MEMORIAS

AL CONGRESO NACIONAL 2004-2005

Libertad y Orden

República de Colombia

Ministerio de Minas y Energía

Luis Ernesto Mejía Castro

Ministro de Minas y Energía

ISSN 0120-0291

MEMORIAS

AL CONGRESO NACIONAL 2004-2005

Luis Ernesto Mejía Castro

Ministro de Minas y Energía

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

Edición
Unidad de Planeación Minero Energética

Diseño Preprensa e Impresión
Digitos & Diseños

ISSN: 0120-0291

Bogotá D. C. Julio de 2005

Se agradece a todas las entidades y funcionarios
que colaboraron en la edición de este documento

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Ministro
Luis Ernesto Mejía Castro

Viceministro
Manuel Fernando Maiguashca Olano

Secretaria General
Gilda Magaly Rueda de Higuera

Jefe Oficina Jurídica
Clara Stella Ramos Sarmiento

Jefe Oficina Control Interno
Ruth Stella Jiménez Fajardo

Director Técnico de Hidrocarburos
Julio César Vera Díaz

Directora Técnica de Minas
Beatriz Duque Montoya

Director Técnico de Energía
Luis Eduardo Villamizar Caicedo

Directora Técnica de Gas
Haydée Daisy Cerquera Lozada

ENTIDADES DEL SECTOR

ENTIDADES ADSCRITAS

UNIDADES ADMINISTRATIVAS ESPECIALES

Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH
Armando Zamora Reyes

Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG
Ricardo Humberto Ramírez Carrero

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME
Carlos Arturo Flórez Piedrahita

ESTABLECIMIENTOS PÚBLICOS

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas - IPSE
Edigson Enrique Pérez Bedoya

Instituto Colombiano de Geología y Minería - INGEOMINAS
Julián Villarruel Toro

ENTIDADES VINCULADAS

ECOPETROL S.A.
Isaac Yanovich Farbaiarz

Empresa Colombiana de Gas - ECOGÁS
Carlos Alberto Gómez Gómez

Financiera Energética Nacional - FEN
Luz Esperanza Rojas Jiménez

Carbones de Colombia S.A. en liquidación, CARBOCOL en liquidación
José Jaime Uribe Echeverry

Empresa Nacional Minera Ltda. en liquidación, MINERCOL LTDA en liquidación
Eduardo Arce Caicedo

Sociedad Promotora de Energía S.A.

OTRAS ENTIDADES

Interconexión Eléctrica S.A. ISA
Javier Genaro Gutiérrez Pemberthy

ISAGEN S.A. E.S.P.
Luis Fernando Rico Pinzón

Empresa URRÁ S.A. E.S.P.
Alfredo Solano Berrío

Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica CORELCA
Alfonso de Mares Colom

INDICE

SIGLAS 11

CONVENCIONES - UNIDADES 15

CARTA REMISORIA 17

SECCIÓN A
SECTOR HIDROCARBUROS 23

POLÍTICA SECTORIAL 25

AVANCES EN LAS METAS GENERALES DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 25

- Contratos 25
- Exploración 26
- Reservas 32
- Producción 33
- Inversión en producción 34

REGALIAS 35

- Distribución de Regalías 35
- Fondo de Estabilización Petrolera - FAEP 36

ZONAS DE FRONTERA 36

- Planes de Abastecimiento para las Zonas de Frontera 36
- Auditoría a estaciones de servicio en Zonas de Frontera, zonas con control de estupefacientes y Magdalena Medio. 40

TRANSPORTE 42

REFINACIÓN Y SUMINISTRO 44

- Consumo Interno 46
- Comercio Exterior 49

INDICE

TEMAS REGULATORIOS 51

Política de precios de los combustibles 51

Reglamento de transporte de combustibles por poliducto 54

Reglamentación de la cadena de distribución de combustibles 54

Combustible de Aviación JET A1 55

Sobretasa a la gasolina 56

BIOCOMBUSTIBLES 56

Seguimiento al Programa de Alcoholes Carurantes 56

Impulso al Biodiesel 57

CIENCIA Y TECNOLOGÍA 58

Productos Tecnológicos 58

FINANZAS ECOPETROL 59

SECCIÓN B
SECTOR MINAS 61

POLÍTICA SECTORIAL DEL CUATRIENIO 63

El Estado facilitador de la actividad minera 63

El Estado promotor de la actividad minera 64

El Estado fiscalizador de la actividad minera 65

RESULTADOS ECONÓMICOS SECTORIALES 66

PIB minero y su aporte a la economía nacional

Producción y Exportaciones 67

Inversión extranjera en minería 69

Regalías y contraprestaciones 69

INDICE

EJECUTORIAS Y AVANCES DEL PERIODO 2004 – 2005 70

Ejecución del Plan Nacional de Desarrollo Minero 2002 – 2006 70

Formulación del Plan Nacional para el Desarrollo Minero, Visión al 2020 87

Consejo Asesor de Política Minera 88

SECCIÓN C
SECTOR ENERGÍA ELÉCTRICA 89

SITUACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO 2004 – 2005 91

Capacidad del sistema 91

Aportes hídricos y reservas 91

Generación total del sistema 91

Importaciones y exportaciones de electricidad 91

Pérdidas de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional - STN 92

Demanda de electricidad 92

ATENTADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN 93

Evolución atentados al STN 2001 a 2004 93

Costo de Restricciones 93

COMISIÓN ASESORA DE COORDINACIÓN Y SEGUIMIENTO A LA SITUACIÓN ENERGÉTICA DEL PAÍS 94

MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA 94

Transacciones en el mercado 94

Administración de el Mercado de Energía Mayorista 95

Precios en Bolsa de Energía y precios en Contratos 95

Compra de Energía en Bolsa y Contratos 96

Cartera del SIC 96

Número de Agentes que han realizado transacciones en el Mercado Mayorista 96

INDICE

BALANCE DE LA GESTIÓN DE LAS EMPRESAS DE ENERGÍA CON PARTICIPACIÓN MAYORITARIA DE LA NACIÓN EN EL 2004 96

CRÉDITOS, RECAUDOS Y PAGOS DE OBLIGACIONES POR SECTOR Y ACTIVIDAD EN 2004 97

Expectativas para el 2005 101

COBERTURA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL – SIN 102

Principales proyectos del Plan de Expansión Generación – Transmisión 2004 – 2018 102

Desarrollo Convocatorias Públicas Internacionales 102

AVANCES EN FONDOS DE FINANCIACIÓN 104

Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos –FSSRI 104

Fondo de apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas – FAER 105

Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE 106

Fondo de Energía Social – FOES 106

Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas –FAZNI 107

PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGIZACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS 108

Plan de Inversiones por actividad 108

Principales proyectos en ejecución para soluciones energéticas en las ZNI 108

Proyectos de Inversión 109

MARCO REGULATORIO SECTOR ELÉCTRICO 111

Mercado Mayorista 111

Transmisión 114

Distribución 115

Comercialización al usuario final 115

TEMAS COMPLEMENTARIOS 118

Proceso de participación ciudadana en la propiedad de ISA 118

Avances sobre el Uso Racional de Energía – URE 119

Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE 120

Gestión Ambiental 120

Energía Nuclear 121

INDICE

SECCIÓN D
SECTOR GAS

123

RESERVAS DE GAS NATURAL 125

SUMINISTRO DE GAS NATURAL 125

EVOLUCIÓN DEL PRECIO MÁXIMO REGULADO DE GAS NATURAL 126

TRANSPORTE DE GAS NATURAL 128
- Sistema de transporte de la Costa – PROMIGAS S.A. E.S.P. 128
- Sistema de transporte del Interior ECOGÁS E.S.P. 130
- Sistema de transporte del Interior TRANSMETANO S.A. E.S.P. 133
- Sistema de transporte del Interior TRANSCOGÁS S.A. E.S.P. 135
- Sistema de transporte del Interior TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P. 138

COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL 139

DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL 140

ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO PARA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED 141
- Áreas de Servicio Exclusivo Occidente 141
- Áreas de Servicio Exclusivo Centro Oriente 142

FONDO ESPECIAL CUOTA DE FOMENTO GAS NATURAL 143

PROGRAMA DE GAS NATURAL VEHICULAR 145

VINCULACIÓN DE UN INVERSIONISTA ESTRATÉGICO A ECOGÁS 148

PRINCIPALES PROYECTOS DEL SECTOR DE GAS NATURAL 149
- Interconexión Gasífera Colombia – Venezuela 149
- Proyecto de Exportación de Gas a Panamá 149
- Planta de Tratamiento de Gas Cusiana – Cupiagua 149
- Plan de Masificación de Gas para el departamento del Cesar 149
- Proyecto de construcción del Gasoducto Regional del Ariari 150

INDICE

FONDO DE SOLIDARIDAD DE SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS – FSSRI 150

ASPECTOS REGULATORIOS DE GAS NATURAL 150

Mercado "spot" de capacidad interrumpible de transporte 150

Regulación tarifaria 151

Transporte de Gas Natural comprimido –GNC 151

Costos de puntos de entrada y salida para el Sistema Nacional de Transporte 151

Modificaciones al RUT 151

Aprobación de Cargos de Distribución y Comercialización 151

OFERTA Y DEMANDA DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO - GLP 154

EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL GLP 154

GAS PARA EL CAMPO 155

PROGRAMA DE REPOSICIÓN DE CILINDROS PARA DISTRIBUCIÓN DE GLP 156

ASPECTOS REGULATORIOS EN MATERIA DE GLP 158

Reglamentación técnica 158

Regulación 158

DECRETOS DEL GOBIERNO NACIONAL PARA EL SECTOR DE GAS COMBUSTIBLE 159

Decreto 3531 del 27 de octubre del 2004 159

Decreto 1404 del 5 de mayo de 2005 160

Decreto 1484 del 12 de mayo de 2005 160

ANEXOS

ANEXO LEGAL 161

ANEXO ESTADÍSTICO 169

BALANCE ENERGÉTICO 171

HIDROCARBUROS 177

MINAS 203

ENERGÍA ELÉCTRICA 219

GAS COMBUSTIBLE 255

SIGLAS

ACCI	Agencia de Cooperación Internacional de Colombia
ACDI	Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional
ACEM	Aceite Combustible Ecológico para Motor
ACIEM	Asociación Colombiana de Ingenieros Eléctricos, Mecánicos y Afines
ACOLGEN	Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
ACP	Asociación Colombiana de Petróleos
ACPM	Aceite combustible para motores
AGC	Control automático de generación
ALC	Aceite liviano de ciclo
ALCA	Área de Libre Comercio para las Américas
ANDI	Asociación Nacional de Industriales
ANFALIT	Asociación Nacional de Fabricantes de Ladrillo y Derivados de la Arcilla
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
AOM	Administración, Operación y Mantenimiento
APDEA	Acto Andino de Intercambio, Promoción y Erradicación de la Droga (Andean Trade, Promotion and Drug Erradication Act)
API	Escala que expresa la densidad relativa de un hidrocarburos líquido
API	Instituto Americano de Petróleo (American Petroleum Institute)
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
ASOGRAVAS	Asociación de Areneros y Gravilleros de Colombia
ASOMINEROS	Asociación Colombiana de Mineros
BOMT	Construcción Operación Propia, Mantenimiento y Transferencia(Build-Own-Operate Own Maintainence and Transfer)
BP	British Petroleum
BPIN	Banco de Programas y Proyectos de Inversión Nacional
BRASPETRO	Petróleos del Brasil
CNO	Centro Nacional de Operación
CADAFE	Compañía Anonima de Administración y Fomento Eléctrico
CAFAZNI	Comité de Administración del Fondo de Apoyo para la Energización de Zonas No Interconectadas
CAMMA	Conferencia Anual de Ministerios de Minería de las Américas
CAN	Comunidad Andina de Naciones
CANREL	Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad
CAPM	Consejo Asesor de Política Minera
CAR	Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca
CARBOCOL	Carbones de Colombia S.A. en liquidación
CARs	Coorporaciones Autonomas Regionales
CASEC	Comité Ambiental del Sector Electrico
CDC	Carbones del Cerrejón
CEDELCA	Centrales Electricas del Cauca
CEDENAR	Centrales Electricas de Nariño S.A. E.S.P.
CENS	Centrales Electricas de Norte de Santander
CEPAL	Comisión Económica de las Naciones Unidas para América Latina y el Caribe
CERI	Instituto Canadiense de Investigación Energética (Canadian Energy Research Institute)
CHEC	Corporación Hidroeléctrica de Caldas
CIB	Complejo Industrial de Barrancabermeja
CIURE	Comité Interinstitucional para el Uso Racional de Energía
CAM	Centros Ambientales Mineros
CMSA	Cerro Matoso S.A.
CND	Centro Nacional de Despacho
CNO	Consejo Nacional de Operación
CNR	Comisión Nacional de Regalías
CODECHOCÓ	Corporación Autónoma del Choco
CODENSA	Comercializadora y Distribuidora de Energía

SIGLAS

COLCIENCIAS	Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología CONFIS
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social
CORCALI	Comité Operativo Regional de Cali
CORANTIOQUIA	Corporación Autónoma Regional de Antioquia
CORELCA	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
CORMAGDALENA	Corporación Autonoma Regional del Río Grande la Magdalena
CORPOAMAZONIA	Corporación Autónoma Regional del Amazonas
CORPOBOYACÁ	Corporación Autónoma Regional de Boyacá
CORPOCHIVOR	Corporación Autónoma de Chivor
CORPOGUAVIO	Corporación Autónoma del Guavio
CORPOMACARENA	Corporación para el desarrollo sostenible del área de manejo especial de la Macarena
CORPORINOQUIA	Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia
CORPOURABÁ	Corporación Autónoma de Urabá
CPR	Contratos de Participación y Riesgo
CRD	Centro Regional de Despacho
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CRT	Capacidad Teórica de Cuentas
CZN	Cerrejón Zona Norte
DAFP	Departamento Administrativo de la Función Pública
DAM	Distrito Alto Magdalena
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DANSOCIAL	Departamento Administrativo Nacional de la Economía Solidaria
DES	Duración de las fallas contabilizadas del servicio de Energía Eléctrica
DGH	Dirección General de Hidrocarburos
DGM	Dirección General de Minas
DIAN	Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales
DIMAR	Dirección General Marítima
DISPAC	Empresa Distribuidora del Pacífico
DNP	Departamento Nacional de Planeación
DTF	Depósitos a término fijo
E&L	Integridad Operativa, Energía y Pérdidas
E&P	Actividad Exploratoria y de Producción
EADE	Empresa Antioqueña de Energía
EBSA	Empresa de Energía de Boyacá
ECOCARBÓN	Empresa Colombiana de Carbones
ECOGAS	Empresa Colombiana de Gas
ECOPETROL	ECOPETROL S.A.
EDEQ	Empresa de Energía del Quindío
EEB	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá
EEC	Empresa de Energía de Cundinamarca
EEPPM	Empresas Públicas de Medellín
EIA	Energy Internacional Agency - Agencia Internacional de Energía
ELECTRICARIBE	Electrificadora del Caribe S.A
ELECTROCAQUETÁ	Electrificadora del Caquetá
ELECTROCOSTA	Electrificadora de la Costa Atlántica
ELECTROHUILA	Electrificadora del Huila
ELECTROLIMA	Electrificadora del Tolima en Liquidación EMCALI
EMICAUCA	Empresa Minera Indígena del Cauca
EMSA	Empresa de Energía del Meta
ENAGAS	Empresa Nacional de Gas de España
ENERTOLIMA	Compañía Energética del Tolima
ENELAR	Empresa de Energía de Arauca
EPSA	Empresa de Energía del Pacifico
ESP	Empresa de Servicios Públicos
ESSA	Empresa de Energía de Santander
ETESA	Empresa de Transmisión de Panamá
EVA	Indicadores de Valor Económico Agregado
Factor R	Rentabilidad del Proyecto
FAEP	Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera
FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales No Interconectadas

SIGLAS

FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas
FBM	Formato Básico para Captura de Información Minera
FEDESMERALDAS	Federación Nacional de Esmeraldas
FEN	Financiera Eléctrica Nacional
FENALCARBON	Federación Nacional de Carboneros de Colombia
FES	Frecuencia de las Fallas Contabilizadas del servicio de energía eléctrica
FIP	Fondo de Inversiones para la Paz
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
FNR	Fondo Nacional de Regalías
FOES	Fondo de Energía Social
FONADE	Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo
FOREC	Fondo de Reconstrucción del Eje Cafetero
FSSRI	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos
GBS	Gases de Boyacá y Santander
GENSA	Gestión Energética S.A.
GLP	Gas Licuado del Petróleo
GNC	Gas Natural Comprimido
GNCV	Gas Natural Comprimido Vehicular
GNV	Gas Natural Vehicular
GRT	Grupos Regionales de Trabajo
GTOR	Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores
GTZ	Cooperación Técnica Alemana
HMR	Gerenciamiento de Hidrocarburos
HSE	Salud e higiene y seguridad industrial
IBA	Índice Anual de Bursatilidad Accionaria
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificaciones
ICP	Instituto Colombiano de Petróleos
ICPC	Instituto Colombiano de Productores de Cemento
ICRP	Comisión Internacional de Protección Radiológica
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
IFI	Instituto de Fomento Industrial
IFO	Combustible para Calderas
IGBC	Índice General de la Bolsa de Colombia
Indicadores Salomón	Son aquellos que miden la eficiencia del proceso de refinación
INEA	Instituto Nacional de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas
INGEOMINAS	Instituto Colombiano de Geología y Minería
INTERCOR	Corporación Internacional de Recursos Colombianos (International Colombian Resources Corporation)
IPC	Índice de precios al consumidor
IPP	Índice de precios al productor
IPSE	Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. ESP
ISAGEN	Interconexión Eléctrica S.A Generadora
IVA	Impuesto al valor agregado
JET-A1	Turbcombustible para Aviación
LAC	Liquidador y administrador de cuentas
MDL	Mecanismos de desarrollo limpio
MEM	Mercado de Energía Mayorista
MERIT	Mantenimiento y Confiabilidad
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MINER S.A.	Minera El Roble S.A.
MINERCOL	Empresa Nacional Minera Ltda en liquidación
NBI	Necesidades básicas insatisfechas
OCENSA	Oleoducto Central S.A.
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
OLADE	Organización Latino Americana de Energía
OLAMI	Organización Latinoamericana de Minería
OMC	Organización Mundial de Comercio
OR	Operadores de red
OXY	Occidental de Colombia

SIGLAS

P&G	Pérdidas y ganancias
PAZ DEL RÍO S.A.	Acerías Paz del Río S.A.
PCBs	Contaminantes orgánicos persistentes
PCH	Pequeña central hidroeléctrica
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
PEMEX	Petróleos de México
PEN	Plan Energético Nacional
PETROBRAS	Petróleos del Brasil
PETROECUADOR	Petróleos del Ecuador
PETROSANTANDER	Petróleos de Santander PLANIEP
PGN	Presupuesto General de la Nación
PIB	Producto interno bruto
PMD	Plan maestro de desarrollo
PNDM	Plan Nacional de Desarrollo Minero
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
POT´s	Planes de Ordenamiento Territorial
PPA	Acuerdo de compra de energía (Power purchase agreement)
PROEXPORT	Fondo de Promoción de Exportaciones
PROURE	Programa de uso racional de energía
RD	Valor de los impuestos y regalías distribuidas
REP	Red de Energía del Perú
Res.	Resolución
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
RUT	Reglamento Único de Transporte
S/E	Sub Estación
SAMA	Salinas Marítimas de Manaure
SCADA	Control de Supervision y Adquisición de datos (Supervisory Control and Data Adquisition)
SDL	Sistemas de distribución local
SEC	Sistema Electrónico de Contratos
SENA	Servicio Nacional de Aprendizaje
SIAL	Sistema de Áreas Libres
SIC	Sistemas de Intercambios Comerciales
SIEC	Sistema de Información Eléctrico Comercial
SIGOB	Sistema de Programación y Gestión de Metas Presidenciales
SIMCO	Sistema de Información Minero Colombiano
SIMEC	Sistema de Información Minero Energético Colombiano
SIN	Sistema de Interconexión Nacional
SINGEO	Sistema de Información Geocientífica de Ingeominas
SMMLV	Salarios mínimos mensuales legales vigentes
SNIE	Sistema Nacional de Información Estadística
SSEPI	Sistema de Seguimiento y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
TEBSA	Termobarranquilla S.A.
TIES	Transacciones Internacionales de Electricidad
TRM	Tasa representativa del mercado
UMACRO	Unidad de Análisis Macroeconómico
UNR	Usuarios No Regulados
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
URE	Uso racional y eficiente de energía
URRA	Empresa Multipropósito URRA S.A.
US$	Dólares
USGS	Servicio Geológico de los Estados Unidos
WACC	Costo promedio ponderado de capital
WTI	Precio internacional de referencia de petróleo crudo (West Texas intermediate)
ZARPE	Permiso de navegabilidad expedido por la DIMAR o autoridad competente
ZNI	Zona no interconectada

CONVENCIONES UNIDADES

2D	2 Dimensiones
3D	3 Dimensiones
BEP	Barriles equivalentes de petróleo
Bl	Barril
BPD	Barriles por día
BPDC	Barriles por día calendario
BTU	Unidad térmica inglesa (British thermal unit)
CAR	Refinería de Cartagena
g	Gramo(s)
gal	Galón
GPC	Giga pies cúbicos
GWh	Gigavatios hora
ha	Héctarea(s)
HP	Caballos de fuerza
KBDC	Miles de barriles por día calendario
KBLS	Miles de barriles
KBPD	Miles de barriles de petróleo diarios
kg	Kilogramo
km	Kilómetro(s)
km^2	Kilómetro cuadrado
KPDC	Miles de pies cúbicos por día calendario
kt	Miles de toneladas
kV	Miles de voltios
kWh	Kilovatios Hora
L	Litro(s)
lb	Libra(s)
M$	Millones de pesos
MUS$	Millones de dólares
m^3	Metros cúbicos
mA	Miliamperios
MBLS	Millones de barriles
MBPD	Millones de barriles por día
MBEP	Millones de barriles equivalentes de petróleo
MBTU	Millón de unidades térmicas inglesas
Mm^3	Millones de metros cúbicos
MPC	Millones de pies cúbicos
MPDC	Millones de pies cúbicos por día calendario
Mt	Millones de toneladas
MVA	Megavoltamperios
MVAr	Megavoltamperios reactivos
MW	Megavatios
Oz troy	Onzas troy
PC	Pie cúbico
PCBs	Bifenilos policlorinados
PCD	Pie cúbico por día
rms	Valor eficaz de la onda
RUT	Reglamento único de transporte
S/E	Sub estación
t	Tonelada(s)
Tcal	Teracalorías
TEC	Toneladas equivalentes de carbón
TEP	Toneladas equivalentes de petróleo
TJ	Terajulios
TPC	Terapies cúbicos
US$	Dólares
US$/Bl	Dólares por barril
US$/KPC	Dólares por miles de pies cúbicos
US$/MBTU	Dólares por millón de unidades térmicas inglesas

CARTA REMISORIA

Bogotá, D.C.,

Honorables
SENADORES Y REPRESENTANTES
Congreso de la República
Ciudad

Honorables Senadores y Representantes

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 208 de la Constitución Política, me permito presentar al Honorable Congreso de la República el informe de actividades del Ministerio de Minas y Energía correspondiente al periodo comprendido entre julio de 2004 y julio de 2005.

HIDROCARBUROS

Las acciones en materia de hidrocarburos se orientaron principalmente a maximizar la incorporación de reservas e incrementar la producción de petróleo y gas del país, propiciando la competitividad y la estabilidad tanto para las actividades como para los inversionistas en todas las fases de la cadena productiva del sector, con especial énfasis en la exploración y explotación de hidrocarburos.

En este sentido, la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH ha trabajado en el desarrollo y aplicación del nuevo marco contractual para atraer inversionistas nacionales y extranjeros dispuestos a participar en el negocio petrolero. Durante el 2004 y lo transcurrido del 2005, la ANH aprobó 55 nuevos contratos, lo que indica un avance indiscutible en la materia y genera actividad exploratoria en 14.199.868 hectáreas a lo largo de todo el país.

En cumplimiento de la política de extensión de los actuales contratos de asociación y de desarrollo de nuevos negocios en campos maduros, campos inactivos y campos descubiertos no desarrollados, se destaca que el Gobierno Nacional, a través de ECOPETROL S.A., suscribió contratos dirigidos a la obtención de reservas adicionales en Cravo Norte, Casabe y Casanare.

Los esfuerzos realizados continúan encaminados a invertir la tendencia decreciente del comportamiento de las reservas remanentes de crudo, y se ha logrado mitigar el fantasma de la pérdida de autosuficiencia en dos años, pasando del 2009 al 2011. Sin embargo, no estamos conformes y seguiremos adelantando nuestros máximos esfuerzos para revertir dicha tendencia en forma permanente.

En cuanto a la comercialización ilícita de combustibles, el Gobierno Nacional aplicando una estrategia integral que comprende acciones operativas, tecnológicas, legales, sociales y de la Fuerza Pública, redujo el hurto de combustibles en un 69%. Las acciones en esta materia se focalizan en reducir aún más estas cifras, así como en fortalecer los mecanismos del Estado para sancionar los delitos asociados a esta actividad, además de una sostenibilidad de la estrategia en el largo plazo.

Con estrategias similares, se redujeron en un 50% los atentados a oleoductos frente al 2003, aumentando la confiabilidad y la flexibilidad operacional, circunstancias que permitieron alcanzar un total cumplimiento de los compromisos de transporte de crudo y refinados.

En materia de refinación de hidrocarburos, todos los indicadores de la operación mostraron avances significativos durante el 2004, especialmente en confiabilidad operacional y cargas a las refinerías.

Con referencia a la distribución de combustibles, se continúa con la política de desmonte de subsidios para la gasolina motor corriente y el ACPM, el cual se realiza gradualmente hasta llegar a los precios de referencia ajustados para cada combustible. Las metas de desmonte son diciembre de 2005 para la gasolina motor corriente y diciembre de 2006 para el ACPM. A partir de dichos períodos, los precios fluctuarán de acuerdo con los indicadores internacionales y el comportamiento de la tasa de cambio. Esta medida permite tener una sociedad más justa y equitativa al no concentrar recursos del Estado en las minorías con mayores recursos, sino generando mayores ingresos para la Nación vía dividendos de ECOPETROL del orden de 800.000 millones de pesos, los cuales se destinan a mayor inversión en la población más necesitada.

En materia regulatoria se encuentra en la fase de estructuración el Reglamento de Transporte por Poliductos, documento que establece las condiciones aplicables a esta actividad con el fin de asegurar la continuidad, regularidad, igualdad y libre acceso a este servicio, así como la promoción del transporte de combustibles por poliductos en condiciones de calidad, confiabilidad, eficiencia y competencia.

De otra parte, se encuentra en trámite la expedición del Decreto Reglamentario del artículo 61 de la Ley 812 de 2003, que regula la cadena de comercialización de los combustibles líquidos derivados del petróleo. El mencionado proyecto de decreto, en concordancia con las directrices del proceso de desregulación y fomento del mercado de derivados del petróleo, establece los requisitos, obligaciones y el régimen sancionatorio que deben observar los agentes de dicha cadena de distribución.

En desarrollo de las estrategias conducentes a la diversificación de la canasta energética y la optimización de los recursos naturales no renovables a través del uso de biocombustibles, el Gobierno Nacional ha seguido de cerca la evolución de los proyectos destinados a la producción de alcohol carburante, así como al cumplimiento de las disposiciones reglamentarias relacionadas con la implementación y desarrollo del programa, el cual deberá iniciar en forma progresiva a finales del presente año hasta alcanzar cubrimiento en las principales ciudades del país. En el mismo sentido, se destaca el inicio del desarrollo de la reglamentación que promueva la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diesel. Este proyecto contribuye a la sostenibilidad ambiental, a la sostenibilidad energética nacional, y tendrá un impacto importante en el desarrollo del sector agroindustrial.

MINERÍA

Hay que destacar el exitoso desempeño que el sector minero tuvo durante el último año. La inversión extranjera directa en el sector, por ejemplo, tuvo un crecimiento del 98,7% entre diciembre de 2003 y diciembre de 2004, pasando de 627 millones de dólares a 1.246 millones. Este monto corresponde al 41,5% de la inversión total en el país. También crecieron en un 23,8% las exportaciones mineras tradicionales (carbón, ferroníquel, oro, esmeraldas y algunos minerales, no metálicos) al pasar de 2.502,1 millones de dólares en el 2003 a 3.097,8 millones en el 2004. Este crecimiento refleja, tanto el crecimiento en los precios internacionales de algunos minerales como el incremento en la producción. El volumen de la producción de carbón, pasó de 50 millones de toneladas en el 2003 a 53,7 millones de toneladas en el 2004, registrando un aumento del 7,33%, mientras que la producción de ferroníquel pasó de 105,6 millones de libras en 2003 a 107,6 millones de libras en 2004.

Todo lo anterior se vio reflejado en el PIB minero que registró un crecimiento del 7%, al pasar de 2,03 billones de pesos constantes de 1994 en 2003 a 2,16 billones de pesos en 2004. Esta tasa de crecimiento contrasta con la del PIB total que fue del 3,9%. La participación de la minería en el PIB total del país fue del 2,6%.

Los entes territoriales también se vieron beneficiados porque las regalías recaudadas por INGEOMINAS (sin incluir el valor las recaudadas en las alcaldías municipales por concepto de la explotación de materiales de construcción, caliza, roca fosfórica, arcillas, rocas ornamentales, entre otros) crecieron en un 42%. El recaudo pasó de 342.660 millones de pesos a 486.735 millones en el 2004, no obstante la revaluación del peso en el último año que incidió negativamente en las cifras.

Si bien parte del buen comportamiento del sector se explica por los altos precios de los minerales en el exterior, no se puede desconocer el importante papel que ha jugado el cambio sustancial en la política minera del país, que comenzó con la expedición del Código de Minas en 2001, se orientó mediante el Plan Nacional de Desarrollo Minero 2002-2006 formulado en el marco del Plan Nacional de Desarrollo "Hacia un estado comunitario", y que se ha venido consolidando con decisiones de fondo en relación con la institucionalidad minera, la cual tuvo un cambio sustancial a principios del 2004 y cuyo proceso de consolidación ha sido significativo en el último año.

No desconocemos las dificultades que ha tenido que enfrentar la autoridad minera, producto no sólo de la reestructuración misma, sino también de un crecimiento del 84,6% en la demanda de solicitudes de titulación, lo cual desbordó todas las proyecciones hechas previamente. No obstante se ha venido trabajando en soluciones de fondo para conseguir que en el corto plazo se logren evacuar todos los trámites pendientes y se pueda responder de manera oportuna a los mineros.

Otro elemento a destacar en el sector durante el último año, es el énfasis que se ha puesto en el incremento del conocimiento del potencial geológico minero del país. A finales del 2004 se lograron 29.726 km^2, lo cual significa un avance del 27.93% frente a la meta proyectada en el cuatrienio. Se proyecta que en el presente año se logre un incremento adicional de 40.000 km^2.

De otra parte, se viene desarrollando un único sistema de información para la gestión minera, en el que INGEOMINAS y las gobernaciones delegadas almacenarán la información asociada, garantizando celeridad y transparencia en la gestión. Ya hoy en la página web de INGEOMINAS se está desplegando la información correspondiente a notificaciones mineras, Registro Minero Nacional y anotaciones diarias del Registro, con lo cual se busca generar transparencia en los procesos y brindar información permanentemente actualizada y de fácil acceso a los mineros.

Pensando en el desarrollo del sector en el largo plazo, se han definido unos lineamientos de política minera y está en proceso de discusión un documento de Plan Nacional de Desarrollo Minero con visión 2020, con el fin de contar con una perspectiva de Estado frente a un sector estratégico para el país.

ENERGÍA ELÉCTRICA

El Ministerio de Minas y Energía ha participado en la evaluación de los resultados de la reforma del sector iniciada con las Leyes 142 y 143 de 1994, para lo cual ha hecho presencia en los diferentes eventos convocados por los gremios y agentes sectoriales.

De otra parte, se han encaminado esfuerzos para impulsar el desarrollo de la agenda regulatoria de la CREG, en la definición de propuestas como el Sistema Electrónico de Contratos, SEC, cuyos objetivos son contar con transacciones anónimas, estandarización de contratos y establecimiento de reglas de diseño que minimicen el riesgo de crédito, y la propuesta para determinar el cargo por confiabilidad, la cual tiene por objetivo introducir elementos de mercado dentro de la asignación del cargo, logrando un proceso mucho más eficiente y transparente tanto para el usuario como para los generadores.

Dentro de la definición del marco regulatorio para transacciones internacionales, se mantuvo un trabajo permanente con los reguladores de la Comunidad Andina. Se inició el trabajo de armonización regulatoria

con Panamá dirigida a que en el mediano plazo se logre la integración entre Centro América y la CAN, y se establecieron cronogramas de trabajo conjuntos para el desarrollo de temas que permitan la expedición de la reglamentación complementaria de las Transacciones Internacionales de Electricidad.

En el tema de comercialización, se ha trabajado con la CREG en una visión integral que determine competencias, universalidad y costos asociados, para definir la modificación del Decreto 3734 de 2004, la expedición del Código de Medida y su reglamento, y determinar los cargos a reconocer por el negocio de comercialización en las empresas.

En cuanto a la fórmula tarifaria del Sistema Interconectado Nacional, la CREG aprobó la Resolución 019 de 2005, divulgada para consulta de los agentes, y ha desarrollado las Audiencias Públicas establecidas en el Decreto 2696 de 2004. Una vez recibidos los comentarios, se procederá a su análisis y adecuación para expedir la resolución definitiva en el tercer trimestre del presente año.

La propuesta del nuevo marco regulatorio para las Zonas No Interconectadas, presenta la metodología para la remuneración de las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como las fórmulas tarifarias para la prestación del servicio en dichas zonas. La propuesta plantea soluciones a los principales problemas identificados en el anterior periodo regulatorio, incluye incentivos para el uso de tecnologías renovables y para la actividad de comercialización presenta esquemas diferenciales de prestación del servicio, siguiendo los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo.

Este Ministerio ha promovido la expansión y exportación del sector, culminando la convocatoria para la construcción del Proyecto Betania - Altamira - Mocoa - Pasto - frontera con Ecuador y obras asociadas, por un valor de 41,5 millones de dólares, a fin de aumentar los intercambios de 250 MW a 500 MW con Ecuador, e incrementar las exportaciones de energía que actualmente llegan a 280 millones de dólares. De estas exportaciones, 158 millones de dólares han sido para beneficio directo del sector, ya que 43 millones se han destinado para reducir la tarifa por menores restricciones, y 112 millones para el Fondo de Energía Social - FOES.

De otra parte, se ha continuado con la implementación del Plan Nacional de Desarrollo mediante la conformación y ejecución de los Fondos Especiales, aplicando la redistribución del ingreso a fin de otorgar subsidios para menores tarifas a los estratos 1, 2 y 3 (FSSRI), ampliar la cobertura del servicio para los sectores rurales (FAER) y mejorar su infraestructura eléctrica (PRONE), subsidiar la tarifa de los sectores más pobres aprovechando recursos de la exportación de la energía (FOES) y financiar programas de soluciones energéticas para las zonas no interconectadas (FAZNI).

GAS

Para garantizar la disponibilidad de gas natural, están en ejecución dos importantes proyectos: el montaje de una planta de tratamiento en el departamento de Casanare que permitirá contar con un volumen adicional de 180 millones de pies cúbicos por día de gas Cusiana a partir del mes de septiembre del presente año, y la extensión del Contrato Guajira con la Compañía Chevron Texaco, que tiene prevista la perforación de tres nuevos pozos para ampliar la producción en la Costa Atlántica.

De manera coherente con el desarrollo de las fuentes de suministro y el crecimiento de la demanda de gas natural en las diferentes regiones del país, el Sistema Nacional de Transporte se ha venido adecuando para optimizar su operación y ser garantía de disponibilidad efectiva del gas en todos las regiones colombianas que lo demandan.

En este sentido, y con el propósito de contar con un transportador sostenible financieramente en el largo plazo, el Gobierno avanza en la vinculación de un inversionista estratégico al negocio de ECOGAS, convirtiéndose éste en uno de los negocios más importantes en Latinoamérica, el cual se espera culminar a final de año.

En el sector residencial el gas continúa posicionándose. Durante el último año la penetración del gas natural aumentó en un 10%. Hoy 55 nuevas poblaciones cuentan con el servicio, con lo cual son más de 16 millones de colombianos beneficiados; de ellos el 85% pertenece a los estratos 1, 2 y 3.

Durante el 2005 se aplicará la nueva reglamentación para el Fondo Especial Cuota de Fomento, con lo que se espera viabilizar inversiones por el orden de 500.000 millones de pesos en infraestructura para el uso de gas natural, con una aporte del Fondo previsto para ese mismo periodo de 67.000 millones de pesos.

El crecimiento de vehículos convertidos a gas natural se viene dando de manera vertiginosa. En lo corrido del actual periodo de gobierno, se ha cuadriplicado la cantidad de vehículos convertidos, pasando de 15.092 en el 2002 a más de 68.900 en junio de 2005.

El gas licuado del petróleo ha experimentado un proceso de organización y ajuste de su marco regulatorio, a fin de incrementar la prestación de este servicio en condiciones de calidad y seguridad. En el Programa de Reposición y Mantenimiento de Cilindros, se han chatarrizado 1.373.614 unidades por no cumplir con los requisitos mínimos de seguridad para su uso; estos han sido reemplazados por cilindros nuevos logrando que este servicio sea una alternativa muy conveniente para las regiones del país donde, por su ubicación y características, no es viable la prestación del servicio público de gas natural.

Para promover el desarrollo de las zonas rurales del país, el Gobierno Nacional a través de ECOPETROL inició durante el 2004 el programa "Gas para el Campo", mediante el cual se está beneficiando a las familias campesinas de regiones como el Macizo Colombiano y la Sierra Nevada de Santa Marta.

Hoy es posible afirmar que durante el último año, el sector gas combustible ha contribuido decididamente a la preservación ambiental y al desarrollo económico y social del país.

En nombre del sector minero energético, deseo agradecer a ustedes su colaboración en el trámite y aprobación de las leyes, por cuanto el desarrollo del sector se deriva en buena parte de las normas que aprueba el Honorable Congreso de la República.

Cordial saludo,

LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía

SECCIÓN A

Sector Hidrocarburos

POLÍTICA SECTORIAL

Durante el 2004 y lo corrido del presente, el sector de hidrocarburos continúa siendo base fundamental de la economía del país, por sus aportes a la balanza comercial y a los ingresos fiscales, entre otros, pese a la tendencia declinatoria de la producción que se espera revertir en el mediano plazo.

En este sentido, las acciones del Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas y vinculadas estuvieron enmarcadas dentro de las políticas del Plan Nacional de Desarrollo "Hacia un Estado Comunitario" y orientadas al cumplimiento de los siguientes objetivos estratégicos:

- Maximizar la incorporación de reservas e incrementar la producción de petróleo y gas del país, dentro de un criterio de competitividad y propendiendo por el mantenimiento de un clima de estabilidad para las actividades e inversionistas del sector.

- Facilitar y promover la inversión privada en todas las fases de la cadena productiva del sector de los hidrocarburos, con especial énfasis en la cadena exploración y explotación de hidrocarburos.

- Establecer un adecuado balance entre todos los componentes de la canasta energética del país, optimizando los recursos naturales no renovables y fijando precios de oportunidad para todos los costos que componen la cadena de producción, transporte y comercialización de dicha canasta.

- Diversificación de la canasta energética a través del uso de biocombustibles, con criterios de sostenibilidad ambiental, autosuficiencia energética y desarrollo agroindustrial.

- Definir políticas de competencia en los sectores de transporte y almacenamiento de combustibles mediante la transparencia, desregulación y promoción.

- Continuar con el desmonte gradual de los subsidios a los combustibles líquidos.

- Fortalecer el papel del Estado en materia de regulación y control de la comercialización ilícita de hidrocarburos y sus derivados, con especial énfasis en el contrabando y hurto.

- Continuar el proceso de optimización de las refinerías del país, de tal forma que se asegure su competitividad y productividad al compararlas en el contexto internacional.

- Propender por el diseño de esquemas sostenibles de abastecimiento de los combustibles.

AVANCES EN LAS METAS GENERALES DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO

CONTRATOS

La Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH incorporó un nuevo marco contractual para atraer inversionistas nacionales y extranjeros dispuestos a participar en el negocio petrolero.

Durante el año 2004 y lo transcurrido del 2005 el Consejo Directivo de la ANH aprobó 55, nuevos contratos bajo los nuevos esquemas contractuales; 37 de ellos corresponden a contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos - E&P y 18 de Evaluación Técnica - TEA. Estos resultados, sumados a los

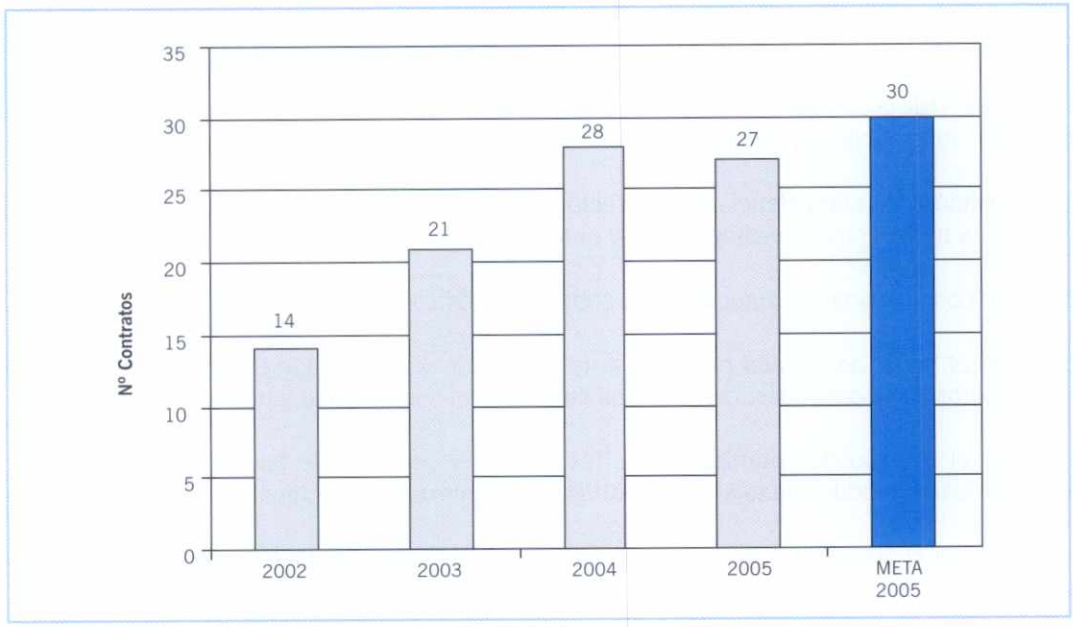
suscritos por ECOPETROL durante los años 2002, 2003 y los negocios realizados en 2004, indican un avance indiscutible en la ejecución de la meta inicial de 80 contratos establecida para el cuatrienio: 87 contratos que representan un cumplimiento del 108,7%.

Los contratos suscritos por la ANH están generando actividad exploratoria en un área de 14.199.868 hectáreas a lo largo de todo el país. Esta información, en forma desagregada, se presenta en el anexo estadístico.

A junio de 2005, la ANH tiene pendiente la firma de 6 nuevos contratos y se encuentran 11 más en proceso de negociación, 4 de ellos de exploración y producción y 7 de evaluación técnica. En resumen, se puede afirmar que al finalizar el 2005 el Gobierno Nacional superará la meta de 30 nuevos contratos que se ha impuesto para el presente año, dado que a la fecha ha suscrito 27 y cuenta con 17 adicionales en proceso firma y de negociación.

El siguiente gráfico muestra la evolución de los contratos suscritos durante los últimos cuatro años.

EVOLUCIÓN DE CONTRATOS
2000 - 2005



Como se ha mencionado anteriormente, se destaca que ECOPETROL desarrolló durante el 2004 cuatro nuevos negocios dirigidos a la obtención de reservas adicionales en los contratos: Cravo Norte – Extensión (Occidental de Colombia), CASABE - Servicios y Colaboración Técnica (Schlumberger), CRC-2004-01 (Ramshorn International Limited) y Casanare - Extensión (Perenco).

EXPLORACIÓN

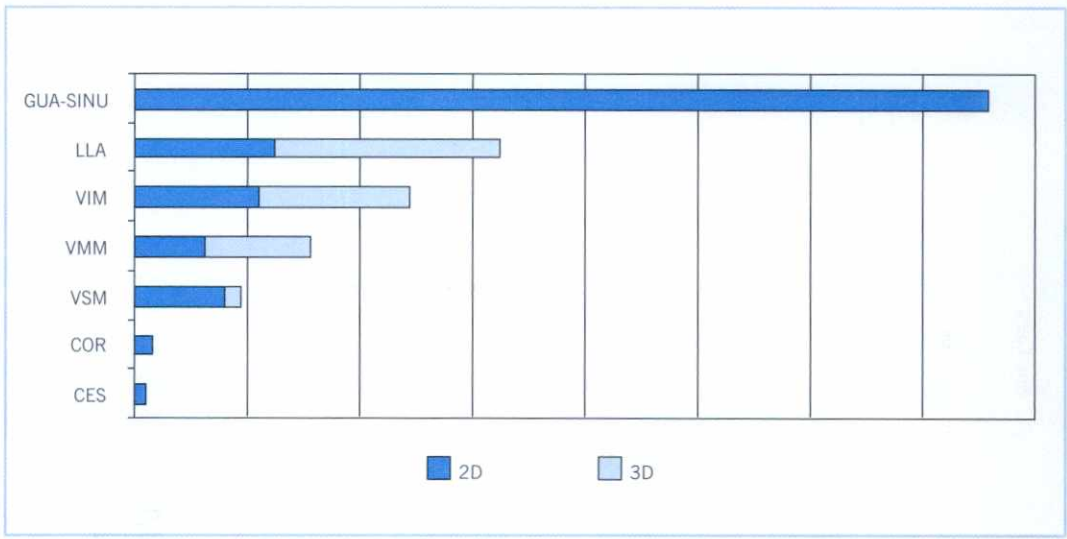
La actividad exploratoria mostró un repunte importante durante 2004 al superar la meta establecida en adquisición de sísmica y por la incorporación de nuevas reservas, producto de estudios de reevaluación técnica y económica de campos existentes, así como la declaratoria de comercialidad de nuevos campos.

Dentro de las actividades para incentivar la búsqueda de hidrocarburos se creó el Fondo de Exploración Petrolera, un mecanismo que además de ampliar las posibilidades de incorporar reservas de campos menores, reactivó la participación de la industria petrolera nacional.

EXPLORACIÓN SÍSMICA

En lo relacionado con sísmica, durante el 2004 se adquirieron 6.767 km equivalentes, de los cuales 5.550 km se ejecutaron en el segundo semestre del año; a 31 de diciembre del 2004 la meta inicial de sísmica establecida en el Plan Nacional de Desarrollo para el cuatrienio fue superada, al alcanzar 11.315 km equivalentes, 1.315 km por encima de la meta proyectada. En lo corrido del 2005 se han adquirido 1.515 km equivalentes y se espera adquirir un mínimo de 10.000 km adicionales, durante el año. En este sentido, con los proyectos programados para el segundo semestre de 2005, se prevé que la nueva meta será igualmente superada al finalizar el año.

