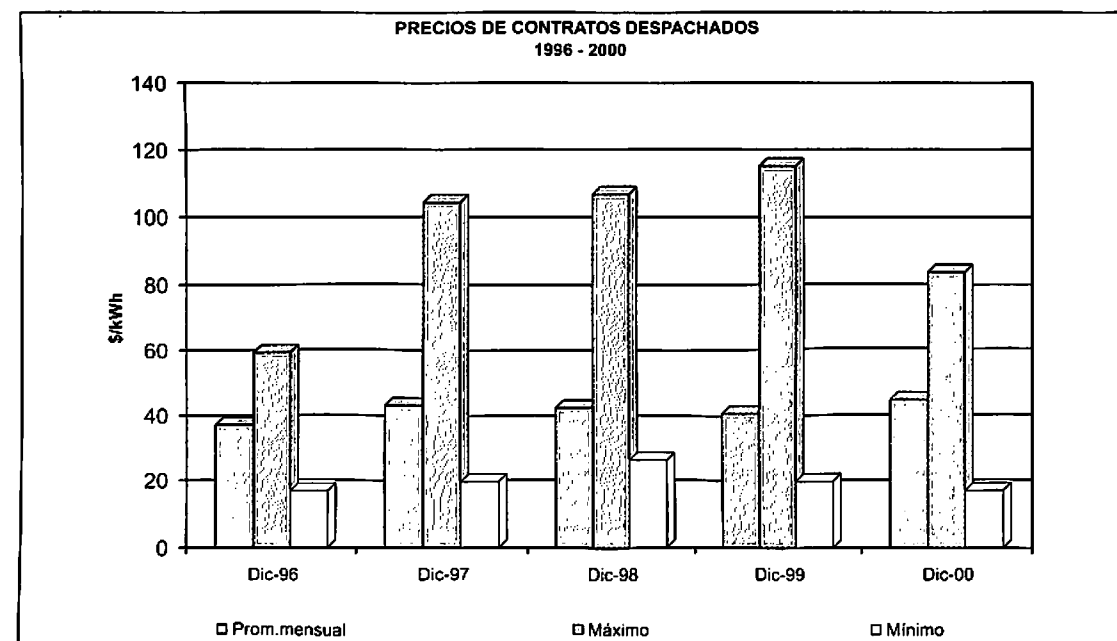
PRECIOS PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BOLSA Y CONTRATO 2000



CND: Centro Nacional de Despacho; CRD's: Centros Regionales de Despacho; SIC: Sistemas de Intercambios Comerciales
Fuente: ISA- MEM, febrero 2001
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

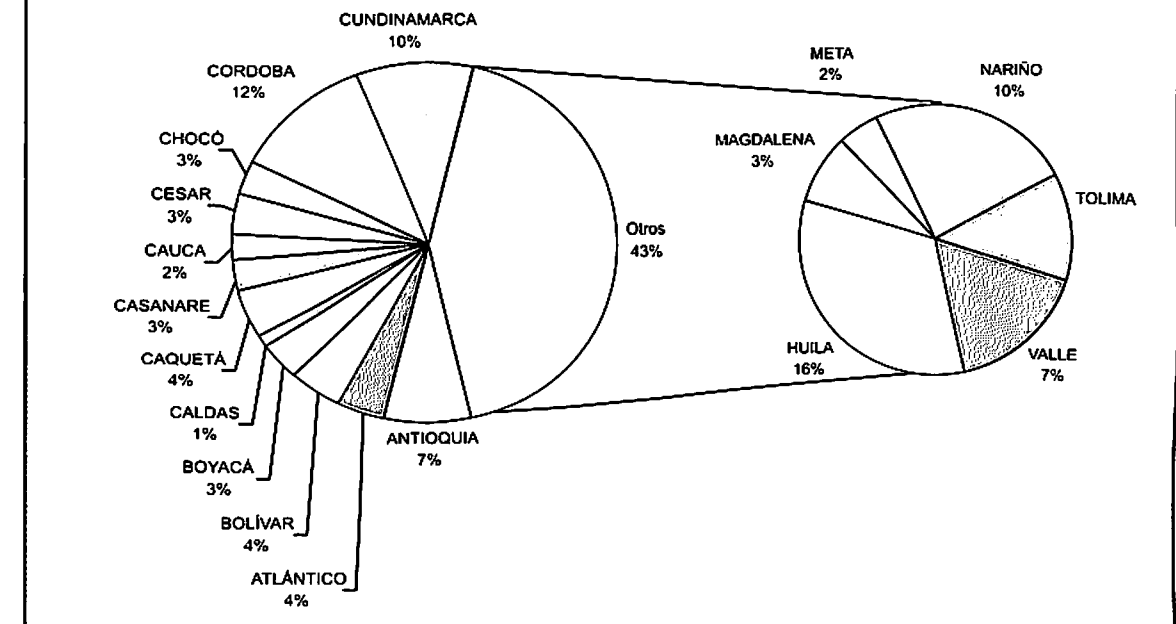
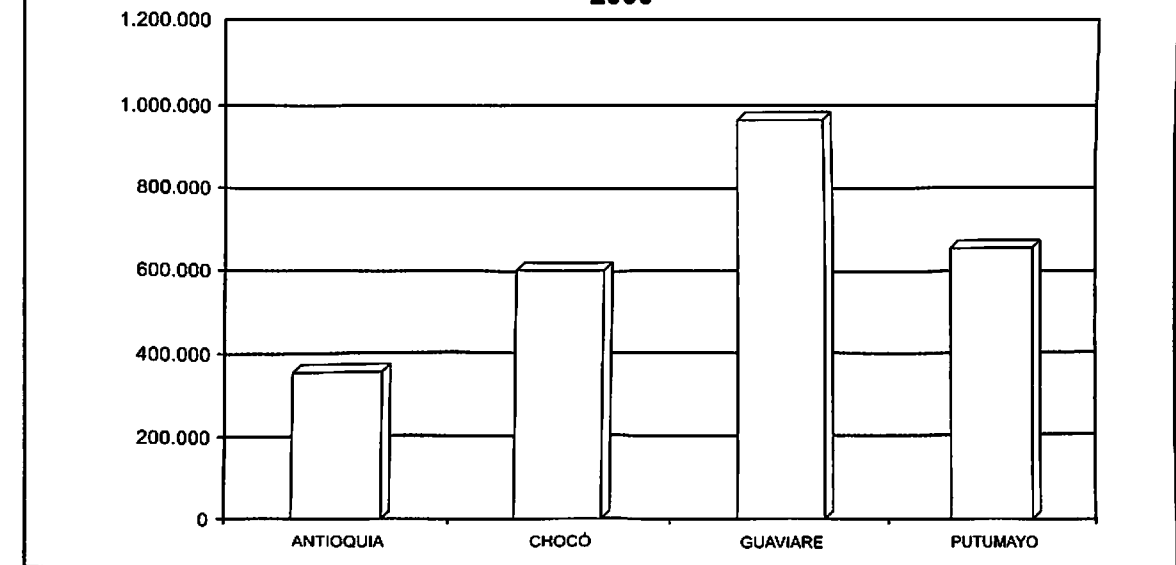
PRECIOS PROMEDIOS DE CONTRATOS DESPACHADOS

Mes	\$/kWh 1996-2000		
	Promedio	Contrato Despachado	
		Promedio Diario del Contrato con Valor Máximo o Mínimo	
	Mensual	Máximo	Mínimo
Dic-96	37,29	59,22	16,84
Dic-97	43,04	104,09	19,70
Dic-98	42,35	106,38	26,32
Dic-99	40,72	114,89	19,60
Dic-00	44,42	83,47	16,43
2000			
Enero	43,05	72,82	31,18
Febrero	44,36	106,90	31,76
Marzo	44,70	107,33	23,55
Abril	45,39	76,41	12,43
Mayo	42,82	76,80	7,00
Junio	43,20	77,29	12,43
Julio	43,73	78,10	25,56
Agosto	44,13	78,50	25,56
Septiembre	44,68	89,96	6,90
Octubre	44,35	79,15	6,90
Noviembre	44,93	79,24	6,90
Diciembre	47,76	79,24	7,00



Fuente: ISA-enero-2001

Elaboró: Upme - Subdirección de Información

ENERGIZACIÓN ZONAS INTERCONECTADAS
FONDO NACIONAL DE REGALÍAS 2000ENERGIZACIÓN ZONAS NO INTERCONECTADAS
FONDO NACIONAL DE REGALÍAS
2000

INVERSIÓN IPSE VIGENCIA 2000 - PRESUPUESTO GENERAL DE LA NACIÓN
EJECUCIÓN 31 DICIEMBRE DE 2000

PROYECTO	LEY 2000	RECORTE (1)	TOTAL ASIGNACIÓN	EJECUTADO AL 31-12-00	SALDO POR EJECUTAR	CUENTAS POR PAGAR		EJECUCIÓN AL 30-03-01
						CVI SECAB	CONTRATO	
CONSTRUCCIÓN DE LA MICROCENTRAL DE MITÚ - VAUPES. PNR	1.707.674.000	296.674.000	1.411.000.000	96.180.598	1.314.819.402	1.000.000.000	314.619.402	1.314.819.402
REHABILITACIÓN PCH GUACAMAYAS	398.457.000	0	398.457.000	3.500.000	394.957.000	394.957.000	0	394.957.000
CONSTRUCCIÓN LINEA DE INTERCONEXIÓN GRANADA SAN JOSÉ DEL GUAVIARE	2.276.898.000		2.276.898.000	1.064.682.688	1.212.215.312	1.190.000.000	4.365.312	1.194.365.312
CONSTRUCCIÓN DEL PLAN DE INTERCONEXIÓN ELECTRICA PARA EL DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO	1.138.449.000		1.138.449.000	505.012.449	633.436.551	39.975.320	414.033.949	454.009.269
ESTUDIOS DE DETERMINACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS INTEGRALES	998.663.000	998.663.000	0	0	0			0
TOTAL	6.520.141.000	1.295.337.000	5.224.804.000	1.669.375.735	3.555.428.265	2.624.932.320	733.216.663	3.358.150.983
(1) DECRETO 934 DEL 25 DE MAYO DE 2000 Y COMUNICACIÓN DE MINHACIENDA No.030580 DEL15 DE JUNIO DEL 2000								
II. ADICION PRESUPUESTAL								
COMPROMISO DE RECURSOS								
PROYECTO	DECRETO 1656	CONTRATACIÓN	CVI SECAB	CVI OEI	EJECUCIÓN AL 30-03-01			
IMPLEMENTACIÓN PROGRAMA INTEGRAL PARA EL MEJORAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LAS Z.N.I.	6.000.000.000	1.645.620.100	4.154.379.900	200.000.000	6.000.000.000			
CONSTRUCCION OBRAS DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA LA INTERCONEXIÓN DE SAN JOSE DEL GUAVIARE	3.840.000.000		3.605.000.000	235.000.000	3.840.000.000			
TOTAL	9.840.000.000	1.645.620.100	7.759.379.900	435.000.000	9.840.000.000			