ADQUISICIÓN SÍSMICA POR CUENCA 2004 – 2005
KM EQUIVALENTES

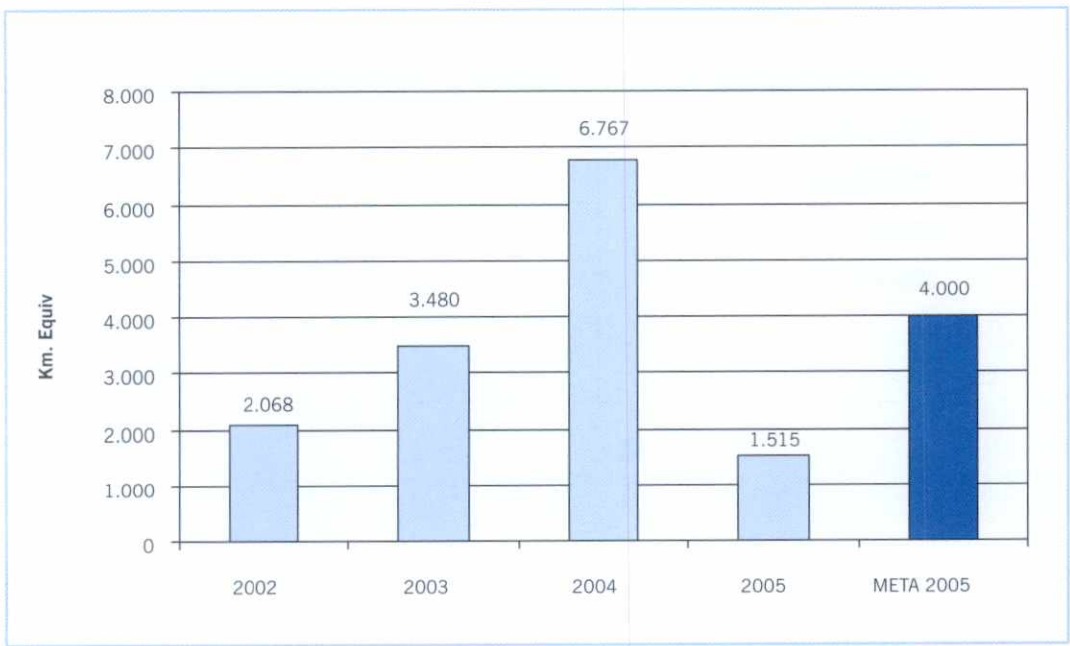


El anterior gráfico resume la distribución de adquisición de sísmica en las diferentes cuencas sedimentarias, destacándose Guajira-Sinú y en menor proporción Llanos, Valles Inferior, Medio y Superior del Magdalena, Cordillera y Cesar - Ranchería.

La ANH tiene previsto para el segundo semestre de 2005 realizar actividad exploratoria a través de la adquisición de más de 12.000 km de sísmica 2D, con una inversión cercana a los US$53 millones en las siguientes cuencas:

Cuenca	Km 2D MUS$	Km 2D
Pacífico – Off Shore	8	8.100
Cayos	3	3.000
Sinu – San Jacinto	12	810
Chocó – On Shore	2	600
Cordillera	4	141
Cesar – Ranchería	4	127
Total	**53**	**12.678**

En el siguiente gráfico se aprecia la evolución de los kilómetros equivalentes de sísmica adquirida durante los últimos 4 años.



Se destaca la adquisición de la sísmica multicliente costa afuera del Caribe colombiano, que complementa las actividades exploratorias planeadas. Este experimento multicliente es el primero realizado en Colombia y se hizo realidad con la participación y apoyo técnico de Petrobrás y Exxon Mobil. También se contrató la sísmica de transición del bloque Perdices, que implicó un reto técnico y trajo consigo la reactivación de la actividad exploratoria de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

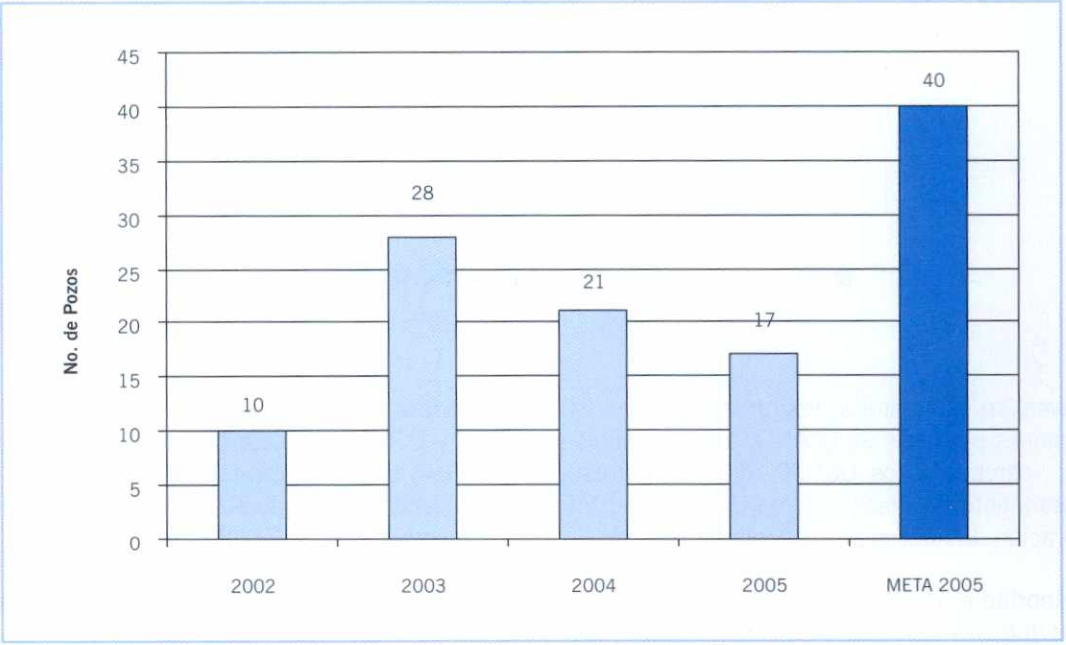
POZOS EXPLORATORIOS A-3.

El número de pozos exploratorios perforados A-3, durante el periodo del presente Gobierno con corte a 31 de diciembre de 2004, era de 53 con una meta esperada de 150. En el 2004 fueron perforados 21 de los cuales ocho arrojaron petróleo en superficie, es decir, registraron una relación éxito-fracaso de 38%, comparado con el 18% del 2003 y 40% del 2002.

Adicionalmente se perforaron 19 pozos de delimitación o A-1, 15 de ellos productores. Al finalizar el 2004, quedaron cinco pozos exploratorios A-3 en perforación y siete más iniciaron obras civiles, de los cuales cinco correspondían a ECOPETROL.

En lo transcurrido del 2005 se han perforado 17 pozos exploratorios, de los cuales uno se encuentra en pruebas de producción, dos están suspendidos, siete resultaron productores, uno de ellos de gas, y siete más fueron declarados secos y abandonados. Existe adicionalmente un pozo en perforación.

EVOLUCIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS Y META 2005



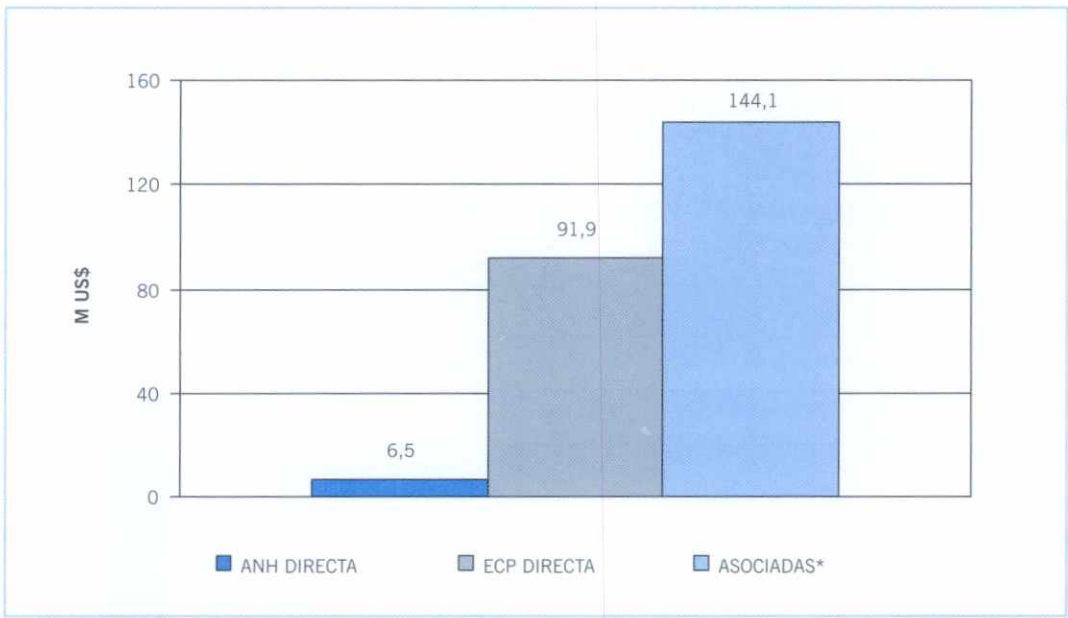
Se tiene un portafolio adicional de 26 pozos exploratorios posibles, de los cuales dos se encuentran movilizando equipo para iniciar su perforación, 14 están confirmados y sujetos a cronogramas por desarrollarse durante el segundo semestre de 2005, dos son contingentes a resultados de sísmica, cuatro están sujetos a la terminación del invierno en el llano colombiano y cuatro más están pendientes de obtener su licencia ambiental o iniciar su proceso de licenciamiento.

En resumen se tiene un total de 44 pozos exploratorios, de los cuales 36 tienen prácticamente asegurada su finalización en el presente año y ocho están dependiendo de diversas contingencias. En este sentido, el Gobierno Nacional viene trabajando con miras a lograr que varios de estos proyectos contingentes se puedan desarrollar durante el presente año y así cumplir con la meta prevista de perforar 40 pozos exploratorios.

INVERSIÓN EXPLORATORIA

Las inversiones en exploración alcanzaron los US$242,5 millones durante el 2004, de los cuales las compañías asociadas participaron con US$144,1 millones equivalentes al 59,4%; ECOPETROL contribuyó con US$91,9 millones equivalentes al 37,9% y el restante 2,6% corrió por cuenta de la ANH.

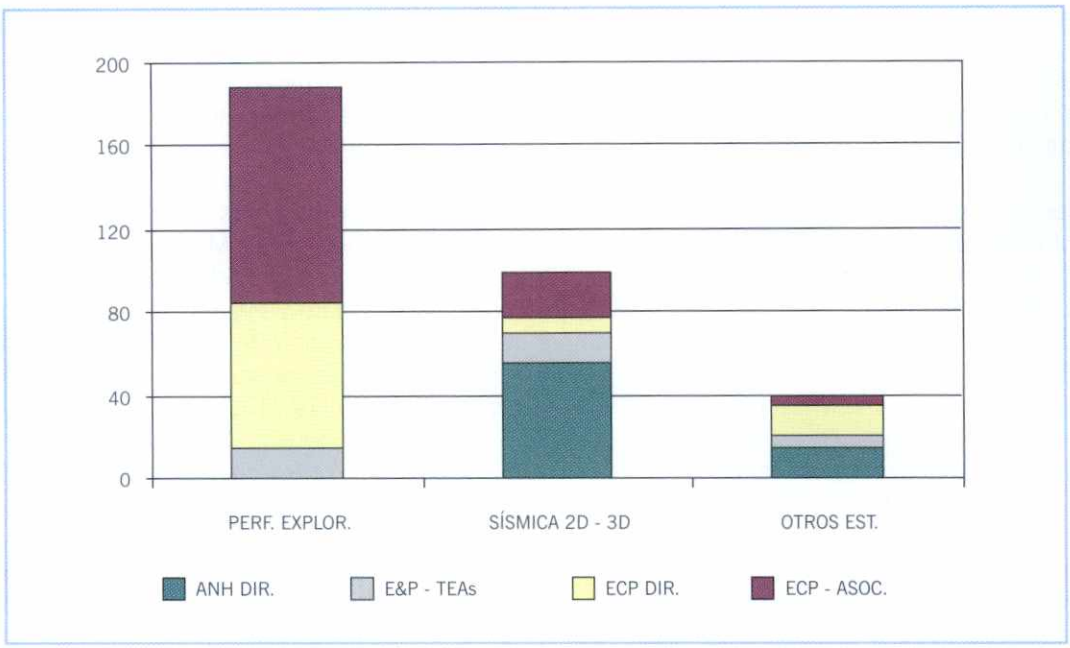
PARTICIPACIÓN EN INVERSIÓN EXPLORATORIA
2004



La inversión exploratoria programada para el 2005 asciende a US$327 millones, los cuales incluyen inversiones por parte de la ANH, las compañías asociadas y ECOPETROL. La inversión que realizará la ANH, cercana a los US$70 millones corresponde exclusivamente para estudios que permitan el calentamiento de áreas. La mayor parte del total de la inversión en exploración, será destinada a la perforación de nuevos pozos exploratorios con un valor aproximado de US$188 millones.

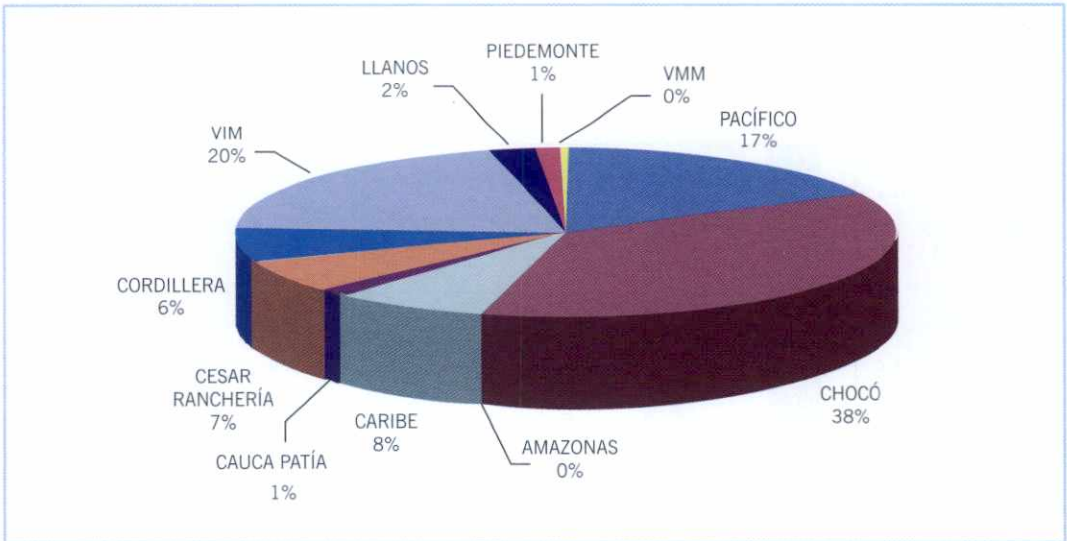
Es importante anotar que los compromisos adquiridos a través de los contratos firmados por la ANH tienen una inversión estimada para los próximos años de US$400 millones, distribuidos tanto en estudios de sísmica como de perforación exploratoria.

INVERSIONES PROYECTADAS
MILLONES DE DÓLARES
2005



Como se puede ver en el siguiente gráfico, la inversión exploratoria por cuenca se concentra en cuencas no estudiadas tradicionalmente.

DISTRIBUCIÓN DE INVERSIÓN POR CUENCA



RESERVAS

Las reservas de petróleo al 31 de diciembre de 2004 ascendieron a 1.477,7 MBLS, 64,3 menos que en el 2003, de las cuales 1.052,1 MBLS son reservas probadas desarrolladas produciendo, 32,3 corresponden a reservas probadas desarrolladas no produciendo y 393,3 son reservas probadas no desarrolladas.

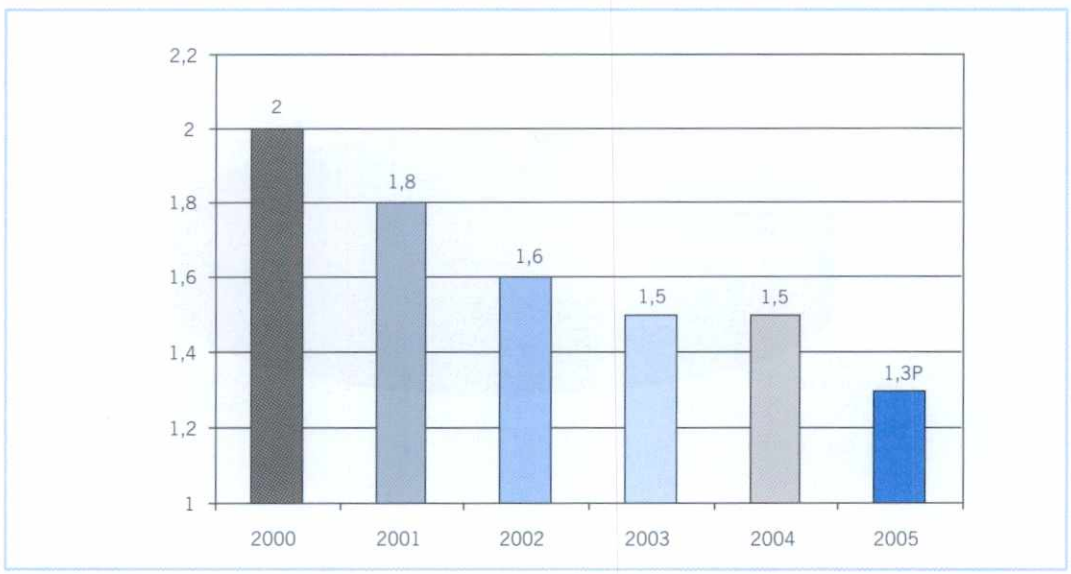
Durante el 2004 se incorporaron 128 MBLS, los cuales corresponden a reevaluaciones técnicas y nuevas comercialidades. En total, el país hizo una reposición de reservas de petróleo de 66,4% de las reservas consumidas durante el pasado año.

Dichas reservas provienen de resultados positivos en la perforación de pozos en los campos Yariguí, Jasmín, Cupiagua y Guando, lo cual permitió incrementar las reservas en 32 MBLS. Por cambio en el límite económico de los campos Yariguí, Jasmín, Orito y Casabe se adicionaron 56 MBLS; por la declaración de comercialidad de los campos Jiba, Nare, Bajo Río, Abanico, Cajaro y Peguita se incorporación 18 MBLS; por extensión de comercialidad en los campos de Cupiagua, Guandó y Remache Sur se incorporaron 8 MBLS y por operación bajo modalidad contractual de solo riesgo y bajo riesgo de los campos La Hocha, Mateguafa, Jordán Este, Matanegra Oeste y los Angeles se adjuntaron 14 MBLS.

Del volumen total de reservas remanentes, ECOPETROL dispone del 42,8% equivalente a 633,1 MBLS, cifra que muestra con respecto al 2003 un crecimiento neto en reservas de 15,1 MBLS.

Por su parte, las compañías asociadas son responsables del 56% de las reservas remanentes, mientras que la modalidad de Concesión lo es del 1,1%. De acuerdo con las estimaciones de la ANH, con las reservas actuales se garantizará el abastecimiento de la demanda nacional, incluyendo carga a refinerías. En la siguiente gráfica se puede apreciar la evolución de las reservas remanentes de petróleo.

RESERVAS REMANENTES DE CRUDO
MILLONES DE BARRILES



P: proyectado

Otro de los resultados relevantes en el tema de nuevos hallazgos durante el 2004, hace referencia a la determinación de reservas probadas en el campo Gibraltar, las cuales ascienden a 120 MBEP, distribuidos en 630 Giga pies cúbicos de gas y 15 millones de barriles de petróleo. Este volumen no ha sido incorporado en las reservas debido a que aun no se ha definido el esquema de comercialización de las mismas.

En esa tarea de asegurar nuevas reservas, también se acometieron acciones para comprar activos de producción en el exterior. Se realizaron evaluaciones técnicas para determinar las posibilidades de adquirir activos de producción y reservas significativas en Ecuador.

En el presente año se han incorporado 3,7 MBLS, como resultado del otorgamiento de nuevas comercialidades en los siguientes campos: El Segundo 6ST con 0,45 MBLS, Pastora con 0,014 MBLS, Estero-2 con 0,150 MBLS y Elisita con 3,1 MBLS. Con este avance se llega a un acumulado de 290,2 MBLS incorporados desde agosto de 2002, logrando un 29% de la meta programada para el cuatrienio. Adicionalmente, las exportaciones de petróleo y sus derivados se incrementaron 29,1% en los dos últimos años pasando de US$3.275 millones en el 2002 a US$4.227 millones en el 2004.

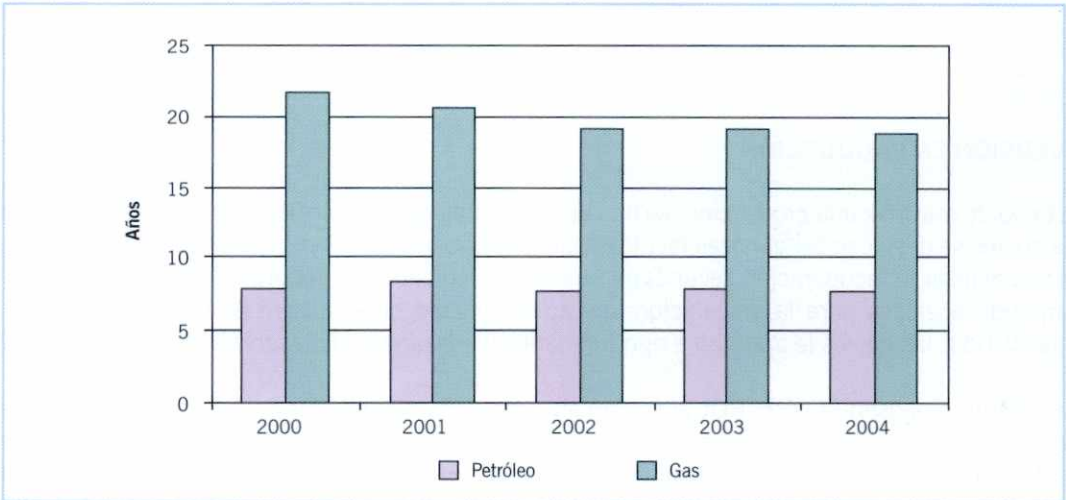
Sin embargo, aunque se han incorporado importantes cantidades de petróleo en los últimos años, en el 2004 se observó una disminución de 65 millones de barriles en las reservas remanentes de crudo.

PRODUCCIÓN

La producción promedio de petróleo durante el 2004, fue de 528,4 KBDC. Es importante anotar que la producción promedio del país a 31 de diciembre de 2004 corresponde a un 99,8% de la meta fijada, y registra una disminución del 2,54% con respecto al 2003. En lo corrido del 2005, la producción promedio ha oscilado en los 524,9 KBDC, valor que corresponde a un 102,9% de la meta fijada para este año, en tanto que presenta una retracción del 0,7% en relación con el 2004.

La relación reservas/producción (Factor R/P) sobrepasa los 7 años, lo cual permite inferir que en el corto plazo Colombia no tendrá problemas de desabastecimiento de crudo. Los esfuerzos realizados por la ANH y ECOPETROL están encaminados a revertir la tendencia decreciente que ha tenido el comportamiento de las reservas remanentes de crudo, lo cual se puede apreciar en la siguiente gráfica:

RELACIÓN RESERVAS / PRODUCCIÓN
2000 - 2004



NOTA: Para gas sólo se consideran las reservas comerciales

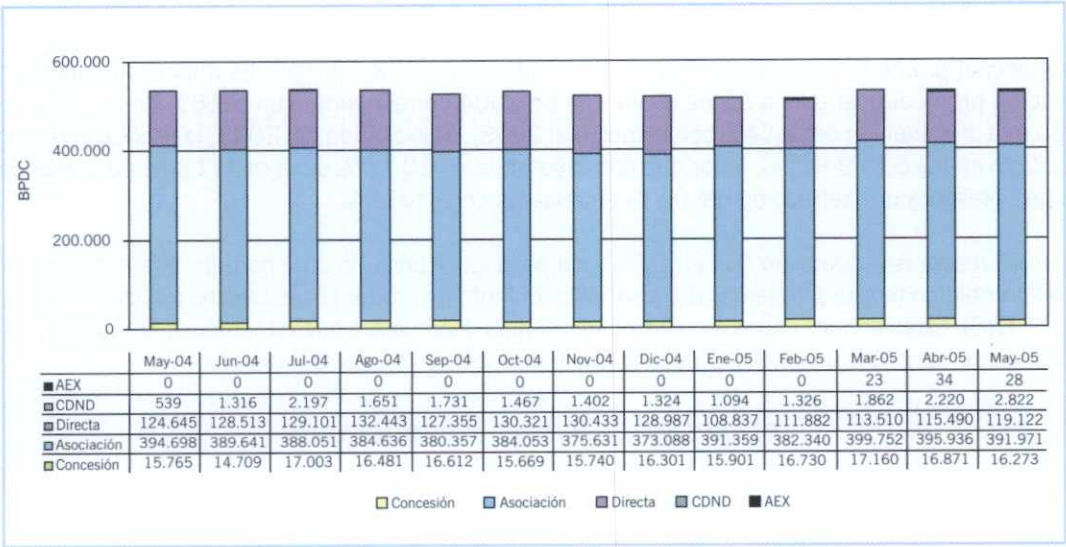
A diciembre de 2004 el 73% de la producción nacional provenía de la modalidad asociada, seguida por la producción directa de ECOPETROL con 128.987 BPDC equivalentes al 25%, y la modalidad de concesión respondía por solamente el 1%, aproximadamente 1.300 BPDC

Todas las actividades de producción efectuadas por ECOPETROL durante el 2004 estuvieron encaminadas a maximizar las reservas de campos existentes y atenuar la declinación normal de los campos que se viene presentando desde 1999.

La disminución de la producción total se vio controlada en el año 2004 gracias al aumento de la producción directa de ECOPETROL que pasó de 113.321 BPDC en el 2003 a 123.652 BPDC en el 2004, es decir un incremento del 9,11%.

A mayo 31 de 2005 la producción asociada tuvo un repunte de 18.883 BPDC, correspondientes al 74% del total frente a lo alcanzado a finales del año 2004, mientras 119.122 BPDC, equivalentes al 22% del total provenía de la producción directa de ECOPETROL. En el mismo sentido, las concesiones surgieron aportando el 1% de la producción nacional, no obstante su crecimiento a 2.822 BPDC.

HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN TOTAL DE CRUDO



	May-04	Jun-04	Jul-04	Ago-04	Sep-04	Oct-04	Nov-04	Dic-04	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05	May-05
AEX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23	34	28
CDND	539	1.316	2.197	1.651	1.731	1.467	1.402	1.324	1.094	1.326	1.862	2.220	2.822
Directa	124.645	128.513	129.101	132.443	127.355	130.321	130.433	128.987	108.837	111.882	113.510	115.490	119.122
Asociación	394.698	389.641	388.051	384.636	380.357	384.053	375.631	373.088	391.359	382.340	399.752	395.936	391.971
Concesión	15.765	14.709	17.003	16.481	16.612	15.669	15.740	16.301	15.901	16.730	17.160	16.871	16.273

INVERSIÓN EN PRODUCCIÓN

En la tarea de maximizar la producción, se han venido trabajando diferentes acciones y estrategias, dentro de las cuales se destacan las alianzas técnicas para la implementación del uso de la tecnología de punta, de cara a agilizar la recuperación secundaria de reservas en campos maduros. En este sentido se vienen adelantando acciones para la vinculación de capital privado en el desarrollo de los campos La Cira, Infantas y Tibú, las cuales le apuntan a oportunidades de desarrollo de reservas entre 150 y 420 MBLS.

Con el mismo propósito ECOPETROL suscribió alianzas para incrementar en 1.000 BPDC la producción de petróleo del campo Casabe, operación en la cual se invirtieron US$9,5 millones. En el mismo sentido se llevó a cabo una ronda de asignación de campos menores inactivos descubiertos y no desarrollados, que permitió aumentar en 1.000 nuevos barriles de petróleo la producción diaria nacional. El éxito de esta

actividad hizo que al finalizar el año 2004 se abriera una segunda ronda para ofrecer 11 campos adicionales, varios de los cuales fueron asignados a mediados del mes de junio del presente año.

Durante el 2004 ECOPETROL realizó inversiones en producción por un valor de US$388,2 millones, 32,3% más con respecto a los recursos ejecutados durante el 2003. De este total, con destino a la operación asociada se invirtieron US$221,4 millones, mientras que para la operación directa se invirtieron US$166,8 millones, 58,8% más que en el año inmediatamente anterior.

El portafolio de inversiones de ECOPETROL para producción durante el presente año es de US$456 millones, un 17% más frente a lo invertido durante el 2004. De dicho monto, US$218,1 millones se utilizarán en la operación asociada y US$237,9 millones en la operación directa, lo que representaría un crecimiento del 7,5% frente al 2004.

REGALÍAS

DISTRIBUCIÓN DE REGALÍAS

El Ministerio de Minas y Energía realiza las liquidaciones de regalías, en los 15 días hábiles siguientes al vencimiento del mes y remite esta información a la ANH para que se efectúe el giro de los recursos a las entidades beneficiarias dentro de los 10 días hábiles siguientes a su recibo, de acuerdo con lo establecido en el Decreto 625 de 1996.

Por concepto de regalías se han liquidado un total de $2,01 billones durante el periodo marzo de 2004 a junio de 2005, de los cuales el 63,45% corresponden al 2004 y 36,5% al 2005. Estos recursos han sido transferidos a las entidades territoriales correspondientes y al FNR.

Regalías Giradas por Explotación de Hidrocarburos
Marzo de 2004 - Junio de 2005
Millones de Pesos Corrientes

Beneficiario	2004	2005
Antioquia	39.833	23.464
Arauca	150.415	83.165
Bolívar	20.842	14.057
Boyacá	43.642	27.326
Casanare	423.105	236.120
Cauca	3.997	2.726
Cesar	4.991	3.142
Cundinamarca	9.439	4.699
Guajira	58.426	28.289
Huila	156.716	89.968
Meta	194.387	117.664
Nariño	328	323
Norte de Santander	11.706	6.639
Putumayo	28.018	17.236
Santander	77.445	47.717
Sucre	878	381
Tolima	56.075	34.523
TOTAL	**1.280.241**	**737.439**

Fuente: ANH

FONDO DE ESTABILIZACIÓN PETROLERA – FAEP

El Fondo creado con la Ley 209 de 1995, es un sistema de manejo de cuentas en el exterior que tiene como propósito exclusivo el ahorro fiscal y estabilización macroeconómica. El Fondo recauda valores por concepto de las retenciones que se hagan a las regalías de los departamentos y municipios productores. El traslado de estos recursos al Fondo no significa apropiación de ellos por parte de la Nación. Dicho traslado, tiene un carácter estrictamente temporal.

Los aportes al FAEP en el periodo marzo de 2004 y junio de 2005 alcanzaron los US$188,9 millones, de los cuales US$136,6 millones corresponden al 2004 y US$52,3 millones al 2005.

Este ahorro obedece a los altos precios WTI que han incrementado el valor de regalías de los campos Cusiana, Cupiaga y Caño Limón, con los cuales se calcula la liquidación del FAEP.

APORTES MENSUALES GIRADOS AL FAEP
01 DE MARZO DE 2004 A 30 DE JUNIO DE 2005
MILES DE DÓLARES

Periodo Liquidado	2004	2005
Enero	-	18,87
Febrero	-	17,20
Marzo	-9,56	42,96
Abril	21,44	7,76
Mayo	-5,16	23,88
Junio	20,87	22,29
Julio	4,86	0,00
Agosto	0,66	0,00
Septiembre	39,11	0,00
Octubre	10,20	0,00
Noviembre	4,33	0,00
Diciembre	77,50	0,00
TOTALES	**136,66**	**52,31**

Fuente: ECOPETROL

ZONAS DE FRONTERA

PLANES DE ABASTECIMIENTO PARA LAS ZONAS DE FRONTERA

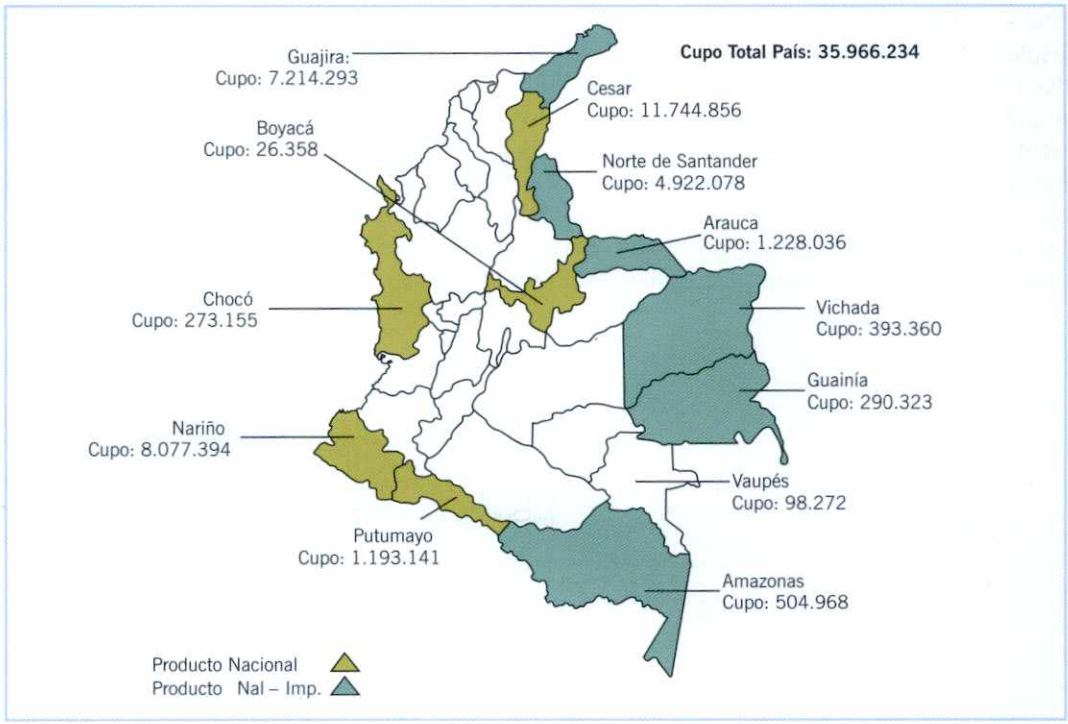
De acuerdo con el artículo 1° de la Ley 681 del 2001, el Ministerio de Minas y Energía y ECOPETROL han seguido desarrollando y mejorando los planes de abastecimiento para cada uno de los doce departamentos de zonas de frontera, los cuales actualmente se abastecen con producto nacional, tomando como referencia los volúmenes máximos asignados para el efecto por la UPME.

Los departamentos de Guajira, Norte de Santander, Arauca, Vichada, y Guainía, cuentan también con un plan de abastecimiento con producto importado, pero dadas las dificultades de suministro desde Venezuela, están abasteciéndose exclusivamente con producto nacional.

Cabe destacar que el departamento del Amazonas también cuenta con un plan de abastecimiento con producto importado, el cual se puede utilizar de acuerdo con la oferta de combustible, el precio y la disponibilidad de vías de acceso.

En la siguiente figura se muestra el volumen actual mensual en galones asignado a cada departamento y las fuentes de abastecimiento de cada uno de ellos.

VOLÚMEN ACTUAL ASIGNADO
GALONES



PUNTOS RELEVANTES EN EL DESARROLLO DE LOS PLANES DE ABASTECIMIENTO

Guajira

El Decreto 1980 de 2003 fue modificado por el Decreto 3353 de 2004, con el fin de adoptar mecanismos especiales y flexibles adicionales a los establecidos en el Decreto 1980. El Ministerio de Minas y Energía aprobó un nuevo Plan de Abastecimiento mediante la Resolución 124174 de 2004, el cual contempla el suministro de combustibles importados de la República de Venezuela o producidos en el país en situaciones de emergencia. Cabe destacar que actualmente, por la estrategia de Venezuela para contrarrestar el contrabando hacia Colombia, el departamento se está abasteciendo con producto nacional. Se espera que una vez Venezuela ajuste su normatividad para autorizar las exportaciones hacia Colombia y establezca los precios autorizados, se reactive el suministro con producto venezolano.

Por otra parte, se cuenta con un plan de abastecimiento para los Grandes Consumidores y Grandes Consumidores Individuales No Intermediarios de ACPM con producto nacional o importado, aprobado mediante la Resolución 124175 de 2004.

Cesar

Se abastece actualmente con producto nacional tanto para las estaciones de servicio como para los Grandes Consumidores y Grandes Consumidores Individuales No intermediarios de ACPM. Por medio de las Resoluciones 124197 y 124198 de 2004 se aprobó el plan de abastecimiento para las estaciones de servicio.

Norte de Santander

Teniendo en cuenta las condiciones del departamento, el Gobierno Nacional expidió los Decretos 2340 y 4236 de 2004, en los cuales se contempla un esquema de distribución con producto procedente de Venezuela, por lo cual el Ministerio de Minas y Energía aprobó un nuevo plan de abastecimiento mediante la Resolución 124099 de agosto 10 de 2004. En dicho plan se contemplan dos alternativas de abastecimiento: i) con producto nacional que se utilizará solamente cuando se presente alguna situación que impida el suministro con producto venezolano, en especial en lo referente a la oferta de combustible, el precio y la disponibilidad de vías de acceso, que conlleve a no tener confiabilidad en la fuente de suministro del producto procedente de Venezuela, y ii) con producto procedente de Venezuela, en la cual se establece la siguiente cadena de distribución que busca favorecer a la población que históricamente ha tenido como medio de subsistencia la introducción de combustibles provenientes del vecino país al territorio nacional sin el lleno de los requisitos legales establecidos para el efecto:



Se espera implementar este esquema en el segundo semestre del presente año, iniciando con el suministro para la ciudad de Cúcuta y su área metropolitana. Una vez el suministro esté estabilizado, se extenderá al resto de los municipios de zonas de frontera del departamento.

Boyacá

Como zona de frontera está autorizado sólo el municipio de Cubará, el cual se abastece de producto nacional de acuerdo con lo aprobado por la Resolución 124005 de enero 24 de 2003.

Arauca

Al igual que en Norte de Santander y teniendo en cuenta la misma problemática, el Gobierno Nacional expidió los Decretos 2337 y 4237 de 2004, en los cuales se adoptan mecanismos especiales y flexibles para la distribución de combustibles en el departamento. Se abastece actualmente con producto nacional de acuerdo con la Resolución 124100 de agosto 10 de 2004. El esquema de distribución de combustibles con producto venezolano se espera implementar en el mes de agosto de 2005.

Vichada

Este departamento tiene la misma problemática descrita para Norte de Santander y Arauca, por lo cual el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2339 de 2004. El plan de abastecimiento corresponde al aprobado mediante la Resolución 124101 de agosto 10 de 2004. El esquema de suministro con producto venezolano se encuentra en implementación.

Guainía

Para el caso de este departamento, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2338 de 2004 y el Ministerio de Minas y Energía aprobó el Plan de Abastecimiento mediante la Resolución 124111 de septiembre 17 de 2004. El esquema de distribución de combustibles con producto venezolano se implementó en el mes de febrero, sin embargo actualmente está suspendido por la baja oferta de producto.

Vaupés

Se abastece con producto nacional que se lleva vía terrestre desde Mansilla hasta Aguazul y vía aérea hasta Mitú de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124038 de 2003.

Amazonas

De acuerdo con lo establecido en la Resolución 124105 de 2004, a partir de mayo de 2005 el departamento se abastece con producto nacional, el cual se transporta vía terrestre desde Neiva hasta Puerto Asís y desde allí vía fluvial hasta Leticia, recorriendo los ríos Putumayo y el Amazonas. El combustible es almacenado y distribuido en la planta de abasto de ECOPETROL ubicada en Leticia.

Putumayo

Se abastece con producto nacional de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124099 de diciembre 5 de 2003.

Nariño

Se abastece con producto nacional de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124196 de noviembre 26 de 2004.

Chocó

Se abastece con producto nacional de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124041 de abril 22 de 2003.

ASPECTOS A DESARROLLAR

- Se implementarán los nuevos esquemas de suministro con producto procedente de Venezuela para los Departamentos de Norte de Santander, Arauca, Vichada y Guainía cuyo éxito dependerá en gran medida de la disponibilidad de producto venezolano.
- Buscando garantizar la mejor fuente de suministro de combustibles para cada departamento, se continuará trabajando en las mesas de trabajo conformadas por Colombia y Venezuela para la exportación de combustibles hacia Colombia a un precio competitivo que permita contrarrestar el contrabando.

- Se continuará con el desarrollo del Programa de Reconversión Socio Laboral en el departamento de Norte de Santander, programa dirigido a los pimpineros del departamento que busca brindarles una alternativa laboral diferente a la que vienen desempeñando.
- El Ministerio de Minas y Energía en conjunto con ECOPETROL continuará participando en el desarrollo de la estrategia de control al contrabando y desvío de combustibles, liderada por la DIAN.

AUDITORIA A ESTACIONES DE SERVICIO EN ZONAS DE FRONTERA, ZONAS CON CONTROL DE ESTUPEFACIENTES Y MAGDALENA MEDIO

En septiembre del 2004 el Ministerio de Minas y Energía, la Dirección Nacional de Estupefacientes, FONADE y ECOPETROL realizaron un convenio que tenía como objeto unificar esfuerzos institucionales dirigidos a la verificación del cumplimiento de los requisitos técnicos que se establecen en el Decreto 1521 de 1998 y la capacidad real de almacenamiento de las estaciones de servicio ubicadas tanto en zonas de frontera, como en las jurisdicciones de los departamentos y municipios objeto de control de estupefacientes, por ser consideradas zonas cocaleras, así como en otras jurisdicciones del Magdalena Medio.

Luego de un concurso público surtido a finales del año 2004, se contrató la firma Saybolt de Colombia para que llevara a cabo las auditorias, las cuales se realizaron entre los meses de febrero y abril de 2005, auditándose un total de 1.263 estaciones de servicio en los sitios señalados anteriormente.

Departamento	Nº Estaciones auditadas
Nariño	286
Cesar	142
Guajira	166
Putumayo	121
Vichada	6
Amazonas	18
N. Santander	90
Chocó	8
Arauca	53
Vaupés	6
Guainía	12
Boyacá	3
Santander	87
Guaviare	42
Caquetá	77
Meta	116
Cauca	8
Bolivar	22
Total	1,263

El trabajo de la auditoría se centró en la revisión de los siguientes 20 elementos establecidos en el Decreto 1521 de 1998, los cuales se agruparon en tres categorías así:

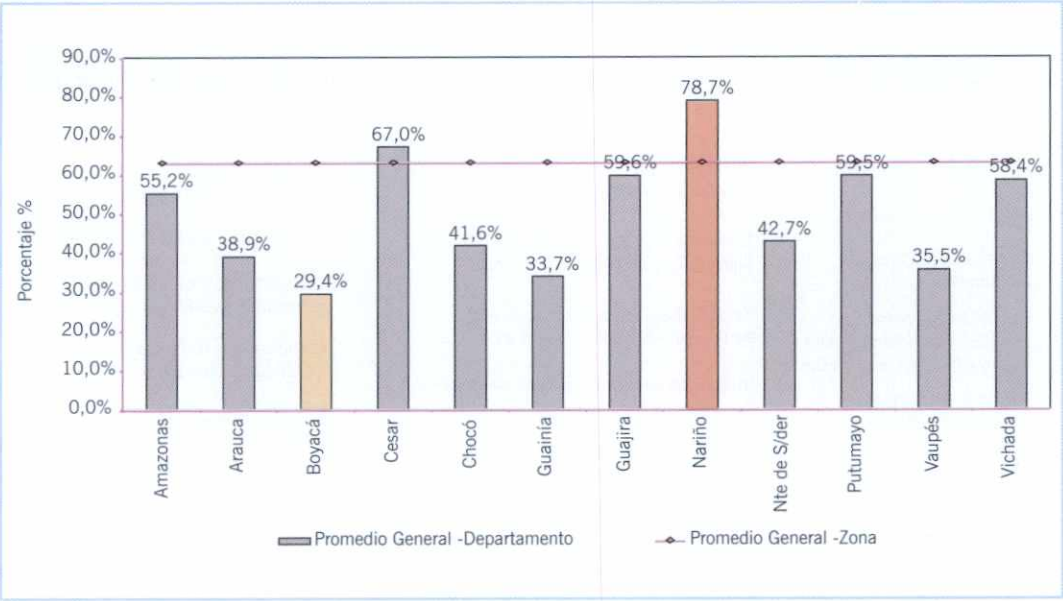
Elementos de tipo Documental	Elementos de tipo Técnico	Elementos de tipo Seguridad
Licencia de construcción	Planos aprobados de energía elctrica, acueducto y alcantarillado.	Cumplimiento normas técnicas de seguridad NFPA 30 y 30-A
Póliza Responsabilidad Civil	Existencia de actas y registros de pruebas hidrostáticas de tanques y tuberías.	Plan de contingencia contra incendios.
Certificado de Cámara de Comercio.	Existencia de actas de calibración de surtidores y acciones correctivas.	Cumplimiento requisitos para estructuras de edificaciones.
Existencia de contrato de explotación económica entre distribuidor mayorísta y EDS	Instalación eléctrica protegida con tubería conductiva y a prueba de explosión	Cumplimiento distancias y ubicación de tanques enterrados.
Permisos de autoridades competentes del medio ambiente	Instalaciones sanitarias apropiadas para trabajadores y usuarios de la EDS.	Cumplimiento de ubicación de tubos de respiración de tanques.
Si aplica, Modificación y Ampliaciones EDS.	Cumplimiento de las bocas de llenado de los tanques.	
	Mantenimiento y control periódico de tanques.	
	Certificados de fabricación de tanques con normas y pruebas respectivas.	

A la fecha se ha terminado el proceso de consolidación de los resultados que se presentan en la siguiente tabla en cuanto a Zonas de Frontera se refiere:

Departamento	Total EDS	Promedio Documental - Departamento	Promedio Técnico - Departamento	Promedio Seguridad - Departamento	Promedio General - Departamento
NARIÑO	286	88,4%	75,4%	73,4%	78,7%
CESAR	122	81,0%	57,5%	65,5%	67,0%
GUAJIRA	166	65,1%	56,1%	58,9%	59,6%
PUTUMAYO	124	76,8%	52,1%	51,6%	59,5%
VICHADA	6	68,6%	52,1%	56,4%	58,4%
AMAZONAS	18	79,8%	23,1%	53,7%	55,2%
NTE DE S/DER	94	54,1%	29,5%	49,1%	42,8%
CHOCÓ	8	46,5%	32,9%	45,7%	41,6%
ARAUCA	53	52,9%	28,2%	39,2%	38,9%
VAUPÉS	6	41,2%	19,1%	39,0%	35,5%
GUAINÍA	12	37,3%	27,4%	39,1%	33,7%
BOYACÁ	3	40,7%	22,9%	26,6%	29,4%
PROMEDIO	898	74,2%	56,0%	60,6%	63,0%

Fuente: Saybolt S.A

ANÁLISIS GENERAL DEL DEPARTAMENTO POR ZONA



Fuente: Saybolt

Teniendo como base los resultados obtenidos, el Ministerio de Minas y Energía trabaja en la expedición de un Decreto reglamentario que asegure en un mediano plazo el cumplimiento total de los requisitos técnicos y legales por parte de las estaciones de servicio fronterizas, sin afectar el abastecimiento de las señaladas regiones.

Una vez expedido este Decreto, en el cual se establecen unas zonas críticas y unos plazos para que las estaciones de servicio que surten dichas zonas se ajusten en su totalidad a la normatividad técnica requerida y las que no pierdan su habilitación, este Ministerio estará señalando las estaciones que serán objeto de cupo durante lo que resta del 2005, de tal forma que la UPME proceda a fijar los volúmenes máximos para este periodo y parte del año 2006.

En un periodo aproximado de 10 meses, el Ministerio de Minas y Energía en conjunto con ECOPETROL, estará contratando la realización de una nueva auditoría con el fin de verificar el cumplimiento de los requerimientos y plazos establecidos sobre el particular.

TRANSPORTE

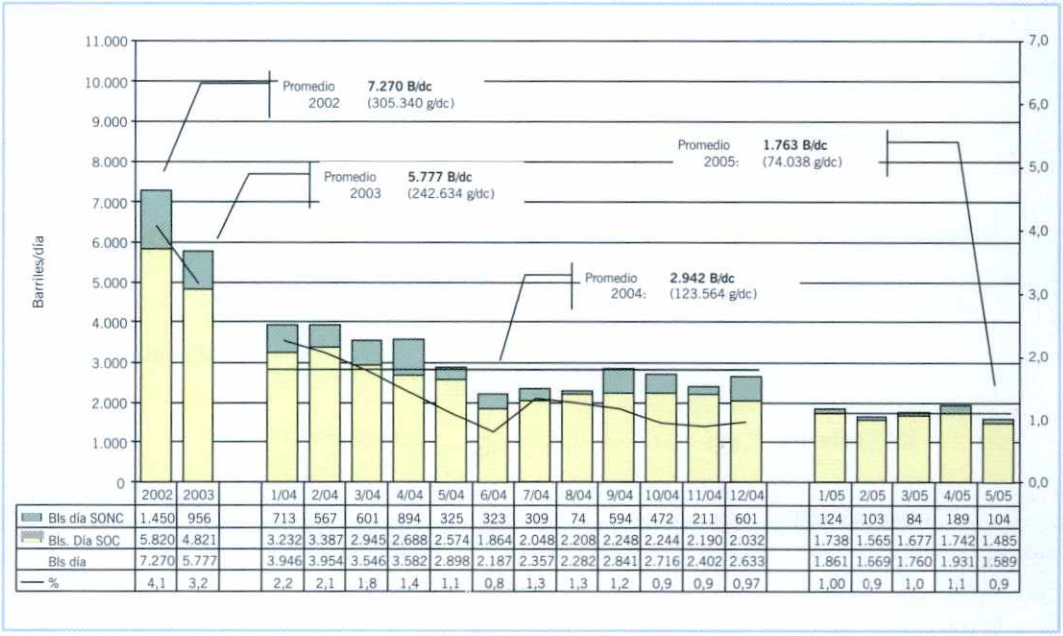
El 2004 fue un año de resultados favorables para las operaciones de transporte de petróleo y sus derivados, debido a que no sólo se redujo el hurto de combustibles, sino que se incrementó la generación de valor.

Aplicando una estrategia integral que comprende acciones operativas, tecnológicas, legales, sociales, intergubernamentales y de la Fuerza Pública, se redujo el hurto de combustibles en 49%, al pasar de 5.777 BPD en 2003 a 2.942 BPD en 2004. Los resultados alcanzados representan una disminución de 60% con respecto al 2002.

A mayo 31 del presente año las anteriores cifras se han logrado reducir aún más, alcanzando un nivel de pérdidas promedio de 1.763 barriles día, lo que representa una reducción del 76% frente al resultado del

año 2002. Por este concepto el sector hidrocarburos ha dejado de perder recursos cercanos a los US$100 millones, que representan mayores ingresos para ECOPETROL y para las entidades territoriales por concepto de impuestos a los combustibles.

Las acciones en esta materia se focalizarán en reducir aún más estas cifras, así como en fortalecer los mecanismos del Estado para sancionar los delitos asociados a esta actividad, además de una sostenibilidad de la estrategia en el largo plazo.



	2002	2003	1/04	2/04	3/04	4/04	5/04	6/04	7/04	8/04	9/04	10/04	11/04	12/04	1/05	2/05	3/05	4/05	5/05
Bls día SONC	1.450	956	713	567	601	894	325	323	309	74	594	472	211	601	124	103	84	189	104
Bls. Día SOC	5.820	4.821	3.232	3.387	2.945	2.688	2.574	1.864	2.048	2.208	2.248	2.244	2.190	2.032	1.738	1.565	1.677	1.742	1.485
Bls día	7.270	5.777	3.946	3.954	3.546	3.582	2.898	2.187	2.357	2.282	2.841	2.716	2.402	2.633	1.861	1.569	1.760	1.931	1.589
— %	4,1	3,2	2,2	2,1	1,8	1,4	1,1	0,8	1,3	1,3	1,2	0,9	0,9	0,97	1,00	0,9	1,0	1,1	0,9

Fuente: Ecopetrol S.A.

En un esquema similar, también se redujeron en 50% los atentados a oleoductos frente a 2003 y en 90% frente a 2001.

El aumento de la confiabilidad y la flexibilidad operacional de los sistemas de transporte, permitió alcanzar un cumplimiento de más del 100% en los compromisos de transporte de crudo y refinados. Con adecuaciones de baja inversión y optimización operativa se logró mayor capacidad de transporte en sistemas fundamentales como Sebastopol - Medellín - Yumbo, Galán - Salgar y Galán - Bucaramanga.

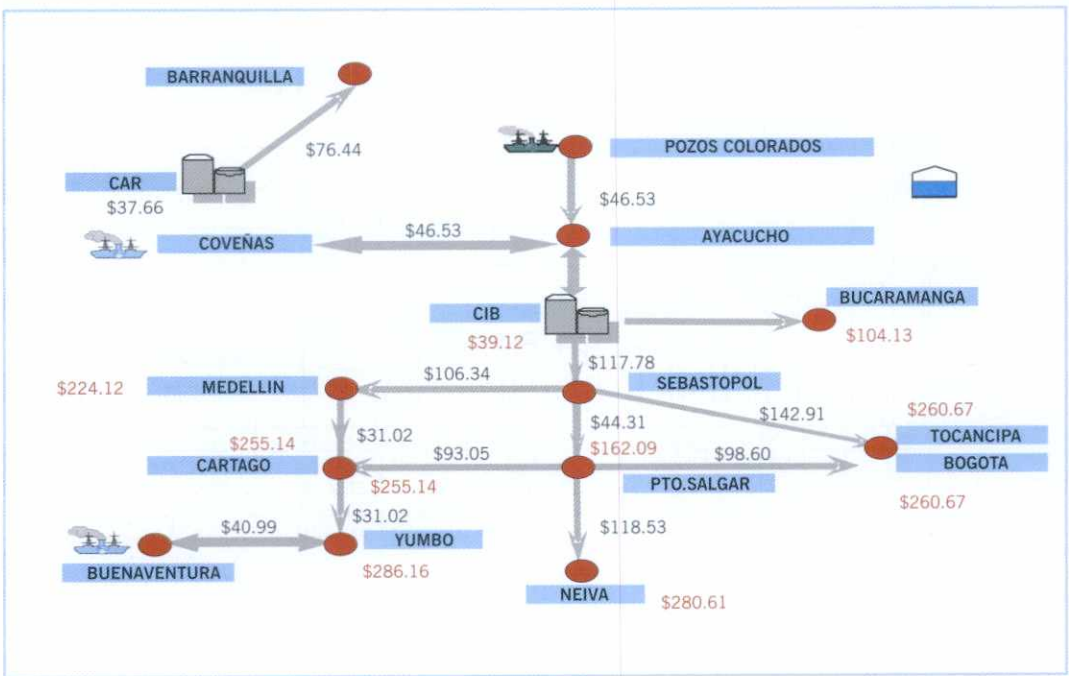
Para optimizar el negocio se operaron en forma remota desde el Centro de Control Maestro de Operaciones en Bogotá los sistemas Mansilla - Puente Aranda y Galán - Bucaramanga, así como el 60% de las estaciones de entrega al paso.

Durante el 2004 se habilitó la línea de importación que va desde el puerto de Santa Marta hasta la refinería de Barrancabermeja (Pozos Colorados - Galán) para trabajar en forma bidireccional, permitiendo una nueva operación de exportación que para el 2004 fue de 1.600.000 barriles de nafta.

También se implementaron nuevas operaciones de transporte multimodal entre Castilla y Araguaney - Vasconia, mediante uso de carrotanques y nuevos esquemas operativos que aumentaron la capacidad de transporte de crudos pesados.

En ese mismo sentido se adelantó la construcción de la Fase I de la Estación Monterrey localizada al sur del departamento de Casanare, que permitirá incrementar la capacidad de transporte de crudo pesado del campo Castilla de 23.000 BPD a 60.000 BPD.

Por último, se continúa aplicando el cobro las tarifas por distancia a través del sistema de poliductos de ECOPETROL, según lo contemplado en el Artículo 12 de la Ley 681 de 2001. Este sistema busca consolidar un mercado eficiente y competitivo de distribución de combustibles que garantice su expansión, genere competencia entre los diferentes agentes de la cadena de abastecimiento y permita la adecuada prestación de este servicio público en el mediano y largo plazo.



Fuente: Minminas.

REFINACIÓN Y SUMINISTRO

Todos los indicadores de la operación de refinación mostraron durante el 2004 avances significativos, especialmente en la confiabilidad operacional y las cargas a las refinerías que registraron por segundo año consecutivo un récord histórico.

La refinería de Barrancabermeja alcanzó la máxima carga de crudo anual y mensual en la historia al ubicarse en 227,3 y 237 KBPD respectivamente, mientras que la refinería de Cartagena logró un máximo de 78,3 KBPD en el 2004 frente a 76,3 KBPD en el 2003.

Durante el primer semestre del 2005, la carga de crudo en la refinería de Barrancabermeja fue de 228.4 KBPD, resaltando el mes de marzo donde se alcanzó la carga de 238,1 KBPD.

En cuanto a la refinería de Cartagena, la carga del semestre fue de 67,1 KBPD afectada por la inspección programada de la unidad de destilación durante el mes de junio.

El costo unitario operacional se ve con un ligero incremento al pasar de 3,19 US$/barril del año 2004 a un valor de 3,47 US$/barril en el primer semestre del 2005, por la menor carga total procesada durante este periodo y el mayor costo en mantenimiento por las reparaciones programadas.

Hasta el primer semestre del 2005, el Proyecto de Optimización desarrollado en conjunto con Shell Global Solutions, alcanzó un total de US$123,24 millones en beneficios en caja acumulados, evaluados bajo la metodología oficial acordada para el programa. De este total, US$3,94 millones fueron generados en el 2002, 35,58 en el 2003, 53,32 en el 2004 y 30,36 en lo corrido del 2005.

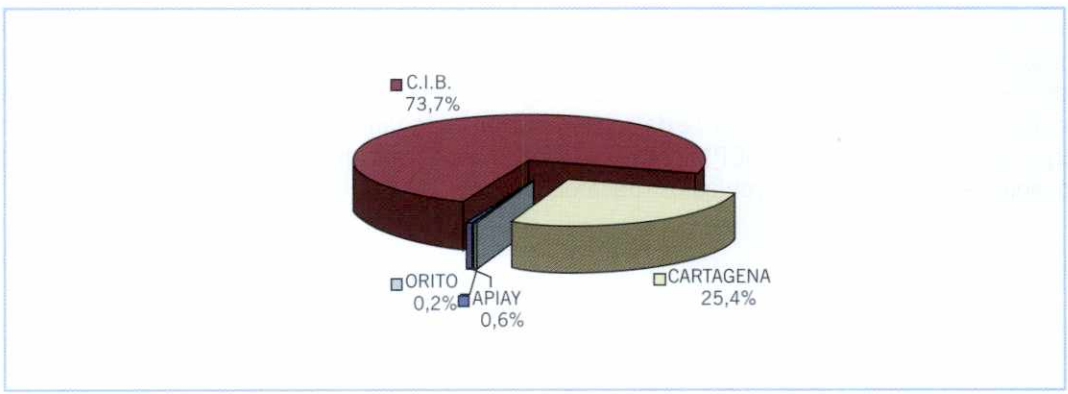
Durante este periodo se declaró al Plan Maestro de Desarrollo de Refinería de Cartagena como proyecto de importancia estratégica y se determinó en el documento CONPES 3336 que se diera prioridad a la consecución del inversionista privado con posibilidad de revisar la configuración técnica si éste lo estima conveniente. Se presentó a la junta directiva de ECOPETROL el esquema de participación privada y se encuentra en proceso de ratificación su aprobación. De igual manera se encuentra en proceso de evaluación las preofertas técnicas para la contratación del EPC.[1]

Así mismo, se contrató una firma especializada para la elaboración del presupuesto y definición del Plan de Ejecución del Proyecto Hidrotratamiento de Combustibles de la Refinería de Barrancabermeja con el fin de optimizar su funcionamiento y cumplir de esa forma con las normas ambientales exigidas en la producción de combustibles.

Las inversiones en refinación ascendieron a US$124,9 millones durante el 2004, distribuidas en oportunidades de negocio: 35%, requeridas para operar: 40%, y otros proyectos especiales tales como el de hidrotratamiento, proyectos de HSE y el Programa de Optimización con el 25%.

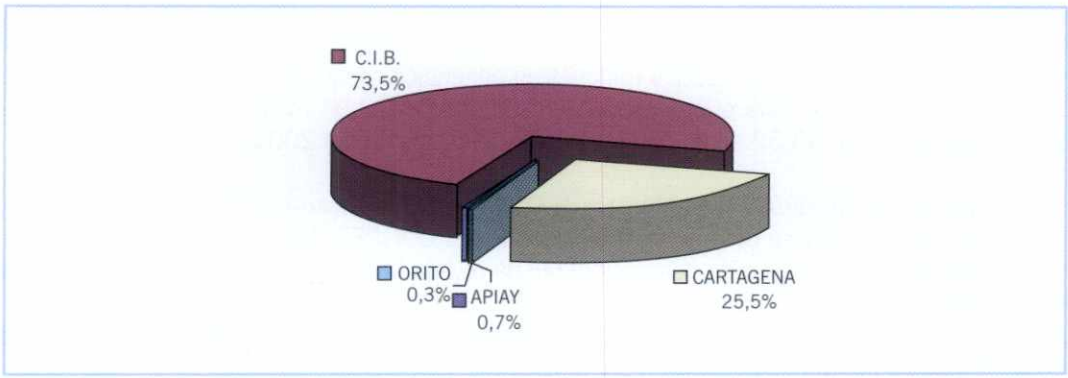
El monto de inversiones aprobadas para la vigencia 2005 es de US$282,1 millones, de los cuales el 21% corresponde al Plan Maestro de Desarrollo de la Refinería de Cartagena, el 18% está dedicado a proyectos de sostenimiento y HSE, el 21% a pagos a Shell dentro del programa de Optimización, el 31% al proyecto de Hidrotratamiento en la Refinería de Barrancabermeja y el saldo a otros proyectos menores.

CARGA A REFINERÍAS
2004



[1] A partir del pasado 20 de octubre, ECOPETROL inició la segunda fase de precalificación para la eventual contratación del EPC (Engineering Procurement and Construction) del Plan Maestro de la Refinería de Cartagena.

CARGA A REFINERÍAS
2005



CONSUMO INTERNO

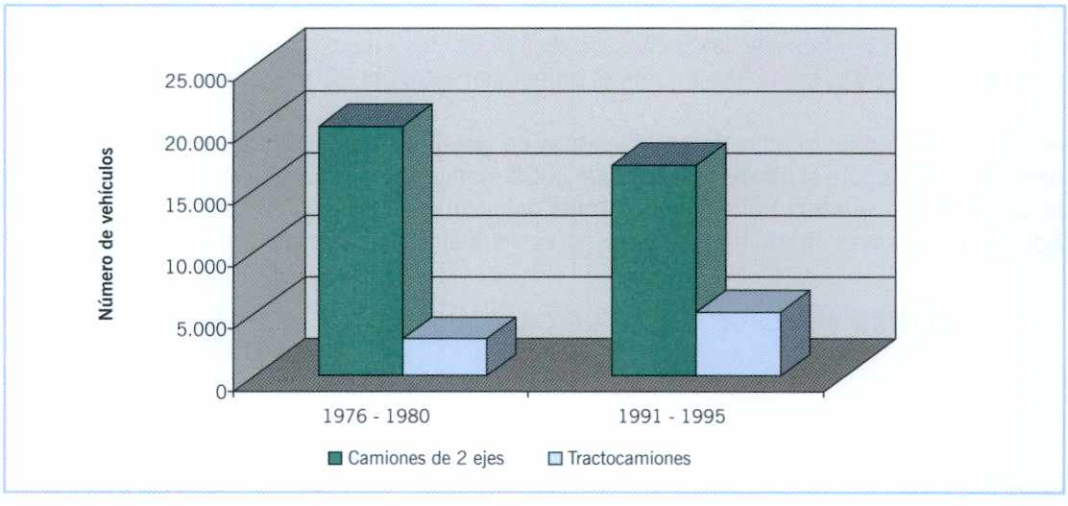
Con respecto al consumo interno de combustibles, las ventas en el año 2004 llegaron a 198,2 KBPD, cifra similar a la observada en el 2003. Para el primer semestre de 2005, se contabilizan ventas por 204 KBPD, lo que significa un crecimiento cercano al 3% con respecto al 2004.

Pese a la reducción en el consumo interno de gasolina motor y de GLP para el 2004, las ventas de ACPM permitieron atenuar el impacto sobre el total del consumo de combustibles en el país. Las ventas de gasolina motor y de GLP durante el año anterior fueron del orden de 84,43 KBPD y de 21,08 KBPD respectivamente, lo que significó una variación del orden del -5% y del -2% con respecto a las ventas del 2003. Las ventas totales de ACPM en el país (se incluye ACEM y diesel marino) presentaron un incremento del 7% al pasar de 69,6 KBPD en el 2003 a 74,5 KBPD en el 2004.

El comportamiento anterior se explica principalmente por dos factores: el fenómeno de dieselización del parque vehicular nacional en lo atinente al consumo de gasolina motor y ACPM, y la expansión de la cobertura domiciliaria de gas natural, en cuanto al consumo de GLP.

Con respecto a la dieselización del parque, son dos las columnas que erigen dicho fenómeno: i) el aspecto tecnológico y ii) el aspecto económico, básicamente el relacionado con los precios de los combustibles. El aspecto tecnológico ha venido marcando el crecimiento del parque automotor a diesel desde comienzos de los años noventa, periodo en el cual se da una renovación importante del parque automotor especialmente de carga, el cual se sustenta en ACPM considerando los beneficios en eficiencia de la tecnología diesel y las economías de escala de los vehículos (tractocamiones).

INGRESO DE CAMIONES DE DOS EJES Y DE TRACTOCAMIONES AL PARQUE VEHICULAR NACIONAL



Fuente: Ministerio de Transporte

Considerando el parque automotor a noviembre de 2000, se tiene que en los vehículos de dos ejes, de baja capacidad, el consumo de gasolina es predominante con un 60,97%; para los vehículos de gran capacidad como los tractocamiones predomina el ACPM.

Para finales de los noventa y comienzos del siglo XXI, la separación de los niveles de precios de la gasolina y del ACPM, siendo menores los de este último, incentivan un mayor uso del ACPM y menor uso de la gasolina. Es de anotar que la recesión económica de finales del siglo XX ha impactado de manera importante las tendencias de consumo de combustibles en estos primeros años del siglo XXI, afectando aún más el comportamiento del consumo de gasolina motor.

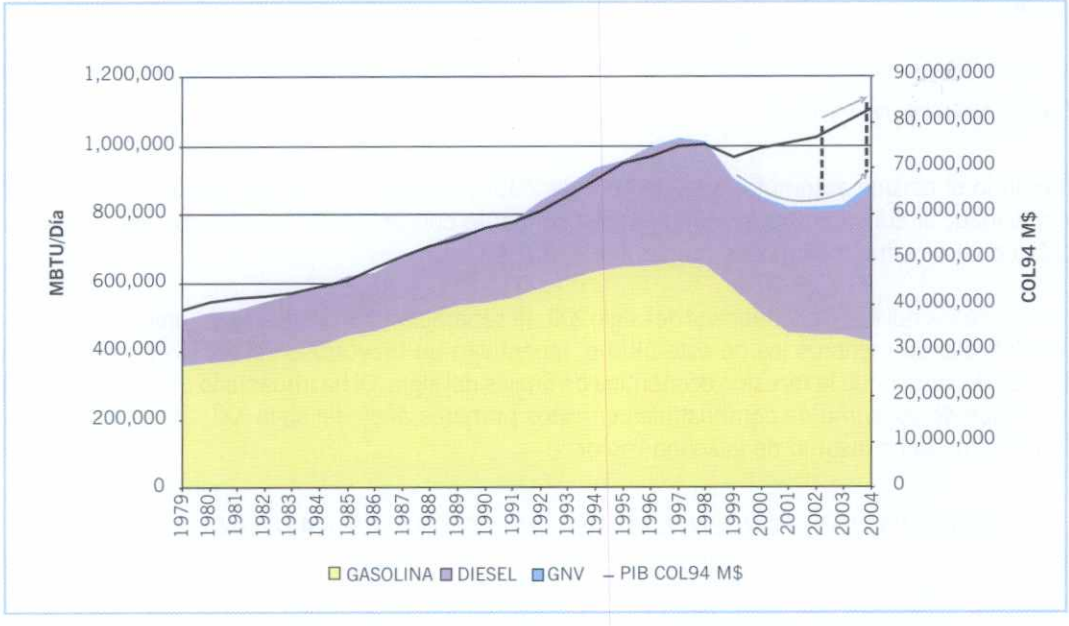
PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LAS VENTAS DE GASOLINA Y DIESEL



A partir de los años 2003 y 2004, se han venido observado variaciones crecientes en el consumo total de combustibles del sector transporte: ACPM + GNV + Gasolina. Las ventas de gasolina motor, especialmente en el año 2004 y lo corrido del 2005, han comenzado a evidenciar tasas cada vez menos negativas. En el primer semestre del 2005, contabilizan 83,7 KBPD, es decir, 1% más de lo que se vendió en promedio en el 2004, esto sin contabilizar las ventas de diciembre, las cuales presentan los niveles más altos durante el año. Las ventas de ACPM durante el primer semestre del 2005 son del orden de 80,5 KBPD.

A pesar del comportamiento reciente en las ventas de gasolinas, la entrada en operación de la Ley de alcoholes carburantes para el último trimestre del 2005 motivará una reducción importante en el consumo de este combustible. Se estima que con la entrada del alcohol se dejarán de consumir en promedio 4,6 KBPD de gasolina para el último trimestre del 2005. Para el 2006 la cifra llegará a ser de 5,4 KBPD.

VENTAS MERCADO LEGAL DE GASOLINA MOTOR, ACPM Y GNV
PIB



Otro de los combustibles que presentó un comportamiento favorable fue el Jet A1, el cual pasó de 13,77 KBPD en el 2003 a 14,05 KBPD en el 2004. El buen comportamiento del transporte aéreo en el país da cuenta de este comportamiento. Para el primer semestre del 2005, las ventas contabilizan los 14,59 KBPD. A continuación se presentan las ventas de combustibles de ECOPETROL para los años 2003, 2004 y primer semestre del 2005.

	Acem	Acpm	Avigas	Bencina	Crudo Castilla	Dma	Extra	Fuel Oil	GLP	IFO	Jet A1	Gasolina Corriente	Queroseno	TOTAL
2003	10,7	55,5	0,3	0,2	N. A.	3,4	6,6	3,0	21,6	0,1	13,8	82,0	1,1	**198,4**
2004	11,6	59,2	0,3	0,1	0,1	3,8	5,9	2,2	21,1	0,2	14,0	78,5	1,1	**198,2**
Primer Sem 2005	12,2	64,5	0,3	0,1	0,2	3,8	5,7	2,2	21,2	0,4	14,6	78,0	0,7	**204,0**

COMERCIO EXTERIOR

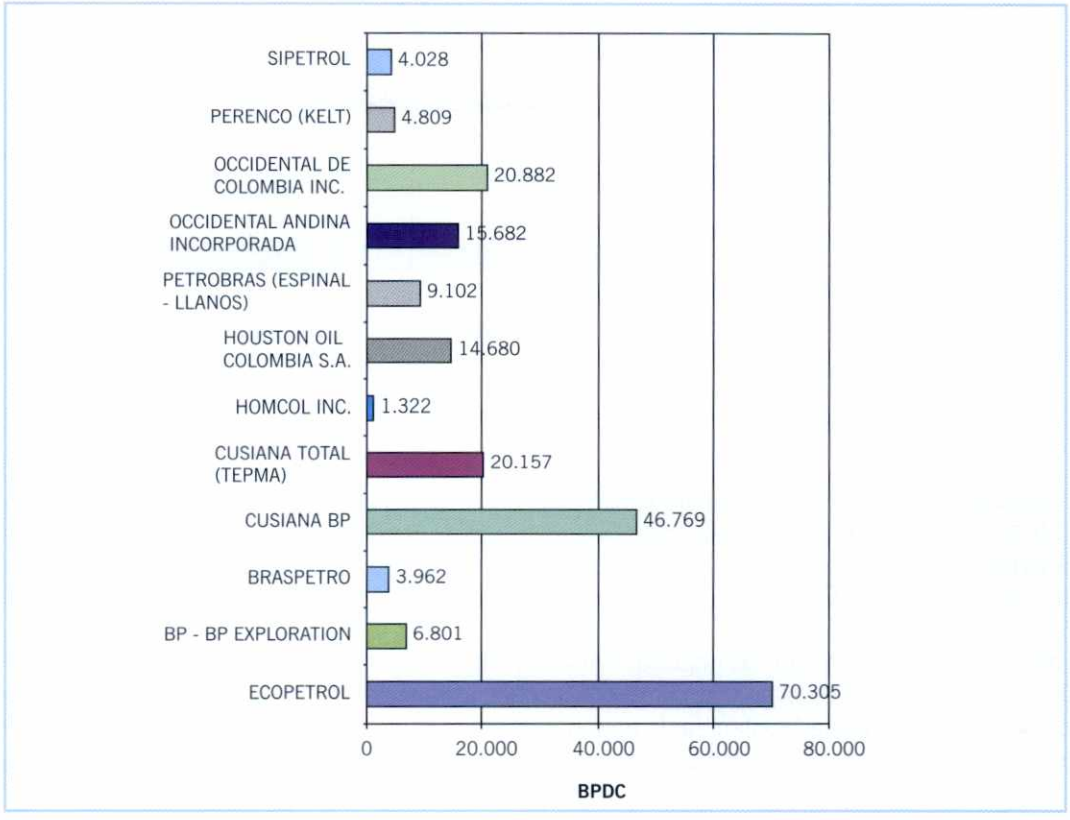
En el área de suministro y mercadeo, los altos precios internacionales que en el 2004 registraron un promedio de US$41,4 por barril, permitieron que ECOPETROL obtuviera un balance positivo en la balanza comercial, que superó los US$2.000 millones, con un incremento de 30,1% frente al 2003.

Los ingresos por exportaciones de ECOPETROL superaron en 27,6% los obtenidos durante el 2003. En volumen se presentó un ligero incremento del 6,6% comparado con el exportado durante el 2003. Del total de exportaciones, alrededor de 70.000 BPDC fueron hechas por ECOPETROL, seguido de BP con un volumen de aproximadamente 45.000 BPDC.

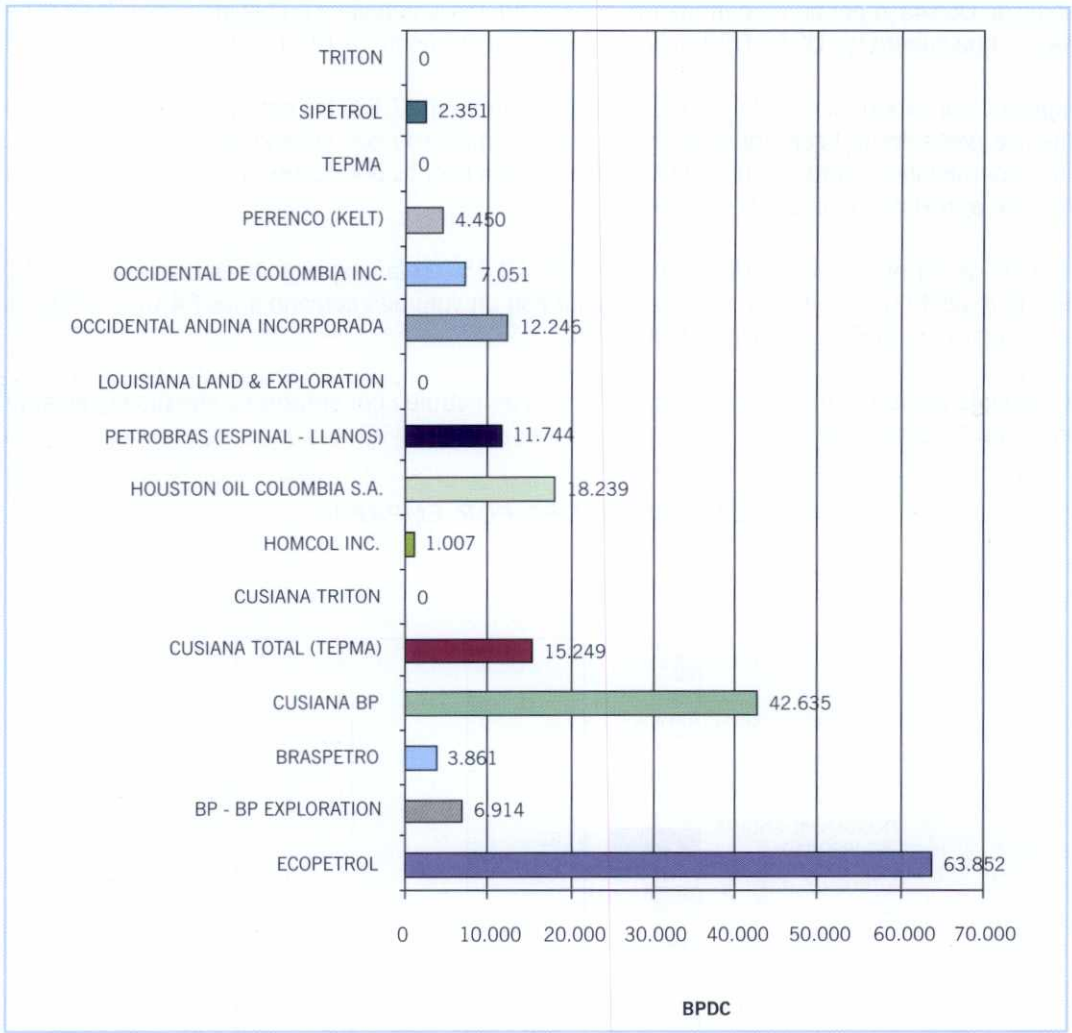
En el 2005 se ha presentado una disminución del 13,2% en las exportaciones con respecto al 2004. ECOPETROL continúa siendo el mayor exportador con un volumen cercano a los 64,000 BPDC, con un segundo lugar para la BP con casi 43.000 BPDC.

En el siguiente gráfico se muestran las exportaciones de petróleo por empresas, efectuadas en el 2004 y lo corrido del presente año.

EXPORTACIONES POR EMPRESA
2004



EXPORTACIONES POR EMPRESA
2005



En el 2004 las importaciones se redujeron en un 18,8%, debido a la disminución de un 17,3% en crudos y un 20,2% en combustibles con respecto al volumen registrado en el 2003. Es de anotar que mientras las importaciones de gasolina se redujeron, influidas por una baja demanda en el país, hubo un incremento significativo de las importaciones de diesel debido a un aumento de la demanda interna.

A 31 de mayo del presente año, las importaciones han aumentado en un 92%, al pasar de 7.056 BPD en el 2004 a 13.517 BPD en el 2005, como consecuencia principalmente de algunas importaciones de crudo, así como la necesidad sostenida de importar diesel al país: cerca de 3,100 barriles día a la fecha, cifra que de acuerdo a las proyecciones puede alcanzar los 6.000 barriles día al finalizar el presente año.

Los ingresos por comercialización nacional de productos ascendieron en el 2004 a $6.681 millardos, de los cuales el 92% corresponde a combustibles y el 8% a productos petroquímicos e industriales. Se espera que esta cifra crezca a $7.401 millardos durante el 2005.

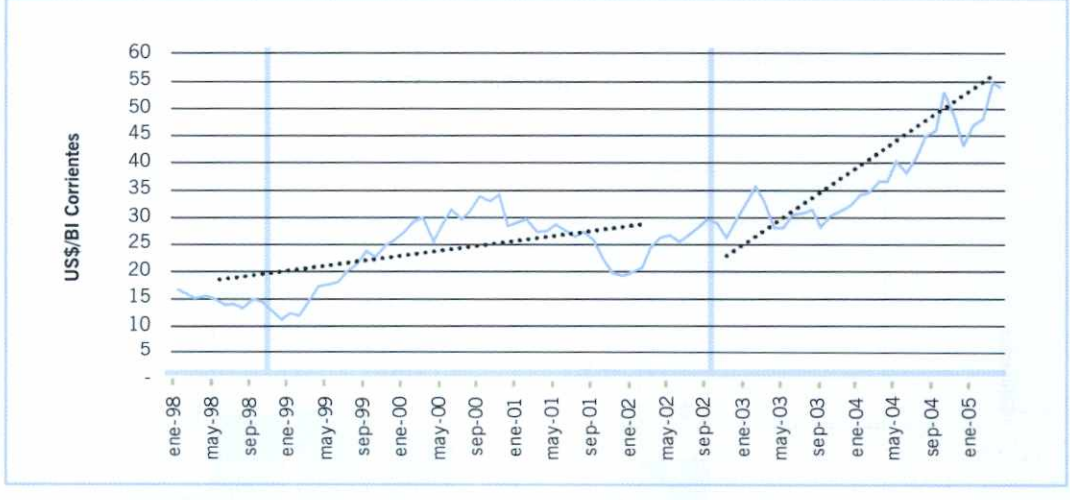
La participación de Estados Unidos como destino de las exportaciones disminuyó al 54% en 2004, lo cual se constituye en una mayor diversificación geográfica para la comercialización de nuestros productos. Las operaciones se incrementaron hacia Centroamérica, China y el Caribe. De igual forma se realizaron operaciones de comercialización internacional por 1.500 barriles/día de crudo, por parte de compañías distintas a ECOPETROL.

TEMAS REGULATORIOS

POLÍTICA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

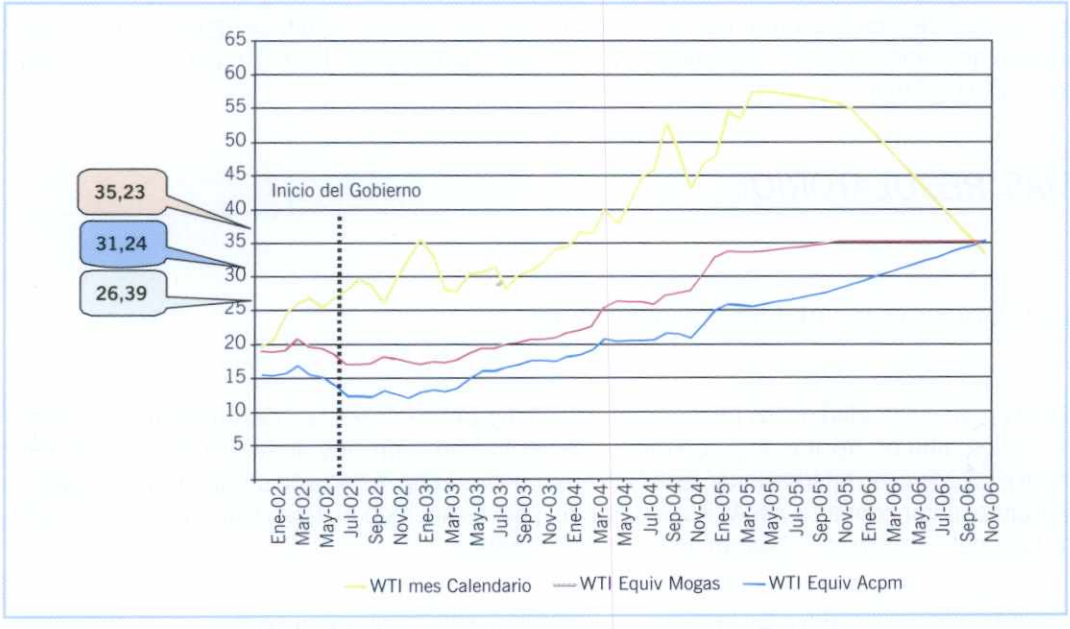
Debido a la gran volatilidad de los precios internacionales del crudo y a las alzas récord registradas en los precios en los últimos 36 meses, y con el fin de no trasladar precios derivados de los fenómenos de coyuntura en el mercado internacional, este Gobierno continuó con la decisión de fijar los precios nacionales de la gasolina motor corriente y el ACPM a partir del precio esperado de largo plazo del petróleo WTI. Los precios spot del petróleo se muestran en la siguiente gráfica.

WTI HISTÓRICO ENERO 1998 A ABRIL 2005
PROMEDIOS MENSUALES



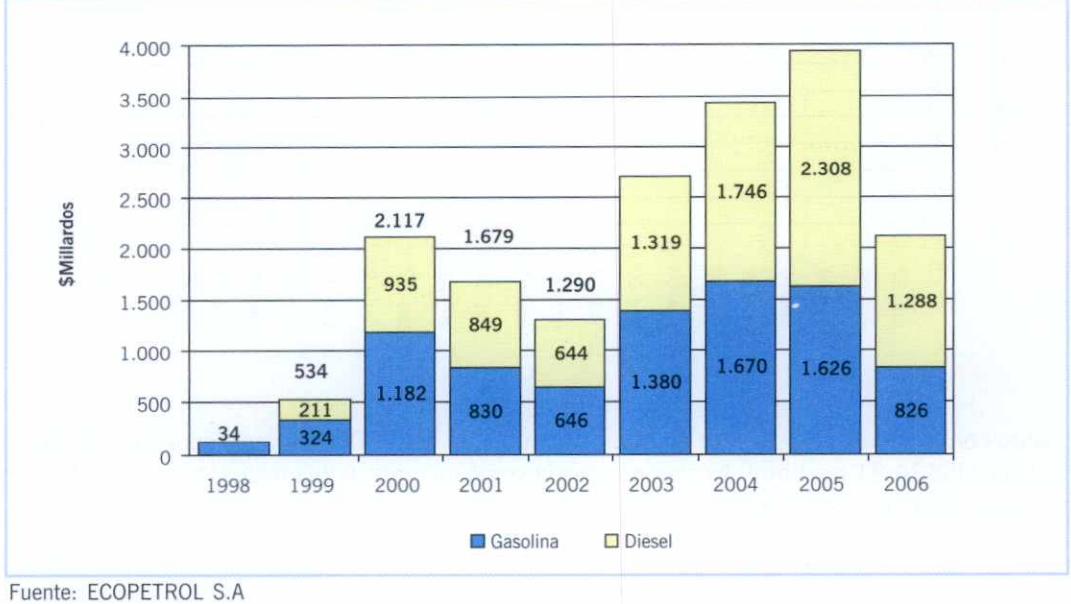
De acuerdo con los análisis realizados en el primer trimestre del 2003, el precio esperado de largo plazo se calculó en US$24,81 por barril. A este precio se le sumó un margen de refinación de US$2,5 por barril, para un precio final de US$27,31 por barril.

PRECIOS DEL WTI EN LA POLÍTICA DE DESMONTE DE SUBSIDIOS



A nivel del ingreso al productor y pese a los incrementos realizados, los precios nacionales de los combustibles están aún por debajo del precio esperado de largo plazo, lo que quiere decir que se ha generado subsidio. La cuantificación de los subsidios desde 1998 se muestra a continuación.

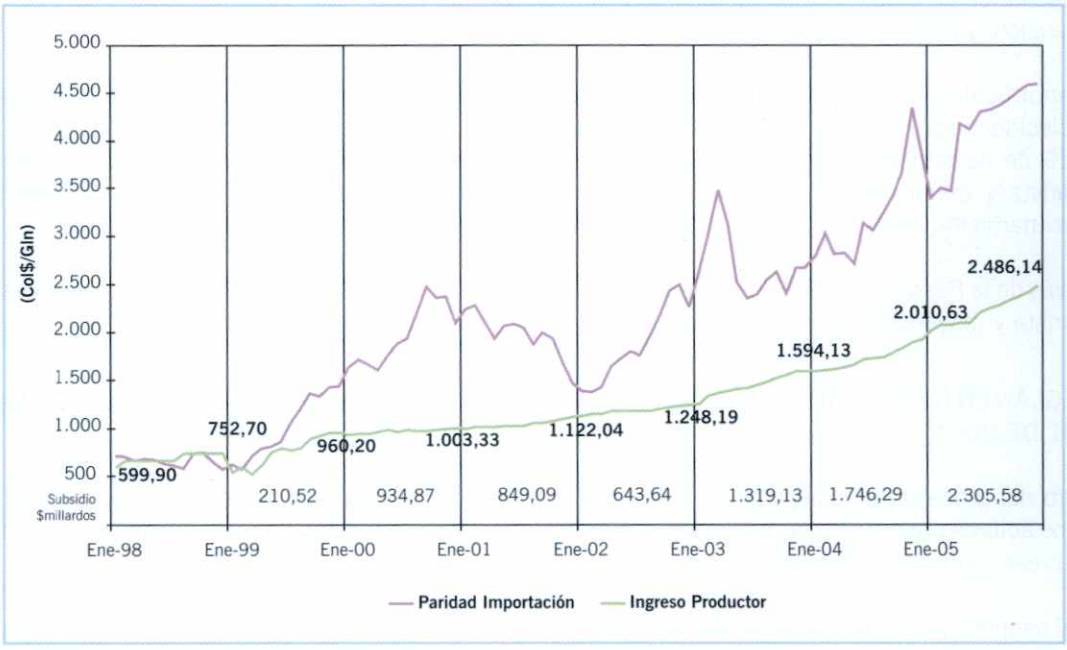
SUBSIDIOS A LA GASOLINA Y EL DIESEL
1998 - 2006



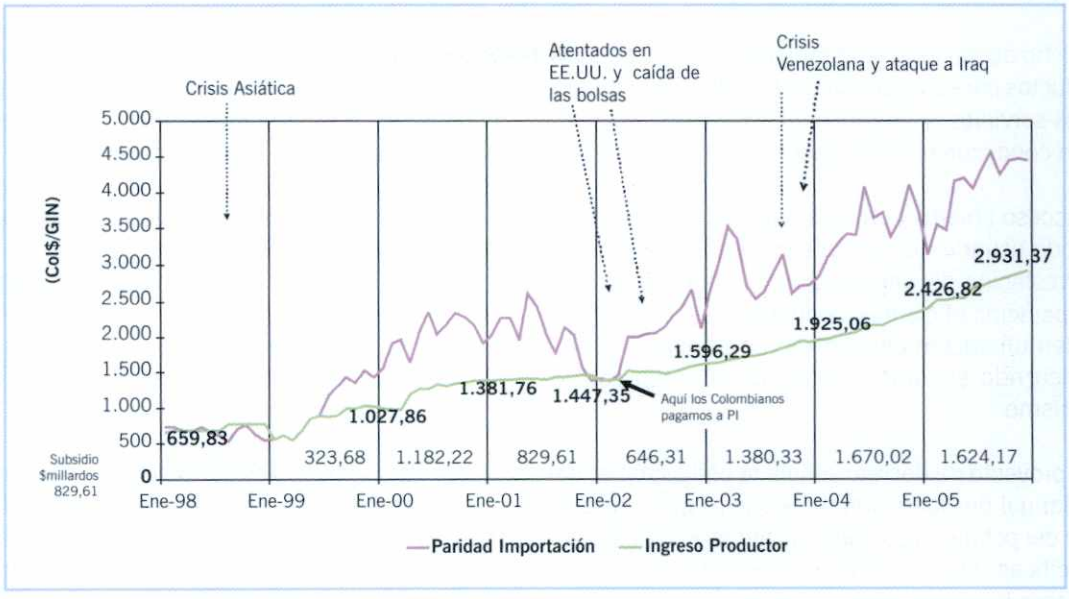
Fuente: ECOPETROL S.A

El desmonte de los subsidios se realizará gradualmente hasta llegar al anterior precio de referencia ajustado para cada combustible. Las metas de desmonte son diciembre de 2005 para la gasolina motor corriente y diciembre de 2006 para el ACPM. A partir de dichos períodos, los precios fluctuarán de acuerdo con los indicadores internacionales y el comportamiento de la tasa de cambio.

SUBSUDIOS AL ACPM REGULAR



SUBSUDIOS A LA GASOLINA MOTOR



INTERNACIONALIZACIÓN DE MÁRGENES DE COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA Y MINORISTA

Uno de los elementos de la política de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, consiste en dar señales apropiadas a los diferentes agentes de la cadena con el fin de que se promueva la expansión de la infraestructura de producción, venta y comercialización de dichos bienes. En concordancia se ajustaron los márgenes de la distribución mayorista y minorista, con el fin de llevarlos gradualmente a niveles internacionales. Una vez alcanzados dichos niveles, esto es, ocho y doce centavos de dólar por galón

respectivamente, se hizo necesario expedir la Resolución 180479 del 28 de abril de 2004 "Por la cual se modifican los artículos 4º y 6º de la Resolución 82438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la gasolina motor corriente".

Posteriormente y con el fin cumplir con las fechas señaladas en el programa de oxigenación a la gasolina establecido mediante la Ley 693 de 2001 y sus normas reglamentarias, se expidió la Resolución 181549 del 29 de noviembre de 2004, mediante el cual se incrementaron los márgenes de comercialización mayorista y minorista, con el fin de dar inicio a la expansión y adecuación de la infraestructura de almacenamiento requerida para la puesta en marcha de dicho programa.

A través de la Resolución 180822 del 29 de junio de 2005 se llevaron igualmente los márgenes del sector minorista y mayorista del ACPM a los ocho y doce centavos de dólar antes referidos.

REGLAMENTO DE TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES POR POLIDUCTO (ARTÍCULO 13 DE LA LEY 681 DE 2001)

Dentro del proceso de desregulación y desarrollo del mercado de derivados del petróleo, la entrada de nuevos actores privados en la "cadena downstream" requiere la adopción de medidas previas, necesarias para crear condiciones que faciliten su acceso.

En tal sentido, y en cumplimiento del Artículo 13 de la Ley 681 de 2001 que declaró de acceso abierto a terceros el sistema de transporte de poliductos de propiedad de ECOPETROL, el Ministerio de Minas y Energía dio a conocer a través de su página web una nueva versión del proyecto de decreto "por el cual se regula el transporte de combustibles por poliductos", con el objeto de conocer los comentarios al mismo por parte de la industria, gremios y terceros interesados.

En dicho documento se establecen las regulaciones generales aplicables al transporte de combustibles por poliductos para asegurar la continuidad, regularidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y generalidad de los servicios, y promover el acceso de terceros al transporte, recibo y entrega, a precios eficientes, así como condiciones de competencia en la prestación del servicio, bajo los siguientes principios:

1. Acceso abierto y en igualdad de condiciones a los poliductos existentes en el territorio colombiano, a todo usuario que cumpla los requisitos y obligaciones señaladas en dicho decreto.
2. Prestación del servicio público de transporte en condiciones uniformes de calidad, garantizando una operación eficiente y confiable.
3. Remuneración del servicio de transporte por medio de tarifas que cubran los costos en los que ha incurrido el transportador, de acuerdo con los criterios y la metodología que se desarrolla en el mismo.

Este proyecto de decreto señala la obligación al transportador de combustibles por poliducto, de preparar un Manual de Operación de Servicios que contenga las reglas y procedimientos para la conexión, acceso y uso del poliducto por parte de terceros, de conformidad con las regulaciones generales y reglamentaciones específicas de transporte establecidas por la autoridad de regulación, control y vigilancia. La meta del Gobierno Nacional para expedir dicha regulación es el 30 de septiembre del año en curso.

REGLAMENTACIÓN DE LA CADENA DE DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES (ARTÍCULO 61 DE LA LEY 812 DE 2003)

En cumplimiento de la Ley 812 de 2003 y siguiendo las pautas del proceso de desregulación y fomento del mercado de derivados del petróleo, los Ministerios de Minas y Energía, Transporte, Hacienda y

Comercio, presentaron a consideración de la Presidencia de la República para el trámite de expedición, el decreto "Por el cual se reglamenta el Artículo 61 de la Ley 812 de 2003 y se establecen otras disposiciones".

La Ley 812 de 2003 estableció como agentes de la cadena de distribución de combustibles al refinador, importador, almacenador, distribuidor mayorista, transportador, distribuidor minorista y gran consumidor.

El decreto puesto a consideración de la Presidencia de la República establece los requisitos, obligaciones y el régimen sancionatorio, aplicables a dichos agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, con el fin de resguardar a las personas, los bienes y preservar el medio ambiente.