Fuente Ipse-mayo-2001

Elabora Upme - Subdirección de Información

COSTOS DE COMBUSTIBLES 2000
\$/UNIDAD DEL COMBUSTIBLE

Agente	Nombre	Combustible	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
ESSA	Barranca 1	Gas	1.547,58	1.630,00	1.653,70	1.659,64	1.686,00	1.743,30	1.956,99	1.994,38	2.019,33	2.044,15	2.009,46	1.971,34
	Barranca 2	Gas	1.547,58	1.630,00	1.653,70	1.659,64	1.686,00	1.743,30	1.956,99	1.994,38	2.019,33	2.044,15	2.009,46	1.971,34
	Barranca 3	Gas	1.547,58	1.630,00	1.653,70	1.659,64	1.686,00	1.743,30	1.956,99	1.994,38	2.019,33	2.044,15	2.009,46	1.971,34
	Barranca 4	Gas	1.547,58	1.630,00	1.653,70	1.659,64	1.686,00	1.743,30	1.956,99	1.994,38	2.019,33	2.044,15	2.009,46	1.971,34
	Barranca 5	Gas	1.547,58	1.630,00	1.653,70	1.659,64	1.686,00	1.743,30	1.956,99	1.994,38	2.019,33	2.044,15	2.009,46	1.971,34
	Palenque 3	Gas	2.235,23	2.310,00	2.343,05	2.351,54	2.388,95	2.470,05	2.716,04	2.753,43	2.802,18	2.836,35	2.788,06	2.735,49
TERMOCARTAGENA	Cartagena 1	Gas	2.108,40	2.707,54	2.851,33	2.861,56	2.907,58	3.006,41	3.562,60	3.723,23	3.769,83	3.816,15	3.673,39	3.603,76
	Cartagena 2	Gas	2.108,40	2.707,54	2.851,33	2.861,56	2.907,58	3.006,41	3.562,60	3.723,23	3.769,83	3.816,15	3.673,39	3.603,76
	Cartagena 3	Gas	2.108,40	2.707,54	2.851,33	2.861,56	2.907,58	3.006,41	3.562,60	3.723,23	3.769,83	3.816,15	3.673,39	3.603,76
CHEC	Dorada	Gas	3.354,16	4.101,00	4.171,28	4.186,06	4.259,56	4.404,53	5.115,52	5.213,62	5.278,52	5.343,14	5.253,13	5.153,51
EMCALI	EMCALI	Gas	4.039,26	4.778,45	4.858,08	4.876,26	4.959,96	5.128,73	5.853,32	5.965,02	6.040,12	6.114,09	6.010,48	5.896,41
FLORES	Flores 1	Gas	2.074,20	2.672,91	2.816,19	2.826,30	2.871,75	2.969,36	3.524,40	3.684,30	3.730,48	3.776,28	3.634,20	3.565,25
	Flores 3	Gas	2.074,20	2.672,91	2.816,19	2.826,30	2.871,75	2.969,36	3.524,40	3.684,30	3.730,48	3.776,28	3.634,20	3.565,25
	Flores2	Gas	2.074,20	2.672,91	2.816,19	2.826,30	2.871,75	2.969,36	3.524,40	3.684,30	3.730,48	3.776,28	3.634,20	3.565,25
	Flores3	Gas	2.074,20	2.672,91	2.816,19	2.826,30	2.871,75	2.969,36	3.524,40	3.684,30	3.730,48	3.776,28	3.634,20	3.565,25
CORELCA	Guajira1	Gas	2.074,20	2.672,91	2.816,19	2.826,30	2.871,75	2.969,36	3.524,40	3.684,30	3.730,48	3.776,28	3.634,20	3.565,25
	Guajira1	Gas	2.074,20	2.672,91	2.816,19	2.826,30	2.871,75	2.969,36	3.524,40	3.684,30	3.730,48	3.776,28	3.634,20	3.565,25
EPPPM	La Sierra1	Gas	3.140,81	3.890,20	3.957,93	3.971,86	4.041,96	4.179,28	4.886,02	4.979,02	5.041,37	5.103,44	5.016,83	4.921,46
	La Sierra2	Gas	3.140,81	3.890,20	3.957,93	3.971,86	4.041,96	4.179,28	4.886,02	4.979,02	5.041,37	5.103,44	5.016,83	4.921,46
MERIL CTRICA	Meriéctrica	Gas	2.755,76	3.510,25	3.572,03	3.584,26	3.648,41	3.772,13	4.472,07	4.557,42	4.614,67	4.670,79	4.591,83	4.504,96
EBSA	Paipa 1	Carbón	30.189,00	27.000,00	27.980,00	28.455,00	28.742,00	28.890,00	28.882,00	28.870,00	28.965,00	29.089,00	29.089,00	27.000,00
	Paipa 2	Carbón	30.189,00	27.000,00	27.980,00	28.455,00	28.742,00	28.890,00	28.882,00	28.870,00	28.965,00	29.089,00	29.089,00	27.000,00
	Paipa 3	Carbón	30.189,00	27.000,00	27.980,00	28.455,00	28.742,00	28.890,00	28.882,00	28.870,00	28.965,00	29.089,00	29.089,00	27.000,00
	Paipa 4	Carbón	30.189,00	27.000,00	27.980,00	28.455,00	28.742,00	28.890,00	28.882,00	28.870,00	28.965,00	29.089,00	29.089,00	27.000,00
PROEL CTRICA	Proeléctrica 1	Gas	2.108,40	2.707,54	2.851,33	2.861,56	2.907,58	3.006,41	3.562,60	3.723,23	3.769,83	3.816,15	3.673,39	3.603,76
	Proeléctrica 2	Gas	2.108,40	2.707,54	2.851,33	2.861,56	2.907,58	3.006,41	3.562,60	3.723,23	3.769,83	3.816,15	3.673,39	3.603,76
TERMOTASAJERO	Tasajero	Carbón	27.451,00	32.469,00	33.648,00	34.219,00	34.563,00	34.742,00	34.732,00	34.718,00	34.832,00	34.981,00	34.981,00	31.836,00
TEBSA	TEBSAB	Gas	2.074,20	2.672,91	2.816,19	2.826,30	2.871,75	2.969,36	3.524,40	3.684,30	3.730,48	3.776,28	3.634,20	3.565,25
	Barranquilla 3	Gas	2.074,20	2.672,91	2.816,19	2.826,30	2.871,75	2.969,36	3.524,40	3.684,30	3.730,48	3.776,28	3.634,20	3.565,25
	Barranquilla 4	Gas	2.074,20	2.672,91	2.816,19	2.826,30	2.871,75	2.969,36	3.524,40	3.684,30	3.730,48	3.776,28	3.634,20	3.565,25
	Barranquilla 4	Gas	2.074,20	2.672,91	2.816,19	2.826,30	2.871,75	2.969,36	3.524,40	3.684,30	3.730,48	3.776,28	3.634,20	3.565,25
EPSA	Termo Valle	Gas	4.039,26	4.778,45	4.858,08	4.876,26	4.959,96	5.128,73	5.853,32	5.965,02	6.040,12	6.114,09	6.010,48	5.896,41
CHIDRAL	Yumbo3 (1)	Carbón	42.407,90	42.407,90	42.407,90	42.407,90	42.407,90	46.010,00	45.997,10	45.979,00	46.130,00	46.326,00	46.326,00	45.250,00
EMGESA	Zipa 2	Carbón	30.100,00	26.314,00	29.342,00	29.841,00	30.141,00	30.296,00	30.288,00	30.276,00	32.461,00	32.600,00	32.600,00	26.000,00
	Zipa 3	Carbón	30.100,00	26.314,00	29.342,00	29.841,00	30.141,00	30.296,00	30.288,00	30.276,00	32.461,00	32.600,00	32.600,00	26.000,00
	Zipa 4	Carbón	30.100,00	26.314,00	29.342,00	29.841,00	30.141,00	30.296,00	30.288,00	30.276,00	32.461,00	32.600,00	32.600,00	26.000,00
	Zipa 5	Carbón	30.100,00	26.314,00	29.342,00	29.841,00	30.141,00	30.296,00	30.288,00	30.276,00	32.461,00	32.600,00	32.600,00	26.000,00
TERMOCANDELARIA	Termo Candelaria 1 (2) Gas		-	-	-	-	-	3.006,41	3.562,60	3.723,23	3.769,83	3.816,15	3.673,39	3.603,76
	Termo Candelaria 2 (3) Gas		-	-	-	-	-	-	3.662,60	3.723,23	3.769,83	3.816,15	3.673,39	3.603,76
ISAGEN	Termo CentroCC (4) Gas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.886,78	4.793,96
INTERCONEXIONES	Cadafé	F.O.	35.017,74	34.594,02	35.097,66	35.223,66	35.783,10	36.999,36	38.155,32	38.884,14	39.370,68	39.854,52	39.178,26	38.435,04
	Venezuela	FO-GO	87.544,35	88.485,05	87.744,15	88.059,15	89.457,75	92.498,40	95.388,30	97.210,35	98.426,70	99.638,30	97.945,65	96.087,60

Fuente : ISA

(1) De enero a mayo el costo del carbón es el usado en octubre/88 (mes del retiro de la planta)

(2) Fecha de entrada en operación comercial junio 03 de 2000

(3) Fecha de entrada en operación comercial julio 13 de 2000

(4) Fecha de entrada en operación comercial noviembre 30 de 2000

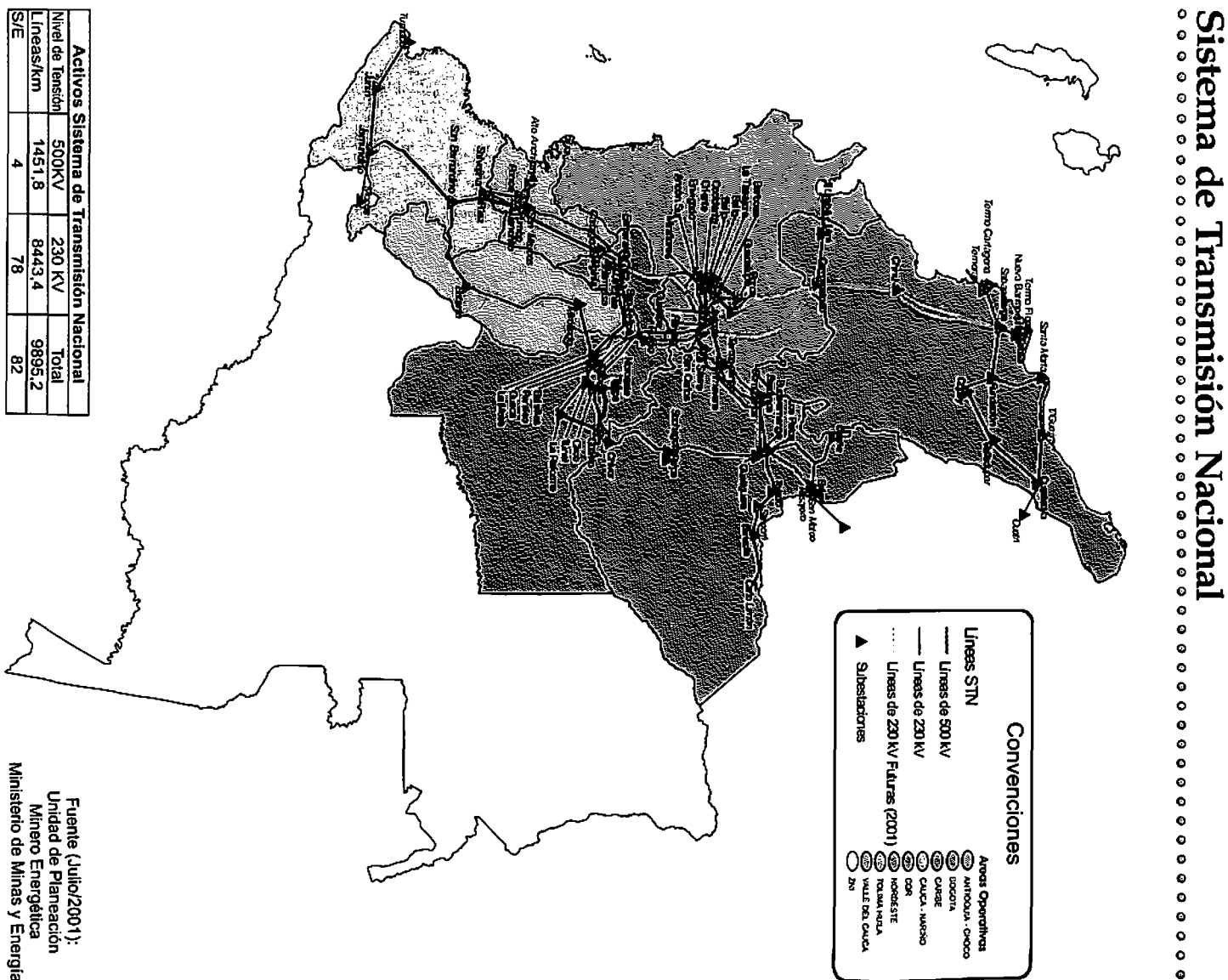
(F.O. = Galón) (Gas = MBTU) (Carbón = Tonelada)

Elaboró: Upme - Subdirección de Información

TRANSFERENCIAS CAUSADAS POR EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
Millones de Pesos
1994- marzo-2001