Este documento está estructurado bajo los siguientes principios y objetivos: i) desarrollar la cadena de comercialización, ii) garantizar la competencia sobre unas bases mínimas de igualdad para los agentes, iii) maximizar los beneficios para el consumidor final y iv) prevenir la comercialización ilegal de combustibles.

Para desarrollar estos objetivos de política, es indispensable que los agentes actuales y los nuevos participantes garanticen que cuentan con una infraestructura mínima para comercializar sus productos. Con ello se logra: i) desarrollar la infraestructura de la cadena a través de inversiones en la red minorista de comercialización, que es por definición el mercado objetivo de la distribución mayorista, ii) darle un mayor ordenamiento al mercado al evitar la competencia desleal que resulta de la comercialización de productos a través de la red de otros mayoristas y iii) que los agentes que operen en la cadena lo hagan con perspectiva de largo plazo.

Adicionalmente es indispensable señalar en forma clara a cada uno de los agentes sus responsabilidades, de tal forma que se pueda ejercer una mejor vigilancia y control de su red de distribución. Con ello se buscan mayores garantías para el consumidor final en relación al producto que está adquiriendo, para la comunidad en relación con la seguridad de las instalaciones y operaciones, y para las autoridades pues contarán con información para combatir el comercio ilegal de combustibles.

Es importante para cada uno de los agentes contar con un decreto que sea eficiente e incentivador de la inversión pública y privada.

COMBUSTIBLE DE AVIACIÓN JET A1

El Gobierno Nacional a través del Decreto 2725 del 26 de agosto de 2004, reglamentó el Parágrafo 1° del Artículo 11 de la Ley 681 de 2001 que establece: *"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 aeropuertos del área y del Golfo de Méjico (USCG)".*

En el mismo sentido, el documento CONPES 3163 de 2002 "Condiciones de competitividad para la industria de transporte aéreo de pasajeros y carga en el año 2002", *señaló entre las estrategias definidas el estudio por parte de ECOPETROL de la aplicación de un descuento sobre el precio del turbocombustible de aviación, con el fin de generar condiciones de competitividad para la industria de transporte aéreo de pasajeros y de carga.*

Teniendo en cuenta que a dicha fecha se habían realizado estudios con diversas metodologías por parte de ECOPETROL y de la Asociación Colombiana del Transporte Aéreo en Colombia - ATAC sobre la competitividad del precio del turbocombustible de aviación en Colombia, el Gobierno Nacional a través de la señalada

norma, definió los lineamientos y parámetros mediante los cuales se debe medir la competitividad del precio del turbocombustible de aviación en Colombia.

En este sentido, mediante las Resoluciones 18260 de 2004 y 180057 de 2005, el Ministerio de Minas y Energía emitió el concepto de que trata el Artículo 3° del Decreto 2725 de 2004 en relación con la competitividad del precio del Jet A1 para la industria de transporte aéreo de pasajeros y carga, a ser aplicados durante el segundo semestre del 2004 y el primer semestre del 2005.

SOBRETASA A LA GASOLINA

El Artículo 69 de la Ley 863 de 2003 derogó el Parágrafo del Artículo 121 de la Ley 488 de 1998, eliminando el precio de referencia único para el cálculo de la sobretasa, dando la posibilidad de coexistir a precios de referencia diferentes para la sobretasa.

Por lo anterior y con el fin de crear esquemas flexibles y sostenibles para el abastecimiento de combustibles en las zonas de frontera, fue expedido el Decreto 3558 del 28 de octubre de 2004, mediante el cual se señala el mecanismo para determinar el valor de referencia mensual para el cálculo de la sobretasa que debe realizar el Ministerio de Minas y Energía, distinguiendo los combustibles producidos nacionalmente y los importados con destino a las zonas de frontera, para lo cual se tuvo en cuenta, en el último caso, la estructura de precios de la gasolina motor corriente y el ACPM en dichas zonas del país.

BIOCOMBUSTIBLES

SEGUIMIENTO AL PROGRAMA DE ALCOHOLES CARBURANTES

El Gobierno Nacional ha seguido de cerca la evolución de los proyectos destinados a la producción de alcohol carburante, ya que tanto las zonas obligadas a mezclar, como el porcentaje de mezcla, dependerán de la disponibilidad de alcohol carburante en el país.

De acuerdo con información reportada por la Federación Colombiana de Biocombustibles - FEDEBIOCOMBUSTIBLES, los proyectos que ya han iniciado construcción y comienzan producción entre el último trimestre del presente año y el primer trimestre de 2006 son los siguientes:

Región	Inversionista	Capacidad (lt/día)	Materia Prima
Cauca	Ingenio del Cauca	300.000	Caña
Valle del Cauca	Ingenio Manuelita*	200.000	Caña
Valle del Cauca	Ingenio Mayagüez	150.000	Caña
Valle del Cauca	Ingenio Providencia	250.000	Caña
Risaralda	Ingenio Risaralda	75.000	Caña
Santander-Boyacá	Mieles S.A.	100.000	Caña

* Tienen previsto ampliar la producción a 300.000 litros por día en una segunda fase

Se encuentran además en estudios de prefactibilidad y en pruebas de rendimientos de cultivos, los siguientes proyectos:

Región	Inversionistas	Capacidad (lt/día)	Materia Prima
Santander-Boyacá	Alcohol S.A.	300.000	Caña
Meta	Petrotesting S.A.	20.000	Yuca
Boyacá-Santander	Goldman&Bradstreet	300.000	Bagazo de caña
Santander-Boyacá	Maquilagro/Inverlink	300.000	Remolacha
Cesar	Ingenio Cicarare	100,000	Yuca

La Ley 693 de 2001 establece que para las ciudades de más de 500.000 habitantes la mezcla de la gasolina con alcohol es obligatoria. Para las ciudades de menos de 500.000 habitantes, la implantación de la norma es optativa por parte del Gobierno.

La Ley otorga un plazo de cinco años para que se implemente en forma progresiva, iniciando por los centros con mayor densidad de población y de mayor contaminación atmosférica. El Ministerio de Minas y Energía hará la correspondiente reglamentación. Este plazo puede ser prorrogable hasta por un año, mediante decreto del Gobierno Nacional, con previo concepto de los Ministerios de Hacienda, Medio Ambiente, Minas y Energía, Agricultura y Comercio Exterior, siempre que medien razones de fuerza mayor o conveniencia nacional.

Con base en lo anterior y con el objeto de ampliar las zonas obligadas al uso de la gasolina oxigenada, la Resolución 181708 de 2004, reglamentaria de la Ley 693 de 2001, contempla que a finales del presente año las gasolinas que se distribuyan a través de las **plantas de abasto mayorista** que abastezcan las ciudades de Bogotá, Cali, Medellín y sus áreas metropolitanas y la zona Centro - Occidental del país, deberán contener alcoholes carburantes en los porcentajes y especificaciones de calidad técnica y ambiental reglamentadas por los Ministerios de Minas y Energía y de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

A finales del 2006, las gasolinas que se distribuyan a través de las plantas de abasto mayorista que abastezcan las ciudades de Barranquilla, Bucaramanga, Cartagena y sus áreas metropolitanas deberán contener alcoholes carburantes.

IMPULSO AL BIODIESEL

El Gobierno Nacional propuso el proyecto de Ley 139 / Senado "Por medio de la cual se subsanan los vicios de procedimiento en que incurrió el trámite de la Ley 818 de 2003 y se estimula la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diesel y se dictan otras disposiciones", de acuerdo con las siguientes consideraciones:

El consumo de combustibles de origen vegetal tiene un impacto ambiental positivo a nivel mundial, reconocido en casi todos los países del mundo donde es obligatoria su mezcla con combustibles fósiles. La alta dependencia de combustibles fósiles y el efecto que genera este consumo a nivel climático y ambiental, se ha traducido en la mayoría de los países en un compromiso para reducir su consumo; los combustibles de origen vegetal surgen como la alternativa más plausible.

Para el caso colombiano, adicional al drama ambiental que se percibe en las grandes ciudades por la excesiva contaminación vehicular, existen consideraciones estrechamente vinculadas con la seguridad y sostenibilidad energética nacional ante el conocido agotamiento de los yacimientos petroleros del país.

En la actualidad Colombia consume más de 66.000 barriles diarios de combustible diesel. Una parte importante de este consumo se puede trasladar a biodiesel, combustible en el que el país tiene una enorme ventaja comparativa en su producción en relación con los derivados del petróleo.

Dentro de las ventajas técnicas que ofrece este combustible y que justifican generar incentivos a su producción, se destacan: su seguridad para el almacenamiento y trasporte debido a su alto punto de inflamación, su excelente lubricidad, una tecnología de producción relativamente sencilla, y que no se requieren mayores modificaciones en los motores convencionales para su uso, obteniéndose ostensibles rendimientos.

Adicionalmente, el impacto en el empleo agrícola es significativo pues sólo en relación con la siembra de palma africana para la producción de biodiesel destinado a cumplir con la mezcla obligatoria del 10% del ACPM para vehículos, se traduce en 116.000 hectáreas adicionales, con la consecuente creación de 100.000 empleos entre directos e indirectos. Para lograr estos propósitos, es fundamental garantizar la competitividad del sector, pues el potencial de siembra en Colombia para este tipo de cultivos es de 3,5 millones de hectáreas localizadas en los Llanos Orientales, el Magdalena Medio y la Región Pacifica, zonas en las que es indispensable generar nuevas fuentes de trabajo y establecer las condiciones que fomenten la ocupación lícita y pacífica del territorio nacional.

Después del respectivo trámite de este proyecto en el Congreso de la República, fue promulgada la Ley 939 de 2004, actualmente en proceso de reglamentación. Para el efecto se han creado siete comités de trabajo con el liderazgo permanente del Gobierno Nacional en cabeza de los ministerios de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, Agricultura y Desarrollo Rural, y Minas y Energía. Entre los principales comités se encuentran el de Calidad de los biocombustibles a ser usados en motores Diesel, el de Mezcla del biocombustible y el diesel de origen fósil, el Comité de logística (producción, transporte, mezcla y distribución del biocombustible y sus mezclas con diesel), el de materias primas y el Comité de incentivos y beneficios ambientales sobre el particular.

CIENCIA Y TECNOLOGÍA

La incorporación de soluciones tecnológicas integrales desarrolladas por equipos de trabajo conjunto entre el Instituto Colombiano del Petróleo - ICP, las vicepresidencias operativas de ECOPETROL y el centro de investigación y desarrollo, permitieron obtener beneficios cercanos a los US$70 millones durante el 2004.

A lo largo del año, el ICP focalizó sus actividades en la reducción del riesgo exploratorio, disminución de costos de desarrollo en campos petrolíferos, desarrollo de campos de producción, optimización de procesos de refinación y de sistemas de transporte de hidrocarburos, automatización y control de procesos, integridad técnica de infraestructura y tecnologías limpias.

Para garantizar a sus clientes confiabilidad y competitividad, el ICP adelantó la reacreditación de sus laboratorios bajo la norma ISO 17025 y participó en el Round Robin ASTM junto con más de 1.000 laboratorios en el ámbito mundial para su acreditación internacional.

La sostenibilidad de la gestión del ICP se soporta desde el 2004 en una estructura de control que permanentemente revisa compromisos, planes y programas, lo cual permitió mantener la certificación ISO 9001:2000 y el reconocimiento de la empresa por su gestión integral de calidad.

PRODUCTOS TECNOLÓGICOS

- Generación de información bioestratigráfica, petrofísica, geoquímica y petrológica para valorar y priorizar áreas prospectivas.

- Desarrollo de modelos de simulación para mejorar la confiabilidad de la sísmica tridimensional e imágenes en profundidad.
- Diseño de un mapa geológico basado en caracterización de fósiles de microorganismos, su asociación con formaciones rocosas y aplicación en las campañas de perforación exploratorias 2004 y 2005.
- Aplicación de tecnologías y técnicas para optimización de campos maduros tales como: *Perfomance Assessment Surveillance System*; modelamiento de pozos en *Wellflo* y *Fieldflo*; aplicación *Advance System For Injection Analisis*.
- Selección de métodos de recobro mejorado, evaluación técnico-económica e ingeniería para desarrollo de pilotos para recuperación secundaria (agua, gas y vapor); evaluaciones geomecánicas para controlar estabilidad del pozo en operaciones de perforación.
- Asistencia técnica especializada usando modelos de simulación rigurosos para optimización de unidades de refinación; soporte en control avanzado, análisis de proceso y analítica para puesta en servicio y estabilización de diferentes unidades y sistemas: Blending, Aromáticos, Alkilación, unidades de Cracking, entre otros; soporte especializado en implementación de estrategias de mejoramiento de la confiabilidad e integridad de equipos críticos de refinerías.
- Soluciones tecnológicas para la reducción de pérdidas de productos refinados en poliductos; análisis de calidad en línea basados en tecnología de infrarrojo (NIR); limpieza de tanques en operación mediante uso de geles desarrollados por el ICP; metodología de inspección y análisis de integridad para aplicación en líneas de bajo uso.

FINANZAS ECOPETROL

En el 2004, ECOPETROL obtuvo los mejores resultados financieros en toda su historia. La utilidad neta alcanzó los $2.110 millardos, lo que representa un crecimiento del 33% frente a la registrada en 2003, básicamente por los mejores resultados operacionales de $852 millardos y un incremento en el margen sobre ingresos que pasó de 26% a 30%. Por su parte, el margen no operacional arrojó un mayor gasto por $424 millardos.

Los ingresos operacionales crecieron un 13% al alcanzar $13.051 millardos, de los cuales el 60% se originó en el mercado doméstico y el restante 40% correspondió a las exportaciones.

El mercado doméstico registró un crecimiento de 16% con respecto al año anterior al situarse en $7.829 millardos, debido principalmente al aumento en las ventas de 5.000 barriles diarios de ACPM y de 28 millones de BTU diarios de gas natural.

Durante el 2004 la empresa exportó $5.530 millardos, 18% más frente al 2003. En volumen, las exportaciones de crudo fueron similares a las del 2003.

El aumento de las cargas a refinerías y los mejores precios de los combustibles produjeron mayores ingresos por exportaciones de gasolina en $250 millardos, naftas $228 millardos y combustóleo en $33 millardos. Este último, a pesar de su menor precio de 3%, generó ingresos adicionales por un mayor volumen exportado de 9.000 barriles diarios.

Los costos de ventas cayeron 2% como proporción de los ingresos operacionales. El nivel de costos fijos, en relación con las ventas, descendió de 26% en 2003 a 22% en 2004, lo cual refleja disminuciones de costos por cálculo actuarial y nómina en $202 millardos y las menores tarifas de transporte de crudo a refinerías.

Los costos variables crecieron en $721 millardos, fundamentalmente por mayores precios de liquidación de regalías por $345 millardos, mayores precios en compras de crudo por $151 millardos, e incremento de amortizaciones por $177 millardos.

Los menores gastos de comercialización obedecen a menores tarifas de transporte de crudo y productos, los cuales se compensan con un leve aumento de $22 millardos en gastos de administración por mayor depreciación de activos y servicios generales.

Como resultado de lo anterior, el margen operacional de la empresa pasó de 26% respecto del total de las ventas en 2003, a 30% en 2004.

El total de los activos de ECOPETROL al cierre del 2004 fue de $28 billones, 7% más que en el año anterior. Se destaca el crecimiento de los recursos entregados en administración fiduciaria destinados a fondear el pasivo pensional por $1.731 millardos.

El portafolio de inversiones de la empresa cerró en $10,8 billones, de los cuales $6,3 billones corresponden al fondo de pensiones, $2,7 billones al FAEP, $1,1 billones a inversiones temporales y $0,7 billones a inversiones permanentes.

El total del pasivo de la empresa terminó en $18 billones, 6% superior al registrado en 2003, principalmente por la constitución de pasivos estimados por obligaciones potenciales BOMT'S por $427 millardos, aumento de la provisión y abandono de instalaciones en $394 millardos e incremento del cálculo actuarial en $454 millardos. Del total del pasivo pensional, la empresa ha fondeado el 70%.

Al cierre del 2004 el patrimonio de ECOPETROL fue de $10 billones, que representa un aumento del 8% con respecto al año anterior, que obedece principalmente a las utilidades netas del año por $2.110 millardos, al aporte de la nación en reservas de crudo y gas por $453 millardos, a la incorporación de patrimonio institucional por $18 millardos, a valores que resultaron disminuidos con el pago de excedentes financieros a favor del Gobierno Nacional por $1.158 millardos, a la desvalorización de activos fijos por $592 millardos y al movimiento de partidas compensatorias por $59 millardos.

El comportamiento de los principales indicadores financieros presentó avances notables en 2004 en relación con el año inmediatamente anterior.

El EBITDA, definido como las utilidades antes de descontar intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones, pasó de $5.797 millardos en 2003 a $6.902 millardos en 2004; el ROA, que representa la rentabilidad generada por los activos operacionales creció a 38% en 2004 frente al 32% de 2003; el ROE, rentabilidad neta de impuestos en relación con el patrimonio promedio del año, se superó en un punto al situarse en 21%.

El EBITDA cubrió cinco veces los gastos financieros en 2004 frente a 13 veces en 2003, por el efecto de la diferencia en el cambio. El nivel de endeudamiento financiero en relación con el total de los activos se mantuvo en el 1%.

Con base en la Ley del Plan de Desarrollo y la aprobación del Ministerio de Hacienda, ECOPETROL ejecutó operaciones de cobertura en el 2004 en cumplimiento de su política de manejo de riesgos para garantizar las transferencias a la Nación.

Se ejecutaron cinco tramos por un total de 9,65 millones de barriles. Debido a que durante este periodo se registraron precios récord en el mercado internacional, ECOPETROL recibió alrededor de US$1.000 millones adicionales por exportaciones y giró cerca de US$100 millones a las contrapartes en las operaciones de cobertura.

Las transferencias de recursos al Estado efectuadas por ECOPETROL ascendieron a $6,3 billones. La mayor participación corresponde a las regalías sobre producción de crudo con $2,4 billones, seguidas por las transferencias de utilidades del 2003 por $1,2 billones, por impuesto global $1,1 billones, y por conceptos de impuesto sobre la renta e IVA $0,9 billones y $0,7 billones, en su orden.

SECCIÓN B

Sector Minas

POLÍTICA SECTORIAL DEL CUATRIENIO

Los lineamientos de política sectorial recomendados por el Consejo Asesor de Política Minera y adoptados recientemente por el Ministerio de Minas y Energía son los siguientes:

EL ESTADO FACILITADOR DE LA ACTIVIDAD MINERA

NORMAS Y LINEAMIENTOS CLAROS Y PROCEDIMIENTOS PRECISOS

Brindar al inversionista minero mayor estabilidad en las normas jurídicas relacionadas con el sector, guardando armonía con la filosofía original del Código de Minas.

Con este objeto la formulación de políticas, normas o reglamentaciones que afecten al sector minero, obedecerá a decisiones estratégicas tomadas con base en información integral, con transparencia y participación.

PROCESOS DE CONTRATACIÓN EFECTIVOS, EFICIENTES Y EFICACES

Nivelar la duración de los trámites de contratación minera con los más competitivos estándares internacionales, a fin de que este aspecto no se constituya en un obstáculo o desestímulo para los inversionistas.

La unificación de criterios jurídicos y el establecimiento de procedimientos precisos en los trámites mineros eliminará toda discrecionalidad en la labor de los respectivos funcionarios, tanto del orden nacional como departamental.

CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL GEOLÓGICO-MINERO

Incrementar el conocimiento de las zonas definidas y priorizadas como de potencial interés minero, para que éste pueda ser utilizado como base en la toma de decisiones por parte de los inversionistas mineros.

Sin perder de vista que el conocimiento geológico básico del subsuelo sirve a diversos propósitos nacionales referidos a ordenamiento y desarrollo territorial, recurso hídrico subterráneo, potencial geotérmico, amenazas, recursos mineros, entre otros, desde el punto del vista del sector minero es necesario contar con el conocimiento pertinente y actualizado que motive la inversión privada en exploración geológico-minera detallada.

INFORMACIÓN GEOLÓGICO-MINERA DE CALIDAD, PERTINENTE Y DE LIBRE ACCESO

Cumplir en materia de información geológica con los estándares de los servicios geológicos más avanzados del mundo.

Establecer, en el campo de la información minera, procesos sistemáticos y normalizados para la obtención y rigurosa validación de la misma, así como para la agregación de valor con datos de mercados, precios, infraestructura y restricciones, entre otros.

Divulgar, en el menor tiempo posible y previa validación, toda la información geológica y minera generada por INGEOMINAS.

Poner a disposición de todos los usuarios e inversionistas mineros, a través del Sistema de Información Minera Colombiano - SIMCO y de las mejores herramientas tecnológicas disponibles, toda la información geológico minera disponible del país.

INFRAESTRUCTURA PARA FACILITAR LA ACTIVIDAD MINERA

Diseñar estrategias conjuntas con el Ministerio de Transporte y otras entidades relacionadas, para garantizar la ejecución a mediano y largo plazo de proyectos identificados como prioritarios para hacer más competitiva la comercialización de los minerales colombianos e incorporar al mercado zonas con potencial minero.

Se procurará que la operación de los nuevos proyectos de infraestructura se desarrolle con tarifas competitivas y acordes con los estándares internacionales.

SEGURIDAD FÍSICA

Propiciar las coordinaciones correspondientes para que los gobiernos nacional, regional y local faciliten el acompañamiento de la fuerza pública a los inversionistas nacionales o extranjeros que adelanten actividades de exploración o explotación de minerales en determinadas zonas, para que éstos puedan administrar de la mejor manera el riesgo potencial.

CLARIDAD PARA TODOS LOS ACTORES FRENTE A LOS MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA

Clarificar las competencias de las comunidades en su papel de velar porque los proyectos mineros se ejecuten con el cumplimiento de las normas legales y técnicas que aseguren los impactos negativos más bajos que sea posible.

Se adelantarán las coordinaciones necesarias para que los gobiernos nacional, regional y local contribuyan a divulgar entre los diferentes actores sociales los alcances de la participación comunitaria y consecuentemente, faciliten los mecanismos para que se dé una interlocución fluida entre empresarios y comunidades.

EL ESTADO PROMOTOR DE LA ACTIVIDAD MINERA

PROMOCIÓN E INSERCIÓN DEL PAÍS MINERO EN EL CONTEXTO INTERNACIONAL

Poner en evidencia ante los inversionistas mineros las condiciones favorables que desde el punto de vista natural tiene Colombia, así como los positivos cambios que se han introducido en la normatividad y estructura institucional del sector minero. La industria minera es una actividad productiva intensiva en capital y por ello es indispensable poner en evidencia todos esos elementos, a fin de atraer la mayor cantidad posible de recursos de capital de riesgo para exploración que tienen asignados todas las grandes empresas mineras.

Propiciar y fortalecer las relaciones del sector minero colombiano con sus "pares" en el mundo, tanto para aprender sus mejores prácticas como para buscar posibles recursos de cooperación internacional que puedan apoyar el desarrollo del sector minero.

INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD Y COMPETITIVIDAD DE LA ACTIVIDAD MINERA

Propiciar mediante acciones de gobierno unas condiciones favorables para que la productividad y competitividad de la actividad minera se incremente, aprovechando en su verdadera dimensión el potencial de recursos minerales del país.

Con este propósito se orientarán los recursos de promoción del desarrollo minero hacia las siguientes áreas de trabajo:

- Desarrollo tecnológico
- Producción limpia y eficiente
- Conocimiento profundo de mercados potenciales para los minerales
- Generación de valor agregado

ORDENAMIENTO TERRITORIAL

Garantizar que la actividad minera no sea excluida en la elaboración de los planes de ordenamiento territorial, puesto que este sector jalona el desarrollo económico de muchas regiones del país.

Acorde con este planteamiento, se estudiará a fondo la posibilidad de declarar algunas zonas del país como distritos mineros, los cuales serían unidades territoriales con un ordenamiento físico particular que favorecerá tanto la productividad y competitividad minera, como el desarrollo integral y sostenible de las regiones.

EL ESTADO FISCALIZADOR DE LA ACTIVIDAD MINERA

PROCESOS EFECTIVOS DE RECAUDO, LIQUIDACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y GIRO DE REGALÍAS

Velar por que los proyectos mineros que se desarrollan en el país cumplan estrictamente con la obligación de pagar al Estado tanto las regalías establecidas en la Ley como las contraprestaciones pactadas en algunos contratos mineros.

Garantizar que el recaudo y distribución de regalías se realice de manera efectiva para que estos recursos lleguen a los entes territoriales en forma oportuna y contribuyan a generar desarrollo en las regiones.

PROCESOS EFECTIVOS DE FISCALIZACIÓN INTEGRAL DE LA ACTIVIDAD MINERA

Realizar la fiscalización minera de una manera integral, incorporando las variables ambiental, laboral y fiscal, de tal manera que se garantice que todos los proyectos mineros cumplan con las obligaciones contraídas en los contratos en materia técnica, económica, ambiental y social.

El proceso de fiscalización será la fuente de información primaria para que el Estado diseñe las políticas más adecuadas para el sector. Adicionalmente, la concepción integral de la fiscalización propiciará la asimilación de los conceptos de desarrollo sostenible en la actividad minera.

CONTROL EFECTIVO DE LA ILEGALIDAD MINERA

Propiciar la plena formalización de la actividad minera del país buscando la concurrencia de las autoridades de los niveles departamental y local en la aplicación estricta de la Ley Minera.

Se definirán estrategias integrales para facilitar la erradicación de la extracción clandestina de minerales, dando a los alcaldes el apoyo técnico por parte de la autoridad minera y coordinando con la Fuerza Pública una acción nacional de apoyo a la ejecución de acciones en este sentido.

RESULTADOS ECONÓMICOS SECTORIALES

PIB MINERO Y SU APORTE A LA ECONOMÍA NACIONAL

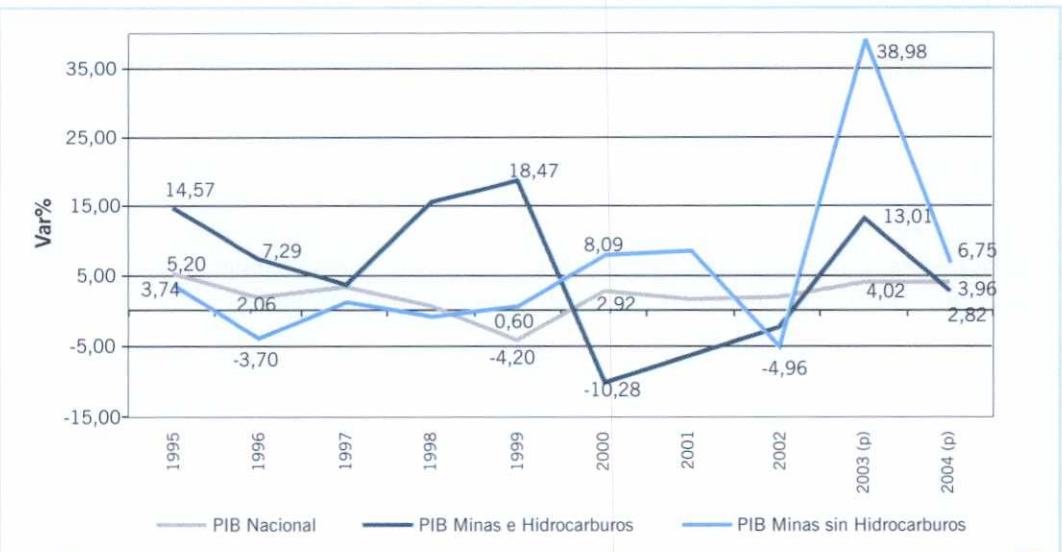
La economía colombiana creció durante el 2004 a un ritmo del 3,96% como resultado de la evolución positiva que mostraron la mayoría de los sectores económicos. Después del sector de la construcción, minas sin hidrocarburos fue el que presentó un mayor crecimiento con una tasa del 6,75%, con una contribución al PIB total de 2,6%, lo cual evidencia el buen desempeño demostrado por los productos mineros.

PARTICIPACIÓN DEL SECTOR MINERO EN EL PIB
MILES DE MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE 1994

Año	2000	2001	2002p	2003p	2004p
PIB TOTAL (con cultivos Ilícitos)	74.364	75.458	76.914	80.003	83.174
PIB Minas e Hidrocarburos	3.653	3.430	3.348	3.783	3.890
Participación del PIB de Minas e Hidrocarburos (% del PIB Total)	4,9	4,5	4,4	4,7	4,7
PIB Minas sin Hidrocarburos	1.414	1.535	1.459	2.028	2.165
Participación del PIB de Minas sin hidrocarburos (% del PIB Total)	1,9%	2,0%	1,9%	2,5%	2,6%

p = provisional
Fuente DANE
Cálculos: Subdirección de Planeación Minera – UPME

EVOLUCIÓN PIB TOTAL - PIB MINERO
VARIACIÓN % ANUAL



p = provisional
Fuente DANE - Cuentas Nacionales
Cálculos: Subdirección de Planeación Minera - UPME

En ramas minerales, se destaca el valor agregado de "hulla, lignito y turba" que registró un crecimiento del 15,42%, consecuencia de la tendencia alcista de sus precios, los cuales en promedio crecieron más del 50% con respecto al 2003.

El reglón de "otros minerales no metálicos" creció un 8,64%, principalmente como consecuencia de la evolución positiva de los minerales utilizados en la industria de la construcción, sector que creció un 10,65% durante el año 2004. Por el contrario, la rama de "minerales metálicos" registró una caída del 5,36%, hecho que se explica principalmente, por la reducción en la producción de oro (-18,87%) y el leve crecimiento de la producción de ferroníquel (1,98%).

PIB POR RAMAS MINERALES
MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE 1994

Año	2000	2001	2002p	2003p	2004p
Hulla y lignito; turba	683.096	774.035	642.048	875.875	1.010.903
Minerales metálicos	349.440	380.061	392.045	697.676	660.301
Otros minerales no metálicos	381.519	381.064	424.859	454.121	493.351
Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio	2.238.878	1.894.690	1.888.618	1.755.530	1.725.417
PIB Minas e Hidrocarburos	3.652.933	3.429.850	3.347.570	3.783.202	3.889.972
Crecimiento %	10,3%	6,1%	2,4%	13,0%	2,8%
PIB Minas sin Hidrocarburos	1.414.055	1.535.160	1.458.952	2.027.672	2.164.555
Crecimiento %	10,28%	6,11%	2,40%	13,01%	2,82%

p = provisional
Fuente: DANE
Cálculos: Subdirección de Planeación Minera - UPME

PRODUCCIÓN Y EXPORTACIONES

El volumen de la producción minera del país durante el 2004 muestra una tendencia creciente, jalonada principalmente por el crecimiento de la producción de carbón en 7,33%, de ferroníquel en 1,98%, de esmeraldas en 9,62%, de platino en 46,03% y de sal en 17,61%. De los principales minerales, sólo oro y plata registraron una caída de 18,87% y de 10,23%, respectivamente.

PRODUCCIÓN DE ALGUNOS MINERALES
2000 - 2004

Mineral	Unid.	2000	2001	2002	2003	2004*
MINERALES PRECIOSOS						
Oro (1)	Kg.	37.018	21.813	20.823	46.515	37.739
Plata (1)	Kg.	7.970	7.242	6.986	9.512	8.539
Platino (1)	Kg.	339	673	661	828	1.209
MINERALES NO METALICOS						
Sal Terrestre (2)	Ton	177.690	184.278	191.554	199.364	231.721
Sal Marina (2)	Ton	282.188	384.159	335.783	247.901	294.343
Azufre (3)	Ton	91.966	69.344	60.162	73.024	nd
Caliza (para cemento) (4)	Mil Ton	18.462	17.707	17.364	19.145	20.003
MINERALES METALICOS						
Cobre (concentrados) (5)	Ton	9.501	9.243	8.526	7.270	7.840
Mineral de Hierro (6)	Ton	660.109	636.837	688.106	625.002	642.546
Ferroniquel (7) (***)	Ton	27.730	38.438	43.978	47.868	48.818
MINERALES COMBUSTIBLES						
Carbón (1)	Mil Ton	38.242	43.911	39.484	50.028	53.693
PIEDRAS PRECIOSAS						
Esmeraldas **	Mil Quilates	8.453	5.499	5.391	8.963	9.825

* Datos provisionales;
** Registros de exportación;
*** factor de conversión de libras a toneladas: 1 lb. = 453,6 gr.
Fuentes:
(1): 2000 Minminas, 2001-2003 Minercol, 2004 INGEOMINAS (2): IFI Concesión Salinas
(3): Emicauca (4): ICPC (5): Miner S.A. (6): Acerías Paz del Río (7): Cerromatoso S.A.

Por su parte, las exportaciones de productos mineros registradas durante el 2004 ascendieron a US$3.117 millones, cifra que indica un crecimiento cercano al 24% con respecto al 2003 y una participación del 19,84%.

VALOR DE LAS EXPORTACIONES MINERAS
MILLONES DE DÓLARES

Mineral	2002	2003	2004
Carbón y Coque	990,5	1.422,0	1.853,7
Ferroníquel	271,5	416,2	628,0
Esmeraldas	91,7	79,7	74,2
Oro	94,4	588,0	560,7
Otros sector minero	75,1	132,3	203,7
Total minería	1.523,2	2.638,3	3.320,3
Total exportaciones país	11.907,5	13.127,5	16.730,9
Minería / Total país	**12,8%**	**20,1%**	**19,8%**

Fuente: DIAN - DANE
Cálculos: Subdirección de Planeación Minera – UPME

A nivel de ramas minerales, el carbón continúa siendo el producto de mayor importancia dentro del sector por cuanto representa el 47% del valor de la producción minera total y el año anterior sus exportaciones ascendieron a cerca US$1.753 millones (50 millones de toneladas), cifra que representa el 10% del valor de las exportaciones totales del país durante el 2004.

La producción de ferroníquel tuvo durante el 2004 un crecimiento del 1,98% y gracias a la favorable evolución de los precios internacionales, el valor de sus exportaciones creció 50,98%, al pasar de US$415 millones a US$626 millones.

Aunque se redujo con respecto al 2003, la producción de oro registró el segundo nivel histórico más alto de los últimos 10 años, mientras que la participación de este metal en las exportaciones colombianas pasó del 4,5% en el 2003 al 3,4% en el 2004, alcanzando una cifra de US$561 millones, debido a la favorable variación de los precios internacionales.

INVERSIÓN EXTRANJERA EN MINERÍA

El valor de la inversión extranjera directa en el sector de minas y canteras tuvo un crecimiento bastante significativo durante 2004, al pasar de US$627 millones a US$1.246 millones, registrando un crecimiento de 98,7%, el más alto de los últimos años. De esta manera se consolida como el principal destino de la inversión extranjera directa en el país.

Este hecho muestra la dinámica positiva que ha adquirido la contratación de áreas para proyectos mineros, lo cual hace vislumbrar un incremento considerable de la producción de minerales.

INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA (IED) EN MINERÍA
MILLONES DE DÓLARES

Subsector / Año	2000	2001	2002	2003p	2004p
IED Minas	507	524	466	627	1.246
IED Total País	2.395	2.525	2.115	1.801	3.005
IED Minas / IED total	21,17%	20,75%	22,03%	34,81%	41,46%

p = dato preliminar
Fuente: Banco de la República - Subgerencia de Estudios Económicos

REGALÍAS Y CONTRAPRESTACIONES

El monto de las regalías y compensaciones generadas por la explotación de carbón, níquel, metales preciosos, esmeraldas, sal y mineral de hierro durante la vigencia del 2004, ascendió a $486.735,7 millones, registrando un incremento del 42% con respecto al 2003, cuando sumaron $342.660 millones.

Este comportamiento se debe en parte al crecimiento de los recaudos por concepto de la explotación de carbón (51%) y níquel (56%). No obstante, durante el periodo 2004 se presentaron factores adversos como la devaluación del dólar, que incidió considerablemente en la economía nacional y lógicamente en el recaudo de regalías, sumado a la disminución en la producción metales preciosos (-13%) y en el valor de las esmeraldas (-16%).

IMPUESTOS, REGALÍAS Y COMPENSACIONES 2003 - 2004
MILLONES DE PESOS

Mineral	2003	2004
Carbón	221.012	334.168
Oro	49.042	39.154
Plata	135	129
Platino	1.229	3.468
Impuesto al oro/plata		3.259
Níquel	64.928	101.285
Hierro	1.211	1.058
Esmeraldas	3.753	3.147
Sal	1.350	1.068
Total	**342.660**	**486.736**

Fuente: Subdirección de Fiscalización y Ordenamiento Minero – INGEOMINAS

En cuanto a la generación de regalías por recurso mineral, en el 2004 la explotación de carbón aportó el 68% de las regalías y compensaciones, el níquel el 21%, los metales preciosos cerca del 10% y la explotación de esmeraldas, hierro y sal el 1% restante.

En relación con la distribución de regalías y compensaciones entre los departamentos y sus municipios, aparece como mayor beneficiario el departamento de la Guajira con cerca de $152 mil millones, en segundo lugar se encuentra el departamento de Cesar con $81 mil millones, seguido por el departamento de Córdoba con la participación por níquel y metales preciosos que alcanzó cerca de los $70 mil millones.

Los departamentos productores de carbón generaron en el 2004 recursos de escalonamiento a favor de los departamentos no productores de su misma región de planificación: el departamento de la Guajira $5.698 millones y el departamento del Cesar $5.605 millones.

Las regalías y compensaciones correspondientes a estos minerales son recaudadas y distribuidas por INGEOMINAS. Aún no se dispone de la información consolidada del valor de las regalías recaudadas en las alcaldías municipales por concepto de la explotación de materiales de construcción, caliza, roca fosfórica, arcillas, rocas ornamentales, entre otros.

EJECUTORIAS Y AVANCES DEL PERIODO 2004 – 2005

EJECUCIÓN DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO MINERO 2002 - 2006

Los principales avances en la ejecución de las acciones derivadas de las ocho líneas estratégicas del Plan Nacional de Desarrollo Minero - PNDM 2002-2006, son los siguientes:

LÍNEA 1. FORTALECER LA EXPLORACIÓN BÁSICA DEL TERRITORIO COLOMBIANO

- **Programa de Exploración Básica**

  El Programa comprende el cubrimiento de 120.000 km^2 con estudios geológicos durante el presente cuatrienio, encaminados a identificar el potencial de recursos minerales en las zonas norte y sur de la

Cordillera Occidental, en el terreno Cauca - Romeral, en la Serranía de San Lucas, en los cinturones esmeraldíferos de la Cordillera Oriental y en la zona nororiental de los Llanos Orientales. Durante el 2003 y parte de 2004 se incluyeron en este programa las zonas correspondientes a los proyectos de exploración iniciados por INGEOMINAS antes de expedirse el PNDM 2002-2006.

Durante el 2004 y lo corrido del 2005, los proyectos desarrollados por las Áreas de Geología Básica y Recursos del Subsuelo de INGEOMINAS, se orientaron a la integración de las coberturas básicas de geología, geoquímica y geofísica para determinar áreas con potencial de recursos minerales en las zonas establecidas como prioritarias. Esta integración de coberturas conduce a la generación y difusión de conocimiento del subsuelo colombiano de manera que sea insumo básico para la toma de decisiones en diferentes aspectos del desarrollo nacional.

En desarrollo del programa de exploración, INGEOMINAS avanzó en los siguientes proyectos:

- Exploración extremo sur de las Cordilleras Central y Oriental.
- Potencial de Recursos en el terreno Cauca – Romeral.
- Modelo Geológico y Potencial de Recursos en el Terreno Cretácico Inferior del Sector Central de la Cordillera Oriental.
- Potencial de Rocas Ornamentales en los Departamentos de Cesar y La Guajira.

La siguiente tabla muestra los resultados alcanzados hasta la fecha en el conocimiento y ampliación de la cobertura de potencial de recursos del subsuelo.

RESULTADOS Y CUBRIMIENTO DEL PROGRAMA DE EXPLORACIÓN BÁSICA
META SIGOB - EJECUCIÓN 2004

Zona	Detalle	Resultados	Cubrimiento
Áreas del PNDM 2002-2006 Terreno Cauca Romeral Departamentos de Antioquia y Caldas	Potencial de material construcción en los alrededores de Medellín	Zonas potenciales para recebos, gravas y arenas para la construcción.	5.400 km² escala 1:100.000
	Integración de información geológica y geoquímica	Zonas anómalas para oro y metales básicos	10.000 km² escala 1:100.000
Otras áreas diferentes a PNDM 2002-2006	Reconocimiento geológico y geoquímico en el extremo sur de las Cordilleras Central y Oriental de Colombia Departamentos de Caquetá, Cauca, Huila, Nariño y Putumayo	24 Zonas anómalas para oro y otros metales. En esta zona se conoce el depósito de cobre porfídico de Mocoa	12.100 km² escala 1:100.000
	Potencial de rocas ornamentales en los Departamentos de Cesar y la Guajira	15,1 x 10m³ de reservas inferidas de granitos rojos y verdes.	2.226 km²
Total			**29.726 km²**

Nota: **Meta SIGOB asignada a INGEOMINAS para el período 2002 – 2006: 120.000 km²**
Ejecutado 2003: 3.800 km²
Ejecutado 2004: 29.726 km²
Avance a junio de 2005: 33.526 km² Porcentaje de Avance: 27,93%
Meta proyectada a diciembre de 2005: 40.000 km² Porcentaje de Avance: 61,27%
Meta proyectada a diciembre de 2006: 120. 000 km² Porcentaje de Avance: 100,00%

LÍNEA 2. SISTEMA DE INFORMACIÓN MINERA COLOMBIANO

- **Desarrollo del Sistema de Información Minera Colombiano - SIMCO**

El SIMCO está disponible a través del portal de internet de la UPME desde mayo de 2004. Actualmente integra la mayor parte de la información disponible sobre el sector minero, la cual se ampliará en la medida que las fuentes de datos primarios mejoren sus flujos de información. Las estadísticas mineras históricas disponibles se cargaron en un 100%, se validaron en un 95% y se cuenta con salidas geográficas y estadísticas interactivas.

En la actualidad se está terminando la implementación de la primera fase del SIMCO, que se encuentra desarrollada en un 90%; el 10% pendiente se refiere a ajustes de metadatos, normatividad, mejora de salidas de información y mapas. También se empezarán a desarrollar mecanismos de sostenibilidad del sistema y actualización de plataformas, conexión automática al sistema de información del formato básico minero - FBM y la promoción y divulgación de la información más relevante del mismo.

Desde la página del SIMCO se puede acceder a un aplicativo para el cálculo de las regalías que deben pagarse por determinado volumen de alguno de los minerales, y la forma como se distribuyen las mismas entre los municipios y departamentos productores, los municipios portuarios y el FNR.

- **Sistema de información para la gestión minera**

El sistema de información para la gestión minera es la herramienta fundamental que soporta todas las actuaciones administrativas de la autoridad minera en su función de administrar los títulos mineros. En el corto plazo, el país dispondrá de un único sistema de información para la gestión minera en el que INGEOMINAS y las gobernaciones delegadas almacenarán la información asociada en un único medio, garantizando celeridad y transparencia en la gestión.

En la página web de INGEOMINAS se está desplegando la información correspondiente a notificaciones mineras, Registro Minero Nacional y anotaciones diarias del mismo, con lo cual se busca generar transparencia en los procesos y brindar información permanentemente actualizada a los mineros.

- **Formato Básico Minero - FBM**

El FBM fue diseñado por el Ministerio de Minas y Energía como herramienta oficial para recolectar la información de la actividad minera. Se tramita trimestralmente para cada título minero y su responsable es el titular minero o su apoderado. En el formato correspondiente al primer trimestre de cada año, el minero reporta también un consolidado de información del año anterior. Las entidades responsables de la consolidación y administración de la información contenida en el mismo, son las delegatarias de la autoridad minera, esto es INGEOMINAS y las gobernaciones delegadas.

El primer FBM se adoptó mediante la Resolución 181515 de 2002 expedida por el Ministerio de Minas y Energía y comenzó a operar a partir del año 2003 a manera de prueba. La versión definitiva del formato, elaborada con base en las observaciones y comentarios de diversos agentes del sector y de varias discusiones interinstitucionales, fue adoptada por el Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 181756 del 23 de diciembre de 2004. Desde el Ministerio de Minas y Energía se ha iniciado un seguimiento a su reporte, con el fin de que sea fuente de información para la toma de decisiones.

LÍNEA 3. MEJORAR LA EFICIENCIA DE LA AUTORIDAD MINERA

Este lineamiento tuvo como meta prioritaria que el Ministerio de Minas y Energía adoptara para las entidades del sector una estructura institucional que permitiera realizar de manera más ágil, eficiente y transparente la labor de administración del recurso minero. Con la expedición de los Decretos 0252, 0253 y 0254 de enero de 2004, se procedió a la liquidación de Minercol Ltda. y a reestructurar INGEOMINAS, asignándole a ésta las funciones de servicio minero que realizaba Minercol.

La institucionalidad minera ha avanzado en su propósito de mejorar su eficiencia mediante la ejecución de las siguientes actividades:

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

- **Reglamentación de la Ley 685 de 2001 – Código de Minas**

Desde la expedición del nuevo Código de Minas, el Ministerio se ha concentrado en la reglamentación de algunos artículos que así lo exigen. Los artículos reglamentados se indican en la siguiente tabla:

REGLAMENTACIÓN DE LA LEY 685 DE 2001 – CÓDIGO DE MINAS

Artículo	Norma Reglamentaria	Observaciones
63	Decreto 2653 de 2.003	Concesiones concurrentes
67	Decreto 3290 de 2.003	Normas Técnicas Oficiales (Presentación de Planos y Mapas aplicados a la minería)
68	Decreto 2191 de 2.003	Adopta glosario técnico minero
81 y 84	Resolución 18-0859 de 2.002	Adopta términos de referencia para trabajos de exploración y PTO
100	Resolución 181756 de 2.004 Decreto 2390 de 2.002 Resolución 18-1847 de 2001	Adopta Formato Básico Minero Programa de Legalización de Minería de hecho Adopta formulario para Programa de Legalización
165	Resolución 18-1209 de 2003	Adopta formatos de acta de visita, captura de información geológica-minera y ambiental del Programa de legalización
199 y 278	Resolución 18-0861 de 2.002	Adopta Guías Minero Ambientales
317	Resolución 18-1108 de 2003 Resolución 18-1145 de 2001	Clasificación de Minerales del Sector Minero Reglamenta otorgamiento de delegación externa
320	Modificada por Resolución 18-1568 de 2001	
321	Resolución 18-0804 de 2004 Decreto 1993 de 2.002	Auditorías Mineras Externas Estable ce el SIMCO
336	Resolución 18-1515 de 2002	Delega administración del SIMCO

Los artículos en proceso de reglamentación son los 122, 131 y 134, sobre comunidades mineras negras, indígenas y mixtas, así como el 255 sobre Plan Padrinos y el artículo 227.

También se avanza en el estudio de varias normas pendientes de reglamentación, como son el artículo octavo de la Ley 756 de 2002 y de Decreto reglamentario 3229 de 2003 sobre distribución de regalías para yacimientos ubicados en más de un ente territorial.

- **Seguimiento a las funciones delegadas en INGEOMINAS y gobernaciones**

El Ministerio de Minas y Energía revisó e hizo los requerimientos necesarios de los informes bimestrales enviados por las Gobernaciones Delegadas de Antioquia, Boyacá, Bolívar, Caldas, Cesar y Norte de Santander. También se realizaron visitas de seguimiento a estas Gobernaciones Delegadas y se hicieron recomendaciones para mejorar dicha gestión. Los días 14 y 15 de octubre de 2004 se llevó a cabo un taller de capacitación en la ciudad de Bogotá, al cual asistieron funcionarios de las Gobernaciones Delegadas e INGEOMINAS.

De acuerdo con los siguientes resoluciones se amplió, prorrogó o se terminó la delegación de funciones a las siguientes gobernaciones delegadas:

ACTOS ADMINISTRATIVOS SOBRE DELEGACIÓN DE FUNCIONES A GOBERNACIONES

Gobernación	Resolución	Acto
Antioquia	No. 18 1532/2004	Ampliación de competencia para carbón y esmeraldas –hasta 31 de diciembre de 2006.
Boyacá	No. 18 1530/2004	Prorroga las actuales funciones -hasta el 31 de diciembre de 2006.
Caldas	No. 18 1529/2004	Prorroga las actuales funciones -hasta el 31 de diciembre de 2006.
Cesar	No. 18 1524/2004	Prorroga las actuales funciones -hasta el 31 de diciembre de 2006.
Norte de Santander	No. 18 1531/2004	Prorroga las actuales funciones -hasta el 31 de diciembre de 2006.
Guajira	No. 18 1443/2004	Da por terminada la delegación de funciones.

El Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 180429 del 12 de abril de 2005, la cual modifica parcialmente la Resolución 181145 de 2001 en el sentido de aumentar a las gobernaciones delegadas al 100% el canon superficiario que liquiden y recauden de los contratos de concesión de la Ley 685 de 2001 y del Decreto 2655 de 1988.

Adicionalmente, durante el primer semestre del 2005 se estructuró el documento "Seguimiento a funciones delegadas" cuyo objetivo general es *"Determinar el grado de eficiencia en el cumplimiento de las funciones delegadas por el Ministerio de Minas y Energía como Autoridad Minera según el Código de Minas (Ley 685/01), a INGEOMINAS y las Gobernaciones de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar, Norte de Santander, definir los puntos de mejoramiento, y brindar apoyo, desde la Dirección de Minas, frente a las dificultades que llegaren a presentarse, a través de la realización de un seguimiento sistemático a los requerimientos técnicos de las funciones"*, y el cual contempla:

- Mecanismos de seguimiento
- Análisis de la información y elaboración de informe de retroalimentación
- Lineamientos para el proceso de fiscalización
- Reporte de indicadores y formato estadístico

- **Declaratoria de Áreas de Reserva Especial**

A la fecha el Ministerio de Minas y Energía ha declarado 12 Áreas de Reserva Especial. En diciembre de 2005 el Ministerio de Minas y Energía firmó un convenio con la Gobernación de Antioquia por valor de $500 millones, con el fin ejecutar un proyecto de reconversión en el área de reserva especial "Doña Teresa", ubicada en el Municipio de Segovia, departamento de Antioquia.

Actualmente se encuentran en evaluación tres solicitudes de declaración de áreas de reserva especial: Catatumbo – Carbón, Casanare – Esmeraldas y Quinchía – Oro.

Para el 2006 se solicitaron $2.000 millones al DNP a través de un proyecto de inversión, para atender las responsabilidades que se derivan para el Estado con la declaración de Áreas de Reserva Especial. Además, se procura la vinculación de otros entes del Estado (Colciencias, Proexport, SENA, Ministerio de Turismo, Industria y Comercio, entre otros) en la estrategia que se defina para ello.

- **Adopción del Sistema de Auditores Mineros y Ambientales**

El Código de Minas estableció el mecanismo de auditorías mineras externas y auditorías ambientales externas, para que la autoridad minera contara con el apoyo de un cuerpo de especialistas en el seguimiento, control y vigilancia de la actividad minera.

En junio de 2004 el Ministerio de Minas y Energía adoptó por Resolución 180804 el Manual y la Guía Procedimental de Auditorías Mineras Externas, y mediante Resolución 180869 de julio de ese mismo año, delegó en INGEOMINAS la administración del sistema de auditores.

INGEOMINAS

- **Simplificación y reducción del tiempo de trámites y procedimientos**

La liquidación de Minercol Ltda. y el traspaso de sus funciones de autoridad minera al INGEOMINAS, tuvo entre sus propósitos hacer más eficiente el servicio al minero, particularmente en lo referente a la duración de trámites.

En el segundo semestre de 2004 se realizó un análisis detallado de los procedimientos e infraestructura de sistemas para la contratación y titulación minera que se utilizan en el Perú, uno de los países más eficientes en esta materia. A partir de este proceso se decidió implementar un sistema de código de barras para la identificación de los expedientes mineros y de los documentos asociados a los mismos, y automatizar los conceptos técnicos y jurídicos. Este es un primer paso en la generación de expedientes en formato electrónico, los cuales permitirán montar un sistema de consulta de los mismos, con costos asociados al tiempo de los funcionarios. También se trabajó en la automatización mediante plantillas de las diversas opciones de informes técnicos de contratos de concesión, de autorizaciones temporales, de solicitudes de legalización de minería de hecho, de reevaluaciones técnicas y de evaluación de pólizas minero ambientales, entre otros. De manera complementaria, tuvo lugar un proceso de mejoramiento del Sistema de Áreas Libres - SIAL utilizado por Minercol, que consistió en la eliminación de su estructura de todos los datos básicos que no generen ningún valor agregado.

- **Depuración del Catastro y Registro Minero**

La depuración del catastro y registro minero, es una actividad que se planteó para eliminar errores e inconsistencias en la graficación de los títulos vigentes. Se trata de una actividad íntimamente ligada a la modernización tecnológica y mejoramiento de la eficiencia operacional del SIAL.

INGEOMINAS llevó a cabo la depuración del registro - catastro minero, verificando que una a una de las áreas graficadas pertenezcan a títulos legalmente vigentes y correspondan a las coordenadas asignadas a los mismos.

- **Administración del recurso minero**

Las metas a corto plazo del Servicio Minero de INGEOMINAS apuntan a poner a disposición del público por medios electrónicos de ágil consulta el Registro Minero Nacional y el Catastro Minero actualizados, así como los trámites requeridos para acceder y mantener vigente un título minero, a fin de reducir los tiempos de respuesta de las actuaciones como Autoridad Minera. Consecuente con lo anterior adelanta las siguientes actividades:

- Implementación de un modelo de atención a los usuarios del servicio de atención e información al minero prestado por un grupo de profesionales.
- Instalación de un sistema de turnos en el proceso de atención al minero.
- Conversión de los expedientes mineros en documentos digitales para que puedan ser consultados utilizando medios electrónicos vía internet.
- Publicación en la página web del Instituto (www.ingeominas.gov.co) de los diferentes actos administrativos inscritos en el Registro Minero Nacional.

- **Contratación minera**

INGEOMINAS administra 3.183 títulos mineros legales vigentes inscritos en el Registro Minero Nacional, los cuales se discriminan por mineral así: 1.424 de carbón, 556 de metales preciosos, 501 de materiales de construcción, 284 de esmeraldas, 105 de arcillas, 91 de calizas y 222 de otros minerales. Durante el período comprendido entre el 30 de junio de 2004 y el 28 de abril de 2005, este Instituto suscribió 384 contratos de concesión bajo el régimen de la actual legislación minera, cuya cantidad por tipo de mineral se relaciona a continuación:

CONTRATOS DE CONCESIÓN SUSCRITOS POR INGEOMINAS
ENTRE JULIO DE 2004 Y ABRIL DE 2005

Tipo De Material	Cantidad
Materiales de Construcción	76
Carbón	127
Metales preciosos	34
Caliza	16
Arcilla	15
Esmeralda	53
Otros materiales	63
Total	**384**

Fuente: Subdirección de Contratación y Titulación Minera - INGEOMINAS

- **Concurso privado para áreas esmeraldíferas**

Se realizaron y adjudicaron los concursos privados para la explotación de las áreas esmeraldíferas de Chizo (1,2, 3 y 4), Muzo (oriental y occidental) y Maripí, de conformidad con lo establecido en los Acuerdo 036 y 027 Bis de 2000 y 2001 respectivamente, proferidos por la Junta Directiva de Minercol Ltda, en concordancia con el Artículo 351 de la Ley 685 de 2001.

Para el efecto, INGEOMINAS procedió a continuar el trámite que venía surtiendo Minercol, mediante invitación a las personas previamente definidas para que participaran en los concursos de las áreas ya reservadas. De las áreas licitadas para estos concursos, sólo para el área de Chizo 2 no se presentaron propuestas, por lo cual se declaró desierta esta licitación y se procedió a liberar el área para ser contratada mediante el régimen ordinario.

- **Licitación de las salinas de Zipaquirá, Nemocón Upín y Galerazamba**

En cumplimiento de lo ordenado por los Artículos 355 y 356 del Código de Minas, el Ministerio de Minas y Energía, reasumió el proceso licitatorio de las salinas de Zipaquirá, Nemocón, Upín y Galerazamba. Para el efecto se procedió a estructurar los prepliegos con los términos técnicos, ambientales y financieros para cada uno de los centros de producción salina. También se suscribió el Convenio Interadministrativo 018A de septiembre de 2004, cuyo objeto es la cooperación técnica y financiera entre el Ministerio y el IFI - Concesión de Salinas para adelantar dichos procesos licitatorios. En el marco de este convenio, el IFI - Concesión de Salinas suscribió un contrato con la firma EQUITY INVESTMENT S.A., para la actualización del estudio de evaluación financiera de los centros salineros y estructuración de soportes financieros para tales licitaciones.

A finales 2004, este Ministerio decidió iniciar el proceso licitatorio con la oferta del Centro de Producción Salina de Zipaquirá y continuar posteriormente con los de Upín, Nemocón y Galerazamba. Se avanza actualmente, en la contratación de la banca de inversión que llevará a cabo las actividades de promoción y divulgación del proceso licitatorio.

- **Seguimiento y fiscalización**

En el ámbito nacional y para efectos del seguimiento y control de la actividad minera de títulos vigentes, se actualizaron 2.492 títulos, el 67% de los 3.176 expedientes que administra la Subdirección de Fiscalización y Ordenamiento Minero de INGEOMINAS. Para cumplir con el propósito de hacer seguimiento a las condiciones técnicas de las explotaciones mineras, INGEOMINAS realizó 868 visitas técnicas a los títulos mineros considerados.

SEGUIMIENTO Y CONTROL A TÍTULOS MINEROS ADMINISTRADOS POR INGEOMINAS

Grupos de Trabajo	Número de Expedientes			Visitas Técnicas
	Total	Actualizados	%	
Nobsa	599	422	70%	80
Cali	535	431	81%	102
Medellín	145	129	89%	82
Cúcuta	134	175	131%	30
Bucaramanga	348	181	52%	143
Ibagué	781	185	24%	60
Valledupar	89	89	100%	1
Sede Central	1.085	880		370
Total	**3.716**	**2.492**		**868**

Período de referencia: Julio de 2004 a abril del 2005
Fuente: Subdirección de Fiscalización y Ordenamiento Minero - INGEOMINAS

En el seguimiento a proyectos de interés nacional (gran minería), las acciones y resultados más relevantes fueron:

- Carbones del Cerrejón LLC inició la integración de operaciones en los cinco contratos del departamento de la Guajira, lo cual facilitará la optimización de la recuperación de las reservas de carbón y el uso de la infraestructura de transporte y embarque, aumentando la competitividad del carbón de este departamento
- Carbones del Caribe S.A. cedió los derechos y obligaciones correspondientes al Contrato 285 - 95 a la firma La Jagua Coal Company S.A., con el fin de preparar la venta de los activos del grupo Argos en el yacimiento del sinclinal de La Jagua a la firma Glencore de Suiza, venta realizada en US$110 millones
- El proyecto Rincón Hondo, Contrato 284-95 de Drummond, inició minería anticipada
- El proyecto Calenturitas-Prodeco, inició la etapa de explotación con proyecciones de producción hasta 4 Mt por año.

A fin de recuperar la cartera morosa por contraprestaciones económicas por la explotación de esmeraldas, INGEOMINAS realizó un inventario de los contratos que reportaban deudas, encontrando un total de 56 contratos. Estos fueron suscritos por Mineralco S.A. dentro de las áreas de los extinguidos aportes 1226 y 1228 ubicados en Boyacá y Cundinamarca. El monto de la cartera superaba los $39.387 millones en enero 27 de 2004. A 31 de diciembre del mismo año se registró una disminución del 9,1% del total de la cartera inicial reportada. Para la verificación del estado actual de las áreas dadas en concesión, se ejecutó un Plan de Visitas Técnicas.

- **Salvamento minero:**

La administración y operación del salvamento minero fue asignada al INGEOMINAS mediante el Decreto 3577 de 29 de octubre de 2004, y se orienta fundamentalmente al cumplimiento de las acciones de atención de emergencias y de salvamento que se sucedan en las minas activas del territorio nacional, a la capacitación de personal, y a la disponibilidad de infraestructura y equipos para la atención de las emergencias que se sucedan.

Para el cumplimiento de la función delegada, el INGEOMINAS identificó cuatro frentes de acción alrededor de los cuales elaboró el Plan Operativo de Salvamento Minero, ellos son: equipos, sedes, atención de emergencias y capacitación.

- **Seguridad e Higiene Minera**

Se viene trabajando en el Proyecto de Decreto de Seguridad e Higiene Minera en Labores Subterráneas (revisión del Decreto 1335 de 1987) al interior del Comité Nacional de Salud Ocupacional CONASO, mediante un trabajo conjunto de los Ministerios de Minas y Energía y de Protección Social, INGEOMINAS, ASOCARBON Cúcuta, ARP del Seguro Social y el SENA. A la fecha se tiene una primera versión que será sometida a revisión técnica y jurídica en cada una de las entidades participantes.

UPME

- **Divulgación y seguimiento al PNDM 2002 – 2006**

El Ministerio de Minas y Energía ha acompañado a la UPME en el seguimiento al PNDM. En este sentido, la UPME remitió durante el 2004 dos informes sobre el estado del Plan.

Con el fin de que las evaluaciones al PNDM sirvan para retroalimentar decisiones de política que formula el Ministerio de Minas y Energía en relación con el sector minero, fue elaborado el documento de "Seguimiento al Plan Nacional de Desarrollo Minero 2002-2006" que será la herramienta mediante la cual la UPME realice el seguimiento trimestral a las líneas estratégicas, y anual a los objetivos, a través de indicadores.

GOBERNACIONES DELEGADAS

La gestión desarrollada por las gobernaciones en sus funciones delegadas se resume a continuación:

GESTIÓN DE GOBERNACIONES EN TITULACIÓN Y CONTRATACIÓN MINERA

Gobernación de Antioquia

Tipos de títulos	Otorgados	Rech. o Arch	Registrados
Contrato de Concesión Decreto 2655	2	0	2
Contrato de Concesión Ley 685	75	41	65
Autorizaciones temporales	12	12	12
Licencias de Exploración	3	194	35
Licencias Especiales Explotación	5	11	14
Licencia de Explotación	10	10	32
Permisos	0	11	1
Total Antioquia	**107**	**286**	**161**

Gobernación de Bolívar

	Otorgados	Rech. o Arch	Otros Tram.
Contratos de Concesión	66	36	7

Gobernación de Boyacá

	Otorgados	Rech. o Arch.	Otros Tram.
Contratos de concesión	0	5	41
Autorización temporal	1	3	5

Gobernación de Caldas

	Otorgados	Rechazados	Otros Tram.
Contratos de Concesión	1	4	75

Gobernación del Cesar

	Otorgados	Rech. o Arch	Otros Tram.
Todos	5	1	11

Gobernación de Norte de Santander

	Otorgados	Rech. o Arch	En trámite
Contrato de Concesión Ley 685	2	2	49
Autorizaciones Temporales	5		5
Contrato Decreto 2655 de 1988	11		7
Total Norte de Santander	**18**	**2**	**61**

GESTIÓN EN FISCALIZACIÓN Y SEGUIMIENTO MINERO DE GOBERNACIONES DELEGADAS

Gobernación de Antioquia			
Tipo de títulos	Títulos vigentes	Informes evaluados	Visitas de fiscalización
Contrato de Concesión Ley 2655	48	57	25
Contrato de Concesión Ley 685	93	56	19
Autorizaciones temporales	18	1	6
Licencias de Exploración	387	108	27
Licencias Especiales Explotación	60	24	36
Licencia de Explotación	187	88	81
Permisos	30	10	11
Reconocimiento Propiedad Privad	92	5	2
Registros Mineros de Cantera	22	13	19
Total Antioquia	**937**	**362**	**236**

Gobernación de Bolívar			
Contratos de concesión	66	66	
Contratos rechazados		36	
Licencias de explotación	6		
Todos			70
Total Bolívar	**72**	**113**	**70**

Gobernación de Boyacá			
Todos	1200	58	23

Gobernación de Caldas			
Todos	558	18	47

Gobernación del Cesar			
Todos	119	119	23

Gobernación de Norte de Santander			
Contrato de Concesión Dec. 2655	5	1	4
Contrato de Concesión Ley 685	9	1	1
Autorizaciones temporales	8	2	2
Licencias de exploración	26	11	0
Licencias especiales explotación	16	7	11
Licencias de explotación	61	85	81
Total Norte de Santander	**125**	**107**	**99**

LÍNEA 4. LEGALIZACIÓN DE MINERÍA DE HECHO

El Decreto 2390 del 24 de octubre de 2002 reglamentó la legalización de la minería de hecho y estableció las siguientes etapas para ese proceso:

- Estudio jurídico y de área libre de la solicitud presentada
- Visita técnica conjunta de la autoridad minera y la autoridad ambiental
- Elaboración del plan minero (Plan de Trabajos y Obras - PTO) y plan ambiental (Plan de Manejo Ambiental - PMA)
- Trámites de otorgamiento de la Concesión, en caso de no ser rechazada la solicitud

El Ministerio de Minas y Energía ha instruido a las autoridades mineras delegadas para agilizar los trámites iniciales que permitan definir prontamente la situación de las solicitudes que no cumplen requisitos.

Hasta el 31 de diciembre de 2004, cuando venció el plazo para presentar solicitudes de legalización, se recibieron un total de 3.577 solicitudes. Buena parte de éstas cuentan a la fecha con el correspondiente estudio gráfico y concepto técnico sobre si se encuentran en área libre. El estado de avance de este proceso se resume en la siguiente tabla:

PROGRAMA DE LEGALIZACIÓN DE MINERÍA DE HECHO

Entidad Delegada	Radicadas	Rechazadas	En evaluación	Viables para visita	Visitas realizadas	En elaboración PTO y PMA
Ingeominas	2.667	722	1.648	135	72	0
Antioquia	144	13	84	47	43	20
Boyacá	225	56	132	37	0	0
Caldas	324	93	83	148	25	15
Cesar	88	12	21	55	0	0
Bolívar	90	45	5	40	0	0
N.Santander	39	5	17	17	0	0
Total	**3.577**	**946**	**2.152**	**479**	**140**	**35**

En el segundo semestre de 2004 INGEOMINAS realizó diez convenios con gobernaciones, corporaciones y universidades, tanto para realizar visitas conjuntas, como para elaborar planes de trabajo y de manejo ambiental.

En cuanto a los recursos económicos destinados para éste programa, a finales de 2004 INGEOMINAS comprometió aproximadamente $3.500 millones de Proyectos de Inversión Nacional en los departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Norte de Santander, Santander, Tolima, Huila, Cauca, Valle del Cauca, Córdoba y Bolívar para la realización de visitas conjuntas, elaboración de PTO y PMA. En los proyectos de Inversión Nacional que se reformularon, se actualizó el valor de los PTO y de los PMA a un costo promedio de $17.100.000, ambos estudios y $1.316.333 para las visitas conjuntas. Teniendo en cuenta estos valores, INGEOMINAS está en proceso de modificar el alcance y valor de los convenios suscritos con algunos entes territoriales como Gobernaciones y Corporaciones Autónomas. Se espera iniciar la ejecución de los mismos en julio de 2005.

Adicionalmente, INGEOMINAS cuenta dentro de su presupuesto para el 2005 con $1.628 millones, los cuales están siendo destinados principalmente para los departamentos que no quedaron contemplados dentro de los Proyectos de Inversión Nacional, entre ellos los territorios nacionales.

Como recurso económico para este programa de legalización de minería de hecho, el Ministerio de Minas y Energía realizó convenios por valor de $500 millones con las gobernaciones de Antioquia, Bolívar,

Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander, con el fin de adelantar visitas conjuntas con la autoridad ambiental.

Entre las circunstancias que han incidido en que el avance del programa no sea mayor están:

- La limitación presupuestal para atender un mayor número de solicitudes (el monto total del programa, dependiendo de las condiciones reales de las explotaciones, podría ascender a $48.000 millones).
- La destinación de recursos del FNR a otros proyectos mineros, impidió concentrar esfuerzos en el programa de legalización.
- La transición en la autoridad minera delegada de Minercol en Liquidación a INGEOMINAS ha incidido en el trámite inicial del estudio de área libre.
- La necesaria realización de convenios con la autoridad ambiental para la visita técnica conjunta.
- Las dificultades de conectividad entre las gobernaciones delegadas y el INGEOMINAS para consulta del Registro Minero Nacional.

LÍNEA 5. ARTICULACIÓN DE LA NORMATIVIDAD RELACIONADA CON LA ACTIVIDAD MINERA

El Ministerio de Minas y Energía viene manejando agendas con los Ministerios del Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, del Interior y Justicia, de Hacienda y Crédito Público y de Defensa, entre otros, a fin de armonizar aspectos de la normatividad minera con los de otros sectores. Los principales temas de dichas agendas han sido los siguientes:

- **Suministro de explosivos**. Se participó con el Ministerio de Defensa y el DNP en la elaboración de un proyecto de Documento CONPES de explosivos. El Ministerio de Minas y Energía presentó las siguientes consideraciones sobre el suministro de explosivos:

  - Los agentes de voladura y sus accesorios constituyen un insumo básico para la industria minera.
  - Este requerimiento aplica tanto para la gran minería como para las explotaciones de mediana y pequeña escala.
  - Por ser parte esencial de una operación unitaria del proceso minero, la disponibilidad de los explosivos y sus accesorios, con la calidad, la cantidad, el costo y la oportunidad que requiere la explotación, es fundamental para el normal desarrollo de la industria.
  - Teniendo en cuenta el monopolio del Estado en la producción y comercialización de explosivos, y que la industria minera, tanto de gran escala como mediana y pequeña, representa un usuario importante dentro del portafolio de productos de la Industria militar, así como la cada vez más significativa contribución de la minería a la industria nacional, se hace necesario que la atención como cliente al sector minero haga parte de los objetivos institucionales de la Industria Militar.
  - Los grandes consumidores de la industria minera del país, teniendo en cuenta sus niveles de consumo, tecnología, infraestructura y capacidad de negociación, pueden lograr acuerdos competitivos con la Industria Militar, para asegurar el suministro de explosivos según sus necesidades.
  - Los demás consumidores, que incluyen medianas y pequeñas empresas mineras, así como obras civiles, y los cuales individualmente pueden no tener ni los niveles de consumo, ni la tecnología, infraestructura y capacidad de negociación, dependen exclusivamente del suministro por parte de la Industria Militar.
  - Un adecuado suministro para estos últimos consumidores, además de las condiciones de seguridad pública, debe considerar costos competitivos con estándares internacionales, disponibilidad en las cantidades y con la oportunidad requeridas, procedimientos claros y uniformes para el suministro que eviten la discrecionalidad y la variación de esquemas de una región a otra o con cambios en la autoridad local, procedimientos ágiles para importación de agentes y accesorios no producidos por Indumil

- **Zonas Mineras Indígenas**. Se discutió y revisó con el Ministerio de Interior y Justicia el proyecto de decreto reglamentario de los artículos 122, 131 y 134 del Código de Minas elaborado por el Ministerio de Minas y Energía. Este proyecto de decreto está pendiente del pronunciamiento de la Mesa Permanente de Concertación y Consultiva de Alto Nivel.

- **Transferencia de Tecnología**. Junto con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el DNP y la Presidencia de la República, se adelanta un proceso de revisión del proyecto de decreto reglamentario del Artículo 255 del Código de Minas sobre transferencia de tecnología que elaboró el Ministerio de Minas y Energía.

- **Guías Minero – ambientales**. Se encuentra en trámite la adopción conjunta con el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, de la Guía Minero Ambiental para la Industria del Cemento, y culminó la revisión y ajuste de la Guía Minero Ambiental de la Arcilla. La Universidad Sergio Arboleda, entidad contratada por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial para la realización de las guías minero ambientales de oro, esmeraldas y canteras, realiza los ajustes técnico jurídicos a las mismas para que sean adoptadas mediante acto administrativo por ambos ministerios.

- **Gestión ante el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial para:**

  - Buscar la preservación de los principios de la normatividad minera en los proyectos de Ley de Páramos, Ley del Agua y Ley Forestal que tramita actualmente el Congreso de la República.
  - Evidenciar que con la resolución 1197 de octubre 13 de 2004, en la cual se determinaron las áreas donde se podría realizar minería para materiales de construcción y arcillas en la Sabana de Bogotá, se dejaron por fuera el 57% de los títulos mineros para estos dos minerales, y mediante la aplicación de los escenarios establecidos en la resolución, se entrará a determinar la continuidad o suspensión de las actividades mineras en dichas zonas. En el momento se espera de un pronunciamiento oficial por parte de Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

LÍNEA 6. AMPLIAR LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE ASOCIADA EL SECTOR MINERO

En noviembre de 2004, la UPME concluyó el estudio que tuvo por objeto identificar proyectos de transporte y de infraestructura portuaria que fueran prioritarios para hacer más competitiva la comercialización de minerales en los mercados nacional e internacional.

El énfasis de este estudio se puso en la minería del carbón, de la cual se analizó su presente y sus perspectivas en temas de reservas mundiales y nacionales, producción nacional y consumo interno, potencial de exportación y posibles mercados. Se consideraron los flujos del mineral desde cada uno de los ocho distritos carboníferos colombianos hacia otras regiones del país o hacia los puertos de exportación, se analizaron de manera comparativa los modos de transporte y se examinó la situación portuaria, los costos de operación y restricciones asociadas con la infraestructura de transporte.

Como propuesta se plantearon, analizaron y priorizaron los proyectos y obras para satisfacer los requerimientos de infraestructura y se seleccionaron las obras requeridas para dar soporte al crecimiento en la producción de carbón, según proyecciones hasta el 2020.

El Ministerio de Minas y Energía realizó un permanente seguimiento a la elaboración de este estudio y para ello contó con el apoyo de un comité técnico integrado por representantes del DNP, Ministerio de Transporte y Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Se solicitó que los proyectos identificados fueran incluidos en la "Visión Colombia 2019" que está elaborando el DNP, para que sean priorizados dentro de las estrategias de infraestructura para el país.

LÍNEA 7. DISEÑAR E IMPULSAR CADENAS PRODUCTIVAS PARA TRANSFORMAR Y DAR VALOR AGREGADO A LA PRODUCCIÓN MINERA

- **Cadena productiva del carbón del Altiplano Cundiboyacense**

Con el acompañamiento de los ministerios de Minas y Energía, de Comercio, Industria y Turismo, de Transporte, y entidades públicas como la UPME, INGEOMINAS, el SENA y Colciencias, de las gobernaciones de Cundinamarca y Boyacá, los productores, comercializadores, transportadores y operadores logísticos del carbón de la región, acordaron en el 2003 conformar la Cadena Productiva del Carbón del Altiplano Cundiboyacense.

Circunstancias asociadas al reciente auge de la demanda de carbón estancaron este proceso durante varios meses, y sólo a partir de octubre de 2004, a instancias del Ministerio de Minas y Energía y del Ministerio de Comercio Exterior, se reiniciaron las reuniones de trabajo con los actores de esta cadena, liderados por FENALCARBON. Para esta nueva etapa del proceso se designó un coordinador por parte del sector productivo. Se tienen elaborados los estatutos preliminares, la visión, misión, factores competitivos, estrategias competitivas y la identificación de los proyectos que permitan materializar las estrategias.

El papel del Ministerio de Comercio Exterior y del Ministerio de Minas y Energía es el de facilitadores, de acompañamiento al proceso. Las acciones y proyectos deben resultar de los actores de la cadena.

- **Cadena Productiva de la Joyería:**

El Ministerio de Minas y Energía, en conjunto con el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, se encuentra en la actualidad acompañando el desarrollo de la Cadena Productiva de la Industria de la Joyería, Metales, Piedras Preciosos y Birsutería en Colombia, la cual está basada en la implementación de las siguientes estrategias principales: establecimiento del Sistema Nacional de Certificación de Calidad de metales preciosos, piedras preciosas y artículos de joyería; lograr la consolidación de seis redes empresariales por región y un clúster por región; creación de un centro de investigación y desarrollo tecnológico; lograr productos diferenciados en diseño, mano de obra, materia prima, entre otros.

- **Contrato Contribución Parafiscal de la Esmeralda**

El 25 de Agosto de 2004, el Ministerio de Minas y Energía suscribió el Contrato 013 con la Federación Nacional de Esmeraldas de Colombia, Fedesmeraldas, para la contribución parafiscal de la esmeralda.

El contrato tiene como objeto la administración del Fondo Nacional de la Esmeralda a través de una fiduciaria vigilada por la Superintendencia Bancaria, Fondo constituido por los recursos provenientes del recaudo de la Contribución Parafiscal de la esmeralda a cargo de los exportadores de esmeraldas sin engastar, establecida por el artículo 101 de la Ley 488 de 1998, reglamentado por el Decreto 2407 de 2000. Los recursos que se están recaudando, según aprobación del Comité Directivo, se destinarán a la construcción e implementación del laboratorio gemológico, a través del cual se pretende dar valor agregado a las esmeraldas colombianas.

LÍNEA 8. SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL DE LA MINERIA

- **Centros Minero Ambientales**

Los centros minero ambientales son una estrategia para investigar, desarrollar, capacitar y difundir técnicas y tecnologías de producción limpia. Los existentes fueron creados en 1995 mediante convenios entre el Ministerio del Medio Ambiente, las corporaciones autónomas regionales y la Agencia de Cooperación Alemana - GTZ.

Con el fin de contar con la información necesaria para diseñar una estrategia que permita mejorar la gestión y sostenibilidad de los centros ya establecidos y la creación de nuevos en otras regiones mineras del país, la UPME realizó durante 2004 un estudio, cuyas recomendaciones fueron las siguientes:

- Incluir en la agenda conjunta del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y el Ministerio de Minas y Energía, el compromiso de impulsar y apoyar las acciones que conlleven a adelantar proyectos en los centros minero ambientales y realizar un seguimiento a la labor de los mismos.

- Los centros minero ambientales deben trabajar conjuntamente con los entes territoriales y las autoridades mineras y ambientales en la formulación de proyectos estratégicos para el sector minero y ellos deben estar articulados con los planes de desarrollo regional.

- Para fortalecer la labor de los centros minero ambientales se requiere de un alto nivel de compromiso tanto de su coordinador, como del gestor de recursos y proyectos y de las comunidades mineras beneficiadas.

- Los centros minero ambientales existentes no cuentan con personal y recursos suficientes para operar durante todos meses del año, por lo cual debe gestionarse la inclusión en la Ley de Regalías de un rubro específico para el apoyo de la minería a través de estos centros.

- **Incorporación de la minería en la planeación regional**

Los Ministerios de Minas y Energía y Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, conformaron un grupo de trabajo con el fin de sensibilizar a las autoridades mineras y ambientales del nivel intermedio y local, para potenciar el desarrollo de la actividad minera y su adecuada incorporación en sus planes de ordenamiento territorial.

Para tal propósito estos ministerios, INGEOMINAS y la UPME, están elaborando una Guía de Ordenamiento Territorial que servirá de insumo base para los municipios.

La Ley 338 de 1997 estableció la revisión de los planes de ordenamiento territorial cada 3 años, por lo que en el primer semestre del 2005 se ha participado en los talleres sobre el tema en varias ciudades del país, en especial aquellas que tienen un importante componente minero y en los que por alguna razón, la minería no quedó adecuadamente insertada dentro de sus respectivos planes. Durante el 2004 se realizaron talleres en Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla y Cúcuta. En el primer semestre de 2005 se llevaron a cabo talleres en San Gil, Quibdó y Tunja.

Además, el propósito del PNDM en este tema fue lograr que la actividad minera fuera incorporada en los procesos de planeación del desarrollo regional y de ordenamiento territorial, de manera acorde con la política minera nacional.

Con este propósito la UPME, en convenio con la ANDI y el apoyo del Ministerio de Minas y Energía, INGEOMINAS y el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, realizó seis talleres sobre "La planeación sectorial minera en el desarrollo regional y el ordenamiento territorial". Estos tuvieron lugar en las ciudades de Barranquilla, Bogotá, Cali, Cúcuta, Ibagué y Medellín y congregaron a 297 delegados de 14 gobernaciones: Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caquetá, Cauca, Cesar, Cundinamarca, Huila, La Guajira, Nariño, Norte de Santander, Sucre, Tolima y Valle del Cauca, de 13 corporaciones autónomas regionales y de varias empresas y asociaciones mineras.

La situación actual con respecto a estos propósitos se expresa en trece planes de desarrollo departamental que tienen programas o proyectos para el fomento de la minería y en varios planes de ordenamiento territorial que se encuentran en proceso de ajuste.

- **Reservas de la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca - CAR**

El Ministerio de Minas y Energía y la CAR, trabajan durante el presente año en incorporar las áreas de interés minero en la declaratoria de cuatro áreas de reserva especial que tiene proyectada la CAR en su jurisdicción. Lo anterior de acuerdo con el artículo 34 del Código de Minas. Las áreas a declarar son: Peñas del Aserradero, Peñas Blancas, Páramo de Guerrero y Guagua y Regional del Norte.

- **Programa nacional para el manejo integral del mercurio en la minería de oro**

Con el fin de dar una solución integral al manejo del mercurio en la minería del oro, los Ministerios de Minas, Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y de Protección Social, la Academia Nacional de Medicina, la Universidad Nacional, INGEOMINAS, la UPME y el Instituto Pro- Agua, trabajan en la formulación de un programa nacional en el que se aborda el tema desde las ópticas minera, social, laboral, ambiental, educativa, cultural y de salud pública, mediante la aplicación de un programa integral de acción en las principales regiones auríferas de Colombia, con el objetivo prevenir y disminuir los riesgos y efectos sobre la salud de las personas y el ambiente ocasionados por la utilización incorrecta del mercurio en la minería del oro.

FORMULACIÓN DEL PLAN NACIONAL PARA EL DESARROLLO MINERO, VISIÓN AL 2020

La UPME, entidad a quien la Ley encomendó la planeación del desarrollo del sector minero, puso en consideración del Ministerio de Minas y Energía una versión preliminar del Plan Nacional para el Desarrollo Minero con visión de largo plazo, el cual por desarrollar políticas que son más de Estado que de gobierno, se constituirá en el referente estratégico de los próximos planes nacionales de desarrollo minero cuatrienales.

Dicho documento trata, en primer lugar, sobre la visión adoptada para orientar este ejercicio de planeación estratégica, la cual fue construida en un entorno de pluralidad conceptual, consultando la opinión de personalidades vinculadas a los gremios y comunidades mineras, entidades públicas del sector y relacionadas, gobiernos departamentales y locales, corporaciones autónomas regionales, académicos y analistas del negocio minero. También recoge las percepciones sobre el desarrollo minero de algunos departamentos del país y los datos básicos de la industria necesarios para sustentar un análisis prospectivo de los principales aspectos del negocio minero.

En segundo lugar el documento esboza una estrategia de competitividad que tiene como objetivos hacer más competitiva la producción minera nacional y atraer mayores inversiones para el desarrollo del sector. Luego plantea las líneas programáticas en torno a las cuales se debe articular la acción de las entidades gubernamentales relacionadas directa e indirectamente con el sector minero y finalmente presenta los planteamientos básicos para el desarrollo de dichas líneas.

Actualmente se cumple la etapa de discusión, concertación y ajuste del plan con las diferentes entidades y actores del sector. De igual manera, se coordina con el DNP la inclusión de este planteamiento estratégico sectorial en el plan Visión Colombia Segundo Centenario - 2019.

CONSEJO ASESOR DE POLÍTICA MINERA

Durante el último período, el Consejo Asesor de Política Minera sesionó en tres oportunidades para tratar los siguientes temas:

- Agenda conjunta con el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial: evaluaciones ambientales estratégicas, Planes de Ordenamiento Territorial, Resolución 1197 de 2004, Proyectos de Ley (Páramos, Forestal y Agua), sentencia sobre el río Bogotá
- Informes sobre el estado de avance de: auditores mineros externos, programa de legalización de minería de hecho, reestructuración de INGEOMINAS, delegación de autoridad minera en las gobernaciones, entre otros
- Informe sobre suspensión de recepción de nuevas solicitudes de contratos de concesión
- Informe de evaluación a los Centros Minero - Ambientales

En la sesión del 13 de junio de 2005 se adoptaron formalmente los "Lineamientos de Política Minera", el documento de "Estrategia Conjunta Ministerio de Minas y Ministerio de Ambiente para el sector minero", y se constituyeron tres Comités Permanentes para Política, Infraestructura y Agenda Conjunta con el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

SECCIÓN C

Sector Energía Eléctrica

SITUACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO 2004-2005

CAPACIDAD DEL SISTEMA

La capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional - SIN (plantas despachadas y no despachadas centralmente) a diciembre 31 de 2004, alcanzó un valor de 13.398,92 MW, 168.29 MW más que el año anterior. Se destaca que por primera vez en la historia del país se incorpora generación eólica al SIN, lo cual sucedió con la entrada en operación, en abril de 2004, de la Central Jepirachi con 19,5 MW.

APORTES HÍDRICOS Y RESERVAS

Los aportes hídricos del SIN reales por río en el 2004 fueron de 48.613,6 GWh, que representan el 101,06% de la media histórica (48.105,46 GWh) y un incremento de 19,0% con respecto a 2003.

Las reservas útiles (volumen útil diario según lo dispuesto en el Acuerdo No. 294 del CNO) almacenadas en los embalses a 31 de diciembre de 2004 fueron de 12.394,77 GWh, equivalentes al 81,31% del volumen útil (15.244,57 GWh). Las regiones con mayores reservas hídricas frente a su volumen útil fueron Antioquia con 91,29% (5.069,23 GWh), seguida por Caribe con 89,93% (140,17 GWh), Oriente con 80,19% (3.499,18 GWh), Centro con 72,97% (3.455,95 GWh) y Valle con 52,79% (230,25 GWh).

GENERACIÓN TOTAL DEL SISTEMA

La generación total del Sistema fue de 48.571,52 GWh, de los cuales el 95,81% fue generado con plantas despachadas centralmente y el 4,19% restante se generó con plantas no despachadas centralmente. Por tipo de generación, las plantas hidráulicas generaron el 82,06%, las unidades térmicas el 17,83% y las unidades eólicas el 0,11% del total generado.

En el 2004, la generación hidráulica estuvo influenciada por la situación hidroclimática del país y el efecto de los aportes deficitarios registrados durante el primer trimestre del año. Esto hizo necesaria la utilización de las reservas hídricas del SIN para cubrir el 13,26% de la generación hidráulica equivalente a 5.286,10 GWh.

Las cinco plantas que generaron mayor cantidad de energía fueron en su orden: Guavio (6.137,70 GWh), San Carlos (6.091,37 GWh), Chivor (4.229,08 GWh), Tebsa (3.542,37 GWh), y Guatapé (3.078,72 GWh).

Vale la pena resaltar que la generación tuvo un crecimiento de 3,65% con respecto al año anterior, lo que se debe principalmente al crecimiento de la demanda interna y de las exportaciones realizadas a Ecuador.

IMPORTACIONES Y EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD

Durante el 2004 se importaron 48,43 GWh y se exportaron 1.682,54 GWh. Estos resultados superan todos los registros históricos de exportaciones de energía que tenía el país con Venezuela y Ecuador, al aumentar con respecto al año anterior en un 42,34%.

De las exportaciones, el 99,91% del total fue el resultado de la adopción del esquema de las Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE-, el cual inició en marzo de 2003. Durante el 2004 se exportó a Ecuador electricidad por un monto de US$135,6 millones, mientras desde ese país se exportó electricidad a Colombia por un monto de US$0,77 millones.

PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL - STN

Las pérdidas en el STN fueron de 967,6 GWh, registrando un promedio de 80,6 GWh/mes para el año 2004. En los tres primeros meses de 2005 las pérdidas fueron de 237,0 GWh.

Fecha	Pérdidas en el STN (GWh)	Pérdidas en el STN (% de la Demanda Comercial)
Enero-04	82,21	2,07
Febrero-04	94,90	2,44
Marzo-04	105,15	2,52
Abril-04	80,19	2,03
Mayo-04	64,85	1,60
Junio-04	61,89	1,59
Julio-04	81,52	2,02
Agosto-04	91,96	2,22
Septiembre-04	70,37	1,75
Octubre-04	83,26	2,01
Noviembre-04	74,77	1,84
Diciembre-04	76,49	1,80
Enero-05	81,64	1,99
Febrero-05	74,08	1,93
Marzo-05	81,30	1,94

Fuente: ISA

DEMANDA DE ELECTRICIDAD

La demanda de electricidad del SIN[1] en el 2004 fue de 47.019,33 GWh, ubicándose como el valor más alto en la historia del país. La demanda creció 2,45%, continuando así con la tendencia creciente.

Durante el 2004 la demanda comercial de las fronteras de usuarios no regulados - UNR y de alumbrado público, alcanzó 14.682,53 GWh, lo cual representa un crecimiento neto de 7,7% al compararlo con los niveles de demanda de estos usuarios durante 2003. Por su parte, la demanda comercial de las fronteras de Usuarios Regulados registradas, llegó en 2004 a 707,41 GWh, superior a la de 2003 en 3,86%. En proporción a la demanda total doméstica, en 2004 esta fluctuó entre 1,40% en diciembre y 1,57%, en septiembre.

Con respecto a la demanda no atendida, ésta alcanzó 81,92 GWh (0,17% de la demanda del SIN), con una disminución de 42,45% con respecto a 2003, originada principalmente por causas no programadas (18,53%) y en la no existencia de limitación de suministro.

[1] Demanda del SIN = generación + importaciones + demanda no atendida – exportaciones.

En relación con la demanda máxima de potencia, ésta registró un valor máximo de 8.332 MW, el 15 de diciembre en el período 19, destacándose por ser el valor más alto de la historia. El consumo máximo de potencia presentó un incremento de 0,91% al compararlo con el del 2003.

ATENTADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN

EVOLUCIÓN DE LOS ATENTADOS AL STN 2001 A 2004

En el 2004 fueron derribadas 127 torres del sector eléctrico colombiano: el 63% corresponden a líneas de ISA y el 37% restante a líneas de otras empresas. En el período de enero primero a abril 20 de 2005, han sido dinamitadas 31 torres en el SIN, de las cuales 26 corresponden a líneas de ISA (83,87%) y 5 a líneas a otras empresas del sector (16,13%).

Los atentados a la infraestructura del STN disminuyeron significativamente en el 2004 frente a los años 2000 cuando fueron dinamitadas 454 torres, 2001 año en que fueron derribadas 282 torres, 2002 con un registro histórico de 483 torres dinamitadas y 2003 cuando se registraron 329 atentados.

COSTO DE RESTRICCIONES

En el 2004, por concepto de limitaciones en la capacidad de transporte en las redes del SIN, se registró un costo total por Restricciones de $240.793 millones, valor que no incluye el servicio de Control Automático de Generación - AGC. La cifra anterior representó una disminución de 13,26% con respecto al costo del 2003, principalmente por una reducción en el número de atentados contra la infraestructura del STN, y una mayor disponibilidad de las redes.

	Millones de Pesos	
	Restricciones Totales Mensuales sin AGC	Restricciones Responsabilidad Comercial por AGC
Enero-04	23.696,50	6.283,99
Febrero-04	18.421,82	6.560,87
Marzo-04	21.187,76	7.754,36
Abril-04	18.568,84	6.644,70
Mayo-04	20.268,77	6.807,09
Junio-04	32.737,88	5.655,06
Julio-04	25.005,36	6.240,60
Agosto-04	24.054,79	6.837,93
Septiembre-04	.819,07	9.200,63
Octubre-04	13.078,55	16.478,21
Noviembre-04	10.940,67	7.301,23
Diciembre-04	6.68922	6.461,98
Enero-05	7.175.09	7.414,78
Febrero-05	8.492,54	5.181,32
Marzo-05	16.215,53	7.045,67

Fuente: ISA

Sobresale una disminución importante hacia finales del año 2004, llegando a un mínimo de $ 6.650 millones, cifra que en pesos constantes de diciembre de 2004 corresponde al valor más bajo de Restricciones en la historia del Mercado, lo anterior como consecuencia de la disponibilidad completa de la red del STN y de la generación en mérito de algunas plantas de generación que son usualmente requeridas para la operación segura del SIN.

Con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 060 de 2004, la cual modificó la Resolución CREG 004 de 2003, estableciendo la asignación de las Rentas de Congestión a la demanda total, las restricciones asignables a la demanda doméstica llegaron a $191.098,95 millones, con un mínimo en diciembre de $2.390 millones y un máximo en junio de $31.685 millones.

Por otro lado, mediante la aplicación de la Resolución CREG 064 de 2000, que establece las reglas comerciales aplicables al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia conocido como Servicio de Control Automático de Generación - AGC, los agentes generadores incurrieron en el pago de $92.227 millones por la responsabilidad comercial en la prestación del servicio de AGC, $11.626 millones por debajo del respectivo del 2003.

De enero a marzo de 2005 el costo de las restricciones fue de $31.883 millones con una disminución del 49,6% con respecto al mismo periodo de 2003. El pago por la responsabilidad comercial de la prestación del servicio de AGC fue de $19.642 millones.

COMISIÓN ASESORA DE COORDINACIÓN Y SEGUIMIENTO A LA SITUACIÓN ENERGÉTICA DEL PAÍS

A lo largo del 2004, la Comisión se reunió en 6 oportunidades, en las cuales se trataron temas relacionados con la evolución del fenómeno de El Niño. De igual forma, se realizó seguimiento a diferentes variables relacionadas con el sistema de generación y transmisión, entre ellas comportamiento de la demanda de energía y potencia, nivel de embalses, aportes hídricos, disponibilidad de capacidad térmica e hídrica, exportaciones e importaciones de energía, circuitos de transmisión indisponibles debido al conflicto social.

Así mismo, se realizaron diferentes análisis de tipo energético y eléctrico, considerando el comportamiento futuro del sistema en el corto y mediano plazo bajo diferentes hidrologías, teniendo en cuenta la disponibilidad y precios de recursos energéticos como el gas natural y el carbón mineral, así como el comportamiento de la demanda de energía.

Aunado a lo anterior, se realizó el análisis de la disponibilidad de gas natural para los diferentes sectores de la economía.

MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

TRANSACCIONES EN EL MERCADO

En el 2004 los valores de las transacciones totales del Sistema de Intercambios Comerciales - SIC disminuyeron en un 3,82%, alcanzando un valor de $4.976.679 millones. La energía transada en Bolsa disminuyó 0,22%, mientras que la energía transada en Contratos disminuyó 3,94%. Las disminuciones

en los valores transados se debió en parte a que el precio promedio anual de Bolsa disminuyó 2,81% y a que el precio promedio del dólar disminuyó 8,6%.

Las Rentas de Congestión producto de las exportaciones a Ecuador ascendieron en el 2004 a US$77,82 millones, las cuales fueron destinadas para la demanda internacional del despacho económico coordinado, para el cubrimiento parcial de las restricciones asignables a la demanda doméstica, y para alimentar el Fondo de Energía Social - FOES. Esta última función la realiza el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC desde julio de 2003.

Con relación a los peajes por uso de las redes del SIN, en el año 2004 se ampliaron las funciones de la Gerencia Mercado de Energía Mayorista al incluir la liquidación, facturación y administración de cuentas de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Regional -STR (Nivel IV). De esta forma, el servicio del Liquidador y Administrador de Cuentas - LAC para el STN, facturó y administró durante el 2004 un valor neto de $841.174 millones, valor que incluye la contribución para el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas -FAER y el monto de las compensaciones (incluye el valor por ajustes), superando en un 6,47% los valores facturados en 2003. Por su parte, por concepto de los Cargos por Uso de los STR se facturaron y administraron $704.807 millones durante el 2004 (pago bruto menos descuentos).

ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Con respecto a los indicadores financieros del Mercado Mayorista, en el 2004 el porcentaje de recaudo total de la Bolsa de Energía para las empresas en operación comercial continuó en 94,5%, el mismo del año anterior. La rotación de cartera, por su parte, pasó de 21 días en 2003 a 17 días en 2004.

El recaudo por uso del STN, de las empresas en operación comercial pasó del 104,7% en 2003 a 100,3% en 2004. La rotación de cartera pasó de 8 días en 2003 a 5 días en 2004.