EMPRESAS	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001 a marzo
Chivor S.A.	2.855,83	2.945,60	4.055,38	5.195,88	4.963,89	5.963,52	6.782,34	1.644,61
Emgesa	7.435,15	8.696,57	10.953,47	12.579,35	16.197,19	16.760,65	12.437,48	0,00
E.P.M.	7.268,96	9.326,22	11.223,52	11.584,88	12.832,31	16.282,98	17.163,24	0,00
Eade	0,00	0,00	120,48	137,56	164,56	183,45	116,97	0,00
Betania	2.476,27	1.976,97	2.900,74	3.067,86	3.169,56	4.861,12	5.164,08	0,00
Epsa	1.229,31	1.278,78	1.738,00	1.777,23	4.285,75	3.070,99	6.697,74	0,00
Isagen	4.545,47	6.269,80	8.442,13	8.636,97	9.252,49	12.454,81	10.508,17	0,00
Central Hidroelec.Caldas-Chec	571,32	796,49	829,62	914,64	820,66	1.468,24	545,93	0,00
Termosantander	0,00	0,00	0,00	9,46	279,33	0,00	0,00	0,00
Cedelca	30,16	76,91	143,58	161,05	175,12	256,59	278,10	17,73
Electrificadora de la Costa	0,00	73,18	95,87	50,98	10,84	0,00	0,00	0,00
Proelectrica S.A	286,88	445,04	287,38	492,72	478,19	681,92	0,00	0,00
Energia de Boyacá	0,00	351,89	323,14	273,45	501,61	219,70	0,00	0,00
Termoflores	365,35	614,28	1.026,84	1.397,17	1.554,05	1.710,07	0,00	0,00
Merielectrica	0,00	0,00	0,00	0,00	312,31	27,63	12,19	0,00
Termotasajero S.A.	0,00	0,00	0,00	480,20	920,83	868,77	0,00	0,00
Termodorada	0,00	0,00	0,00	0,00	190,00	1,97	67,79	0,00
Termovalle	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,75	105,98	0,00
Genercall	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tebsa	0,00	147,59	752,53	2.724,00	3.702,95	3.712,60	4.838,18	1.753,69
Termocentro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	146,16	0,00
Total Empresas	27.064,70	32.999,32	42.892,68	49.483,39	59.811,64	68.543,75	64.864,33	3.416,02
Municipios	13.414,23	16.189,99	21.135,67	23.985,14	28.912,29	33.355,81	31.806,55	1.487,77
Corporaciones	13.650,47	16.809,33	21.757,01	25.498,25	30.899,34	35.187,94	33.057,79	1.928,25
Total Municipios y Corporaciones	27.064,70	32.999,31	42.892,68	49.483,39	59.811,64	68.543,75	64.864,33	3.416,02

Fuente: Acolgen, mayo-01
Elaboró: Upme - Subdirección de Información Minero Energética



Fuente (Julio/2001):
Unidad de Planeación
Minero Energética
Ministerio de Minas y Energía

Balances Energéticos

.....

BALANCE ENERGÉTICO CONSOLIDADO 1998																			
UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA UPME																			
REPUBLICA DE COLOMBIA																			
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA																			
ENERGÉTICO	ENERGÍA PRIMARIA								ENERGÍA SECUNDARIA										
	HE	GN	PT	CM	LE	BZ	RC	EE	GR	GL	GM	KJ	DO	FO	NE	CQ	CL	GI	
	UNIDAD ORIGINAL	GWH	MPC	KBL	KTON	KTON	KTON	TCAL	GWH	KBL	KBL	KBL	KBL	KBL	KBL	KTON	KTON	TCAL	
Centrales Hidroeléctricas								30.539	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales Térmicas								13.379	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autoproducciones								2.014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centros Tratamiento de Gas								0	0	1.600	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinerías								0	4.527	7.491	39.178	7.194	23.311	18.759	12.002	0	0	0	0
Coqueñas								0	0	0	0	0	0	0	0	491	0	430	0
Altos Hornos								0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	505
Carboneras								0	0	0	0	0	0	0	0	0	230	0	0
1.1 Producción	37.977	285.907	270.487	33.751	7.537	11.218	3.821	45.952	4.527	9.091	39.178	7.194	23.311	18.759	12.002	491	230	936	
1.2 Importaciones	0	0	0	0	0	0	0	65	0	26	10.512	66	8	46	0	0	0	0	0
1.3 Exportaciones	0	0	162.201	30.061	0	0	0	64	0	0	0	697	2.749	16.310	0	122	0	0	0
1.4 Variación de Inventarios (v)	1.332	0	-997	-1.500	0	0	0	0	0	410	1.700	0	-1.391	0	-1.107	0	0	0	0
1.5 No Aprovechado	0	12.502	0	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.6 Pérdidas	0	0	66	71	0	0	0	10.610	0	0	0	0	0	0	0	9	0	50	
1 OFERTA INTERNA	36.645	273.405	109.217	5.039	7.537	11.218	3.821	35.363	4.527	8.706	47.990	6.563	21.962	2.495	13.108	360	230	886	
A AJUSTE	0	-4.045	-80	-232	658	0	0	0	0	130	354	71	-111	770	-195	0	0	0	0
2 DEMANDA INTERNA	36.645	277.450	109.297	5.270	6.879	11.218	3.821	35.363	4.527	8.576	47.636	6.492	22.072	1.725	13.303	360	230	886	
2.1 Consumo Propio	0	48.506	910	0	0	0	0	879	4.527	56	58	10	111	328	52	0	0	354	
2.2 Transf/Reciclo/Perd. Transf	36.645	199.553	102.453	2.249	538	689	194	0	0	131	0	0	52	216	0	234	0	342	
Centrales Hidroeléctricas	36.380	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Centrales Térmicas	0	108.880	0	1.017	0	0	0	0	0	0	0	0	52	216	0	0	0	0	
Autoproducciones	265	763	88	250	0	669	194	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	342	
Centros Tratamiento de gas	0	8.447	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Refinerías	0	41.464	102.365	0	0	0	0	0	0	131	0	0	0	0	0	0	0	0	
Coqueñas	0	0	0	626	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Altos Hornos	0	0	0	356	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	234	0	0	
Carboneras	0	0	0	0	538	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2.3 Consumo Final	0	66.391	5.934	3.021	6.341	10.529	3.627	34.484	0	8.369	47.578	6.481	21.909	1.182	13.251	126	230	179	
Residencial	0	18.521	0	116	4.876	0	0	12.097	0	6.958	525	492	0	0	0	0	198	0	
Comercial y Público	0	3.268	49	0	0	0	0	7.793	0	657	0	0	2.454	86	0	0	0	0	
Industrial	0	44.399	5.666	2.904	53	7.321	2.269	11.873	0	772	0	673	3.360	907	67	126	32	179	
Transporte	0	2.202	0	1	0	0	0	46	0	0	46.494	5.308	12.476	177	196	0	0	0	
Agropecuaria y Minero	0	0	36	0	1.412	3.203	1.104	1.960	0	0	69	8	3.461	12	0	0	0	0	
Construcciones	0	0	82	0	0	0	0	95	0	0	490	0	159	0	2.353	0	0	0	
No Identificado	0	0	101	0	0	0	254	620	0	3	0	0	0	0	10.634	0	0	0	
2.3.1 Consumo Util	0	45.943	3.855	1.953	700	5.589	2.052	21.305	0	5.400	7.097	1.524	6.510	767	13.233	42	53	70	
Residencial	0	12.965	0	14	331	0	0	7.819	0	4.492	262	172	0	0	0	0	21	0	
Comercial y Público	0	2.124	33	0	0	0	0	3.273	0	395	0	0	1.365	58	0	0	0	0	
Industrial	0	31.524	3.788	1.949	16	4.795	1.711	8.953	0	512	0	396	2.063	666	49	42	32	70	
Transporte	0	330	0	0	0	0	0	0	0	6.753	956	2.265	35	196	0	0	0	0	
Agropecuaria y Minero	0	0	18	0	353	793	277	925	0	0	10	0	787	9	0	0	0	0	
Construcciones	0	0	16	0	0	0	0	75	0	0	71	0	29	0	2.353	0	0	0	
No Identificado	0	0	0	0	0	0	64	261	0	2	0	0	0	0	10.634	0	0	0	
2.3.2 Pérdidas Consumo	0	21.448	2.078	1.058	5.641	4.940	1.575	13.179	0	2.989	40.481	4.957	15.399	415	18	85	178	109	

BALANCE ENERGÉTICO CONSOLIDADO 1998																			
UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA UPME																			
REPUBLICA DE COLOMBIA																			
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA																			
ENERGÉTICO	ENERGÍA PRIMARIA								ENERGÍA SECUNDARIA										
	NE	GN	PT	CM	LE	BZ	RC	EE	GR	GL	GM	KJ	DO	FO	NE	CQ	CL	GI	
	UNIDAD ORIGINAL	GWH	MPC	KBL	KTON	KTON	KTON	TCAL	GWH	KBL	KBL	KBL	KBL	KBL	KBL	KBL	KTON	KTON	TCAL
CONSUMO DESAGREGADO																			
1 CONSUMO INDUSTRIAL	0	44.399	5.666	2.904	53	7.321	2.269	11.873	0	772	0	673	3.360	907	67	126	32	179	
Alimentos Bebidas y Tabaco	0	2.805	1.454	218	10	7.042	1	2.215	0	221	0	40	973	86	13	0	0	0	0
Textil y Confecciones	0	311	551	363	0	0	17	1.665	0	52	0	48	216	35	2	0	0	0	0
Calzado y Cueros	0	151	80	5	0	0	0	149	0	2	0	0	6	4	1	0	0	0	0
Maderas y Muebles	0	746	721	1	0	0	0	172	0	0	0	12	13	0	0	0	0	0	0
Papel e Imprenta	0	2.119	5	491	0	279	2.043	1.002	0	43	0	12	48	112	1	0	0	0	0
Químicos	0	18.721	555	164	0	0	208	1.885	0	74	0	95	358	23	16	7	32	0	0
Cemento	0	16.554	223	984	0	0	0	1.119	0	0	0	4	338	6	8	0	0	0	0
Piedras Vidrio y Cerámicas	0	447	881	161	43	0	0	502	0	218	0	384	112	0	2	0	0	0	0
Hierro Acero y No Ferrosos	0	1.235	351	527	0	0	0	2.185	0	140	0	77	190	0	4	118	0	179	0
Maquinaria y Equipos	0	191	492	0	0	0	0	531	0	22	0	2	129	641	4	1	0	0	0
Otros	0	1.120	355	0	0	0	0	448	0	0	0	0	977	0	17	0	0	0	0
2 CONSUMO TRANSPORTE	0	2.202	0	1	0	0	0	0	0	0	46.494	5.308	12.476	177	204	0	0	0	0
Pasejeros Privado Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.794	0	135	0	17	0	0	0	0
Pasejeros Privado Urbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13.067	0	295	0	36	0	0	0	0
Pasejeros Público Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.730	0	838	0	19	0	0	0	0
Pasejeros Público Urbano	0	2.202	0	0	0	0	0	0	0	0	11.392	0	801	0	44	0	0	0	0
Carga Urbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.109	0	1.125	0	24	0	0	0	0
Carga Interurbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.517	0	7.260	0	55	0	0	0	0
Total Carretero	0	2.202	0	0	0	0	0	0	0	0	45.609	0	10.454	0	195	0	0	0	0
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	190	5.308	0	0	2	0	0	0	0
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	694	0	598	0	4	0	0	0	0
Marítimo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.320	158	1	0	0	0	0
Ferroviano	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	105	19	1	0	0	0	0
3 CONSUMO AGRICOLA Y MINERO	0	0	36	0	1.412	3.203	1.104	1.960	0	0	69	8	3.461	12	0	0	0	0	0
Tractores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.552	0	0	0	0	0	0
Secado de Granos	0	0	0	0	0	0	0	36	0	0	0	0	937	0	0	0	0	0	0
Procesamiento Agrícola	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	249	12	0	0	0	0	0
Riego	0	0	36	0	1.412	3.203	1.104	34	0	0	0	0	723	0	0	0	0	0	0
Fumigación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	69	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	496	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0
Total Agrícola	0	0	36	0	1.412	3.203	1.104	572	0	0	69	8	3.461	12	0	0	0	0	0
Iluminación	0	0	0	0	0	0	0	284	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuerza Motriz	0	0	0	0	0	0	0	820	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros Usos	0	0	0	0	0	0	0	284	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Minero	0	0	0	0	0	0	0	1.388	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 CONSUMO RESIDENCIAL	0	18.521	0	116	4.876	0	0	12.097	0	6.258	525	492	0	0	0	0	198	0	0
Cocoon	0	18.336	0	39	465	0	0	3.707	0	6.212	423	295	0	0	0	0	15	0	0
Iluminación	0	0	0	0	0	0	0	1.953	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Agua Caliente	0	185	0	0	0	0	0	1.893	0	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nevera	0	0	0	0	0	0	0	2.358	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aire Acondicionado	0	0	0	0	0	0	0	314	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	512	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Urbano	0	18.521	0	30	465	0	0	10.743	0	6.258	423	295	0	0	0	0	15	0	0
Total Rural	0	0	0	77	4.411	0	0	1.354	0	630	102	197	0	0	0	0	183	0	0

REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

BALANCE ENERGÉTICO CONSOLIDADO 1998 **UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA UPME**

ENERGÉTICO TERACALORIAS	ENERGÍA PRIMARIA								ENERGÍA SECUNDARIA											TOTAL SECUNDARIA	TOTAL EFFECTIVA
	HE	GN	PT	GM	LE	BZ	RC	TOTAL PRIMARIA	EE	GR	GL	GM	KJ	DO	FO	NE	CQ	CL	GI		
Centrales Hidroeléctricas	.	.	.	.	.	.	.	.	26.281	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26.281	
Centrales Térmicas	.	.	.	.	.	.	.	.	11.506	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11.506	
Autoproducciones	.	.	.	.	.	.	.	.	1.732	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.732	
Centros Tratamiento de Gas	.	.	.	.	.	.	.	.	0	0	1.520	0	0	0	0	0	0	0	0	1.520	
Refinerías	.	.	.	.	.	.	.	.	0	8.510	7.116	47.797	9.568	32.169	27.763	16.562	0	0	0	149.466	
Coqueñas	.	.	.	.	.	.	.	.	0	0	0	0	0	0	0	0	2.355	0	430	2.785	
Altos Hornos	.	.	.	.	.	.	.	.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	505	505	
Carboneras	.	.	.	.	.	.	.	.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.458	0	1.458	
1.1 Producción	32.660	66.902	373.272	219.382	27.133	20.417	3.821	743.568	39.519	8.510	8.636	47.797	9.568	32.169	27.763	16.562	2.355	1.498	936	195.313	743.566
1.2 Importaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	73	0	24	12.825	86	12	68	0	0	0	0	13.090	13.090
1.3 Exportaciones	0	0	223.637	195.337	0	0	0	419.234	55	0	0	0	927	3.793	24.138	0	583	0	0	29.497	448.731
1.4 Variación de Inventarios	1.145	0	-1.376	-9.750	0	0	0	-9.980	0	0	330	2.074	0	-1.920	0	-1.528	0	0	0	-564	-10.964
1.5 No Aprovechado	0	2.925	0	521	0	0	0	3.446	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.446
1.6 Pérdidas	0	0	91	463	0	0	0	555	9.125	0	0	0	0	0	0	0	42	0	50	9.217	9.772
1 OFERTA INTERNA	31.515	63.977	150.715	32.751	27.133	20.417	3.821	330.332	30.412	8.510	8.271	58.548	8.729	30.307	3.693	18.090	1.730	1.498	886	170.672	305.691
A JUSTE	0	-947	-111	-1.506	2.368	0	0	-155	0	0	124	432	95	-153	1.139	-269	2	0	0	1.370	1.175
2 DEMANDA INTERNA	31.514	64.923	150.830	34.257	24.765	20.417	3.821	330.527	30.412	8.510	8.147	58.116	8.634	30.460	2.553	18.359	1.728	1.498	886	169.302	304.518
2.1 Consumo Propio	0	11.584	1.256	0	0	0	0	12.841	756	8.510	53	70	14	154	485	72	0	0	364	10.476	23.319
2.2 Transf.Recido Perd Transf	31.514	37.335	141.385	14.617	1.938	1.254	194	228.238	0	0	125	0	0	72	319	0	1.122	0	342	1.930	34.905
Centrales Hidroeléctricas	31.266	0	0	0	0	0	0	31.266	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.006
Centrales Térmicas	0	25.476	0	6.611	0	0	0	32.088	0	0	0	0	0	72	319	0	0	0	391	20.973	
Autoproducciones	228	176	122	1.625	0	1.254	194	3.601	0	0	0	0	0	0	0	0	0	342	342	2.211	
Centros Tratamiento de gas	0	1.977	0	0	0	0	0	1.977	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	457	
Refinerías	0	9.703	141.283	0	0	0	0	150.986	0	0	125	0	0	0	0	0	0	0	125	1.605	
Coqueñas	0	0	0	4.071	0	0	0	4.071	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.266	
Altos Hornos	0	0	0	2.311	0	0	0	2.311	0	0	0	0	0	0	0	0	1.122	0	1.122	2.928	
Carboneras	0	0	0	0	1.936	0	0	1.936	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	440	
2.3 Consumo Final	0	16.003	8.189	19.640	22.827	19.163	3.627	69.445	29.656	0	7.970	58.045	8.620	30.234	1.749	18.285	606	1.498	179	156.843	246.292
Residencial	0	4.334	0	754	17.553	0	0	22.641	10.403	0	6.610	645	854	0	0	0	0	1.269	0	19.596	42.237
Comercial y Público	0	765	67	0	0	0	0	832	6.702	0	624	0	0	3.386	127	0	0	0	0	10.835	11.671
Industrial	0	10.369	7.619	18.677	191	13.324	2.269	52.871	10.211	0	733	0	895	4.636	1.342	93	606	209	179	18.904	71.775
Transporte	0	515	0	9	0	0	0	524	45	0	0	56.722	7.060	17.216	262	271	0	0	0	61.571	82.095
Agropecuaria y Minero	0	0	50	0	5.032	5.839	1.104	12.074	1.665	0	0	65	11	4.776	18	0	0	0	0	6.575	18.649
Construcciones	0	0	113	0	0	0	0	113	62	0	0	598	0	220	0	3.247	0	0	0	4.147	4.260
No Identificado	0	0	140	0	0	0	254	394	533	0	3	0	0	0	0	14.675	0	0	0	15.212	15.605
2.3.1 Consumo Util	0	10.935	5.320	12.762	2.519	10.171	2.052	43.805	18.322	0	5.130	8.659	2.027	8.983	1.135	18.261	200	343	70	63.131	106.540
Residencial	0	3.034	0	94	1.190	0	0	4.318	6.725	0	4.267	320	229	0	0	0	0	134	0	11.674	15.992
Comercial y Público	0	497	45	0	0	0	0	542	2.815	0	375	0	0	1.683	85	0	0	0	0	5.159	5.701
Industrial	0	7.377	5.226	12.667	58	8.727	1.711	35.786	7.699	0	456	0	527	2.847	965	68	200	209	70	13.092	49.663
Transporte	0	77	0	1	0	0	0	78	0	0	0	8.239	1.271	3.126	52	271	0	0	0	12.955	13.037
Agropecuaria y Minero	0	0	25	0	1.271	1.444	277	3.017	795	0	13	0	1.066	13	0	0	0	0	0	1.907	4.924
Construcciones	0	0	23	0	0	0	0	23	64	0	0	87	0	41	0	3.247	0	0	0	3.435	3.452
No Identificado	0	0	0	0	0	0	64	64	224	0	2	0	0	0	0	14.675	0	0	0	14.901	14.955
2.3.2 Pérdidas Consumo	0	5.019	2.868	6.876	20.308	8.951	1.575	45.640	11.334	0	2.839	49.387	6.593	21.251	614	25	406	1.158	109	93.713	139.352

REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

BALANCE ENERGÉTICO CONSOLIDADO 1998 **UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA UPME**

ENERGÉTICO TERACALORIAS	ENERGÍA PRIMARIA								ENERGÍA SECUNDARIA											TOTAL SECUNDARIA	TOTAL EFFECTIVA
	HE	GN	PT	GM	LE	BZ	RC	TOTAL PRIMARIA	EE	GR	GL	GM	KJ	DO	FO	NE	CQ	CL	GI		
CONSUMO DESAGREGADO																					
1 CONSUMO INDUSTRIAL	0	10.359	7.819	18.677	191	13.324	2.269	52.871	10.211	0	733	0	895	4.636	1.342	93	606	209	179	18.904	71.775
Alimentos Bebidas y Tabaco	0	656	2.007	1.415	35	12.817	1	16.531	1.905	0	210	0	53	1.343	127	15	0	0	0	3.655	20.566
Textil y Confecciones	0	73	761	2.295	0	0	17	3.145	1.432	0	50	0	63	250	51	3	0	0	0	1.697	5.041
Calzado y Cueros	0	35	110	34	0	0	0	180	128	0	2	0	0	0	0	1	0	0	0	145	326
Maderas y Muebles	0	175	995	6	0	0	0	1.176	148	0	0	0	17	17	0	0	0	0	0	182	1.358
Papel e Imprenta	0	496	6	3.190	0	507	2.043	6.243	662	0	41	0	16	66	166	2	0	0	0	1.152	7.394
Químicos	0	4.381	765	1.068	0	0	206	6.422	1.621	0	70	0	126	494	34	22	35	209	0	2.610	9.032
Cemento	0	3.874	368	6.396	0	0	0	10.577	962	0	0	0	6	467	9	10	0	0	0	1.455	12.031
Piedras Vidrio y Cerámicas	0	105	1.215	1.046	153	0	0	2.520	431	0	207	0	511	154	0	3	0	0	0	1.336	3.825
Hierro Acero y No Ferrosos	0	269	484	3.424	1	0	0	4.199	1.879	0	133	0	102	262	0	5	564	0	173	3.125	7.324
Maquinaria y Equipos	0	45	679	2	1	0	0	727	457	0	21	0	2	179	949	5	7	0	0	1.625	2.347
Otros	0	262	495	1	0	0	0	753	385	0	0	0	0	1.348	0	24	0	0	0	1.757	2.510
2 CONSUMO TRANSPORTE	0	515	0	9	0	0	0	524	0	0	0	56.722	7.060	17.216	262	281	0	0	0	81.542	82.656
..Pasajeros Privado Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.649	0	166	0	24	0	0	0	6.059	6.059
..Pasajeros Privado Urbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15.942	0	497	0	50	0	0	0	16.399	16.399
..Pasajeros Público Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.991	0	1.156	0	27	0	0	0	8.173	8.173
..Pasajeros Público Urbano	0	515	0	0	0	0	0	515	0	0	0	13.650	0	1.105	0	60	0	0	0	15.064	15.579
..Carga Urbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.233	0	1.552	0	34	0	0	0	7.819	7.819
..Carga Interurbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.730	0	10.019	0	76	0	0	0	16.825	16.825
Total Carretero	0	515	0	0	0	0	0	515	0	0	0	55.643	0	14.428	0	270	0	0	0	70.346	70.855
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232	7.060	0	0	3	0	0	0	7.295	7