Al cierre de diciembre de 2004, la deuda a cargo de las empresas en operación comercial fue de $21 millones, la deuda de las empresas en proceso de liquidación ascendía a $255.569 millones y la deuda corriente contenida en acuerdos de pago vigentes entre agentes del Mercado fue de $7.018 millones, para una deuda total de $262.608 millones.

Para determinar si el monto de las garantías mensuales cubren adecuadamente las obligaciones que se vencen a cargo de los agentes en el Mercado, se implementó un indicador desde el mes de marzo de 2003 que refleja la diferencia porcentual que se presenta entre el monto proyectado y el valor real a ser cancelado por los agentes en el momento del vencimiento.

PRECIOS EN BOLSA DE ENERGÍA Y PRECIOS EN CONTRATOS

Para el 2004, el precio promedio de la energía en Bolsa fue 64,41 $/kWh, con promedios mensuales que fluctuaron entre 51,90 $/kWh y 73,15 $/kWh. El máximo precio horario de Bolsa del año fue de 189,90 $/kWh, registrado durante la hora 19, el 23 de septiembre. Por su parte, el precio horario mínimo de Bolsa se presentó durante la hora 1, el 29 de marzo, con 32,24 $/kWh.

A lo largo de 2004, los precios promedio mensuales de los contratos estuvieron por encima del precio promedio mensual de Bolsa, con excepción de mayo, cuando el precio de Bolsa fue superior en 0,38 $/kWh.

COMPRA DE ENERGÍA EN BOLSA Y CONTRATOS

El cubrimiento global del riesgo por parte de los agentes puede observarse a partir de las magnitudes y el comportamiento de la demanda comercial y las transacciones en Bolsa y en Contratos. Por un lado, la suma de las magnitudes de las transacciones en la Bolsa y en Contratos ha sido siempre superior a la demanda comercial total. Por otro lado, los agentes disminuyeron el volumen de las transacciones durante 2003, el cual se ha recuperado durante 2004.

CARTERA DEL SIC

Al cierre de diciembre de 2004, la deuda alcanzó los $ 262.608 millones. Del total anterior, el 89% ($233.271 millones) corresponde a deudas con la Bolsa de Energía, el 11% ($29.327 millones) a Cargos por Uso del STN y el 0,004% ($10 millones) a Cargos por Uso del STR.

NÚMERO DE AGENTES QUE HAN REALIZADO TRANSACCIONES EN EL MERCADO MAYORISTA

En la actividad de comercialización de electricidad, el número de agentes registrados a diciembre 31 de 2004 llegó a 122, con 15 agentes más que el año anterior. De estos agentes registrados, 62 realizaron transacciones en el Mercado durante 2004, dos más que en 2003.

En la actividad de generación de electricidad, el número de agentes generadores registrados a diciembre 31 de 2004 fue de 63. En este año, 43 agentes generadores transaron electricidad, uno más que en el año anterior.

A diciembre 31 de 2004, el número de agentes dedicados a la actividad de transmisión fue de 11, los cuales han permanecido constantes desde el año 2000. Por su parte, los agentes que se dedican a la actividad de distribución, en el año 2004, llegaron a 31; de éstos 26 tienen activos en Nivel IV, y 24 terminaron el año con cargos aprobados por la CREG de acuerdo con las Resoluciones 082 de 2002 y 008 de 2003.

Del total de agentes generadores que transaron durante el año 2004, 27 son de tipo privado, 8 de tipo mixto y 8 públicos. Del total de agentes comercializadores que transaron durante el año 2004, 28 son de tipo privado, 19 de tipo mixto y 15 de tipo público. En cuanto a los agentes transportadores, 4 son de tipo público, 4 son de tipo mixto y 3 de tipo privado.

BALANCE DE LA GESTIÓN DE LAS EMPRESAS DE ENERGÍA CON PARTICIPACIÓN MAYORITARIA DE LA NACIÓN EN EL 2004

Las empresas de energía en las cuales la Nación es el accionista mayoritario, continúan en la ruta del crecimiento y consolidación de su gestión. En los últimos dos años se han obtenido importantes resultados, consecuencia de un mejor desempeño individual y colectivo liderado por el Ministerio de Minas y Energía. Entre los resultados se destacan:

- Se pasó de presentar pérdidas operativas en el 2003 por $56.800 millones, a generar utilidades por casi $80.000 millones en el 2004, de las cuales las más representativas fueron las de Corelca ($52.900 millones), Santander ($24.400 millones) y Huila ($15.600 millones). La única empresa del grupo que aún presenta pérdidas operativas significativas (del orden de $34.000 millones), es la Empresa de Energía de Boyacá y se debe específicamente al efecto de su contrato de largo plazo de energía y potencia Paipa IV.

- El indicador de pérdidas de energía de las empresas distribuidoras – comercializadoras pasó del 32,47% en promedio en el 2003, al 29,36% en el 2004. Las empresas con más alto indicador son: Nariño con un 39%, Tolima con 33% y Cundinamarca con un 30%. Por otra parte, las que presentan el más bajo indicador son: Santander con un 24,5% y las electrificadoras de Norte de Santander, Huila y Meta, que se encuentran en el 26%. Cabe resaltar los casos particulares de Huila y Meta, que en el último año bajaron casi en cinco puntos este indicador.
- Se implementaron nuevos esquemas comerciales para importantes proyectos de generación en las empresas Corelca (negociación de gas incremental para sus plantas mucho más económica que garantiza su mayor despachabilidad), Meta (Termo Ocoa) y Electrificadora de Santander (Termo Yopal) que les representan mayores ingresos y la competitividad en el negocio.
- Consolidación de los esquemas de prestación del servicio de manera tercerizada en Chocó y Tolima, pasando de presentar pérdidas a utilidades en ambos casos, así como alcanzando un mejoramiento significativo de sus indicadores de calidad de servicio.
- Consecuencia de sus mejores estrategias comerciales, Corelca y Urrá hoy presentan utilidad operativa con $53.000 millones y $6.300 millones respectivamente, lo que permite concluir que con el saneamiento de su deuda con la Nación recuperarían su viabilidad.
- Con el apoyo del Comité de Defensa Judicial de la Nación, se han logrado minimizar las contingencias de Corelca, que hace dos años se encontraban en $1,2 billones de pesos y hoy se encuentran en menos de $40.000 millones, contribuyendo decididamente a la recuperación de la empresa.
- Renegociación del contrato BOOT (que incluye dos subestaciones y una línea) de la Electrificadora del Huila, que le representarán ahorros por más de $11.000 millones.
- Exitosa participación de Gensa en la solución de la problemática de prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas, garantizando especialmente a capitales de departamentos tales como Amazonas, Vichada, Inírida y Vaupés más horas de prestación del servicio con importantes ahorros en recursos físicos, económicos y humanos.
- Avance considerable en la solución definitiva a la problemática de la Empresa de Energía de Boyacá, mediante la expedición de un Documento Conpes y la cristalización de dichas decisiones en su asamblea de accionistas, con miras a garantizar que siendo una empresa únicamente con negocios de distribución y comercialización vuelva a ser bastante sólida.

Dentro de la labor de coordinación de la gestión de estas empresas, se han venido adelantando acciones que conducen a un mejor desempeño empresarial, tales como:

- Unificación de contratos de condiciones uniformes, que garanticen el cumplimiento de los debidos procedimientos ante los usuarios y una mayor claridad y simplicidad para su entendimiento por parte de los mismos usuarios.
- Nuevos estatutos sociales, que hoy son homogéneos para todas las empresas, e incluyen códigos de buen gobierno corporativos, que garantizan una mayor transparencia en todos los procesos de las empresas.
- Se profundizó en el proceso de profesionalización de las Juntas Directivas de las empresas, estableciendo además requisitos mínimos para hacer parte de las mismas

CRÉDITOS, RECAUDOS Y PAGOS DE OBLIGACIONES POR SECTOR Y ACTIVIDAD EN 2004

La gestión de la Financiera Energética Nacional - FEN durante el 2004, tuvo como marco de referencia la decisión de la Junta Directiva del 29 de agosto de 2003 y 24 de agosto de 2004, de suspender el proceso de la cesión de los activos y pasivos de la FEN a la Nación y aplazar hasta el 30 de agosto de 2005 cualquier decisión sobre la FEN.

Entretanto, la operación de la entidad ha continuado enmarcada dentro de las acciones aprobadas por la Junta en mayo de 2000, principalmente en cuanto respecta a la restricción de realizar nuevas operaciones de crédito y de fondeo, centrando sus actividades en el recaudo de cartera, manejo de portafolio, pago del servicio de las obligaciones crediticias y de las emisiones de bonos en los mercados financieros nacional e internacional, pago de las garantías otorgadas a los proyectos Termobarranquilla y Termopaipa IV y servicios de apoyo a proyectos que se están adelantando en el sector en materia de banca de inversión.

Para ejecutar todas las actividades, la FEN tiene una organización administrativa conformada por dos funcionarios con carácter de empleado público: el Presidente y el Jefe de la Oficina de Control Interno, y del orden de 30 funcionarios adicionales vinculados mediante contratos de outsourcing.

Dentro del proceso de recaudo de cartera, durante el año 2004 se lograron avances importantes para la recuperación de la más cuantiosa, asociada a los pagos de la garantía al proyecto Termopaipa IV, avances que se han adelantado con fundamento en el Artículo 66 de la Ley 812 de 2003.

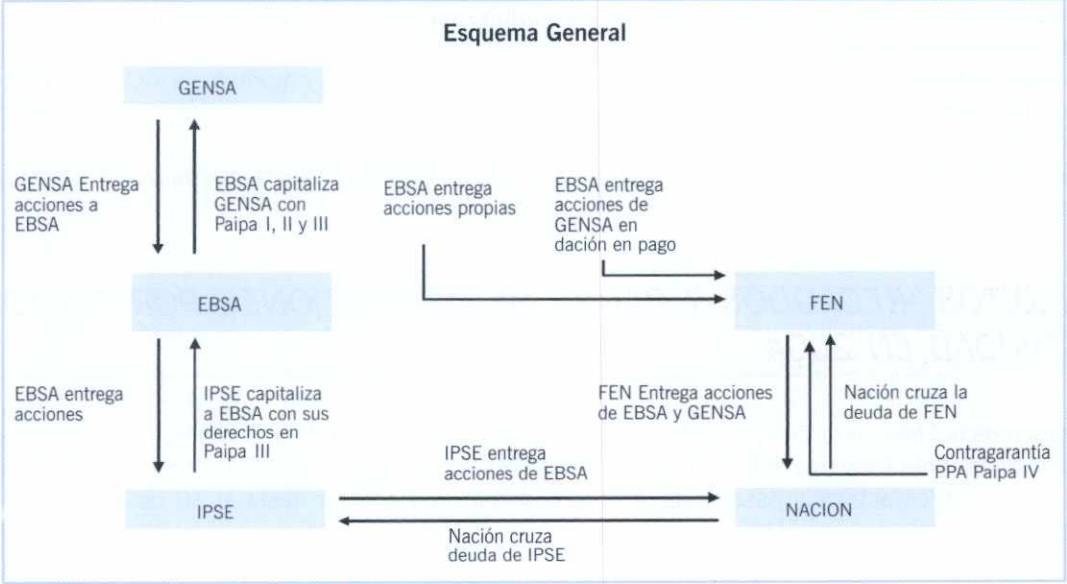
El 21 de agosto de 2003, el Ministerio de Minas y Energía presentó ante el CONFIS las razones de conveniencia económica y financiera para que la Nación reconozca su contragarantía a la garantía otorgada por la FEN. El CONFIS autorizó que los pagos ya hechos por la FEN se reembolsen mediante un cruce de cuentas con deudas que tiene la FEN con la Nación.

Aún cuando en relación con el reembolso de los pagos futuros el CONFIS decidió que tales pagos los debería asumir la FEN en su condición de Garante, en análisis posteriores se determinó que ante los altos montos faltantes de la garantía, éstos no podrían ser asumidos por la FEN.

Por lo anterior, nuevamente el Ministerio de Minas y Energía presentó el tema al CONFIS el 2 de noviembre de 2004 y así mismo el Consejo de Política Económica y Social - CONPES en su reunión del 20 de diciembre de 2004 (documento CONPES 3327) aprobó el proceso tendiente a concretar el cruce de cuentas y otorgar la contragarantía de la Nación para los pagos futuros que deba hacer la FEN por concepto de la garantía a Termopaipa IV.

En términos generales, las acciones aprobadas por el CONFIS y el CONPES se realizarán de acuerdo con el siguiente esquema:

Esquema General



En relación con la deuda de EBSA con la FEN y de la FEN con la Nación, se tomaron las siguientes determinaciones:

- Sanear las deudas de EBSA con la FEN mediante: i) la entrega en dación en pago por parte de EBSA a la FEN de las acciones producto de la capitalización de las centrales térmicas de Paipa I, II y III en GENSA, por valor de $180,7 mil millones, ii) la entrega por parte de EBSA de acciones que emita esta empresa hasta por el valor del saldo de la deuda de FEN con la Nación y iii) la reestructuración del saldo remanente de la deuda de EBSA con la FEN con un plazo máximo de siete años y un periodo de gracia a capital de un año. Adicionalmente la FEN deberá reliquidar los intereses de mora aplicando la tasa de intereses corrientes.
- Sanear las deudas de la FEN con la Nación mediante la cesión de las acciones en GENSA por parte de EBSA a la Nación, a título de canje de instrumentos de deuda pública, mediante la institución legal de la diputación para el pago de la deuda de la FEN con la Nación. Adicionalmente, entregar a la Nación las acciones de EBSA que reciba producto de la capitalización de parte de la deuda correspondiente. Las acciones que recibe la Nación deberán reflejar el mismo valor por el cual se realizaron las operaciones previas correspondientes.
- Otorgar la contragarantía de la Nación a la FEN hasta por US$395 millones, para cubrir los pagos que requiera GENSA con ocasión de los faltantes futuros del contrato PPA Paipa IV suscrito con la Compañía Eléctrica de Sochagota S.A. ESP hasta la fecha, en la cual la FEN se comprometió a otorgar su aval.

Una vez efectuadas las operaciones anteriores, la FEN estará en capacidad de refinanciar las obligaciones a cargo de ISAGEN relacionadas con la compra de la Central Miel I, tal como fue recomendado por el CONPES en el documento 3264 del 19 de enero de 2004.

Los hechos a destacar de la gestión de la FEN durante el año 2004 son los siguientes:

- Pago oportuno de sus obligaciones con la Banca Internacional por un total de US$54,6 millones equivalentes, incluido capital e intereses.
- Atención oportuna del pago de las garantías emitidas para respaldar los contratos de compra de disponibilidad de potencia firmados entre CORELCA y TEBSA respecto de la Central Termobarranquilla y entre la EBSA y la Compañía Eléctrica de Sochagota S.A. en relación con la Central Termopaipa IV. Los pagos hechos a TEBSA ascendieron a $218.320 millones y a la Compañía Eléctrica de Sochagota S.A. a $70.405 millones.

En relación con la recuperación de cartera de los créditos otorgados por la FEN, durante el año 2004 se recaudaron los siguientes montos:

Concepto	Año 2004
Moneda Extranjera USD Miles	
Recaudo programado	67.309,1
Recaudo real	70.284,6
Porcentaje recaudado ME	104,4%
Moneda Local COP Millones	
Recaudo programado	584.280,2
Recaudo real	495.487,0
Porcentaje recaudado en ML	84,8%

Fuente: FEN

- Creación de cartera por $70.937 millones a cargo de EBSA por concepto de los pagos hechos por la FEN a la Compañía Eléctrica de Sochagota S.A. E.S.P en virtud de la garantía otorgada al contrato de compra de energía (PPA) de la Central Termopaipa IV y se contabilizaron $9.088 millones por concepto de capitalización de intereses de algunos créditos otorgados para financiar el programa PLANIEP y se capitalizaron $651,2 millones de intereses de Termocartagena.
- Reestructuración del crédito otorgado a EMCALI con recursos del EXIMBANK de Japón, conforme a lo establecido en el Convenio de Ajuste Financiero, Operativo y Laboral para la Reestructuración de las Acreencias de EMCALI, en las mismas condiciones de las demás entidades financieras y proveedores. Este crédito fue transformado a pesos quedando en $35.195,9 millones y en virtud del Otrosí No. 2 de dicho Convenio se logró un pago de $12.921,4 millones en el mes de diciembre de 2004. El crédito otorgado a EMCALI con recursos del BID continuará manteniendo la garantía de la Nación durante la vigencia del mismo.

DESEMBOLSOS E INCREMETOS DE LA CARTERA DE CRÉDITOS
MILLONES DE PESOS

Empresa	Proyecto	Año 2004
EBSA	Honrar la Garantía a CES	70.937,1
EMCALI	Reestructuración crédito FEX-010	35.195,9
TERMOCARTAGENA	Capitalización de intereses	651,2
CORELCA-PLANIEP	Capitalización de intereses	9.087,6
Total		**115.871,8**

Fuente: FEN

- Aplazamiento por un año del pago de capital del crédito a cargo de ELECTRICARIBE por $5.565 millones, con vencimiento en enero de 2004.
- Pago de la totalidad del saldo correspondiente a títulos de inversión en circulación en el mercado financiero nacional por $4.407,5 millones con lo cual al final del año la FEN no tiene deudas con los ahorradores locales.
- Pago de los dividendos correspondientes a las utilidades del ejercicio del año 2003 por $1.484,4 millones, según lo dispuesto por la Asamblea General de Accionistas y el CONPES, previa aplicación de $164,9 millones como reserva legal.

A su vez, durante el año 2004 la FEN ejecutó los siguientes pagos en millones de pesos:

Concepto	Año 2004
Pagos de Garantía Termobarranquilla y Termopaipa IV	288.724,9
Desembolsos de créditos	-
Pago de principal títulos de inversión en moneda nacional	4.407,5
Pago de Intereses títulos de inversión en moneda nacional	384,3
Compra de divisas para pago de deuda externa	139.428,2
Pago dividendos a los accionistas	1.484,4
Pagos de Funcionamiento	3.057,7
Pagos de servicios derivados de la operación financiera	1.636,8
Contribuciones a entes gubernamentales (Superbancaria, UPME, Contraloría General)	2.513,9
Impuestos	23.440,2
Compra de activos y otros gastos	42,3
Total	**465.120,2**

Fuente: FEN

Durante este periodo la FEN no efectuó nuevas captaciones en los mercados financieros locales ni en los internacionales.

En relación con el apoyo a proyectos del sector eléctrico y banca de inversión, durante el 2004 la Junta Directiva autorizó a la FEN suscribir un encargo fiduciario para manejar el Fondo Empresarial que permitirá a la Superintendencia de Servicios Públicos apoyar empresas de servicios públicos. Así mismo la FEN cedió a FIDUAGRARIA S.A. el encargo fiduciario para la administración de las sumas entregadas por EMCALI para la contratación de los servicios profesionales requeridos para la toma de decisiones respecto al futuro de esta entidad y terminó los encargos fiduciarios suscritos con la CHEC, EDT, Nación - CAT e IPSE.

EXPECTATIVAS PARA EL 2005

En el presente año los desembolsos de crédito de la FEN serán únicamente los relacionados con la capitalización de intereses del PLANIEP por aproximadamente $6.456 millones y los que se creen en virtud de la garantía otorgada al proyecto Termopaipa IV por aproximadamente $110.477 millones.

Las proyecciones de recuperación de cartera son las siguientes:

- Cartera en moneda extranjera: US$ 64,3 millones
- Cartera en moneda local: $210.972,7 millones
- Cartera de EBSA: $521.733,2 millones

Las proyecciones para el 2005 parten del supuesto de que los cruces de cuentas previstos entre las deudas de EBSA con la FEN y de FEN con la Nación se efectuarán en el segundo semestre el año, y consecuentemente con esto se apropiará la reserva legal y se decretará el pago de dividendos que se obtengan de la reversión de las provisiones sobre la cartera a cargo de EBSA y el ingreso al P y G de los intereses de dicha cartera registrados en cuentas de orden. Una vez hecho esto se hará un corte intermedio de estados financieros.

Se supone que al mismo tiempo la Nación habrá expedido la carta de contragarantía del PPA de Termopaipa IV y en consecuencia reembolsará oportunamente a partir de septiembre de 2005 los valores que pague la FEN por este concepto.

PROYECCIONES DE PAGOS A CARGO DE LA FEN DURANTE EL 2005
MILLONES DE PESOS

Concepto	Año 2005
Pagos de Garantía Termobarranquilla y Termopaipa IV	334.397,2
Desembolsos de créditos	-
Pago Deuda Nación	521.733,2
Compra de divisas para pago de deuda externa	150.143,5
Pago dividendos a los accionistas	221.978,8
Pagos de Funcionamiento	3.650,0
Pagos de servicios derivados de la operación financiera	1.885,8
Contribuciones a entes gubernamentales (Superbancaria, UPME, Contraloría General)	4.400,9
Impuestos	27.000,0
Compra de activos y otros gastos	270,0
TOTAL	**1.265.459,5**

Fuente: FEN

COBERTURA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL SIN

PRINCIPALES PROYECTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2004-2018

La UPME en su Plan de Expansión de Generación 2004 - 2018, planteó los siguientes requerimientos de generación en el corto y largo plazo:

- En los análisis realizados para el corto plazo: periodo 2004-2008, se observa que en el caso colombiano autónomo no se requiere capacidad adicional a la que actualmente se halla en operación y construcción.
- Los casos en los cuales se analizan los requerimientos de generación para el sistema colombiano interconectado con el sistema ecuatoriano y panameño, en el largo plazo periodo 2009 – 2013, se observa que el sistema colombiano requiere capacidad adicional a los 660 MW planteados para el 2010.
- Los análisis para el largo plazo, periodo 2009-2013, muestran que para el sistema es indispensable la instalación de los 660 MW hidráulicos en el año 2010, y que cualquier variación en su entrada implicará aumentos para el costo marginal de la energía y posibles requerimientos de adición de generación.
- Los resultados obtenidos muestran que el costo marginal del sistema en el largo plazo se ubicaría entre 38 US$/MWh y 40 US$/MWh.

Con base en los análisis realizados, la UPME considera necesario que el sistema colombiano disponga de expansión en generación de 850 MW, adicionales a los proyectos que actualmente se encuentran en construcción, de tal forma que pueda afrontar situaciones extremas, como las estudiadas en las sensibilidades. Por tanto, es necesario considerar estos requerimientos adicionales al momento de establecer una metodología de remuneración de confiabilidad para el sistema.

En cuanto a la expansión del STN, actualmente Colombia está interconectado con Ecuador mediante un doble circuito entre las subestaciones Pasto - Pomasqui a 230 kV y una línea entre Ipiales – Tulcán a 138 kV. El límite de intercambios por estas dos interconexiones es de 250 MW para condiciones de demanda máxima. La UPME, en desarrollo de los análisis de requerimientos de expansión del STN, recomendó llevar a cabo la ampliación de dicha interconexión para aumentar los intercambios a 500 MW mediante las siguientes obras consignadas en el Plan 2004.

- Línea Betania – Altamira – Mocoa – Pasto – Frontera con Ecuador en doble circuito a nivel de 230 kV y sus respectivos módulos de línea, compensación reactiva a nivel de 230 kV, con fecha de entrada en operación estimada en Marzo de 2007, siempre y cuando Ecuador lleve a cabo el refuerzo necesario en su Sistema de Transmisión.

DESARROLLO CONVOCATORIAS PÚBLICAS INTERNACIONALES

Teniendo en cuenta que la UPME ha sido delegada por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 181315 de 2002, modificada por la Resolución 180925 de 2003, para adelantar las gestiones administrativas necesarias para la selección de los inversionistas que acometan los proyectos de expansión del STN y la selección de la persona que desarrolle la interventoría, dicha entidad realizó el 8 de noviembre de 2004 y el 31 de enero de 2005, la apertura de las Convocatorias Públicas Internacionales de los siguientes proyectos, respectivamente:

- Actividades de preconstrucción (incluyendo diseños, estudios, costos asociados con los contratos de conexión y licencias ambientales si fueren necesarias), adquisición de los suministros, construcción (incluyendo los gastos del contrato de interventoría), montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento de dos bancos de compensación capacitiva de 75 MVAr (2*75 MVAr) a 115 kV en la subestación Tunal en Bogotá.
- Actividades de preconstrucción (incluyendo diseños, estudios, costos asociados con los contratos de conexión y licencias ambientales, entre otros), adquisición de los suministros, construcción, interventoría, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento de línea de transmisión a 230 kV, circuito doble, Betania - Altamira - Mocoa - Pasto (Jamondino) - frontera y obras asociadas.

De otro lado, de acuerdo con las Convocatorias Públicas realizadas en el año 2003, se asignó el proyecto de 500 kV a ISA y los proyectos de Compensación a EEB, proyectos que presentan el siguiente estado de avance:

- **Línea de transmisión a 500 kV circuito sencillo Primavera - Bacatá y obras asociadas:**

  El avance del proyecto de acuerdo con lo verificado por la interventoría a 28 de febrero de 2005 es de 21,44%, es decir, el proyecto presenta un adelanto de 1,32% con respecto a lo propuesto por ISA en la Convocatoria Pública UPME-01-2003, lo que permite suponer que se cumplirá la fecha prevista de puesta en operación del proyecto, el 1 de octubre de 2007.

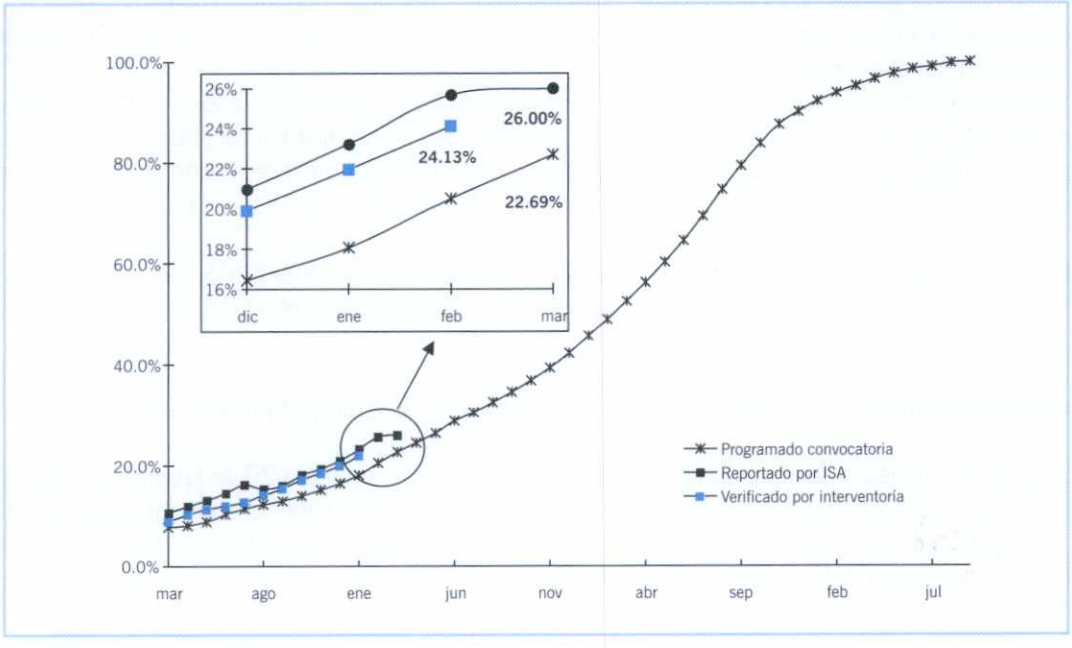
  ISA está cumpliendo con los requisitos establecidos por la ley, la regulación vigente y normas aplicables en la etapa inicial del proyecto. Los contratos de suministro de torres, conductores, aisladores y herrajes para construcción de las líneas, se encuentran en ejecución; los contratos de suministro de cable de guarda y sistema antivibratorio están en perfeccionamiento.

- **Línea de transmisión a 500 kV circuito sencillo Bolívar – Copey – Ocaña - Primavera y obras asociadas:**

  De acuerdo con lo verificado por la Interventoría a febrero de 2005, el proyecto presenta un adelanto de 3.63% con respecto a lo propuesto por ISA en la Convocatoria Pública UPME-02-2003, lo que permite suponer que se cumplirá la fecha prevista de puesta en operación del proyecto del 1 de octubre de 2007.

  Se continúa con la verificación del cumplimiento del Estudio de Impacto Ambiental - EIA con los Términos de Referencia y la legislación ambiental vigente. Los impactos identificados y evaluados así como el Plan de Manejo Ambiental están acordes con los requerimientos establecidos. ISA presentó las medidas de mitigación que se deben implementar para cada uno de los impactos identificados, además de una serie de diseños típicos para minimizarlos. El EIA esta siendo revisando por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

AVANCE DEL PROYECTO BOLÍVAR - PRIMAVERA Y OBRAS ASOCIADAS



- Compensación capacitiva de 60 MVAr en el nordeste colombiano en nivel 115 kV: Este proyecto entró en operación el 12 de noviembre de 2004.

- Compensación capacitiva de 75 MVAr en la subestación Noroeste en nivel 115 kV: Este proyecto entró en operación el 13 de Noviembre de 2004.

AVANCES EN FONDOS DE FINANCIACIÓN

FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS - FSSRI

INFORMACIÓN BÁSICA

Mediante las Leyes 142 de 1994 y 286 de 1996, el Gobierno Nacional creó el FSSRI como un fondo cuenta para administrar y distribuir los recursos asignados en el Presupuesto Nacional y/o en el mismo Fondo, para cubrir los subsidios de los usuarios de menores ingresos de los servicios de energía eléctrica y de gas combustible distribuido por red física.

Este Fondo se rige por los Decretos 847 de mayo de 2001 y 201 de enero de 2004, reglamentarios de las leyes antes mencionadas, que establecen los procedimientos de liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios. Las empresas prestadoras deben efectuar y enviar a este Fondo, con el fin de que se validen y se reconozcan los déficits o superávits (según sea el caso), las conciliaciones de subsidios y contribuciones trimestralmente, haciendo uso de la metodología establecida para tal fin.

INFORMACIÓN ESTADÍSTICA

Según las estadísticas determinadas con base en las validaciones efectuadas, se observa que el sector eléctrico viene presentando un comportamiento deficitario, donde se ha requerido la participación permanente de los recursos asignados en el Presupuesto General de la Nación. Por otro lado, se observa que el sector gas presenta un comportamiento más favorable, ya que los excedentes generados por las empresas superavitarias son suficientes tanto para cubrir los faltantes de las empresas deficitarias, como para mantener la tendencia superavitaria.

Para el año 2004, en cumplimiento de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y el Plan Nacional de Desarrollo, el Gobierno Nacional entregó $343.193 millones a través del Presupuesto General de la Nación y $91.350 millones de recursos del FSSRI para cubrir el total de los subsidios de los usuarios del servicio de energía eléctrica de los estratos socioeconómicos con bajos ingresos. Los usuarios del estrato 1 que se beneficiaron con estos subsidios fueron 1.900.000; los del estrato 2, 3.100.000 y del estrato 3, 1.950.000 usuarios.

En cuanto al servicio de gas combustible por red física, por concepto de subsidios se pagó un total de $10.600 millones, provenientes de recursos del FSSRI, beneficiando a 482.000 usuarios de estrato 1 y 1.275.000 del estrato 2.

FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS RURALES INTERCONECTADAS – FAER

En procura de brindar mayor cobertura en el suministro de energía eléctrica a ciertas zonas rurales del territorio nacional, mediante el Artículo 105 de la Ley 788 de 2002 y su Decreto Reglamentario 3652 de 2003, el Gobierno Nacional creó el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER, el cual estará vigente hasta el año 2009.

Para lograr el desarrollo de los proyectos de electrificación rural, las Entidades Territoriales con el apoyo de la empresa prestadora del servicio de energía eléctrica en la zona de influencia, deben ser los gestores de planes, programas y proyectos de inversión para la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica, que tenga como objetivo ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas rurales interconectadas, conforme con los planes de ampliación de cobertura establecidos por la UPME. Adicionalmente, deberán estar definidos como inversiones prioritarias en los planes de desarrollo del ente territorial y en los programas de ampliación de cobertura del Operador de Red.

Es importante que el Representante Legal de la entidad territorial que tramite la solicitud de recursos de cofinanciación ante el FAER para la ejecución de proyectos, tenga en cuenta los requerimientos definidos en el Decreto 3652 de 2003 y el Acuerdo 001 y 005 del Comité del FAER.

Durante el 2004, fueron recibidos en la UPME 209 proyectos con solicitud de recursos al FAER, de los cuales 19, con un requerimiento cercano a los $27.000 millones, cumplieron con los requisitos establecidos para su evaluación y consideración por parte del Comité de Administración del FAER. Es de anotar que el Decreto 3652 de 2003 en el Parágrafo 2 del Artículo 4o. estableció que se tendrían en cuenta los proyectos radicados y viabilizados por la Comisión Nacional de Regalías - CNR en el año 2002. Según información suministrada por la UPME, se contaba con 175 proyectos a los que no se había asignado recursos, de los cuales 51 cumplieron con los requisitos establecidos para su consideración, con un requerimiento cercano a los $15.000 millones.

Durante el 2004 el Comité de Administración del FAER asignó recursos a 41 proyectos de electrificación que beneficiarán 7.810 viviendas del sector rural. Se llevará el servicio a 3.050 viviendas del departamento del Cauca, siendo este uno de los proyectos más importantes para revivir el Macizo Colombiano, lograr detener la tala indiscriminada de los bosques y poder recuperar las fuentes naturales. Igualmente se ejecutarán proyectos en el departamento de Nariño para beneficiar a 1.113 viviendas, en el departamento de Putumayo para 1.016 viviendas, en Antioquia para 683 viviendas, en Córdoba para 310 viviendas, en Santander para 242 viviendas, en Cundinamarca para 227 viviendas, en Casanare para 223 viviendas, en Tolima para 218 viviendas, en Norte de Santander para llevar el servicio a 194 viviendas, en Boyacá para 179 viviendas, en Bolívar para 139 viviendas, en Cesar para 110 viviendas y en el Huila para llevar el servicio a 106 viviendas. El aporte del Gobierno Nacional corresponde a más de $28.650 millones y la participación de los entes territoriales es de más de $6.800 millones.

PROGRAMA DE NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS – PRONE

Mediante el Decreto 3735 de diciembre 19 de 2003, se reglamentó el Artículo 63 de la Ley 812 de 2003 "Programa de normalización de redes eléctricas". El Gobierno Nacional desarrollará un programa de normalización de redes eléctricas cuyos objetivos serán la legalización de usuarios, la optimización del servicio y la reducción de pérdidas no técnicas en barrios subnormales, situados en los municipios del Sistema Interconectado Nacional. Mediante la Resolución 180601 de mayo 26 de 2004 "Por la cual se implementa la administración del programa de normalización de redes eléctricas" y el Acuerdo 001 CA "Por el cual se reglamenta el Comité de Apoyo a la Administración del Programa de Normalización de Redes Eléctricas", se establecieron los requerimientos y lineamientos para la administración de los recursos.

El Comité de Apoyo para la Administración del PRONE aprobó en el año 2004 recursos por más de $14.300 millones, los cuales permitirán llevar a cabo proyectos de normalización de redes para mejorar el suministro de energía eléctrica a 10.317 viviendas en la ciudad de Barranquilla, 2.481 viviendas en Cartagena, 2.117 viviendas en Valledupar y 801 viviendas en la ciudad de Santa Marta.

Para el 2005 se cuenta con recursos del presupuesto por $45.000 millones, con los cuales se espera llevar a cabo la mayoría de proyectos de electrificación rural y normalización de redes eléctricas, teniendo en cuenta que las entidades territoriales deben realizar los trámites pertinentes cumpliendo a cabalidad los lineamientos definidos en la reglamentación del FAER y el PRONE.

FONDO DE ENERGÍA SOCIAL – FOES

El artículo 118 de la Ley 812 de 2003, definió como fondo especial del orden nacional, los recursos provenientes del ochenta por ciento (80%) de las rentas de congestión calculadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC como producto de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos dentro de los convenios de la Comunidad Andina de Naciones.

Los ingresos a que se refiere el párrafo anterior tienen por objeto, conforme con el mismo artículo 118 de la Ley 812 de 2003, cubrir hasta cuarenta pesos ($40) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo, incluidas sus cabeceras municipales, y en zonas subnormales urbanas.

El 22 de enero de 2004 el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 160 para reglamentar el FOES.

Durante el 2004 se distribuyeron recursos para las Áreas Especiales reportadas por los comercializadores de energía por un valor de $70.000 millones. Para el primer semestre del 2005, se han distribuido recursos por un valor de $52.316,3 millones.

FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS - FAZNI

El objetivo del FAZNI es financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las ZNI, propuestos y presentados por las entidades territoriales, por las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica y por el IPSE.

La fuente de sus recursos es el recaudo por parte del ASIC de un peso ($1,00) moneda corriente indexado con el IPP por cada kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista.

Como una ayuda básica a los interesados en preparar y presentar proyectos, el Ministerio de Minas y Energía, el IPSE y la UPME han preparado un manual guía para la formulación, presentación y registro de proyectos para acceder a los recursos del FAZNI, en el cual se recopila el marco regulatorio aplicable al FAZNI, los requisitos de presentación y registro, y presenta la estructura básica del proceso a seguir para la identificación, preparación, evaluación y seguimiento de los proyectos, tomando como base las metodologías BPIN y del Sistema de Seguimiento y Evaluación de Proyectos -SSEPI. [2]

Durante el periodo comprendido entre julio de 2004 y junio de 2005 se han concretado los siguientes proyectos:

- Finalización y liquidación del proyecto de interconexión desde San Juan de Arama a Mesetas y La Uribe en el departamento del Meta, mediante línea de 34,5 kV y subestaciones de potencia asociadas. El proyecto incluyó la electrificación de Jardín de Peñas, perteneciente al municipio de Mesetas. La Electrificadora del Meta - EMSA realizó la administración de los recursos asignados por el Comité de Administración del FAZNI - CAFAZNI por $4.635 millones, para contratar la construcción de la obra y la interventoría técnica, administrativa y contable del proyecto. Se beneficiaron 250 nuevos usuarios.
- Entrada en servicio del proyecto de interconexión desde la subestación Caucheras, en Mutatá Antioquia, hasta la nueva subestación en Riosucio, Chocó. Con este proyecto se logró el servicio confiable y continuo de 24 horas para 7.000 habitantes de Riosucio. ISA realizó la administración de los recursos asignados por el CAFAZNI y el aporte en materiales del IPSE, logrando un importante ahorro que será reintegrado al FAZNI, junto con los rendimientos financieros generados.
- Con una inversión de $4.950 millones, bajo la administración de ISAGEN, se realizó la recuperación de las unidades GMT 101 y EMD 501, con lo cual se finalizó la primera etapa del proyecto de recuperación del parque generador en la ciudad de Leticia, Amazonas. Los recursos asignados para esta fase fueron $5.200 millones, lo que indica un ahorro de $250 millones, más los rendimientos financieros.

Durante el mes de noviembre de 2004, el Ministerio de Minas y Energía firmó el convenio de administración de los recursos asignados por el CAFAZNI por $968 millones, con la empresa Gestión Energética S.A. E.S.P. – GENSA; este convenio incluye el desarrollo de los siguientes proyectos:

- "Adquisición grupo electrógeno de 350 kW, para la cabecera municipal de Solita, departamento del Caquetá". Con un valor asignado por el CAFAZNI de $99.926.814 para beneficiar a 749 usuarios. La planta fue puesta en operación el 22 de abril de 2005.

[2] Todos los documentos citados están publicados en la página web del Ministerio de Minas y Energía, para consulta permanente de los interesados

- "Construcción de un sistema de interconexión eléctrica entre Punta Huina y Ciudad Mutis, en Bahía Solano, departamento del Chocó". El valor asignado por el CAFAZNI correspondió a $357.950.376 para beneficiar a 84 usuarios. La interconexión entró en funcionamiento el 27 de abril de 2005.
- "Rehabilitación de la PCH GABYPOL, en la Inspección de Araracuara, municipio de Solano en el departamento del Caquetá". El valor asignado por el CAFAZNI fue de $509.685.656 para beneficiar a 100. Este proyecto se encuentra en etapa precontractual.

Con los anteriores proyectos, la asignación presupuestal autorizada para ejecución en el 2004 correspondiente a $34.968 millones, fue comprometida en su totalidad. Para el año 2005 está autorizada la ejecución presupuestal de $43.435 millones.

Para el proyecto "Construcción de la PCH de Mitú, departamento del Vaupés" el CAFAZNI asignó recursos del año 2005 por $13.560 millones.

PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍZACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS

PLAN DE INVERSIONES POR ACTIVIDAD

Para el 2004 el IPSE apropió recursos por $ 51.113 millones, de los cuales se ejecutaron $50.521 millones. Su distribución y ejecución se muestran a continuación:

Recurso	Apropiado	Ejecutado
AOM	9.324.960.614	9.283.150.709
Operación comercial	10.779.348.444	10.775.960.949
Subsidios	20.000.000.000	19.453.183.659
Inversión	11.009.500.000	11.009.500.000

Fuente: IPSE

Para el 2005, el IPSE apropió recursos por $ 26.688 millones; su ejecución ha sido del 66%.

Recurso	Apropiado
AOM	6.375.996.124
Operación comercial	15.303.425.542
Inversión	5.009.500.000

Fuente: IPSE

PRINCIPALES PROYECTOS EN EJECUCIÓN PARA SOLUCIONES ENERGÉTICAS EN LAS ZNI

Con fundamento en su misión institucional, el IPSE adelanta los siguientes programas y proyectos orientados a la búsqueda de soluciones energéticas en el ámbito de las energías no convencionales:

- Estudios de factibilidad hidroeléctrica de los ríos Calderón, Tacana, Ipurité a 50 km de Leticia, evaluación del recurso y demanda energética. Valor aprobado $2.350 millones.

- Pequeña Central Hidroeléctrica Guapi, Cauca a 16 MW: obtención de la licencia ambiental y reposición de la misma para incluir la parte de operación del proyecto y convenio con FONADE para su asesoría en la revisión de términos de referencia para la construcción de la planta. Valor aprobado $2.283 millones.
- Microcentral Hidroeléctrica Mitú, Vaupés a 2MW en la primera etapa y 1MW en la etapa adicional. Participación en el CONPES 3328 e inicio de las actividades contempladas en el mismo; promoción del proyecto ante FAZNI, FNR y Gobernación del Vaupés para su financiación. Se designó como gerente del proyecto a GENSA S.A para su ejecución. Están en preparación pliegos de licitación para el suministro de equipos hidroeléctricos, electromecánicos y electrónicos.
- Pequeña Central Hidroeléctrica Juradó, Chocó: en proceso de revisión de diseños de una central de generación de 800kW, para luego iniciar proceso de promoción y obtención de financiación.

Adicionalmente se han analizado otras alternativas de suministro energético en las zonas no interconectadas, como son las de biomasa:

- **Caña de azúcar.** Con varias instituciones se realizó un estudio sobre la posibilidad de desarrollo de un proyecto energético con bagazo de caña para el municipio de Solita Caquetá a 900 kW. De igual forma se está analizando la posibilidad para el corregimiento de Tanela en el departamento del Chocó.
- **Cascarilla de arroz.** Se investiga la obtención de gas pobre a partir de esta. Es un proyecto en convenio con la Universidad Pontificia Bolivariana.
- **Biodiesel.** Mediante de la implementación de una planta piloto de mezcla de diesel corriente con aceite de palma. Estos estudios se han focalizado en el municipio de Barbacoas, Nariño.

Respecto de otros energéticos, se adelanta un estudio para la implementación de una planta piloto que pretende sustituir diesel en los grupos electrógenos por Gas Licuado de Petróleo (GLP). Estos estudios se han localizado en el municipio de Timbiquí en el Cauca.

PROYECTOS DE INVERSIÓN

PROYECTOS DE INVERSIÓN IPSE 2004

- **Interconexión Bahía Solano - Mecana (Chocó)**

  Consistió en la instalación de 4 km de red de media tensión a partir del casco urbano de Bahía Solano hasta la comunidad de Mecana. Entró en operación fue a partir del 11 de noviembre de 2004, beneficiando a 50 usuarios. El valor aprobado fue de $68 millones.

- **Habilitación Interconexión Eléctrica Cravo Norte - Caño Limón (Arauca)**

  Por un convenio IPSE - ENELAR -Gobernación de Arauca, se está adelantando la rehabilitación de esta línea que se espera esté concluida para inicios del 2006. El valor aprobado fue de $1.876 millones: $1.000 millones en Audiencias Públicas y $876 millones de recursos de ENELAR

- **Interconexión Acandí - Capurganá – Sapzurro (Chocó)**

  El proyecto consiste en una línea de 19 km a 34,5 kV para interconectar el casco urbano de Acandí con los corregimientos de Capurganá y Sapzurro y las demás comunidades del trayecto rural costero entre estas localidades como: Pacho Colorado, Palma, Julio Restrepo, Calderón, Borbua, Pinorroa, Mora, Polín, Rufino, Aguacate, Regalo, Playa Soledad, Pedro Julio, y Capitán. El total de usuarios beneficiados es de 658 y presenta un porcentaje de ejecución[3] del 10%. El valor aprobado es de $1.000 millones.

[3] Con corte al 22 de abril de 2005.

- **Interconexión al municipio de Carmen del Darién, Fase I (Chocó)**

  Interconecta la cabecera municipal del municipio del Carmen del Darién Chocó, en una línea a 13.2 kV de 30 km a la línea Caucheras – Riosucio, para beneficiar a 500 usuarios; presenta un porcentaje de ejecución[4] del 10%. El valor aprobado es de $700 millones.

- **Ampliación y remodelación de la generación eléctrica y redes de media y baja tensión en el municipio de Carurú (Vaupés)**

  Se remodelarán y ampliarán redes de media y baja tensión y se repararán de las plantas existentes (94 kW y 60 kW). El total de usuarios beneficiados es de 247 y presenta un porcentaje de ejecución del 10%. El valor aprobado corresponde a $500 millones.

- **Proyecto pequeña central hidroeléctrica de La Chorrera (Amazonas)**

  La potencia a instalar es de 175 kW con dos unidades para atender el poblado, el internado de secundaria y el Puesto Militar, con una línea de 1,5 km en longitud, para un total de 800 habitantes beneficiados. Cuenta con estudio de factibilidad y diseño preliminar; se requiere elaborar y presentar el PMA ante Corpoamazonía y presenta un porcentaje de ejecución del 5%. El valor aprobado es de $1.680 millones.

- **Interconexión Nazareth - La Ronda - Leticia (Amazonas)**

  Beneficiará a 49 usuarios y presenta un porcentaje de ejecución del 10%. El valor aprobado corresponde a $120 millones.

PROYECTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- **Rehabilitación Pequeña Central Hidroeléctrica Mongón (Nariño)**

Consistió en la rehabilitación mecánica, civil y eléctrica de la microcentral de Mongón y el mantenimiento de líneas de conexión de la casa de máquinas a las veredas y redes de distribución de las veredas Teraimbe, Barro Blanco y Mongón. La población beneficiada es de 126 usuarios. Su operación inició el 12 de diciembre de 2004 y se realizó convenio de administración, operación y mantenimiento con la empresa CEDENAR para el 2005.

- **Programa de ejecución de recursos AOM vigencia 2004**

De acuerdo con los lineamientos impartidos por el Consejo Directivo del IPSE en su sesión del 01 de octubre de 2004, el Instituto suscribió convenios ínteradministrativos con la Empresa de Energía de Cundinamarca - EEC, CEDENAR y GENSA, para desarrollar la ejecución de recursos de AOM asignados en la vigencia del año 2004, para lo cual el IPSE agrupó en cuatro zonas las localidades de competencia así:

[4] Ibid.