REPÚBLICA DE COLOMBIA MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA ENERGÉTICO UNIDAD ORIGINAL		BALANCE ENERGÉTICO CONSOLIDADO 1999 UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA UPME																	
		ENERGÍA PRIMARIA							ENERGÍA SECUNDARIA										
		HE	GN	PT	CM	LE	BZ	RC	EE	GR	GL	GM	KJ	DO	FO	KE	CQ	CL	GI
		GWH	MPC	MEL	KTON	KTON	KTON	TCAL	GWH	MEL	MEL	MEL	MEL	MEL	MEL	MEL	MEL	KTON	KTON
Centrales Hidroeléctricas	.	.	.	.	.	.	.	33.520	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales Térmicas	.	.	.	.	.	.	.	8.666	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autoprodutores	.	.	.	.	.	.	.	1.962	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centros Tratamiento de Gas	.	.	.	.	.	.	.	0	0	1.769	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinerías	.	.	.	.	.	.	.	0	4.527	7.840	42.175	8.157	21.209	20.797	12.353	0	0	0	0
Coquerías	.	.	.	.	.	.	.	0	0	0	0	0	0	0	0	444	0	416	0
Altos Hornos	.	.	.	.	.	.	.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	503	0
Carboneras	.	.	.	.	.	.	.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230	0	0
1.1 Producción	43.267	256.654	297.773	32.754	7.650	11.668	3.821	44.146	4.527	9.609	42.175	8.157	21.209	20.797	12.353	444	230	918	0
1.2 Importaciones	0	0	1.326	0	0	0	0	33	0	67	1.673	65	4	52	0	0	0	0	0
1.3 Exportaciones	0	0	158.137	29.932	0	0	0	27	0	70	2	1.642	4.486	19.862	0	124	0	0	0
1.4 Variación de Inventarios (v)	3.100	0	1.560	-1.200	0	0	0	0	0	362	2.133	110	-2.650	-1.045	0	0	0	0	0
1.5 No Aprovechado	0	16.666	0	77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-292	0	0	0	0
1.6 Pérdidas	0	0	5	72	0	0	0	10.547	0	0	0	0	0	0	0	9	0	63	0
1_OFERTA INTERNA	40.167	239.986	109.377	3.672	7.650	11.668	3.821	33.608	4.527	9.244	41.913	8.470	19.575	2.032	12.645	311	230	855	0
AJUSTE	0	-182	0	55	734	1	0	816	0	547	-461	70	-84	814	0	4	0	0	0
2 DEMANDA INTERNA	40.167	240.166	109.376	3.818	6.916	11.667	3.821	32.792	4.527	8.697	42.374	6.400	19.659	1.219	12.645	307	230	855	0
2.1 Consumo Propio	0	46.669	1.483	0	0	0	0	740	4.527	56	53	12	102	364	54	0	0	377	0
2.2 Transf.Recibo/Pend.Transf	40.167	120.491	103.783	1.045	635	569	194	0	0	126	0	0	0	136	0	230	0	342	0
Centrales Hidroel. cncas	39.905	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales Térmicas	0	67.343	0	402	0	0	0	0	0	0	0	0	0	136	0	0	0	0	0
Autoprodutores	263	565	91	160	0	569	194	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	342	0
Centros Tratamiento de gas	0	7.554	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinerías	0	45.029	103.691	0	0	0	0	0	0	126	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coquerías	0	0	0	232	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altos Hornos	0	0	0	231	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230	0	0	0
Carboneras	0	0	0	0	635	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3 Consumo Final	0	73.008	4.111	2.772	6.281	11.078	3.627	32.052	0	8.513	42.321	6.388	19.557	719	12.591	77	230	136	0
Residencial	0	22.680	0	95	4.830	0	0	11.583	0	7.060	467	484	0	0	0	0	198	0	0
Comercial y Público	0	3.697	35	0	0	0	0	7.514	0	666	0	0	2.190	52	0	0	0	0	0
Industrial	0	44.732	3.917	2.676	53	7.922	2.269	9.807	0	763	0	663	2.999	552	64	77	32	136	0
Transporte	0	2.300	0	1	0	0	0	46	0	0	41.356	5.232	11.136	108	186	0	0	0	0
Agropecuaria y Minero	0	0	26	0	1.336	3.156	1.104	1.010	0	62	0	6	3.669	7	0	0	0	0	0
Construcciones	0	0	59	0	0	0	0	93	0	0	436	0	142	0	2.236	0	0	0	0
No identificado	0	0	73	0	0	0	254	1.990	0	3	0	0	0	0	10.105	0	0	0	0
2.3.1 Consumo Util	0	50.094	2.667	1.601	693	5.999	2.051	19.430	0	5.480	6.313	1.502	5.811	467	12.574	25	53	53	0
Residencial	0	15.456	0	12	327	0	0	7.493	0	4.556	233	169	0	0	0	0	21	0	0
Comercial y Público	0	2.533	24	0	0	0	0	3.156	0	401	0	0	1.218	35	0	0	0	0	0
Industrial	0	31.760	2.619	1.796	16	5.163	1.711	7.395	0	520	0	391	1.641	405	47	25	32	53	0
Transporte	0	345	0	0	0	0	0	0	0	0	6.007	942	2.022	21	186	0	0	0	0
Agropecuaria y Minero	0	0	13	0	350	781	277	477	0	0	9	0	703	5	0	0	0	0	0
Construcciones	0	0	12	0	0	0	0	73	0	0	63	0	26	0	2.236	0	0	0	0
No identificado	0	0	0	0	0	0	64	836	0	2	0	0	0	0	10.105	0	0	0	0
2.3.2 Pérdidas Consumo	0	22.915	1.444	965	5.582	5.105	1.575	12.623	0	3.033	36.008	4.866	13.746	252	17	52	178	82	0

REPÚBLICA DE COLOMBIA MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA		BALANCE ENERGÉTICO CONSOLIDADO 1999 UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA UPME																	
ENERGÉTICO UNIDAD ORIGINAL		ENERGÍA PRIMARIA								ENERGÍA SECUNDARIA									
HE	GH	PT	CH	LE	RZ	RC	EE	GR	GL	GN	KJ	DO	FO	NE	CQ	CL	GI		
GWH	MPC	MEL	MTON	ATON	MTON	TCAL	GWH	MEL	MEL	MEL	MEL	MEL	MEL	MEL	MTON	MTON	TCAL		
1 CONSUMO INDUSTRIAL	0	44.732	3.917	2.676	53	7.322	2.269	9.807	0	783	0	663	2.999	552	64	77	32	136	
Alimentos Bebidas y Tabaco	0	2.626	1.005	201	10	7.620	1	1.830	0	224	0	39	869	52	13	0	0	0	
Textil y Confecciones	0	313	381	325	0	0	17	1.375	0	53	0	47	193	21	0	0	0	0	
Calzado y Cueros	0	152	55	5	0	0	0	123	0	2	0	0	5	3	1	0	0	0	
Maderas y Muebles	0	752	498	1	0	0	0	142	0	0	0	12	11	0	0	0	0	0	
Papel e Imprenta	0	2.135	3	452	0	302	2.043	828	0	44	0	12	43	66	1	0	0	0	
Químicos	0	18.661	383	151	0	0	208	1.557	0	75	0	93	319	14	15	4	32	0	
Cemento	0	16.678	154	907	0	0	0	924	0	0	0	4	302	4	7	0	0	0	
Piedras Vidrio y Cerámicas	0	450	609	148	42	0	0	414	0	221	0	379	100	0	2	0	0	0	
Hierro Acero y No Ferrosos	0	1.244	242	465	0	0	0	1.604	0	142	0	75	170	0	4	72	0	136	
Maquinaria y Equipos	0	193	340	0	0	0	0	439	0	22	0	2	116	330	4	1	0	0	
Otros	0	1.128	245	0	0	0	0	370	0	0	0	0	872	0	16	0	0	0	
2 CONSUMO TRANSPORTE	0	2.300	0	1	0	0	0	0	0	41.336	5.232	11.135	108	194	0	0	0	0	
..Pasajeros Privado Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.265	0	121	0	16	0	0	0	0	
..Pasajeros Privado Urbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11.623	0	263	0	35	0	0	0	0	
..Pasajeros Público Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.097	0	748	0	18	0	0	0	0	
..Pasajeros Público Urbano	0	2.300	0	0	0	0	0	0	0	10.133	0	715	0	42	0	0	0	0	
..Carga Urbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.545	0	1.004	0	23	0	0	0	0	
..Carga Interurbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.907	0	6.481	0	52	0	0	0	0	
Total Carretero	0	2.300	0	0	0	0	0	0	0	40.570	0	9.331	0	185	0	0	0	0	
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	169	5.232	0	0	2	0	0	0	0	
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	618	0	533	0	3	0	0	0	0	
Marítimo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.178	96	1	0	0	0	0	0	
Ferrovial	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	93	11	1	0	0	0	0	0	
3 CONSUMO AGRÍCOLA Y MINERO	0	0	26	0	1.398	3.156	1.104	1.010	0	62	8	3.089	7	0	0	0	0	0	
..Tractores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.385	0	0	0	0	0	0	
..Secado de Granos	0	0	0	0	0	0	0	16	0	0	0	837	0	0	0	0	0	0	
..Procesamiento Agrícola	0	0	26	0	1.398	3.156	1.104	3	0	0	0	222	7	0	0	0	0	0	
..Riego	0	0	0	0	0	0	0	16	0	0	0	645	0	0	0	0	0	0	
..Fumigación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	62	0	0	0	0	0	0	0	0	
..Otros	0	0	0	0	0	0	0	256	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	
Total Agrícola	0	0	26	0	1.398	3.156	1.104	295	0	62	8	3.089	7	0	0	0	0	0	
..Iluminación	0	0	0	0	0	0	0	146	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
..Fuente Motriz	0	0	0	0	0	0	0	423	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
..Otros Usos	0	0	0	0	0	0	0	147	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total Minero	0	0	0	0	0	0	0	715	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4 CONSUMO RESIDENCIAL	0	22.080	0	95	4.830	0	0	11.593	0	7.060	467	464	0	0	0	198	0	0	
..Cocción	0	21.660	0	32	461	0	0	1.871	0	0	0	0	0	0	0	0	15	0	
..Iluminación	0	0	0	0	0	0	0	1.819	0	47	0	0	0	0	0	0	0	0	
..Agua Caliente	0	221	0	0	0	0	0	2.260	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
..Nevera	0	0	0	0	0	0	0	301	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
..Aire Acondicionado	0	0	0	0	0	0	0	491	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total Urbano	0	22.080	0	95	4.830	0	0	14.283	0	7.107	467	464	0	0	0	198	0	0	
Total Rural	0	0	0	0	0	0	0	2.210	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

BALANCE ENERGÉTICO CONSOLIDADO 1999
UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA UPME

REPÚBLICA DE COLOMBIA MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA ENERGÉTICA TERACALORÍAS	ENERGÍA PRIMARIA								ENERGÍA SECUNDARIA											TOTAL	TOTAL
	HE	GN	PT	CM	LE	BZ	RC	TOTAL	EE	GR	GL	GM	KJ	DO	FO	NE	CQ	CL	GI		
	PRIMARIA								SECUNDARIA												
Centrales Hidroeléctricas	.	.	.	.	.	.	.	.	28.827	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28.827	0
Centrales Térmicas	.	.	.	.	.	.	.	.	7.453	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.453	0
Autoprodutores	.	.	.	.	.	.	.	.	1.668	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.668	0
Centros Tratamiento de Gas	.	.	.	.	.	.	.	.	0	0	1.681	0	0	0	0	0	0	0	0	1.681	0
Refinerías	.	.	.	.	.	.	.	.	0	8.510	7.448	51.454	10.849	29.268	30.760	17.047	0	0	0	155.355	0
Coquerías	.	.	.	.	.	.	.	.	0	0	0	0	0	0	0	0	2.129	0	416	2.545	0
Altos Hornos	.	.	.	.	.	.	.	.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	503	503	0
Carboneras	.	.	.	.	.	.	.	.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.498	0	1.498	0
1.1. Producción	37.210	60.104	410.927	212.901	27.540	21.236	3.821	773.738	37.968	8.510	9.129	51.454	10.849	29.268	30.760	17.047	2.129	1.498	916	199.549	773.738
1.2. Importaciones	0	0	1.830	0	0	0	0	1.830	29	0	63	2.265	86	6	77	0	0	0	0	2.546	4.375
1.3. Exportaciones	0	0	259.630	194.558	0	0	0	454.188	23	0	67	2	2.184	6.193	29.396	0	555	0	0	38.480	492.648
1.4. Variación de Inventarios	2.666	0	2.180	-7.800	0	0	0	-2.554	0	0	344	2.602	147	-3.933	-1.547	0	0	0	0	-2.367	-5.341
1.5. No Aproximado	0	3.947	0	504	0	0	0	4.451	0	0	0	0	0	0	0	-403	0	0	0	-403	4.043
1.6. Pérdidas	0	0	7	470	0	0	0	477	9.070	0	0	0	0	0	0	0	42	0	63	9.175	9.651
1. OFERTA INTERNA	34.544	56.157	150.940	25.169	27.540	21.238	3.821	319.406	23.903	8.510	8.782	51.134	8.603	27.014	3.003	17.450	1.492	1.493	655	157.245	277.107
A JUSTE	0	-43	0	355	2.642	2	0	2.956	702	0	520	-562	93	-116	1.204	0	19	0	0	1.680	4.816
2. DEMANDA INTERNA	34.544	56.199	150.939	24.814	24.898	21.234	3.821	316.449	28.201	8.510	8.262	51.695	8.512	27.129	1.604	17.450	1.473	1.493	655	155.395	272.290
2.1. Consumo Propio	0	10.921	2.045	0	0	0	0	12.967	636	8.510	55	64	16	140	538	74	0	0	377	10.411	23.378
2.2. Transf.Receibo/Perd. Transf.	34.544	28.195	143.220	6.794	2.266	1.072	194	216.355	0	0	120	0	0	0	202	0	1.103	0	342	1.767	18.523
Centrales Hidroeléctricas	34.318	0	0	0	0	0	0	34.318	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.491
Centrales Térmicas	0	15.758	0	2.612	0	0	0	18.370	0	0	0	0	0	0	202	0	0	0	0	202	11.119
Autoprodutores	226	132	126	1.170	0	1.072	194	2.920	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	342	342	1.574
Centros Tratamiento de gas	0	1.768	0	0	0	0	0	1.768	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	87
Refinerías	0	10.537	143.094	0	0	0	0	153.631	0	0	120	0	0	0	0	0	0	0	120	-1.605	0
Coquerías	0	0	0	1.509	0	0	0	1.509	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.036
Altos Hornos	0	0	0	1.503	0	0	0	1.503	0	0	0	0	0	0	0	0	1.103	0	1.103	2.104	0
Carboneras	0	0	0	0	2.286	0	0	2.286	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	789
2.3. Consumo Final	0	17.084	5.673	18.020	22.812	20.162	3.627	67.177	27.565	0	8.687	51.632	8.498	26.959	1.064	17.378	370	1.498	136	143.212	230.389
Residencial	0	5.167	0	618	17.388	0	0	23.172	9.970	0	6.707	570	644	0	0	0	0	1.289	0	19.160	42.352
Comercial y Público	0	912	49	0	0	0	0	961	6.462	0	633	0	0	3.022	78	0	0	0	0	10.195	11.156
Industrial	0	10.457	5.405	17.394	190	14.415	2.269	50.143	6.434	0	744	0	682	4.139	616	88	370	209	136	15.816	65.961
Transporte	0	538	0	8	0	0	0	546	40	0	0	50.455	6.959	15.368	160	257	0	0	0	73.236	73.784
Agropecuaria y Minero	0	0	36	0	5.034	5.744	1.104	11.918	669	0	0	75	11	4.263	11	0	0	0	0	5.229	17.146
Construcciones	0	0	82	0	0	0	0	82	60	0	0	532	0	196	0	3.088	0	0	0	3.894	3.975
No Identificado	0	0	101	0	0	0	0	254	355	1.711	0	3	0	0	0	13.945	0	0	0	15.655	16.014
2.3.1. Consumo Util	0	11.722	3.681	11.750	2.495	10.664	2.051	42.584	16.709	0	5.206	7.702	1.998	8.019	691	17.352	122	343	53	58.195	100.758
Residencial	0	3.617	0	77	1.179	0	0	4.872	6.444	0	4.330	265	225	0	0	0	0	134	0	11.415	16.290
Comercial y Público	0	593	33	0	0	0	0	625	2.714	0	381	0	0	1.681	52	0	0	0	0	4.822	5.453
Industrial	0	7.432	3.614	11.672	57	9.444	1.711	33.930	6.360	0	494	0	520	2.541	599	64	122	209	53	10.962	44.692
Transporte	0	81	0	1	0	0	0	81	0	0	0	7.329	1.253	2.791	32	257	0	0	0	11.661	11.742
Agropecuaria y Minero	0	0	18	0	1.259	1.421	277	2.975	410	0	0	11	0	969	8	0	0	0	0	1.339	4.373
Construcciones	0	0	16	0	0	0	0	16	63	0	0	77	0	36	0	3.088	0	0	0	3.262	3.278
No Identificado	0	0	0	0	0	0	0	64	719	0	2	0	0	0	0	13.945	0	0	0	14.665	14.729
2.3.2. Pérdidas Consumo	0	5.362	1.992	6.270	20.117	9.297	1.575	44.614	10.856	0	2.681	43.930	6.498	19.970	373	24	248	1.155	82	65.017	129.631

BALANCE ENERGÉTICO CONSOLIDADO 1999
UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA UPME

REPUBLICA DE COLOMBIA MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA ENERGÉTICA TERACALORÍAS	UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA UPMINE																			TOTAL			
	ENERGIA PRIMARIA									ENERGIA SECUNDARIA													
	HE	GN	PT	CM	LE	BZ	RC	TOTAL	EE	GR	GL	GM	KJ	DO	FO	NE	CQ	CL	GI			TOTAL	EFFECTIVA
CONSUMO DESAGREGADO																							
1 CONSUMO INDUSTRIAL	0	10.467	5.405	17.394	190	14.418	2.269	50.143	8.434	0	744	0	682	4.139	616	68	370	229	136	15.816	65.961		
Alimentos Bebidas y Tabaco	0	661	1.387	1.304	35	13.669	1	17.257	1.573	0	213	0	52	1.195	77	18	0	0	0	3.132	20.385		
Textil y Confecciones	0	73	526	2.114	0	0	17	2.730	1.163	0	50	0	62	266	31	3	0	0	0	1.556	4.325		
Calzado y Cueros	0	36	76	31	0	0	0	143	106	0	2	0	0	8	4	1	0	0	0	120	263		
Maderas y Muebles	0	176	668	6	0	0	0	869	122	0	0	0	16	15	0	0	0	0	0	154	1.024		
Papel e Imprenta	0	496	4	2.939	0	549	2.043	6.035	712	0	42	0	16	59	101	2	0	0	0	930	6.966		
Químicos	0	4.413	529	934	0	0	208	6.135	1.339	0	71	0	124	441	20	21	21	209	0	2.246	8.381		
Cemento	0	3.903	213	5.693	0	0	0	10.606	795	0	0	0	6	417	8	10	0	0	0	1.233	11.241		
Piedras Vidrio y Cerámicas	0	105	840	964	152	0	0	2.062	356	0	210	0	503	138	0	3	0	0	0	1.210	3.271		
Hierro Acero y No Ferrosos	0	291	334	3.155	1	0	0	3.783	1.552	0	135	0	100	234	0	5	344	0	136	2.507	6.239		
Máquinaria y Equipos	0	45	469	2	1	0	0	518	377	0	21	0	2	199	577	5	4	0	0	1.147	1.664		
Otros	0	264	339	1	0	0	0	604	318	0	0	0	0	1.203	0	23	0	0	0	1.544	2.142		
2 CONSUMO TRANSPORTE	0	538	0	8	0	0	0	546	0	0	0	50.455	6.959	15.368	160	267	0	0	0	73.209	73.755		
Pasajeros Privado Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.203	0	166	0	23	0	0	0	5.392	5.392		
Pasajeros Privado Urbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14.160	0	363	0	48	0	0	0	14.591	14.591		
Pasajeros Público Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.218	0	1.032	0	25	0	0	0	7.276	7.276		
Pasajeros Público Urbano	0	538	0	0	0	0	0	538	0	0	0	12.363	0	966	0	57	0	0	0	13.497	13.945		
Carga Urbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.544	0	1.366	0	32	0	0	0	6.962	6.962		
Carga Interurbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.987	0	8.943	0	72	0	0	0	15.002	15.002		
Total Carretero	0	538	0	0	0	0	0	538	0	0	0	49.495	0	12.677	0	257	0	0	0	62.629	63.167		
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	206	6.959	0	0	3	0	0	0	7.168	7.168		
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	754	0	736	0	5	0	0	0	1.494	1.494		
Marítimo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.626	143	2	0	0	0	1.770	1.770		
Ferroviario	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	129	17	1	0	0	0	147	155		
Total	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Total Carretero	0	538	0	0	0	0	0	538	0	0	0	49.495	0	12.677	0	257	0	0	0	62.629	63.167		
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	206	6.959	0	0	3	0	0	0	7.168	7.168		
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	754	0	736	0	5	0	0	0	1.494	1.494		
Marítimo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.626	143	2	0	0	0	1.770	1.770		
Ferroviario	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	129	17	1	0	0	0	147	155		
Total	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Total Carretero	0	538	0	0	0	0	0	538	0	0	0	49.495	0	12.677	0	257	0	0	0	62.629	63.167		
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	206	6.959	0	0	3	0	0	0	7.168	7.168		
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	754	0	736	0	5	0	0	0	1.494	1.494		
Marítimo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.626	143	2	0	0	0	1.770	1.770		
Ferroviario	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	129	17	1	0	0	0	147	155		
Total	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Total Carretero	0	538	0	0	0	0	0	538	0	0	0	49.495	0	12.677	0	257	0	0	0	62.629	63.167		
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	206	6.959	0	0	3	0	0	0	7.168	7.168		
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	754	0	736	0	5	0	0	0	1.494	1.494		
Marítimo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.626	143	2	0	0	0	1.770	1.770		
Ferroviario	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	129	17	1	0	0	0	147	155		
Total	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Total Carretero	0	538	0	0	0	0	0	538	0	0	0	49.495	0	12.677	0	257	0	0	0	62.629	63.167		
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	206	6.959	0	0	3	0	0	0	7.168	7.168		
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	754	0	736	0	5	0	0	0	1.494	1.494		
Marítimo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.626	143	2	0	0	0	1.770	1.770		
Ferroviario	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	129	17	1	0	0	0	147	155		
Total	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Total Carretero	0	538	0	0	0	0	0	538	0	0	0	49.495	0	12.677	0	257	0	0	0	62.629	63.167		
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	206	6.959	0	0	3	0	0	0	7.168	7.168		
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	754	0	736	0	5	0	0	0	1.494	1.494		
Marítimo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.626	143	2	0	0	0	1.770	1.770		
Ferroviario	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	129	17	1	0	0	0	147	155		
Total	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Total Carretero	0	538	0	0	0	0	0	538	0	0	0	49.495	0	12.677	0	257	0	0	0	62.629	63.167		
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	206	6.959	0	0	3	0	0	0	7.168	7.168		
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	754	0	736	0	5	0	0	0	1.494	1.494		
Marítimo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.626	143	2	0	0	0	1.770	1.770		
Ferroviario	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	129	17	1	0	0	0	147	155		
Total	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Total Carretero	0	538	0	0	0	0	0	538	0	0	0	49.495	0	12.677	0	257	0	0	0	62.629	63.167		
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	206	6.959	0	0	3	0	0	0	7.168	7.168		
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	754	0	736	0	5	0	0	0	1.494	1.494		
Marítimo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.626	143	2	0	0	0	1.770	1.770		
Ferroviario	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	129	17	1	0	0	0	147	155		
Total	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Total Carretero	0	538	0	0	0	0	0	538	0	0	0	49.495	0	12.677	0	257	0	0	0	62.629	63.167		
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	206	6.959	0	0	3	0	0	0	7.168	7.168		
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	754	0	736	0	5	0	0	0	1.494	1.494		
Marítimo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.626	143	2	0	0	0	1.770	1.770		
Ferroviario	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	129	17	1	0	0	0	147	155		
Total	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Total Carretero	0	538	0	0	0	0	0	538	0	0	0	49.495	0	12.677	0	257	0	0	0	62.629	63.167		
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	206	6.959	0	0	3	0	0	0	7.168	7.168		
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	754	0	736	0	5	0	0	0	1.494	1.494		
Marítimo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.626	143	2	0	0	0	1.770	1.770		
Ferroviario	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	129									

BALANCE ENERGÉTICO CONSOLIDADO 2000 **UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA UPME**