Zona	Grupos	Área atendida	Usuarios Beneficiarios	Total recursos
1	1 y 2	1 Chocó / Atrato 2 Pacífico/ Chocó	5512	$1.600.416.160
2	3 y 7	3 (Litoral Pacífico, Nariño/Cauca), 7 (Río Putumayo, PutumayoAmazonas)	6386	$2.039.893.398
3	4 , 5,10 y 11	4 (Río Meta-Casanare, Meta Casanare-Arauca-Vichada) 5 (Río Guaviare, Meta Guaviare-Vichada-Guainía) 10 (Guainía) 11 (Vichada)	6379	$1.560.906.396
4	6,8 y 9	6 (Ríos Caquetá y Caguán) 8 (Amazonas) 9 (Vaupés)	7485	$2.647.680.000

FUENTE: IPSE Recursos PGN y propios del IPSE

PROYECTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL

Se ha realizado la contratación de GENSA para la operación de las centrales de generación en las ciudades de Leticia, Inírida, Mitú y Carreño, se ha aumentado el tiempo de prestación del servicio y se ha optimizado la confiabilidad, como se muestra a continuación:

Ciudad	Anterior			Actual ente prestador Gensa S.A.	
	Ente prestador	Horas de servicio (h)	Confiabilidad (%)	Horas de servicio (h)	Confiabilidad (%)
Leticia	EEASA	24	60%	24	77%
Inírida	EMELCE	5	30%	18	80%
Mitú	GOBERNACIÓN	4	20%	9	80%
Puerto Carreño	ELECTRO VICHADA	12	60%	24	80%

FUENTE: IPSE recursos PGN y propios del IPSE

MARCO REGULATORIO SECTOR ELÉCTRICO

MERCADO MAYORISTA

PROPUESTA DE CREACIÓN DE LOS CONTRATOS VIRTUALES

Mediante las Resoluciones 007 y 055 de 2004 se sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados una propuesta regulatoria sobre las características y el funcionamiento de un mecanismo de contratación de largo plazo, con contratos estandarizados y anónimos, utilizando instrumentos financieros, futuros y opciones, en el Mercado Energía de Energía Mayorista. Se organizaron varios talleres de discusión con la industria, se divulgó la propuesta en varios foros y se consultó la opinión de expertos internacionales. La implementación de un mercado de opciones y futuros para el sector eléctrico tiene por objeto contar con un mecanismo eficiente de formación de precios, e incrementar la liquidez y transparencia del mercado.

El Sistema Electrónico de Contratos - SEC tiene como objetivos:

- Brindar al mercado un mecanismo eficiente de formación de precios
- Incrementar la liquidez
- Introducir el uso de derivados financieros estándar en el mercado de energía colombiano
- Evitar la discriminación entre agentes del mercado
- Reducir costos de transacción
- Incrementar la confianza en el precio del mercado
- Proveer al mercado con información de precios futuros, la cual es fundamental como señal de expansión

Este Sistema Electrónico de Contratos consiste en:

- Transacciones anónimas mediante una plataforma computacional orientada a Internet
- Estandarización de contratos
- Establecimiento de reglas de diseño que minimicen el riesgo de crédito

Durante el segundo semestre de 2004 se expidió por parte de la CREG una segunda Resolución de consulta sobre el tema. De igual manera se contrató la asesoría de dos expertos internacionales para que emitieran un concepto técnico sobre el SEC.

Por su parte ISA, en su calidad de administrador del SEC, ha adelantado el desarrollo de la plataforma computacional, la cual ha sido sometida a comentarios de los agentes del mercado.

PROPUESTA PARA DETERMINAR EL NUEVO CARGO POR CAPACIDAD

De conformidad con las disposiciones contenidas en la Ley 143 de 1994, la CREG en 1996 estableció el Cargo por Capacidad en el Mercado de Energía Mayorista, el cual a su vencimiento en el 2006 habrá distribuido a los generadores que brindan confiabilidad al sistema un monto aproximado de US$5.000 millones.

VALOR A DISTRIBUIR POR CONCEPTO DE CARGO POR CAPACIDAD
DÓLARES CORRIENTES



Valor a distribuir –VD- por concepto de Cargo por Capacidad
Fuente: ISA - Gerencia Administración y Operación del Mercado
Cálculos CREG

NUEVA PROPUESTA DE CARGO POR CAPACIDAD

Durante el segundo semestre de 2004, la CREG puso a discusión de los agentes del mercado y terceros interesados, la nueva propuesta de Cargo por Capacidad denominado Cargo por Confiabilidad. La propuesta tiene por objeto introducir elementos de mercado dentro de la asignación del cargo, logrando un proceso mucho más eficiente y transparente tanto para el usuario como para los generadores.

La propuesta de Cargo por Confiabilidad tiene las siguientes características generales:

- Determinación del valor de agua realizada por parte de los generadores hidráulicos
- El generador que es remunerado mediante cargo por confiabilidad, garantiza la energía firme y un precio máximo en el mercado horario (bolsa)
- Remuneración explícita de potencia y energía firme
- Introducción de un mecanismo de subasta para la asignación de la potencia firme
- Implementación de un mercado secundario de cargo por confiabilidad al cual pueden acudir aquellos generadores que tienen excedentes de potencia y energía firme

Dentro de la propuesta de Cargo por Confiabilidad se propone la implementación de un modelo de asignación del cargo, el cual será de conocimiento de todos los agentes y permitirá hacer uso de las últimas tecnologías computacionales existentes, con lo que se plantea reemplazar el modelo existente que tiene más de veinte años de haber sido desarrollado.

El proceso de simulación tendrá como objetivo minimizar el costo de operación del sistema, simulando un despacho ideal bajo condiciones de hidrología crítica.

Por su parte, el mecanismo de subastas para asignar el pago de la potencia permitirá valorar este recurso de acuerdo con las necesidades de expansión que tenga el sistema en el momento en que se ejecute la subasta.

COMPLEMENTACIÓN DE LA ARMONIZACIÓN DE MARCOS REGULATORIOS ENTRE PAÍSES PARA CONTAR CON TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

Se mantuvo un trabajo permanente con los reguladores de la Comunidad Andina dentro del Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores - GTOR conformado para este efecto. Así mismo se inició el trabajo de armonización regulatoria con Panamá, dirigida a que en el mediano plazo se logre la integración entre Centro América y la CAN.

Se desarrollaron y ejecutaron cronogramas de trabajo conjuntos para el desarrollo de temas que permitan la expedición de la reglamentación complementaria de las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIES.

Se adoptó el reglamento de transacciones entre Ecuador y Perú que permitirá que muy pronto las transacciones se realicen entre más de dos países. Para este efecto se avanzó en la armonización de la reglamentación entre Colombia-Ecuador-Perú. Se han realizado los análisis del caso y se ha elaborado una propuesta, actualmente en discusión por parte del grupo, para la implementación de TIES mediante contratos financieros de largo plazo, haciendo uso de una metodología de derechos financieros de transmisión. Se han realizado análisis permanentes de las transacciones internacionales de electricidad con Ecuador, lo cual ha permitido constatar la eficiencia del mecanismo implementado, dada la alta utilización de los enlaces internacionales, cercana al 100%, y los volúmenes de energía exportados.

OFERTA DE PRECIOS EN BOLSA DE ENERGÍA DE ENLACES INTERNACIONALES QUE NO SON PARTE DE UN MERCADO REGULATORIAMENTE INTEGRADO

Mediante la Resolución CREG 023 de 2005 se modificaron las condiciones de oferta de precios en la Bolsa de Energía, al establecer que los enlaces internacionales que participen en el Mercado de Energía Mayorista podrán hacer ofertas horarias de precio.

En general, de conformidad con la Resolución CREG 026 de 2001, para el Despacho Económico Horario, las empresas generadoras deben informar diariamente al CND antes de las 08:00 horas, una única oferta de precio para las 24 horas (expresada en valores enteros de $/MWh) por cada recurso de generación.

Se ha exceptuado de esta condición la oferta de los enlaces internacionales que no son parte de un mercado regulatoriamente integrado, tendiendo en cuenta que la formación de precios de oferta de un sistema internacional, se hace de forma horaria y ello justifica su presentación en la misma forma.

TRATAMIENTO DE ÁREAS ELÉCTRICAMENTE DEFICITARIAS

A través de la Resolución CREG 003 de 2005 se puso en consideración de los usuarios, agentes y terceros interesados, una propuesta para modificar y adicionar los Artículos 1 y 12 de la Resolución CREG 119 de 1998, con el fin de determinar el tratamiento regulatorio de una situación de emergencia suscitada por el déficit de electricidad que puede presentar un área del SIN, permitiendo participar transitoriamente en el mercado mayorista de electricidad a agentes no vinculados al SIN en condiciones económicas que incentiven dicha participación.

FLUJO DE POTENCIA REACTIVA

Mediante la Resolución CREG 018 de 2005 se dispuso poner en consideración de los usuarios, agentes y terceros interesados, una propuesta que desarrolló la Comisión a partir de análisis internos y de estudios efectuados, para reglamentar la gestión del Flujo de Potencia Reactiva. En esta resolución se definen las obligaciones y responsabilidades de los agentes del SIN en la prestación de este servicio.

EXPECTATIVAS DE AVANCE PARA EL PRIMER SEMESTRE DE 2005

En cuanto al Mercado de Energía Mayorista, durante el primer semestre se espera:

- Expedir la Resolución definitiva sobre el Sistema Electrónico de Contratación –SEC- con el fin de proceder a su entrada en operación.
- Finalizar el proceso de armonización regulatoria con Perú-Ecuador y la implementación del mecanismo de despacho coordinado ente los tres países.
- Implementar las TIES mediante contratos de largo plazo.

TRANSMISIÓN

Mediante la Resolución CREG 007 de 2005 se publicaron las bases sobre las cuales se establecerán las fórmulas tarifarias para el próximo período de remuneración de la transmisión, incluyendo un aparte relacionado con la conexión de generadores al STN. En este análisis se identificaron varios aspectos que deberán ser objeto de estudio durante el año 2005: remuneración de costos de administración, operación y mantenimiento, valoración de unidades constructivas e identificación, tasa de retorno aplicable a la actividad y conexiones profundas y superficiales.

Se elaboró el estudio para estimar las mejoras en productividad de las empresas dedicadas a la actividad de transmisión. El informe final se recibió a finales de 2004 y se publicó en la página Web para comentarios.

Se ha realizado seguimiento continuo de las convocatorias para suplir necesidades del STN. En el mes de noviembre de 2004 entraron en operación los proyectos de compensación capacitiva adjudicados mediante convocatorias públicas: 60 MVAr en la subestación Belén en Cúcuta (Resolución CREG 119 de 2003) y 75 MVAr en la subestación Noroeste en Bogotá (Resoluciones CREG 118 de 2003 y 015 de 2004).

Adicionalmente, en el mes de octubre de 2004 entró en operación el tercer circuito Sabanalarga – Fundación construido por Transelca de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 de la Resolución CREG 022 de 2001 para ampliación de instalaciones existentes del STN.

DISTRIBUCIÓN

Mediante las Resoluciones CREG 053, 065, 070 de 2004 y 005 de 2005, se ajustaron las tarifas para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica desarrollada por la EPSA, CODENSA, EADE y ELECTROHUILA respectivamente, como resultado de la revisión de tarifas solicitada por dichas empresas. Se consolida asi el esquema de remuneración que garantiza la sostenibilidad y viabilidad financiera de las empresas, en condiciones de eficiencia y calidad.

Se adelantaron estudios que sirven de base para la expedición de las normas sobre calidad del servicio de energía eléctrica que deben recibir los usuarios. A través de las Resoluciones CREG 052 y 083 de 2004, se puso a consideración de los agentes y terceros interesados la metodología para el cálculo de los indicadores de calidad del servicio (duración y frecuencia de las interrupciones) y la propuesta regulatoria sobre las características e indicadores de la calidad de la potencia eléctrica respectivamente. Las propuestas contienen los elementos que, sobre regulación de la calidad del servicio, son necesarios para garantizar que los usuarios cuenten con una calidad apropiada y concordante con las tarifas que pagan por el servicio.

Por otra parte, la Resolución CREG 084 de 2004 estableció las precisiones y aclaraciones de las reglas contenidas en la Resolución CREG 122 de 2003 para clasificar y registrar una frontera embebida. Lo anterior permite que, en los casos en que un Operador de Red no pueda atender la demanda de un usuario determinado ya sea por razones técnicas de sus redes o por las altas inversiones requeridas, este usuario pueda obtener el servicio de energía eléctrica a través de los activos eléctricos de propiedad de un usuario no regulado que así se lo permita. Se logra con esto aprovechar la infraestructura de este último en beneficio de usuarios a quienes atenderlos desde la red de uso de un operador de red, redundaría en inversiones ineficientes. Las aclaraciones contenidas en esta resolución también permiten flexibilizar y dinamizar la comercialización de energía eléctrica para estos usuarios.

COMERCIALIZACIÓN AL USUARIO FINAL

REMUNERACIÓN A LA COMERCIALIZACIÓN

Con el fin de establecer la remuneración a la actividad de comercialización, durante el 2004 la CREG adelantó un estudio con la firma *USAene*, el cual fue publicado para comentarios mediante Circulares 032 y 034 de diciembre de 2004. Este estudio tenía como objetivo general el de identificar, analizar, y determinar los costos eficientes asociados con cada uno de los procesos que desarrolla una empresa de comercialización.

Este estudio da elementos para el desarrollo de las fórmulas tarifarias para remunerar la actividad de comercialización, sujeta a las nuevas condiciones establecidas en la Ley 812 de 2003 y sus decretos reglamentarios.

Para el primer semestre de 2005 la CREG, en el contexto del Decreto 2696 de 2004, espera aprobar una propuesta de remuneración de la actividad que será discutida en el ámbito de audiencias públicas de agentes y terceros interesados.

FÓRMULA TARIFARIA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

En cuanto a la formula tarifaria, el Comité de Expertos adelantó el estudio de los comentarios realizados a la Resolución CREG 047 de 2002, lo que permitió que se aprobara la Resolución CREG-019 de 2005, publicada en el Diario Oficial 45891 del 26 de abril de 2005. La Comisión adoptará la decisión definitiva transcurrido un término mínimo de cuatro meses, contados a partir de la publicación de la resolución mencionada.

Teniendo en cuanta lo aprobado en el Decreto 2696 de 2004, la CREG espera desarrollar las audiencias públicas, para lo cual remitirá a los gobernadores de los departamentos interconectados un documento sobre el alcance de la propuesta de la fórmula tarifaria, con el objeto de ser divulgado en su área de influencia.

REGLAMENTO DE COMERCIALIZACIÓN

La comercialización de electricidad es esencialmente un negocio de intermediación económica, similar a la comercialización de bienes y servicios que se producen en otros sectores económicos. Para este fin, el comercializador debe obtener y pagar por el suministro de la energía eléctrica y por los otros servicios necesarios para entregar la energía a sus clientes a través del SIN, y realizar el cobro y servicio al usuario final.

En el desarrollo de la comercialización se han evidenciado conflictos entre agentes, algunos relacionados con presuntos abusos de posición dominante, que obligan a la CREG a definir claramente algunos procedimientos como los pagos de parte del comercializador por cargos por uso de la red local.

De otra parte, la Ley 142 de 1994 da la posibilidad al usuario de cambiar de prestador del servicio; durante este proceso se ha evidenciado que existen dificultades para realizar eficientemente este cambio, en razón a la falta de procedimientos claros. Lo anterior exige a la CREG regular las relaciones existentes entre los comercializadores y los otros agentes de la cadena, en especial con el operador de red. Con el Reglamento de Comercialización, se pretende dar solución a diferentes conflictos que se han anotado entre los agentes de la cadena. La Resolución definitiva se aprobará en el segundo semestre del 2005.

MODIFICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG-108 DE 1997

La Resolución CREG-108 de 1997 señala los criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario. Durante los últimos siete años, tanto los tribunales administrativos como las altas cortes han desarrollado jurisprudencia sobre la relación empresa-usuario, lo que obliga a que la CREG revise la resolución mencionada.

Con el objetivo de modificar esta resolución, la CREG viene realizando un trabajo previo con la Superintendencia de Servicios Públicos para acoger la experiencia que ha tenido esta entidad en su relación con los usuarios del país. Así mismo, se ha solicitado tanto a las empresas como a los usuarios, presentar inquietudes y sugerencias de modificación. Se espera que en el segundo semestre de 2005 se logre redactar una versión definitiva para aprobación de la CREG.

SISTEMA PREPAGO

En concordancia con lo establecido en el Decreto 3735 de 2003, la CREG aprobó mediante Resolución 096 de 2004, disposiciones sobre el sistema de comercialización prepago, lo que permite implantar dicho esquema para los usuarios del servicio de energía eléctrica y gas combustible.

CÓDIGO DE MEDIDA

Como se señaló anteriormente, la Ley 142 de 1994 le dio la posibilidad al usuario de cambiar de comercializador de energía. Hoy, para poder trasladarse de prestador, el usuario debe comprar un equipo de medida especializado que tiene un costo superior a $3 millones. Teniendo en cuenta su función de promocionar la competencia, la CREG viene desarrollando una metodología que permitiría que los usuarios cambien de comercializador sin tener que remplazar su medidor.

La modificación del Código de Medida, que forma parte del Reglamento de Operación (Resolución CREG 025 de 1995), contiene una metodología para que el usuario puede cambiar de prestador sin ninguna barrera tecnológica.

PROPUESTA DE NUEVO MARCO REGULATORIO PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS

La propuesta para establecer el nuevo marco regulatorio presenta la metodología para la remuneración de las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en las ZNI, así como las fórmulas tarifarias para la prestación del servicio con soluciones colectivas e individuales.

La actual propuesta recoge los comentarios realizados a la Resolución CREG 093 de 2003, sometida a consulta de los agentes, usuarios y terceros interesados. Se plantean soluciones a los principales problemas identificados en el anterior periodo regulatorio, incluye incentivos para el uso de tecnologías renovables y para la actividad de comercialización, y presenta esquemas diferenciales de prestación del servicio siguiendo los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo. La propuesta además da los elementos económicos que permitan la conformación de empresas de servicios públicos con inversión privada en estas zonas, de tal forma que se garantice la calidad del servicio, se amplíen los horarios de prestación, se corrijan las deficiencias en la gestión de las empresas actuales y se modifique la intervención del Estado en las ZNI, la cual actualmente se dirige a la ejecución de obras públicas.

TEMAS COMPLEMENTARIOS

PROCESO DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA EN LA PROPIEDAD DE ISA

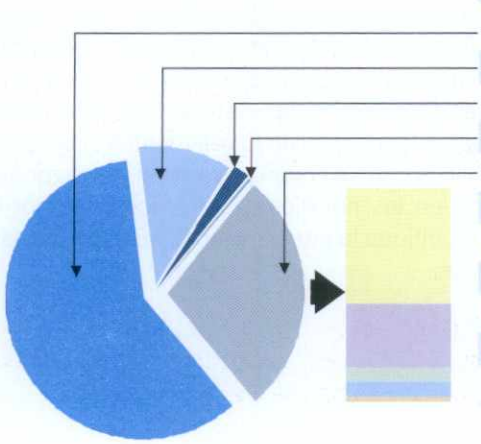
COMPORTAMIENTO DE LA ACCIÓN EN EL MERCADO DE CAPITALES

Por tercer año consecutivo, las acciones fueron la inversión más rentable en el país. La Bolsa de Valores de Colombia alcanzó 57 veces precios máximos históricos, medidos con el Índice General de la Bolsa de Colombia - IGBC (promedio de los precios de las acciones que más se negocian). El año terminó con una rentabilidad de 86,22%, la más alta en la historia de la Bolsa y la segunda mejor del mundo en el año. El precio de cierre al 31 de diciembre fue de $2.090 por acción, lo que supone una valorización del 109% y su valor intrínseco llegó a $2.766, 10,8% más que en el 2003.

Este desempeño incrementó el valor de la Compañía y la llevó a obtener, a 31 de diciembre de 2004, una capitalización bursátil de $2,007 millones aproximadamente.

Durante el 2004 se negociaron 184,2 millones de acciones, equivalentes al 70% del capital que la Empresa cotiza libremente en Bolsa (*free float*) y 5,6 veces el volumen transado en el 2003. Esto permitió alcanzar, por segundo año consecutivo, el primer lugar en el Índice Anual de Bursatilidad Accionaria -IBA dentro de la categoría de Alta Bursatilidad, lo que significa colocarse como la acción con mayor liquidez y negociabilidad en el mercado accionario.

COMPOSICIÓN ACCIONARIA DE ISA



Accionistas diciembre 31 de 2004	N° Acciones	%
La Nación	569.472.561	59,3
EPM	102.582.317	10,7
EEB	17.535.441	1,9
CHEC	1.460.366	0,1
Inversionistas Privados	**269.288.658**	**28,0**
P. Naturales	149.211.759	15,6
Institucionales	79.487.369	8,2
Jurídicos	18.154.605	1,9
Fondos de Inversión Extranjeros	18.152.265	1,9
ISA *ADR Program*	4.285.000	0,4
TOTAL	960.341.683	100,0

A 31 de diciembre de 2004, el número de accionistas se situó en 71.371 propietarios.

AVANCES SOBRE USO RACIONAL DE ENERGÍA - URE

EVENTOS ACADÉMICOS

En asocio con la Asociación Nacional de Empresarios - ANDI, la UPME realizó en octubre de 2004 el "Segundo encuentro nacional y primer encuentro internacional de URE", evento que contó con la participación de conferencistas de talla internacional y 250 asistentes.

En agosto de 2004, la UPME convocó a más de 300 agentes que intervienen en el diseño, mantenimiento e implementación de proyectos de alumbrado público, quienes debatieron sobre las principales variables que inciden en el tema.

PROGRAMA CONOCE

Como resultado de la participación de los agentes que intervienen en el tema de normalización y etiquetado de equipos de uso final de la energía, la UPME elaboró una propuesta de reglamento técnico, que se encuentra en etapa de análisis y discusión. De otra parte, en noviembre de 2004 se ratificaron seis normas de eficiencia energética que aplican a los temas de alumbrado público, lavadores de ropa, refrigeración comercial y gasodomésticos.

ETIQUETADO CAN

Como respuesta al interés internacional en el tema de etiquetado URE, la UPME inició un proyecto de asistencia técnica con el PNUD, el cual fue aprobado en noviembre de 2004. El proyecto tiene cobertura a nivel de la CAN, y a través del mismo se espera diseñar e implementar programas de etiquetado URE en las naciones que la conforman. Colombia, a través de la UPME, ejercerá la coordinación administrativa y técnica de este proyecto.

COMISIÓN INTERSECTORIAL CIURE

Como secretaria técnica de esta Comisión, la UPME ha venido apoyando al Ministerio de Minas y Energía en las labores referentes al funcionamiento de la Comisión Intersectorial de Uso Racional de Energía - CIURE. En el marco de esta Comisión se ha conformado un equipo de trabajo encargado del diseño del Programa Nacional de URE y Fuentes No Convencionales de Energía - PROURE, el cual será sometido a consideración de la CIURE.

PREMIO AL MÉRITO URE

En cumplimiento del Decreto 3683 de 2003, la UPME recibió en el mes de enero 10 inscripciones para optar por este reconocimiento en las categorías de industria, educación e investigación. Actualmente esta Unidad, en asocio con COLCIENCIAS, está desarrollando las evaluaciones correspondientes.

ESTUDIOS SECTORIALES

La UPME desarrolló el estudió "Diseño de la estrategia URE para la Industria Nacional", con la intención de generar alternativas e información que será puesta a consideración del grupo que actualmente elabora el PROURE.

De otra parte, en el 2004 la UPME realizó un estudio piloto de eficiencia energética en centros hospitalarios. Como resultado se cuenta con un manual metodológico que ilustra las acciones recomendadas para desarrollar actividades de URE en este tipo de centros. Actualmente este manual se encuentra en proceso de difusión.

En cuanto al sector transporte, en el primer semestre de 2005 la UPME realizó un estudio orientado a la determinación de alternativas de manejo de demanda de transporte para la ciudad de Bogotá, que impacte significativamente en el consumo de combustibles. Se espera continuar con la fase de diseño e implementación de las alternativas identificadas en forma aunada con las entidades Distritales de ingerencia en el tema.

FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA - FNCE

Actualmente la UPME trabaja para establecer condiciones para el adecuado desarrollo de las FNCE en cuanto a los siguientes temas:

- Prospección de los potenciales. Fue elaborado el documento Atlas de Radiación Solar 2005 con la participación de la UPME y el IDEAM, documento que se encuentra en edición. Actualmente estas dos entidades están ejecutando el proyecto para la realización del primer Atlas de Viento de Colombia que entrará en la fase final a finales del 2005. Durante el segundo semestre de 2005 se iniciará la realización de un primer Atlas de Hidroenergía.
- Definición de las referencias técnicas. Se está trabajando con el ICONTEC en la elaboración del proyecto de Norma Técnica Colombiana titulada "Aerogeneradores. Medida y evaluación de las características de la calidad de suministro de la turbina eólica conectada a la red"
- Formulación de un Plan Institucional de Desarrollo de las Fuentes No Convencionales de Energía en Colombia. Se continúa de acuerdo a las indicaciones del CIURE en la realización de los inventarios y recopilación de la información base para establecer un diagnóstico que soporte la formulación de este Plan. El grupo de trabajo en el que participan el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y el IPSE, están diseñando una primera versión de los términos de referencia.

GESTIÓN AMBIENTAL

La gestión en materia del medio ambiente viene siendo liderada por el Comité Ambiental y de Atención a Desastres del Ministerio de Minas y Energía, ente interlocutor tanto ante las autoridades nacionales del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, como ante las regionales. Al interior de la UPME se conformó el Comité Ambiental de la Unidad, entidad que opera como Coordinador Interinstitucional en el Comité Ambiental del Sector Eléctrico Colombiano - CASEC.

El Ministerio de Minas y Energía ha realizado el seguimiento del trámite de licenciamiento de proyectos neurálgicos para el país, como son los trasvases de los Ríos Guarinó y Manso a La Miel, proyectos estos de propiedad de ISAGEN.

De otra parte se realizó acompañamiento a los generadores de energía, para fundamentar ante el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial las razones por las cuales este sector de los servicios públicos debió excluirse explícitamente de la obligación del parágrafo único del artículo 43 de la Ley 99 de 1993. Sin perjuicio de que a la fecha no se hubiere expedido el correspondiente acto por diferencias relacionadas exclusivamente con la base gravable para el pago, este accionar coordinado tuvo como resultado una versión de decreto reglamentario del parágrafo único del artículo 43 de la Ley 99 de 1993, que clarifica esta situación para el sector de generación.

En ese mismo sentido, se defendió ante el Congreso de la República el régimen de las transferencias del Artículo 45 de la Ley 99 de 1993, especificando su monto, distribución y destinación, situación que permitió retirar algunos de estos proyectos, siempre con un llamado a la armonización y optimización de los instrumentos y recursos existentes.

En cuanto al tema de Contaminantes Orgánicos Persistentes, particularmente sobre los PCB´s en el Sector Energético, se adelantó una gestión ante el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial ante la necesidad de dar una señal adecuada al sector eléctrico frente a las actuaciones de las autoridades ambientales, especialmente las regionales, una vez se adelante el inventario de PCB´S en este sector.

Con referencia a la temática del Mecanismo de Desarrollo Limpio - MDL, la UPME calculó la "Línea Base para Proyectos de Generación de Pequeña Escala Interconectados a la Red", valor que fue acogido por Resolución del Ministerio de Minas y Energía y que ya ha sido utilizado por agentes privados para presentar proyectos de MDL, quienes esperan obtener beneficios económicos provenientes de la venta de Certificados de Reducción de Emisiones de gases de efecto invernadero. Sobre esta temática, la UPME realizó el primer Seminario Andino sobre MDL en Medellín, al cual asistieron invitados de países de la CAN, de la Comunidad Europea y de Japón.

Con la entrada en vigor del protocolo de Kioto el 16 de febrero de 2005, el MDL como herramienta para facilitar el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones de los países desarrollados signatarios del protocolo, ha cobrado mayor importancia haciendo una realidad el Mercado Internacional de Certificados de Reducción de Emisiones, mercado al que han aplicado un buen número de generadores colombianos, entre ellos Jepirachi, Amoyá, Agua Fresca – Aguas de la Cabaña, Santa Ana e INCAUCA. Como proyecto MDL en la industria, Gas Natural ESP, presentó un "Proyecto Sombrilla" en nueve empresas del altiplano Cundiboyacense.

ENERGÍA NUCLEAR

COOPERACIÓN TÉCNICA INTERNACIONAL

En el 2004, el Grupo de Asuntos Nucleares del Ministerio de Minas y Energía, Oficina Nacional de Enlace con el Organismo Internacional de Energía Atómica - OIEA, efectuó el proceso de monitoreo y seguimiento a la ejecución de los proyectos nacionales correspondientes al bienio 2003-2004, y a los proyectos regionales de cooperación (Programa ARCAL) vigentes.

De otra parte, en diciembre de 2004 el OIEA comunicó al país la aprobación de los siguientes proyectos, que harán parte del Programa Nacional de Cooperación Técnica Colombia-OIEA en aplicaciones pacíficas de la energía nuclear para el bienio 2005-2006:

- Adaptación de la tecnología nuclear como soporte al desminado humanitario en la República de Colombia
- Evaluación del Sistema Energético Colombiano en un contexto regional: Hacia la sustentabilidad energética considerando la integración regional con los países vecinos
- Implementación de la Terapia Intensa Modulada para el INC (Fase II)
- Fortalecimiento de la salud en Colombia mediante la introducción de nuevas técnicas en medicina nuclear (continuación)
- Aprovechamiento integral y seguro del reactor nuclear IAN-R1 (aprobado pero pendiente de financiación)

REGLAMENTACIÓN

En cumplimiento de la función de construcción de un marco regulatorio para el uso seguro de materiales radiactivos en Colombia, acorde con los compromisos adquiridos por el país como Estado Miembro del OIEA, durante el 2004 se expidieron las siguientes Resoluciones:

- 181289 de octubre 6 de 2004, que establece los requisitos para la obtención de la Licencia para la prestación de Servicios de Dosimetría Personal
- 181304 de octubre 8 de 2004, mediante la cual se reglamenta la expedición de la Licencia de Manejo de Materiales Radiactivos
- 181419 de noviembre 4 de 2004, la cual reglamenta la expedición de la Licencia de importación de materiales radiactivos
- 181475 de noviembre 12 de 2004, mediante la cual se expide el Reglamento sobre instalaciones nucleares
- 181478 de noviembre 12 de 2004, que reglamenta el procedimiento de inspecciones en las instalaciones donde se gestionan materiales radiactivos y nucleares.

Estas resoluciones establecen los requisitos y condiciones mínimas que deben cumplir y observar las personas naturales o jurídicas interesadas en realizar prácticas que involucren el uso de materiales radiactivos que causen exposición a las radiaciones ionizantes. Además, se participó en diversas reuniones, nacionales e internacionales, orientadas a la armonización y estructuración de un marco regulatorio coherente con el sistema internacional de seguridad impulsado por el OIEA; estas reuniones permitieron además la divulgación de la reglamentación expedida.

CONVENCIONES INTERNACIONALES EN MATERIA NUCLEAR

Durante el 2004 se adelantaron consultas acerca de la pertinacia técnica y jurídica, así como de las implicaciones en diferentes ámbitos que el Protocolo Adicional al Acuerdo de Salvaguardias pudiese tener, lo cual permitió continuar con los trámites necesarios para la suscripción y posterior aprobación de éste por parte del gobierno colombiano.

SECCIÓN D

Sector Gas

RESERVAS DE GAS NATURAL

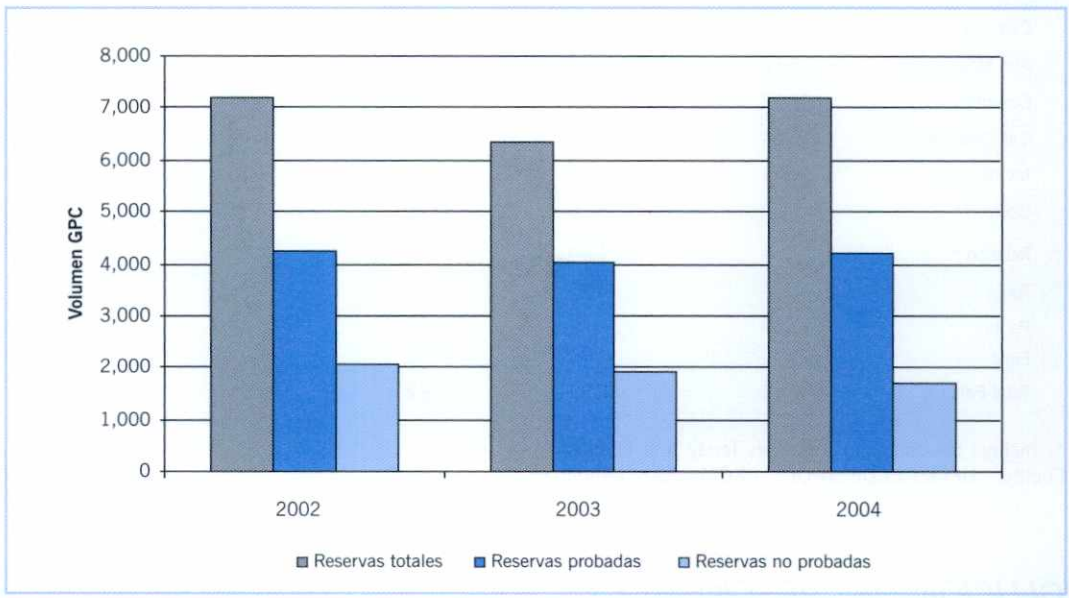
Las reservas probadas de gas natural a 31 de diciembre de 2004 alcanzaron los 4.186,9 GPC. Este es el volumen de gas que cuenta con esquemas ciertos de comercialización y que se utiliza en el cálculo del factor Reservas/ Producción (R/P) de gas natural, como un indicador del tiempo en que los productores pueden disponer libremente de sus reservas para proyectos de exportación sin que se comprometa el abastecimiento nacional.

De otra parte, también se cuenta con unas reservas no probadas de 1.709,6 GPC, las cuales no tienen definido un esquema de comercialización, y se ha proyectado que para la operación de los campos se requerirán reservas del orden de 1.315,7 GPC.

Según lo anterior, las reservas de gas totales del país son de 7.212,2 GPC.

La evolución de las Reservas se presenta en la siguiente gráfica.

RESERVAS DE GAS NATURAL



El factor R/P de referencia, determinado por el Ministerio de Minas y Energía a marzo 31 de 2005 de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 3428 de 2003, es de 14,94 años.

SUMINISTRO DE GAS NATURAL

Los principales campos que suministraron gas al país en el 2004 fueron Guajira y Cusiana con el 88,25% del total de la producción nacional. El suministro de gas natural correspondiente a los campos del Piedemonte y Llanos fue de 93 MPCD, 84% más que lo registrado en el 2003. Este crecimiento se debió al avance del montaje y puesta en operación de la Planta de Tratamiento de Gas Cusiana, que a diciembre de 2004 estaba operando con volúmenes superiores a los 80 MPCD.

La mayoría de los campos de gas asociado en el país presentaron pequeños incrementos en su producción, atribuidos a incrementos proporcionales en la producción de crudo estimulado por los precios internacionales del petróleo. Otros campos pequeños presentaron disminución en sus volúmenes de producción derivados de sus procesos naturales de declinación. Para el caso de la Guajira también se observó una reducción en su producción, atribuida a la declinación natural del campo.

	Suministro MPCD			Participación	
Campo	Ene-Dic 2004	Ene-Dic 2003	Variación	2004	2003
La Guajira	466,00	472,00	1,27	75,20%	80,22%
Payoa	15,28	13,80	10,72	2,46%	2,35%
Provincia	10,82	10,20	6,08	1,74%	1,73%
El Centro	5,91	5,83	1,37	0,95%	0,99%
Llanito	1,11	0,89	24,72	0,18%	0,15%
Cantagallo	1,89	1,68	12,50	0,30%	0,29%
Apiay	8,56	6,93	23,52	1,38%	1,18%
Güepajé	5,05	6,46	21,83	0,81%	1,10%
Río Ceibas	6,67	7,90	15,57	1,07%	1,34%
Cerrito 1	1,62	1,12	44,64	0,26%	0,19%
Alto Magdalena	0,16	-	-	0,03%	0,00%
Cusiana	81,13	43,28	87,45	13,06%	7,36%
Gas Casanare	0,44	0,42	4,76	0,07%	0,07%
Montañuelo	7,14	6,12	16,67	1,15%	1,04%
Opón	5,32	7,36	27,72	0,86%	1,25%
Palermo *	-	4,20	-	0,00%	0,71%
Toquí	-	0,20	-	0,00%	0,03%
Pauto	2,89	-	-	0,47%	0,00%
Piñal	0,11	-	-	0,02%	0,00%
Total País	**620,11**	**588,39**	**5,4**	**100,00%**	**100,00%**

*: Incluye los campos de Balcón Tenay San Francisco
Fuente: UPME, ECOPETROL, PROMIGAS y Minminas (Cálculos Minminas)

EVOLUCIÓN DEL PRECIO MÁXIMO REGULADO DE GAS NATURAL

El precio máximo regulado de gas natural presenta un comportamiento similar a la variación semestral del Fuel Oil de exportación de ECOPETROL, indexado a su vez con el del petróleo WTI, aún cuando no se ha visto afectado de manera significativa por los altos precios del petróleo, lo que ha contribuido a mantener el nivel de precios del Fuel Oil existente antes del fenómeno alcista.

Estos precios se han definido de acuerdo con la Resolución CREG 023 de 2000, que a su vez incorpora las metodologías presentadas en las Resoluciones 039 de 1975 y 061 de 1983 de la Comisión de Precios de Petróleo y Gas Natural.

Para Cusiana el precio se encuentra regulado por las Resoluciones CREG 018 y 050 de 2002.

En las siguientes tablas se presenta la evolución del precio máximo regulado de gas natural.

Precio Máximo Regulado de Gas Natural

(Resolución 039 de 1975)

Período		Precio Boca Pozo (US$/KPC)
10-Ago-99	09-Feb-00	0,76662
10-Feb-00	09-Ago-00	1,20688
10-Ago-00	09-Feb-01	1,34203
10-Feb-01	09-Ago-01	1,51315
10-Ago-01	09-Feb-02	1,16339
10-Feb-02	09-Ago-02	0,99913
10-Ago-02	09-Feb-03	1,30148
10-Feb-03	09-Ago-03	1,61040
10-Ago-03	09-Feb-04	1,47188
10-Feb-04	09-Ago-04	1,5206
10-Ago-04	09-Feb-05	1,5022
10-Feb-05	09-Ago-05	1,56708

Fuente: UPME

Precio Máximo Regulado de Gas Natural

(Resolución 061 de 1983)

Período		Gas Natural No Asociado CN y VMM (US$/MBTU)	Gas Natural No Asociado RO y CA (US$/MBTU)
Jul-99	Dic-99	0,800	0,884
Ene-00	Jun-00	1,348	1,490
Jul-00	Dic-00	1,591	1,759
Ene-01	Jun-01	1,800	1,991
Jul-01	Dic-01	1,442	1,595
Ene-02	Jun-02	1,227	1,357
Jul-02	Dic-02	1,400	1,549
Ene-03	Jun-03	1,790	1,981
Jul-03	Dic-03	1,800	1,993
Ene-04	Jun-04	1,866	2,065
Jul-04	Dic-04	1,745	1,931
Ene-05	Jun-05	1,868	2,067

CN: Costa Norte. VMM: Valle Medio del Magdalena. RO: Región Oriental. CA: Costa Afuera
Fuente: ECOPETROL - Abril de 2004

TRANSPORTE DE GAS NATURAL

SISTEMA DE TRANSPORTE DE LA COSTA – PROMIGAS S.A E.S.P.

DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Entre las obras de infraestructura adelantadas, cabe mencionar la construcción de dos cruces subfluviales para proteger el gasoducto de los efectos de la erosión y aumentar los niveles de seguridad en el transporte de gas natural.

El primero se construyó en el sector del Canal del Dique del tramo del gasoducto Cartagena-Jobo, a 14,5 km del pueblo de Gambote, mediante la técnica de perforación horizontal dirigida.

El segundo corresponde al cruce subfluvial del río Guachaca, realizado mediante el método de zanjado a cielo abierto. Este reemplazó el cruce construido en 1996 en el gasoducto principal y el loop "La Mami-Bureche", cuyas tuberías se destaparon por la erosión presentada en la margen derecha de este río ubicado en el departamento del Magdalena.

Por otra parte, en desarrollo del proyecto de monitoreo remoto de las válvulas de seccionamiento del gasoducto troncal y de la red de distribución de Barranquilla desde el Centro Principal de Control, se integraron al sistema 13 válvulas adicionales a las 31 conectadas en 2004. Los beneficios de este proyecto se reflejan en una mayor confiabilidad para los clientes y la optimización del control sobre la operación del gasoducto.

En cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo del gasoducto troncal Ballena-Jobo previsto para el periodo 2002-2006, se han optimizado un total de 158.729 metros de recubrimiento, de los cuales 73.502 corresponden al troncal Ballena-Cartagena y 85.227 al troncal Mamonal-Jobo.

También se culminaron dos proyectos de sistemas de información que incidirán favorablemente en la eficiencia y en los resultados de PROMIGAS, debido a la optimización de recursos y a la agilidad en la toma de decisiones operativas. Estos sistemas fueron el software de nominaciones NTGas de tecnología web de punta, que reemplaza la aplicación GTS, y la herramienta Sicogas que permite controlar la operación del gasoducto en tiempo real.

PLAN DE INVERSIONES 2004-2005

Durante el 2004 se ejecutaron en el Sistema de Transporte de la Costa Atlántica inversiones por un total de $32.231 millones y para el año 2005 se ha presupuestado un total de $45.020 millones, discriminados en diferentes conceptos, según se presenta en la siguiente tabla:

Inversiones Promigas 2004 – 2005
Pesos

Concepto	2004 ejecutado	2005 presupuestado
Gasoductos	29.483.539.000	30.147.737.000
Equipos de sistemas	1.486.074.000	2.951.611.000
Otras inversiones	968.488.000	6.251.404.000
Adecuaciones	293.360.000	5.669.456.000
Total	32.231.461.000	45.020.208.000

Fuente: PROMIGAS S.A. E.S.P – Abril de 2005

ACCIONES EJECUTADAS EN MATERIA DE PROTECCIÓN Y MEDIO AMBIENTE

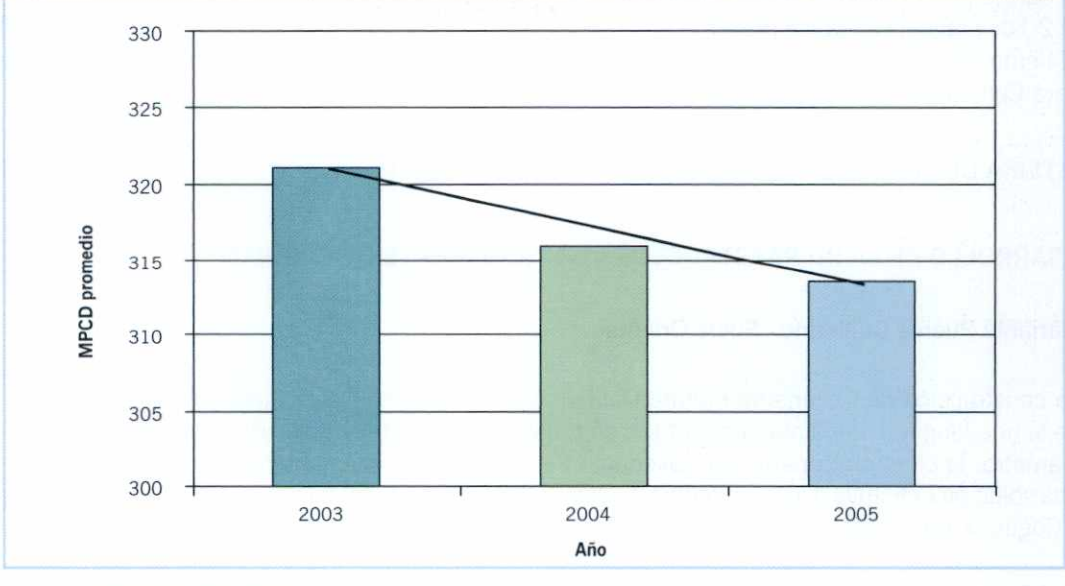
Con miras a obtener la certificación en el sistema de gestión ambiental bajo la norma NTC ISO 14001, PROMIGAS adelanta acciones orientadas al mejoramiento de las condiciones ambientales de los procesos que realiza, con un claro objetivo de asegurar y fortalecer la prevención de la contaminación ambiental y el respeto por el medio ambiente.

De otra parte, el Programa de Educación Comunitaria cuyo objetivo principal es reducir el nivel de riesgo tecnológico y social sobre la infraestructura de los gasoductos a causa de la interacción entre la operación y las actividades de la población en su área de influencia, estuvo dirigido durante el 2004 a fortalecer las capacidades de liderazgo y organización de los participantes en las jornadas educativas realizadas en períodos anteriores, y específicamente en los sitios de mayor densidad poblacional como son las zonas urbanas de Riohacha, Santa Marta, Barranquilla, Cartagena y Montería.

VOLÚMENES TRANSPORTADOS Y FACTURADOS

Durante el 2004 PROMIGAS reportó un volumen promedio de gas natural entregado a través del Sistema de la Costa Atlántica de 316 MPCD, lo que representó una reducción equivalente al 1,6%, ya que en el 2003 ascendió a 321,1 MPCD. Durante el primer trimestre del año 2005 la tendencia se mantuvo con un promedio de 313,5 MPCD, lo que representa una disminución de 0,8% con respecto al promedio del volumen diario entregado durante el año anterior.

VOLÚMENES TRANSPORTADOS POR PROMIGÁS



Fuente: PROMIGAS S.A. E.S.P

El gas transportado por PROMIGÁS se ha distribuido en los siguientes departamentos:

Departamento	2004 (%)	2005 (%)
Atlántico	60,2	62,5
Bolívar	22,1	24,0
Guajira	7,1	3,0
Córdoba y Sucre	9,2	9,0
Magdalena	1,4	1,5
Total	**100**	**100**

NÚMERO DE ATENTADOS A LA INFRAESTRUCTURA

- El 22 de febrero de 2004 se registró un atentado en el gasoducto Corozal – San Juan. El tiempo de interrupción del servicio fue de 40 horas y 16 minutos. Se afectaron los municipios de Oveja, el Carmen de Bolívar y San Juan Nepomuceno.
- El 24 de mayo de 2004 el gasoducto Corozal – San Juan sufrió nuevamente un atentado. El tiempo de interrupción del servicio fue de 85 horas; se afectaron los municipios de Oveja, San Jacinto, el Carmen de Bolívar y San Juan Nepomuceno.
- El 8 de agosto de 2004 se presentó nuevamente un atentado en el gasoducto Corozal – San Juan. El tiempo de interrupción del servicio fue de 100 horas afectando a los municipios de Oveja, San Jacinto, el Carmen de Bolívar y San Juan Nepomuceno.
- El 20 de mayo de 2005 se presentó rotura por atentado en el kilómetro 26 del gasoducto Termoflores. El tiempo de interrupción del servicio fue de 14 horas 18 minutos. Se afectó el suministro del servicio para Cementos Turbina, Cartón Molino, Cartón Turbina, Corelca y Termoflores 1, 2 y 3.

SISTEMA DE TRANSPORTE DEL INTERIOR - ECOGÁS E.S.P.

DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

- **Variante Puente Guillermo - Sucre Oriental**

La construcción de la variante Puente Guillermo (Puente Nacional) – Sucre Oriental (Chiquinquirá), tiene una longitud aproximada de 34 km en tubería de acero al carbón API-5L, Grado X-65 de 20" de diámetro, la cual forma parte del Gasoducto Centro Oriente. Esta construcción se llevó a cabo como una solución definitiva a los problemas de desestabilización geológica presentes en el tramo La Belleza – Cogua, a través del cual se lleva el 85% del gas que va a la ciudad de Bogotá.

La construcción de este proyecto involucró los típicos procedimientos y equipos utilizados para la construcción de gasoductos, y comprendió adecuación de caminos de acceso, adecuación del derecho de vía, transporte y tendido de la tubería, doblado, alineación y soldadura, revestimiento de juntas y protección de la tubería, apertura de la zanja, bajado y tapado de la tubería, prueba hidrostática y reconformación del terreno. El costo de este proyecto fue de aproximadamente $27.000 millones.