REPÚBLICA DE COLOMBIA
 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

ENERGÉTICO
UNIDAD ORIGINAL

ENERGÍA PRIMARIA

ENERGÍA SECUNDARIA

	HE GWH	GN MPC	PT KBL	CM KTON	LE KTON	BZ KTON	RC TCAL	EE GWH	GR KBL	GL KBL	GM KBL	KJ KBL	DO KBL	FO KBL	NE KBL	CQ KTON	CL KTON	GI TCAL
Centrales Hidroeléctricas								31.853										0
Centrales Térmicas								10.119										0
Autoproducciones								1.980										0
Centros Tratamiento de Gas										1.369								0
Refinerías									4.535	8.199	41.794	8.499	22.666	19.461	12.600			0
Coquerías																544		488
Altos Hornos																		553
Carboneras																	230	0
1.1 Producción	40.300	285.327	250.576	38.142	7.582	12.195	3.159	43.952	4.535	9.568	41.794	8.499	22.666	19.461	12.600	544	230	1.042
1.2 Importaciones	0	0	1.380	0	0	0	0	77	0	0	1.490	62	81	440	0	0	0	0
1.3 Exportaciones	0	0	140.498	35.614	0	0	0	37	0	0	4.984	2.460	2.042	17.137	0	240	0	0
1.4 Variación de Inventarios	2.097	0	1.040	-1.600	0	0	0	0	0	352	120	50	0	30	0	0	0	0
1.5 No Aprovechado	0	17.906	0	77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.6 Pérdidas	0	0	5	72	0	0	0	10.493	0	0	0	0	0	0	0	9	0	62
1 OFERTA INTERNA	38.203	267.422	110.413	4.176	7.582	12.195	3.159	33.500	4.535	9.206	38.179	6.052	20.704	2.734	12.600	296	230	979
A JUSTE	20	84	1.361	119	743	1	0	-568	0	166	335	231	-1.137	-57	-806	1	10	30
2 DEMANDA INTERNA	38.183	267.505	109.052	4.059	6.839	12.194	3.159	34.066	4.535	9.040	37.845	5.821	21.841	2.791	13.406	295	221	950
2.1 Consumo Propio	0	47.548	483	0	0	0	0	751	4.535	58	34	15	0	384	54	0	0	377
2.2 Transf/Reciclo/Pend.Transf	38.183	142.799	106.542	1.272	620	636	194	0	0	126	0	0	0	99	0	254	0	342
Centrales Hidroeléctricas	37.921	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales Térmicas	0	89.048	0	775	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99	0	0	0	0
Autoproducciones	263	580	91	80	0	636	194	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	342
Centros Tratamiento de gas	0	8.390	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinerías	0	44.872	106.450	0	0	0	0	0	0	126	0	0	0	0	0	0	0	0
Coquerías	0	0	0	186	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Altos Hornos	0	0	0	231	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	254	0	0
Carboneras	0	0	0	0	742	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3 Consumo Final	0	77.158	2.027	2.787	6.219	11.558	2.965	33.335	0	8.857	37.811	5.805	21.841	2.329	13.352	41	221	239
Residencial	0	23.924	0	96	4.782	0	0	11.130	0	7.457	343	412	0	0	0	0	205	0
Comercial y Público	0	4.222	53	0	0	0	0	9.102	0	690	0	0	1.806	9	0	0	0	0
Industrial	0	46.336	1.846	2.690	52	8.439	1.876	11.362	0	710	0	585	2.836	2.057	68	41	16	230
Transporte	0	2.677	0	1	0	0	0	45	0	0	37.075	4.803	13.692	254	195	0	0	0
Agropecuaria y Minero	0	0	39	0	1.384	3.119	912	1.290	0	0	53	6	3.387	8	0	0	0	0
Construcciones	0	0	90	0	0	0	0	56	0	0	340	0	119	0	2.372	0	0	0
No Identificado	0	0	0	0	0	0	177	350	0	0	0	0	0	0	10.718	0	0	0
2.3.1 Consumo Util	0	52.791	1.307	1.817	685	6.299	1.689	20.384	0	5.700	5.614	1.353	6.025	1.573	13.334	14	37	90
Residencial	0	16.747	0	12	324	0	0	7.194	0	4.814	171	144	0	0	0	0	21	0
Comercial y Público	0	2.744	35	0	0	0	0	3.623	0	415	0	0	1.005	6	0	0	0	0
Industrial	0	32.898	1.234	1.805	16	5.528	1.414	8.567	0	471	0	345	1.742	1.510	50	14	16	90
Transporte	0	402	0	0	0	0	0	0	0	0	5.385	855	2.486	50	195	0	0	0
Agropecuaria y Minero	0	0	19	0	346	771	229	609	0	0	8	0	770	6	0	0	0	0
Construcciones	0	0	18	0	0	0	0	44	0	0	49	0	22	0	2.372	0	0	0
No Identificado	0	0	0	0	0	0	44	147	0	0	0	0	0	0	10.718	0	0	0
2.3.2 Pérdidas Consumo	0	24.368	720	970	5.533	5.259	1.377	12.951	0	3.157	32.197	4.453	15.816	756	18	26	184	140

BALANCE ENERGÉTICO CONSOLIDADO 2000 **UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA UPME**

REPÚBLICA DE COLOMBIA
 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

ENERGÉTICO
UNIDAD ORIGINAL

ENERGÍA PRIMARIA

ENERGÍA SECUNDARIA

UNIDAD ORIGINAL	HE GWH	GN MPC	PT KBL	CM KTON	LE KTON	BZ KTON	RC TCAL	EE GWH	GR KBL	GL KBL	GM KBL	KJ KBL	DO KBL	FO KBL	NE KBL	CQ KTON	CL KTON	GI TCAL
CONSUMO DESAGREGADO																		
1 CONSUMO INDUSTRIAL	0	46.336	1.846	2.690	52	8.439	1.876	11.362	0	710	0	585	2.836	2.057	68	41	16	230
Alimentos Bebidas y Tabaco	0	2.927	474	202	10	8.116	1	2.120	0	203	0	34	821	194	14	0	0	0
Textil y Confecciones	0	325	180	327	0	0	14	1.593	0	48	0	41	182	78	2	0	0	0
Calzado y Cueros	0	158	26	5	0	0	0	143	0	2	0	0	5	10	1	0	0	0
Maderas y Muebles	0	779	235	1	0	0	0	165	0	0	0	11	11	0	0	0	0	0
Papel e Imprenta	0	2.211	2	455	0	321	1.689	959	0	40	0	10	40	254	1	0	0	0
Químicos	0	19.537	181	152	0	0	172	1.804	0	68	0	82	302	52	16	2	16	0
Cemento	0	17.276	73	911	0	0	0	1.071	0	0	0	4	286	14	8	0	0	0
Piedras Vidrio y Cerámicas	0	465	287	149	42	0	0	480	0	200	0	334	94	0	2	0	0	0
Hierro Acero y No Ferrosos	0	1.289	114	488	0	0	0	2.091	0	129	0	67	161	0	4	38	0	230
Mecanaria y Equipos	0	200	160	0	0	0	0	508	0	20	0	2	109	1.455	4	0	0	0
Otros	0	1.169	116	0	0	0	0	429	0	0	0	0	824	0	17	0	0	0
2 CONSUMO TRANSPORTE	0	2.677	0	1	0	0	0	0	0	0	37.075	4.803	13.692	254	195	0	0	0
..Pasajeros Privado Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.823	0	148	0	17	0	0	0
..Pasajeros Privado Urbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.420	0	324	0	36	0	0	0
..Pasajeros Público Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.569	0	920	0	19	0	0	0
..Pasajeros Público Urbano	0	2.677	0	0	0	0	0	0	0	0	9.084	0	879	0	43	0	0	0
..Carga Urbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.074	0	1.234	0	24	0	0	0
..Carga Interurbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.399	0	7.968	0	47	0	0	0
Total Carretero	0	2.677	0	0	0	0	0	0	0	0	36.370	0	11.473	0	187	0	0	0
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	151	4.803	0	0	2	0	0	0
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	554	0	656	0	4	0	0	0
Marítimo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.448	227	1	0	0	0
Ferroviano	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115	27	1	0	0	0
3 CONSUMO AGRÍCOLA Y MINERO	0	0	39	0	1.384	3.119	912	1.290	0	0	53	6	3.387	8	0	0	0	0
..Tractores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.519	0	0	0	0	0
..Secado de Granos	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0	0	0	917	0	0	0	0	0
..Procesamiento Agrícola	0	0	39	0	1.384	3.119	912	4	0	0	0	0	244	8	0	0	0	0
..Riego	0	0	0	0	0	0	0	22	0	0	0	0	707	0	0	0	0	0
..Fumigación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	327	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0
Total Agrícola	0	0	39	0	1.384	3.119	912	376	0	0	53	6	3.387	8	0	0	0	0
..Iluminación	0	0	0	0	0	0	0	187	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
..Fuerza Motriz	0	0	0	0	0	0	0	540	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros Usos	0	0	0	0	0	0	0	187	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Minero	0	0	0	0	0	0	0	914	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 CONSUMO RESIDENCIAL	0	23.924	0	96	4.782	0	0	11.130	0	7.457	343	412	0	0	0	0	205	0
..Cocción	0	23.684	0	32	456	0	0	3.411	0	6.658	276	247	0	0	0	0	16	0
..Iluminación	0	0	0	0	0	0	0	1.797	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
..Agua Caliente	0	239	0	0	0	0	0	1.747	0	49	0	0	0	0	0	0	0	0
..Nevera	0	0	0	0	0	0	0	2.170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
..Aire Acondicionado	0	0	0	0	0	0	0	289	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	471	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Urbano	0	23.924	0	32	456	0	0	9.884	0	6.707	276	247	0	0	0	0	16	0
Total Rural	0	0	0	64	4.326	0	0	1.246	0	749	67	165	0	0	0	0	189	0

BALANCE ENERGÉTICO CONSOLIDADO 2000																						
UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA UPME																						
REPUBLICA DE COLOMBIA																						
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA																						
ENERGÉTICO																						
TERACALORIAS	ENERGÍA PRIMARIA								ENERGÍA SECUNDARIA													
	HE	GN	PT	CM	LE	BZ	RC	TOTAL	EE	GR	GL	GM	KJ	DO	FO	NE	CQ	CL	GI	TOTAL	TOTAL	
TERACALORIAS								PRIMARIA												SECUNDARIA	EFFECTIVA	
Centrales Hidroeléctricas	.	.	.	.	.	.	.	27.394	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27.394	0	
Centrales Térmicas	.	.	.	.	.	.	.	6.702	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.702	0	
Autoprodutores	.	.	.	.	.	.	.	1.703	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.703	0	
Centros Tratamiento de Gas	.	.	.	.	.	.	.	0	0	1.301	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.301	0	
Refinerías	.	.	.	.	.	.	.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Coqueñas	.	.	.	.	.	.	.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.612	0	466	3.100	0	
Altos Hornos	.	.	.	.	.	.	.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	553	553	0	
Carboneras	.	.	.	.	.	.	.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.458	0	1.458	0	
1.1 Produccion	34.656	66.767	345.795	247.923	27.295	22.195	3.159	747.792	37.795	8.525	9.090	50.569	11.304	31.279	28.602	17.368	2.612	1.458	1.042	200.325	747.792	
1.2 Importaciones	0	0	1.904	0	0	0	0	1.904	66	0	0	1.817	83	111	652	0	0	0	0	2.729	4.634	
1.3 Exportaciones	0	0	193.687	231.491	0	0	0	425.378	31	0	0	6.031	3.271	2.818	25.363	0	1.151	0	0	33.716	464.094	
1.4 Variación de Inventarios	1.803	0	1.435	-11.700	0	0	0	-8.451	0	0	344	145	67	0	44	0	0	0	0	601	-7.650	
1.5 No Aprovechado	0	4.190	0	504	0	0	0	4.694	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.694	
1.6 Pérdidas	0	0	7	470	0	0	0	477	9.024	0	0	0	0	0	0	0	42	0	62	9.125	9.605	
1. OFERTA INTERNA	32.855	62.577	152.376	27.158	27.295	22.195	3.159	327.603	28.810	8.525	8.745	45.579	8.049	28.571	4.047	17.368	1.419	1.458	979	154.610	281.693	
AJUSTE	17	-20	1.876	772	2.676	2	0	5.326	-504	0	158	466	307	-1.589	-84	-1.112	4	62	30	-2.300	3.026	
2. DEMANDA INTERNA	32.838	62.596	150.491	26.386	24.619	22.193	3.159	322.282	29.314	8.525	8.588	46.170	7.742	30.140	4.131	18.500	1.415	1.435	950	156.910	278.667	
2.1 Consumo Propio	0	11.126	666	0	0	0	0	11.793	645	8.525	55	41	20	0	538	74	0	0	377	10.276	22.069	
2.2 Transf.Recepción Perif. Transf.	32.838	33.415	147.027	8.268	2.232	1.158	194	225.131	0	0	120	0	0	0	147	0	1.217	0	342	1.826	27.070	
Centrales Hidroeléctricas	32.612	0	0	0	0	0	0	32.612	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.218	
Centrales Térmicas	0	20.837	0	5.038	0	0	0	25.875	0	0	0	0	0	0	147	0	0	0	147	17.319		
Autoprodutores	226	136	126	520	0	1.158	194	2.359	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	342	342		
Centros Tratamiento de gas	0	1.942	0	0	0	0	0	1.942	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	642		
Refinerías	0	10.500	146.902	0	0	0	0	157.401	0	0	120	0	0	0	0	0	0	0	120	1.446		
Coqueñas	0	0	0	1.207	0	0	0	1.207	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.693		
Altos Hornos	0	0	0	1.503	0	0	0	1.503	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Carboneras	0	0	0	0	2.670	0	0	2.670	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.172		
2.3 Consumo Final	0	18.055	2.797	18.118	22.387	21.038	2.935	85.358	28.668	0	8.444	46.129	7.722	30.140	3.447	18.426	197	1.435	230	144.808	230.166	
Residencial	0	5.598	0	624	17.215	0	0	23.437	9.572	0	7.084	418	548	0	0	0	0	1.333	0	16.954	42.391	
Comercial y Público	0	968	73	0	0	0	0	1.061	7.828	0	656	0	0	2.493	13	0	0	0	0	10.989	12.050	
Industrial	0	10.843	2.548	17.485	188	15.359	1.676	48.297	9.771	0	675	0	778	3.914	3.045	94	197	103	230	18.607	67.104	
Transporte	0	626	0	9	0	0	0	636	33	0	0	45.231	6.368	16.895	377	269	0	0	0	71.196	71.634	
Agropecuaria y Minero	0	0	53	0	4.984	5.677	912	11.626	1.109	0	0	64	8	4.674	12	0	0	0	0	5.666	17.494	
Construcciones	0	0	124	0	0	0	0	124	48	0	0	415	0	164	0	3.273	0	0	0	3.900	4.024	
No Identificado	0	0	0	0	0	0	177	177	301	0	0	0	0	0	0	14.790	0	0	0	15.091	15.269	
2.3.1 Consumo Unif.	0	12.353	1.803	11.812	2.470	11.464	1.688	41.590	17.531	0	5.415	6.845	1.600	8.315	2.328	18.400	65	241	90	61.033	102.623	
Residencial	0	3.919	0	78	1.167	0	0	5.153	6.187	0	4.573	209	191	0	0	0	0	138	0	11.299	16.452	
Comercial y Público	0	642	49	0	0	0	0	691	3.258	0	394	0	0	1.387	9	0	0	0	0	5.077	5.768	
Industrial	0	7.686	1.703	11.733	57	10.060	1.414	32.666	7.368	0	447	0	458	2.403	2.235	68	65	103	90	13.235	45.955	
Transporte	0	94	0	1	0	0	0	95	0	0	0	6.570	1.150	3.431	74	269	0	0	0	11.434	11.589	
Agropecuaria y Minero	0	0	27	0	1.247	1.404	225	2.906	523	0	0	10	0	1.063	9	0	0	0	0	1.605	4.511	
Construcciones	0	0	25	0	0	0	0	25	38	0	0	60	0	30	0	3.273	0	0	0	3.432	3.426	
No Identificado	0	0	0	0	0	0	44	44	126	0	0	0	0	0	0	14.790	0	0	0	14.917	14.961	
2.3.2 Pérdidas Consumo	0	5.702	594	6.306	19.917	9.571	1.277	43.769	11.137	0	2.999	39.260	5.922	21.826	1.119	25	132	1.194	140	83.775	127.548	

BALANCE ENERGÉTICO CONSOLIDADO 2000
UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA UPME

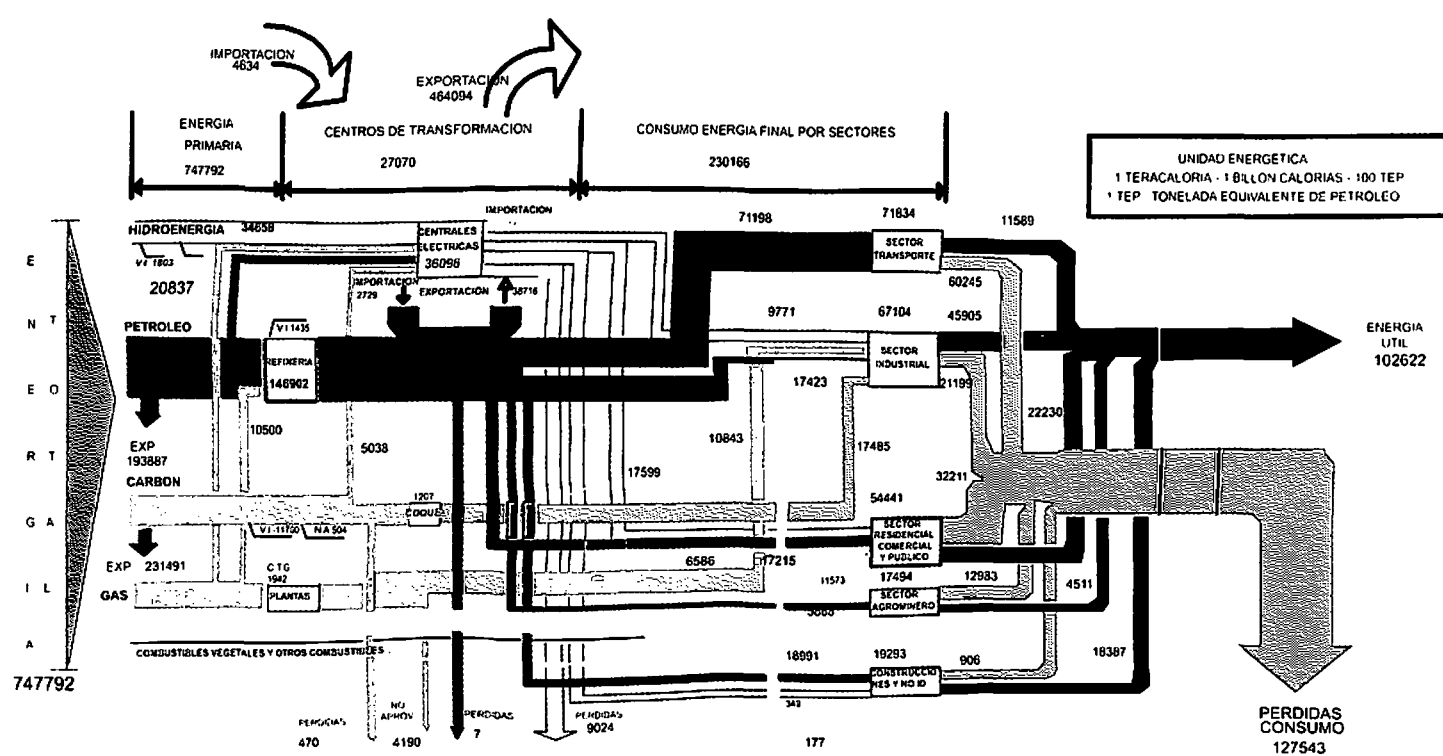
REPUBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

ENERGÉTICO
TERACALORIAS

TERACALORIAS	ENERGÍA PRIMARIA											ENERGÍA SECUNDARIA										
	HE	GN	PT	CM	LE	BZ	RC	TOTAL	EE	GR	GL	GN	KJ	DO	FO	NE	CQ	CL	GI	TOTAL	TOTAL	
	PRIMARIA											SECUNDARIA										
CONSUMO DESAGREGADO																						
1 CONSUMO INDUSTRIAL	0	10.843	2.548	17.485	188	15.359	1.676	48.297	9.771	0	675	0	778	3.914	3.045	94	197	103	230	18.607	67.104	
Alimentos Bebidas y Tabaco	0	683	654	1.311	34	14.774	1	17.459	1.823	0	193	0	46	1.134	263	19	0	0	0	3.532	20.953	
Textil y Confecciones	0	76	248	2.126	0	0	14	2.463	1.370	0	46	0	55	252	116	3	0	0	0	1.841	4.324	
Calzado y Cueros	0	37	36	31	0	0	0	164	123	0	2	0	0	7	15	1	0	0	0	147	251	
Maderas y Muebles	0	182	324	6	0	0	0	512	142	0	0	0	14	15	0	0	0	0	0	171	683	
Papel e Imprenta	0	517	2	2.954	0	565	1.669	5.745	825	0	38	0	14	56	376	2	0	0	0	1.329	7.057	
Químicos	0	4.572	249	990	0	172	5.982	1.551	0	65	0	109	417	76	22	11	103	0	0	2.354	9.337	
Cemento	0	4.643	100	5.924	0	0	10.067	921	0	0	0	0	5	394	21	11	0	0	0	1.352	11.418	
Piedras Vidrio y Cerámicas	0	109	396	969	151	0	0	1.625	413	0	190	0	444	130	0	3	0	0	0	1.165	2.635	
Hierro Acero y No Ferrosos	0	302	158	3.172	1	0	0	3.632	1.798	0	123	0	69	222	0	5	154	0	230	2.652	6.282	
Máquinaria y Equipos	0	47	221	2	1	0	0	271	437	0	19	0	2	151	2.154	5	2	0	0	2.772	3.041	
Otros	0	274	160	1	0	0	0	434	369	0	0	0	0	1.138	0	24	0	0	0	1.531	1.955	
2 CONSUMO TRANSPORTE	0	626	0	9	0	0	0	636	0	0	0	45.231	6.368	16.895	377	269	0	0	0	71.199	71.795	
Pasajeros Privado Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.664	0	205	0	24	0	0	0	4.892	4.692	
Pasajeros Privado Urbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.712	0	447	0	50	0	0	0	13.205	13.209	
Pasajeros Público Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.574	0	1.269	0	26	0	0	0	6.870	6.870	
Pasajeros Público Urbano	0	626	0	0	0	0	0	626	0	0	0	11.083	0	1.213	0	60	0	0	0	12.356	12.592	
Carga Urbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.970	0	1.703	0	33	0	0	0	6.707	6.707	
Carga Interurbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.367	0	10.996	0	65	0	0	0	16.427	16.427	
Total Camión	0	626	0	0	0	0	0	626	0	0	0	44.371	0	15.832	0	258	0	0	0	60.481	61.088	
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	155	6.368	0	0	3	0	0	0	6.576	6.576	
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	676	0	905	0	5	0	0	0	1.586	1.586	
Marítimo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.999	337	2	0	0	0	2.337	2.337	
Ferroviario	0	0	0	9	0	0	0	9	0	0	0	0	0	156	49	1	0	0	0	205	209	
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	64	8	4.674	12	0	0	0	0	5.866	17.494	
3 CONSUMO AGRÍCOLA Y MINERO	0	0	53	0	4.934	5.677	912	11.626	1.109	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.096	2.096	
Tractores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.096	0	0	0	0	0	2.096	2.096	
Secado de Granos	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0	0	1.266	0	0	0	0	0	1.266	1.266	
Procesamiento Agrícola	0	0	53	0	4.934	5.677	912	11.626	3	0	0	0	0	336	12	0	0	0	0	351	11.977	
Riego	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	976	0	0	0	0	0	996	995	
Fumigación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	64	0	0	0	0	0	0	0	64	64	
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	281	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	289	289	
Total Agrícola	0	0	53	0	4.934	5.677	912	11.626	324	0	0	64	8	4.674	12	0	0	0	0	5.882	16.709	
Iluminación	0	0	0	0	0	0	0	0	161	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	161	161	
Fuente Motriz	0	0	0	0	0	0	0	0	464	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	464	464	
Otros Usos	0	0	0	0	0	0	0	0	161	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	161	161	
Total Minero	0	0	0	0	0	0	0	0	786	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	786	786	
4 CONSUMO RESIDENCIAL	0	5.598	0	624	17.215	0	0	23.437	9.572	0	7.084	418	548	0	0	0	0	0	1.333	18.954	42.391	
Cocción	0	5.542	0	209	1.642	0	0	7.393	2.934	0	6.325	337	329	0	0	0	0	0	101	10.025	17.418	
Iluminación	0	0	0	0	0	0	0	0	1.545	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.545	1.545	
Agua Caliente	0	56	0	0	0	0	0	56	1.502	0	47	0	0	0	0	0	0	0	0	1.549	1.605	
Nevera	0	0	0	0	0	0	0	0	1.666	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.666	1.666	
Aire Acondicionado	0	0	0	0	0	0	0	0	249	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	249	249	
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	405	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	405	405	
Total Urbano	0	5.598	0	209	1.842	0	0	7.443	8.500	0	6.372	337	329	0	0	0	0	0	101	18.838	23.683	
Total Rural	0	0	0	415	15.573	0	0	15.955	1.072	0	712	81	219	0	0	0	0	0	1.232	3.315	19.304	

Grafico No.1

REPUBLICA DE COLOMBIA . FLUJO ENERGETICO 2000 (Teracalorias)



U P M E
Subdirección de Información Minero Energética

Ministerio de Minas y Energía
Director General de Minas
Alvaro Pardo Becerra

Director General UPME
Julian Villarruel Toro

Coordinadores de Minería
Liliana Alvarado Flores
Sergio Mejía Tobón

Coordinador de Hidrocarburos
Enrique Garzón Lozano

Colaboradores
Vladimir Chamat Villa
Terry Escobar González

*Este Libro se termino de imprimir
en los talleres de Digitos & Diseños
en Bogotá D.C. Colombia
Julio de 2001*



000112

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01000424

BIBLIOTECA

Memorias al congreso nacional
2000-2001 / Ramiro Valencia
Cossio

1000424

333.7 C718mri Ej.1

FECHA
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA
DEVUELTO