- **Adecuación Estación Vasconia**

  Se instaló un analizador de CO_2 a la salida de la Estación de Raspadores, para monitorear el volumen de gas Cusiana que hace parte de la mezcla. Con este control se busca maximizar el volumen del gas Cusiana que, mezclado con el gas Guajira, cumpla con las condiciones pactadas aguas abajo del nodo Vasconia. El costo de este proyecto fue de $719.714.000.

  Dentro del costo de los dos proyectos citados anteriormente, se incluye el costo de la tubería propiedad de ECOGAS que existía en bodega y que fue suministrada al contratista.

PLAN DE INVERSIONES 2004-2005 PRESUPUESTADO Y EJECUTADO DE 2004

Durante el 2004 ECOGAS realizó inversiones en el Sistema de Transporte del Interior por más de $13.600 millones que se destinaron a distintas actividades relacionadas con la construcción de gasoductos, obras en gasoductos, equipos, cuota de fomento e investigación y desarrollo.

ECOGAS – PLAN DE INVERSIONES 2004-2005
CIFRAS EN PESOS

Concepto	Presupuesto Ejecutado 2004	Presupuesto Aprobado 2005
Construcción Gasoductos	10.217.481.000	645.217.000
Obras en Gasoductos	2.392.164.000	10.583.133.000
Equipamento	733.294.000	5.474.350.000
Inversión Cuota de Fomento	261.341.000	2.578.665.000
Investigación y Desarrollo	69.968.000	0
Total	**13.674.248.000**	**19.281.365.000**

Fuente: ECOGAS – Abril de 2005

ACCIONES EJECUTADAS EN MATERIA DE PROTECCIÓN Y MEDIO AMBIENTE

ECOGÁS adelanta acciones ambientales entre las cuales se destacan los programas de recuperación y conservación, programas de gestión social y programas de seguimiento y control.

PLAN DE EXPANSIÓN EN INFRAESTRUCTURA

A mediano plazo se hace necesario aumentar la capacidad de transporte, por cuanto la curva de demanda de gas se mantiene creciente. Por esta razón, se presentan dos situaciones que la empresa espera abordar en el futuro:

Para octubre de 2006 se planea trasladar algunas unidades de las estaciones colocadas en el tramo Ballena – Vasconia e instalarlas en el tramo Cusiana – el Porvenir, posiblemente en el punto Miraflores, manteniendo la misma potencia instalada de 25.015 HP, con lo cual se aumenta la capacidad de transporte del sistema, a saber:

Desde Guajira	146 MPCD
Desde Cusiana	184 MPCD
Otros puntos	35 MPCD
Total	**365 MPCD**

Con el fin de optimizar el sistema, para el 2007 se planea aumentar la capacidad de las compresoras a 30.575 HP, redistribuyendo las diferentes unidades compresoras para llegar a una capacidad total de:

Desde Guajira	172 MPCD
Desde Cusiana	184 MPCD
Otros puntos	35 MPCD
Total	**391 MPCD**

VOLÚMENES TRANSPORTADOS Y FACTURADOS DE GAS 2004 Y 2005 A LA FECHA

- **Volúmenes Transportados**

  Durante el 2004 ECOGÁS transportó un promedio de 249 MPCD. Para el primer semestre del 2005 se han transportado en promedio 265 MPCD, lo que se traduce en un incremento del 7% frente al año anterior.

  Se recibió gas de los campos Ballena, Montañuelo, Cusiana (llanos), Apiay, Morichal, Río Ceibas y Cusiana para el interior. La participación porcentual de cada uno de los campos en el total de gas recibido para cada período se muestra en la siguiente tabla:

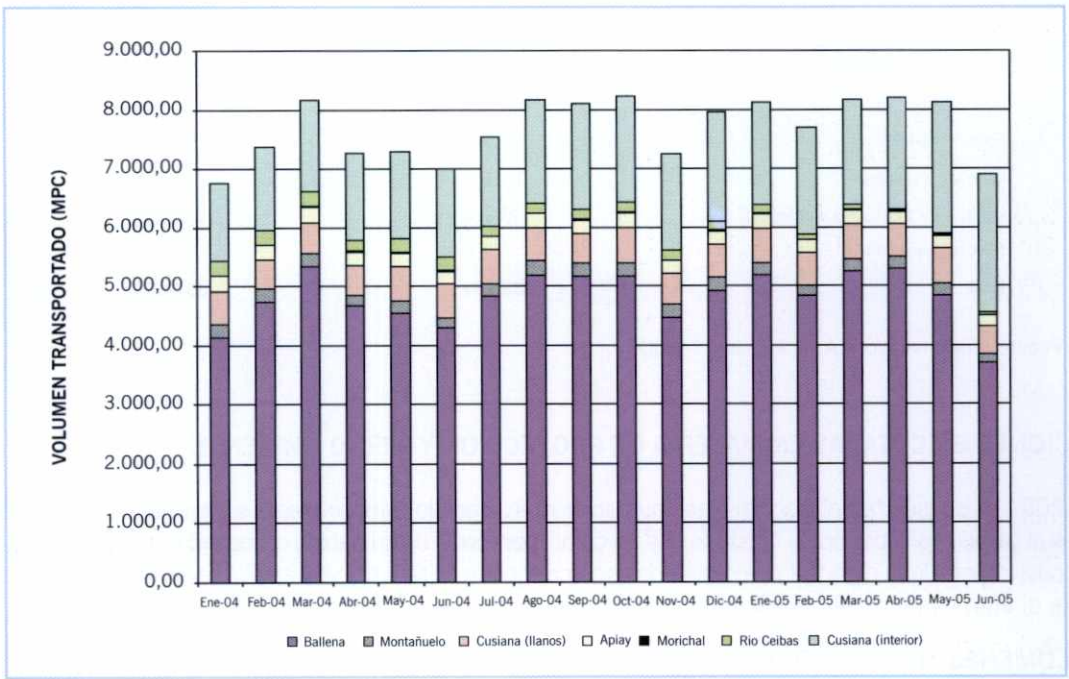
RECIBOS DE GAS
2004 - 2005

Campo	2004	2005
Ballena	63,0%	61,0%
Montañuelo	3,0%	2,0%
Cusiana (Llanos)	7,0%	7,0%
Apiay	3,0%	3,0%
Morichal	0,2%	0,13%
Río Ceibas	3,0%	1,0%
Cusiana (interior)	21,0%	26,0%

Fuente: ECOGAS

Para el 2005 se observa un incremento del 24% en la participación del gas de Cusiana hacia el interior. La participación de los demás campos se mantiene en proporciones similares.

PARTICIPACIÓN DE LOS CAMPOS EN LOS RECIBOS DE GAS



Fuente: ECOGAS

INFORMACIÓN SOBRE ATENTADOS A LA INFRAESTRUCTURA

El 19 de febrero de 2005 resultó afectado el tramo 512+700 del gasoducto Centroriente en el cruce de la quebrada Yacó. Se afectó la población de Natagaima y el tiempo de restricción del servicio fue de 11 horas.

SISTEMA DE TRANSPORTE DEL INTERIOR - TRANSMETANO S.A. E.S.P.

DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL

En mayo del 2004 se finalizó la construcción de una válvula de seccionamiento del gasoducto Sebastopol - Medellín localizada en el kilómetro 134 del gasoducto. La instalación de esta válvula se realizó para mejorar la utilización del empaquetamiento del gasoducto en caso de emergencia, y para facilitar la construcción de un ramal para atender la zona de Barbosa. Las obras se realizaron utilizando métodos de trabajo que permitieron tener la línea en operación y se cumplió con el cronograma y presupuesto establecido.

PLAN DE INVERSIONES

Siguiendo el plan de inversiones establecido por la CREG para la estructuración tarifaria del gasoducto Sebastopol - Medellín, las inversiones realizadas para el periodo 2001-2004 y el presupuesto para el año 2005 se resumen así:

TRANSMETANO – PLAN DE INVERSIONES 2004-2005
CIFRAS EN DÓLARES

Concepto	2004 Ejecutado	2005 Presupuestado
Gasoductos	207.027	0
Sistema SCADA	3.649	19.164
Muebles y enseres	18.340	15.275
Equipos de transporte y operación	59.616	55.306
Telecomunicaciones	0	0
Total	**288.632**	**89.745**

Fuente: Transmetano S.A. E.S.P. abril - 2005

ACCIONES EJECUTADAS EN MATERIA DE PROTECCIÓN Y MEDIO AMBIENTE

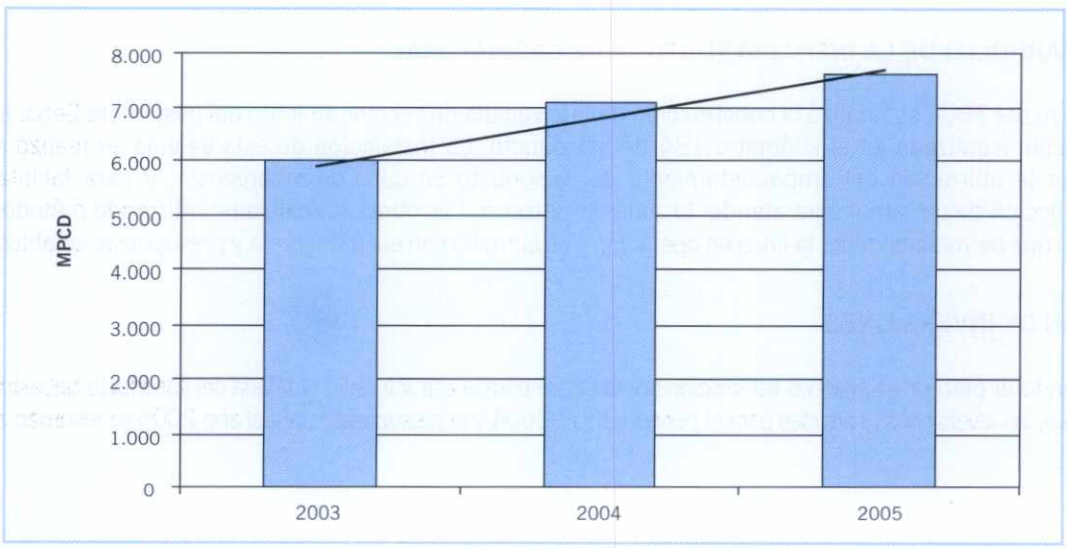
En el 2004 se consolidaron procesos que favorecieron el desarrollo humano integral sostenible de las comunidades vecinas al gasoducto Sebastopol – Medellín. Es así como por medio de un trabajo concertado con las comunidades, a partir del respeto de su dignidad y promoviéndolos como agentes de su propio desarrollo, se ejecutaron 31 proyectos durante el año, logrando el beneficio de 12.646 personas.

VOLÚMENES TRANSPORTADOS POR EL SISTEMA

El volumen de gas transportado por el gasoducto Sebastopol – Medellín continuó presentando por séptimo año consecutivo importantes incrementos debido a la conexión continua de nuevos usuarios en el Valle de Aburrá, quienes han seleccionado la utilización del gas natural como combustible, llegando así a más de 140.000 usuarios.

En la siguiente gráfica se observa la evolución del volumen anual transportado por el gasoducto Sebastopol – Medellín en los últimos dos años y el volumen estimado a transportar en el 2005.

VOLÚMENES TRANSPORTADOS POR TRANSMETANO



Fuente: Transmetano S.A. E.S.P.

Durante el 2004 se registró un volumen total transportado por el gasoducto de 7.073 MPC, que equivalen a una demanda promedio de 19,3 MPCD, con una demanda máxima diaria de 23,7 MPCD registrada el 27 de octubre del 2004. Las anteriores cifras implicaron un crecimiento del volumen transportado del 18% con respecto al 2003 y un cumplimiento del 87% sobre las proyecciones previstas para el 2004 por el distribuidor. El volumen transportado se destinó en un 14% para el consumo residencial, un 3% para el consumo comercial, un 72% para el consumo industrial y un 11% para GNV.

Se estima que durante el 2005 el gasoducto Sebastopol – Medellín transporte 7.613 MPC, que equivalen a una demanda promedio de 20,9 MPCD e implica un crecimiento del 8% con respecto al 2004. Estas proyecciones están elaboradas suponiendo que se presente una disponibilidad del 100% para el gasoducto y una tendencia creciente en las conexiones de los usuarios. Se calcula que del gas transportado, se utilice un 17% en el sector residencial, un 4% en el sector comercial, un 66% en el sector industrial y un 13% en GNV.

SISTEMA DE TRANSPORTE DEL INTERIOR - TRANSCOGÁS S.A. E.S.P.

DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

INFRAESTRUCTURA
CIFRAS EN DÓLARES

Tramos	2004	2005
Cota - Calle 80	3.700.515,85	
Calle 80 - La Ramada	1.956.607,77	
La Ramada - Río Bogotá	985.525,69	
La Ramada - Mosquera	4.626.543,16	
Briceño - Leona	883.295,88	
Ceramita - Sopó	664.976,59	
Estación de Sopó	27.962,83	
Estación de Funza	50.712,48	
Estación de Mosquera	50.712,48	
Mosquera - Madrid		1.291.336,12
Leona - Tocancipá		575.107,86
Derivación Funza		2.159,32
Derivación Mosquera		5.526,74
Derivación Madrid		5.872,36
Derivación Briceño		3.454,08
Derivación Sopó		3.416,95
Estación de Briceño		27.962,83
Estación de Madrid		27.962,83
Total	**12.948.856,73**	**1.942.799,09**

Nota: Infraestructura desarrollada para los años 2004-2005
Fuente: Transcogás S.A. ESP - Resolución CREG 043 de 2002

PLAN DE INVERSIONES

PRESUPUESTADO
CIFRAS EN DÓLARES

Tramos	2004	2005
Cota - Calle 80	3.519.475,45	
La Ramada - Mosquera	969.808,00	
Calle 80 - La Ramada	1.590.232,00	
La Ramada - Mosquera	1.891.126,00	
Ceramita - Sopó	738.468,00	
Briceño - Leona	727.244,21	
La Ramada - Rio Bogotá	691.613,38	
Estación de Sopó	26.810,47	
Estación de Funza	26.810,47	
Estación de Mosquera	49.154,94	
Derivación Funza		68.164,69
Derivación Sopó		134.848,34
Derivación Madrid		102.248,06
Mosquera - Madrid		2.113.858,68
Derivación Mosquera		102.248,06
Derivación Facatativá		204.495,09
Dervación Briceño		51.124,03
Cajicá - Tabio		1.994.629,00
Madrid - Facatativá		2.503.700,13
El Corzo - Bojacá		918.818,63
Estación Rio Bogotá		489.669,96
Estación de Briceño		27.589,16
Estación de Madrid		27.589,16
Estación de Bojacá		27.589,16
Estación de Tenjo		27.589,16
TOTAL	**10.230.742,92**	**8.794.161,30**

Nota: Inversión presupuestada para los años 2004-2005
Fuente: Transcogás S.A. ESP - Resolución CREG 043 de 2002

EJECUTADO
CIFRAS EN DÓLARES

Tramos	2005
Mosquera - Madrid	1.291.336,12
Leona - Tocancipá	575.107,86
Derivación Funza	2.159,32
Derivación Mosquera	5.526,74
Derivación Madrid	5.872,36
Derivación Briceño	3.454,08
Derivación Sopó	3.416,95
Estación de Briceño	27.962,83
Estación de Madrid	27.962,83
Total	**1.942.799,09**

Nota: Inversión ejecutada para el primer semestre del año 2005
Fuente: Transcogás S.A. ESP - Resolución CREG 043/02

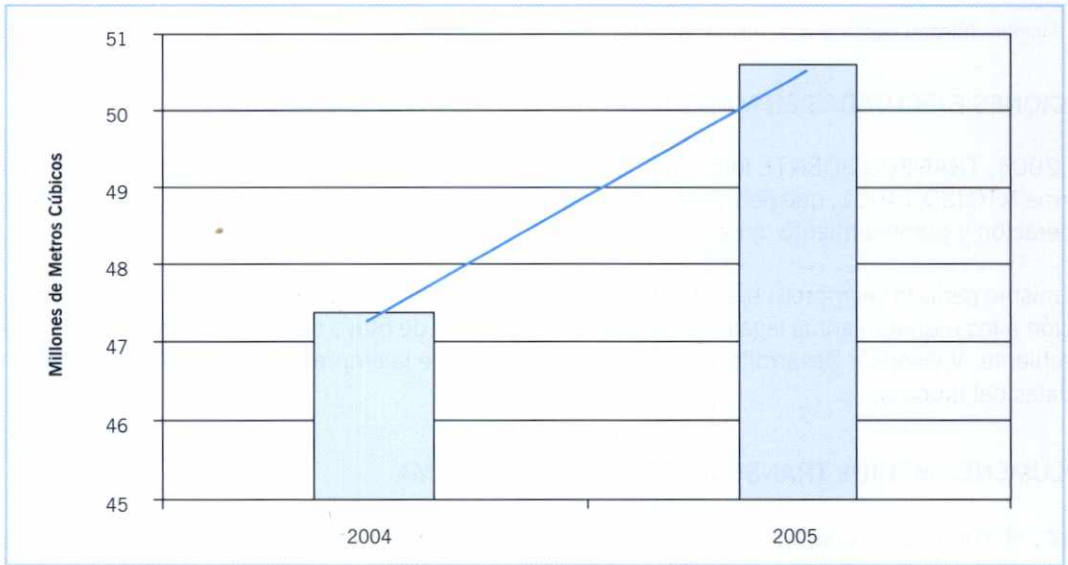
ACCIONES EJECUTADAS EN MATERIA DE PROTECCIÓN Y MEDIO AMBIENTE

De acuerdo con el Plan de Manejo Ambiental de la empresa, se efectúan permanentemente acciones para el manejo y recuperación del suelo orgánico, para la cobertura vegetal y protección de la fauna y flora silvestre, entre otras.

VOLÚMENES MEDIOS TRANSPORTADOS POR EL SISTEMA

El transporte de gas natural aumentó en 7% entre el 2004 y el 2005, dado que en el último semestre del año anterior se transportó en promedio mensual un total de 47,4 Mm^3, en tanto que para el primer semestre del presente año, este promedio fue de 50,6 Mm^3.

VOLÚMENES TRANSPORTADOS POR TRANSCOGÁS



Fuente: Transcogás S.A. ESP

SISTEMA DE TRANSPORTE DEL INTERIOR - TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P.

DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

En el 2004 TRANSOCCIDENTE no implementó proyectos de desarrollo a la infraestructura de transporte de gas natural, teniendo en cuenta que sólo hasta finales de 2004 la CREG definió los cargos regulados aplicables a esta Empresa para remunerar el servicio de transporte.

PLAN DE INVERSIONES 2004 – 2005

La siguiente tabla muestra las inversiones ejecutadas por la empresa durante el 2004. Para el 2005, TRANSOCCIDENTE concentrará sus esfuerzos en la ejecución del programa de nuevas inversiones aprobado por la CREG en la Resolución 071 de 2004, consistente en la implementación de un software para la administración del mantenimiento y la instalación de un rectificador que permita independizar el sistema de protección catódica.

PLAN DE INVERSIONES 2004 – 2005
CIFRAS EN PESOS

Concepto	2004 Ejecutado	2005 Presupuestado
Equipos de cómputo	16.995.000	0
Implementación de software de mantenimiento MP2	0	45.000.000
Instalación sistema de protección catódica	0	60.000.000
Maquinaria y equipos	36.379.000	0
Mantenimiento BEO	11.550.000	12.647.000
Equipos de transporte	348.000	50.000.000
Total	**65.272.000**	**167.467.000**

Fuente: Transoccidente S.A. E.S.P.- abril 2005

ACCIONES EJECUTADAS EN MATERIA DE PROTECCIÓN Y MEDIO AMBIENTE

En el 2004, TRANSOCCIDENTE inició la implementación de un sistema de gestión ambiental acorde con la norma NTC ISO 14001, que permitirá mejorar el desempeño ambiental de la empresa en las actividades de operación y mantenimiento del gasoducto.

En el mismo periodo la empresa ejecutó el plan de manejo ambiental del proyecto, el cual fue diseñado en atención a los requerimientos legales (Resolución 0394 del 9 de mayo de 2002 emitida por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial), los objetivos de la empresa y las condiciones ambientales y sociales del entorno.

VOLÚMENES MEDIOS TRANSPORTADOS POR EL SISTEMA

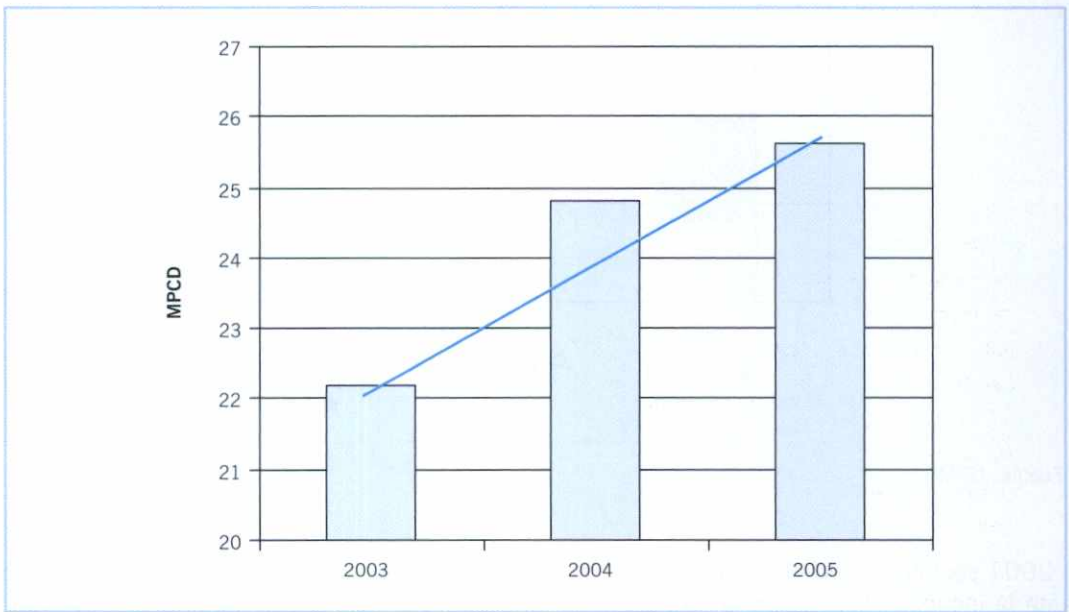
Durante el 2004, el volumen promedio de gas transportado fue de 24.811 KPCD, el cual representa un incremento del 12% con respecto al año anterior, constituido en su mayoría por los consumos de Gases de Occidente S.A. E.S.P. (76% del volumen).

Las siguientes tablas presentan las estadísticas de transporte de la empresa a 31 de marzo de 2005.

VOLÚMENES POR REMITENTES
PARTICIPACIÓN EN %

Remitente	2003	2004	2005
Aluminio Nacional	2.6	2.2	0
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	82.3	76.4	77.4
Gases del Norte del Valle S.A. E.S.P.	15.1	15.5	16.3
Cartones de América	0	5.9	6.3
Total	**100**	**100**	**100**

VOLÚMENES TRANSPORTADOS POR TRANSOCCIDENTE



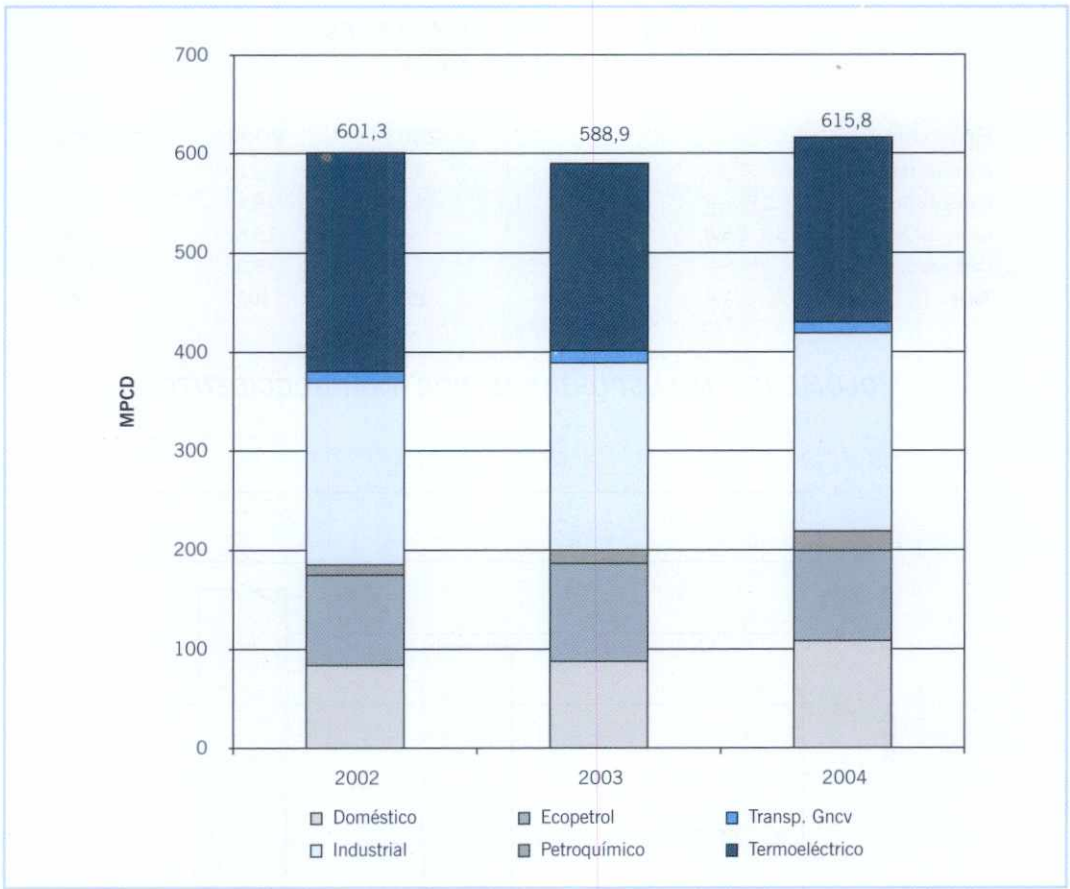
Fuente: Transoccidente S.A. E.S.P. – Abril 2005

COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

El consumo promedio de gas natural en el 2004 fue de 615 MPCD, lo cual representó un aumento de 4% con respecto al 2003, como consecuencia de un incremento en los sectores doméstico y transporte.

La siguiente gráfica presenta la evolución sectorial del consumo:

CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES



Fuente: UPME

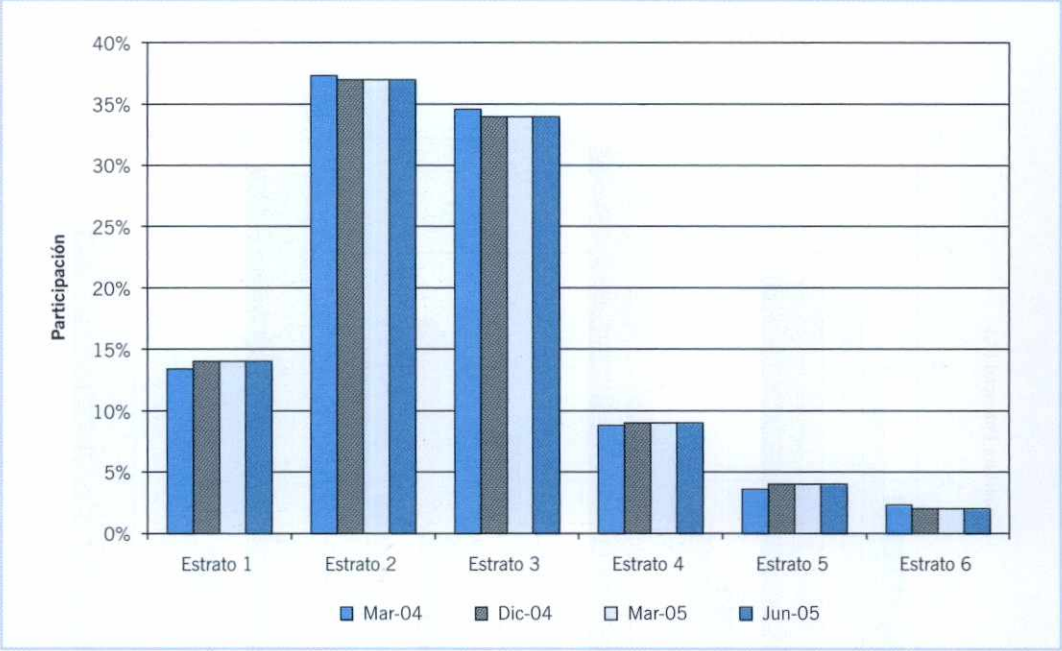
En el 2004 sectores como el doméstico y el industrial presentaron tasas positivas de crecimiento, no obstante la incursión del carbón en la industria. El sector que más creció durante el 2004 fue el de transporte con un 21%, en razón a que más de 23.000 vehículos fueron convertidos a gas natural, dentro del plan de incentivos creado por ECOPETROL, ECOGÁS y Gas Natural ESP para impulsar la masificación en este sector.

DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

Durante el 2004 y el primer semestre de 2005, el costo de prestación de este servicio público domiciliario, con excepción de la actividad de distribución de las áreas de servicio exclusivo, se remuneró con base en la aplicación de la Resolución CREG 011 de 2003, que permitió la expansión del servicio.

Actualmente en Colombia existen 32 empresas distribuidoras de gas natural domiciliario, incluidas las que operan en áreas de servicio exclusivo. A 31 marzo de 2005 se cuenta con un cubrimiento de 382 municipios y localidades del país, y un total de 3.635.985 usuarios, de los cuales el 98,5% corresponden al sector residencial, el 1,4% son usuarios comerciales y los industriales representan solamente el 0,13%

DISTRIBUCIÓN DE USUARIOS RESIDENCIALES POR ESTRATO



Fuente: Estadísticas Dirección de Gas Minminas – Abril de 2005
NOTA: Los datos de Jun-05 son estimados Dirección de Gas - Minminas.

Considerando el número de viviendas reportadas en los respectivos catastros de los municipios y localidades que cuentan con el servicio, comprendidos el número actual de usuarios anillados y usuarios conectados, existe a marzo del 2005 una cobertura potencial del 79,5% y una cobertura efectiva del 62,3% con tendencia creciente en el 2005 y siguientes, como consecuencia de los compromisos adquiridos por los distribuidores y los programas del gobierno central para extender este servicio hacia localidades de escasos recursos, mediante cofinanciación de proyectos con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento.

Entre los usuarios residenciales se nota una elevada participación de los estratos 1, 2 y 3 quienes representan más del 85% del total.

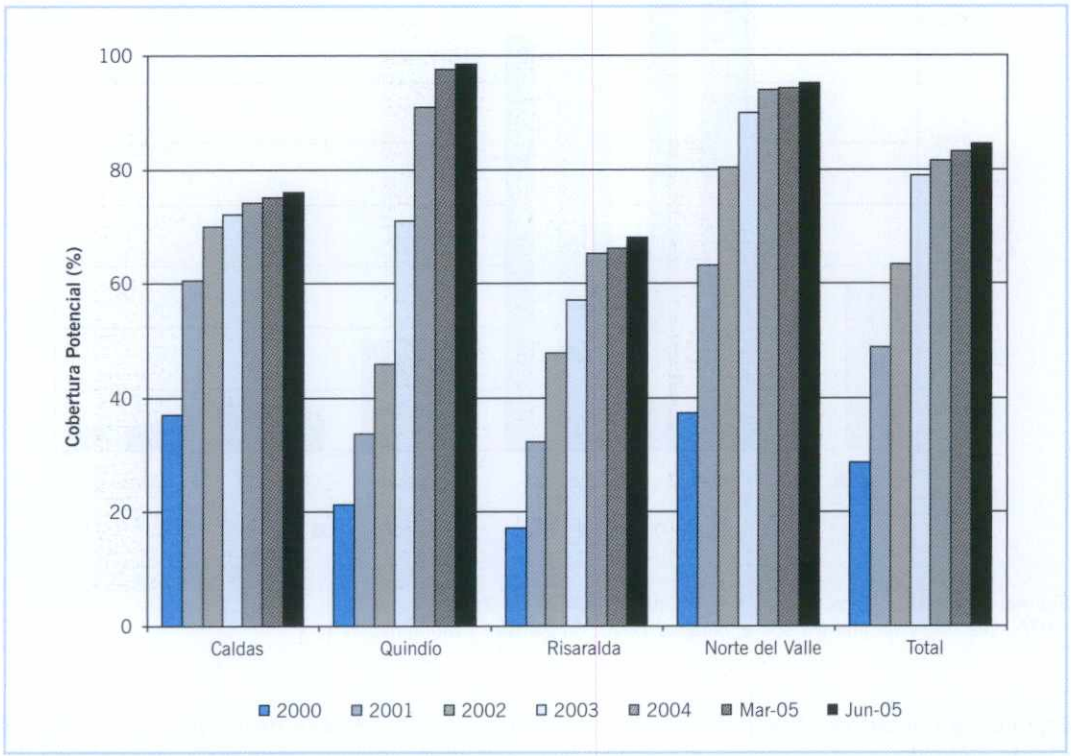
ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO PARA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED

ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO OCCIDENTE

Finalizado el primer trimestre del 2005, las Áreas de Servicio Exclusivo del Occidente cuentan con una cobertura potencial de 75,1% correspondiente a un total de 460.996 usuarios anillados y una cobertura efectiva de 52,5% correspondiente a 293.849 usuarios conectados, lo que evidencia la tendencia creciente de usuarios beneficiados para el 2005 gracias al esfuerzo sostenido de inversión por parte de las empresas: a 31 de diciembre del año anterior se había alcanzado una cobertura potencial de 454.754 usuarios

anillados y 288.168 usuarios conectados. Se destacan el Área del Quindío y el Área del Norte del Valle que lograron un 97,5% y un 94,2% de cobertura potencial respectivamente.

COBERTURA POTENCIAL ÁREA OCCIDENTE



Fuente: Estadísticas Dirección de Gas - Minminas Abril de 2005
Los datos de Junio de 2005 son estimados de Dirección de Gas - Minminas

En relación con la cobertura efectiva en las Áreas de Servicio Exclusivo del Occidente, con respecto a diciembre de 2004, se registra un crecimiento de usuarios beneficiados, alcanzándose a marzo de 2005 un total de 293.849 suscriptores residenciales conectados, con un crecimiento trimestral estimado del 1,5%.

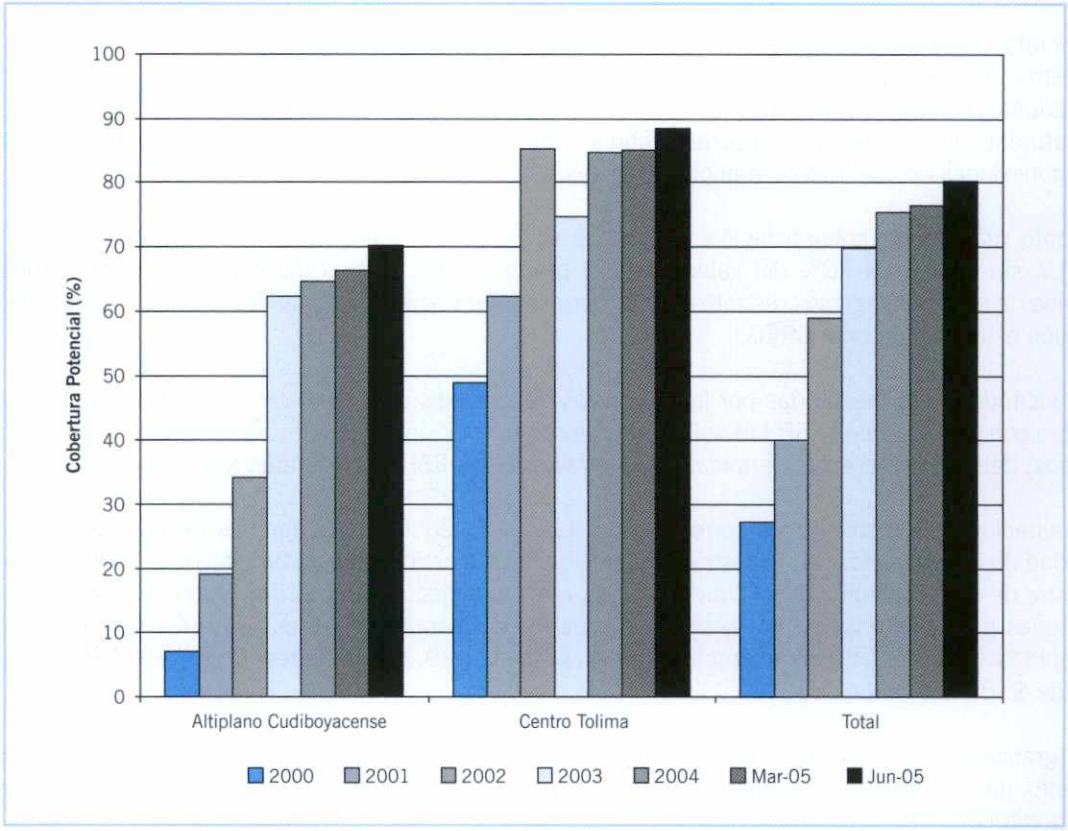
El área del Norte del Valle sigue siendo líder en el grupo con un 67% de cobertura efectiva, mientras que las áreas de Quindío y Risaralda se mantienen rezagadas con 50,1% y 36,7% respectivamente.

Al igual que en el resto del país, los estratos 1, 2 y 3 son los que han tenido mayor participación en el acceso al servicio público domiciliario de gas natural, con una participación promedio de 88%. No obstante, el área de Caldas presenta una importante participación de usuarios en los estratos 4, 5 y 6 que se aproxima al 25% de su total de usuarios.

ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO CENTRO ORIENTE

Finalizado el primer trimestre del 2005, las Áreas de Servicio Exclusivo de Centro Oriente cuentan con una cobertura potencial del 76,3% que representa un total de 307.948 usuarios anillados, 61.350 más que en diciembre de 2003, evidenciando un esfuerzo de inversión importante de los Concesionarios, que permitirá alcanzar una cobertura potencial superior al 80% en junio de 2005.

COBERTURA POTENCIAL ÁREA CENTRO ORIENTE



Fuente: Estadísticas Dirección de Gas Minminas - Abril de 2005

En relación con la cobertura efectiva en las Áreas de Servicio Exclusivo de Centro Oriente, a marzo 30 de 2005 se registra un crecimiento cercano a 10 puntos porcentuales, alcanzándose el 51% que representa un total de 205.543 usuarios residenciales conectados, es decir 46.665 usuarios más que el 31 de diciembre de 2003. Los estratos 1, 2 y 3 son los que han tenido una mayor participación en el acceso al servicio público domiciliario de gas natural, concentrándose allí más del 94% de los usuarios.

FONDO ESPECIAL CUOTA DE FOMENTO GAS NATURAL

El Artículo 15 de la Ley 401 de 1997, dio origen al Fondo Especial Cuota de Fomento cuyo objetivo es el de promover y cofinanciar proyectos dirigidos al desarrollo de infraestructura para el uso del gas natural en los municipios y el sector rural. El Fondo es actualmente Administrado por ECOGÁS, y sus recursos provienen de una cuota de fomento que corresponde al uno y medio por ciento (1,5%) sobre el valor de la tarifa que se cobra por el gas objeto del transporte, efectivamente realizado, sufragada por todos los Remitentes del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.

En cumplimiento de los objetivos planteados por el Ministerio de Minas y Energía en relación con la promoción del desarrollo de la infraestructura de gas natural en las poblaciones que no cuentan con el servicio, en el 2004 se realizó una revisión de la reglamentación del Fondo Cuota de Fomento, encontrando la necesidad de modificarla para hacerla más coherente con las necesidades reales de las entidades territoriales y del sector. Producto del trabajo de modificación, se emitió el Decreto 3531 del 27 de octubre

de 2004, "Por el cual se reglamenta el Artículo 15 de la Ley 401 de 1997, modificado por la Ley 887 de 2004".

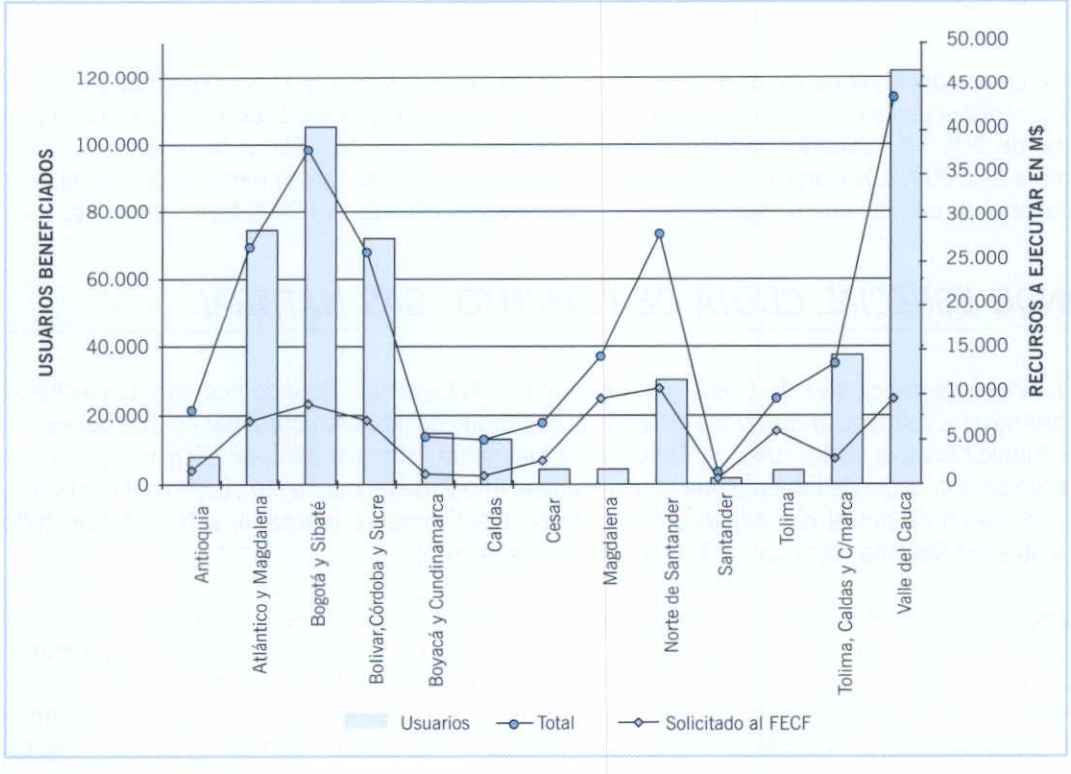
El Decreto 3531 involucra dentro de sus disposiciones la posibilidad de cofinanciar proyectos de infraestructura destinada a la prestación del servicio público domiciliario de gas natural, específicamente i) gasoductos ramales y/o sistemas regionales de transporte de gas natural; ii) sistemas de distribución de gas natural en municipios que no pertenezcan a un área de servicio exclusivo de distribución gas natural; y, iii) conexiones de usuarios de menores ingresos.

El monto máximo de cofinanciación que ofrece el Fondo Especial Cuota de Fomento es de 25.000 SMMLV, sin superar el 70% del valor total del proyecto. En el caso particular de las conexiones de usuarios de menores ingresos, estratos 1 y 2, corresponde respectivamente al 30% y 20% del cargo por conexión establecido por la CREG.

Las solicitudes son presentadas por las empresas de servicios públicos y las entidades territoriales que cuentan con el aval de una ESP. Las solicitudes de cofinanciación para conexiones de usuarios de menores ingresos, deben ser presentadas únicamente a través de las ESP que atienden a dichos usuarios.

La evaluación de las solicitudes corresponde a la UPME, entidad que además establece un orden de prioridad de los proyectos de infraestructura elegibles. En ejercicio de esta función, la UPME en el primer trimestre de 2005 recibió 20 solicitudes de recursos para ejecución de proyectos de infraestructura y 9 solicitudes para proyectos de conexiones de usuarios de menores ingresos. De estas solicitudes se dio concepto favorable a 7 de infraestructura por un valor de $29.791 millones y a 9 de conexiones por un valor de $38.989 millones.

En la gráfica se presentan regiones que serían beneficiadas con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento, una vez se culmine el proceso de visto bueno por parte del Ministerio de Minas y Energía y exista la disponibilidad de recursos de ECOGÁS.



Para atender las solicitudes realizadas, el Fondo Especial Cuota de Fomento cuenta con recursos cercanos a los $43.000 millones (a marzo de 2005) y una expectativa de recaudo anual de $8.000 millones aproximadamente.

El monto de las solicitudes y la cantidad de proyectos presentados al Fondo bajo el actual esquema, contrasta favorablemente con respecto a los $908 millones que se ejecutaron entre el 2001 y el primer semestre del 2004, con lo que se evidencia que hoy existen las reglas apropiadas para garantizar el cumplimiento de la Ley en cuanto al uso de estos recursos para el fomento del uso del gas natural.

Bajo el esquema anterior, durante el 2004 la Junta Directiva de ECOGAS aprobó la solicitud de recursos de cofinanciación para la construcción de la red domiciliaria de gas natural para la zona urbana y la zona rural aledaña al municipio de Guavatá en Santander. Para este proyecto, el Fondo hizo un aporte de $316 millones, correspondiente al 42,8% de su valor total, con lo cual se hizo posible que el pasado 2 de abril de 2005 se inaugurara la obra y se diera inicio a la prestación del servicio.

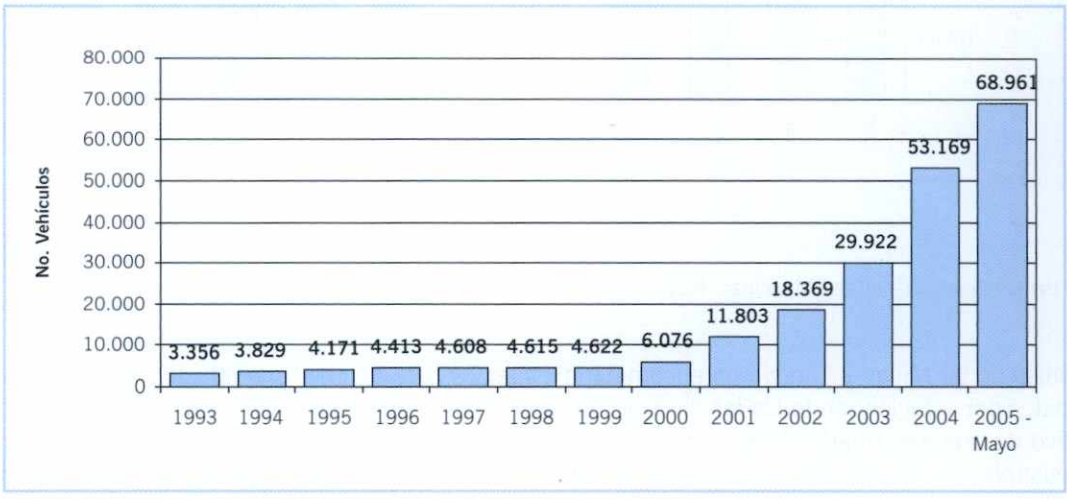
PROGRAMA DE GAS NATURAL VEHICULAR

El Ministerio de Minas y Energía ha promovido el desarrollo del programa de gas natural como combustible automotor, con la finalidad de sustituir combustibles líquidos como la gasolina y el ACPM, que implican mayores costos y mayor contaminación.

La meta inicial del Plan Nacional de Desarrollo era la conversión de 40.000 vehículos en el cuatrienio, ésta se ha ampliado a 64.000 vehículos.

El 2004 mostró un balance muy positivo para el mercado del GNV en el país. Se convirtieron en total 23.247 nuevos vehículos, lo que representa un crecimiento del 100% con respecto al 2003. Durante el primer semestre de 2005 se convirtieron en total 15.712 vehículos. En total estos resultados representan un avance del 84% frente a la meta del cuatrienio.

EVOLUCIÓN DE VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GNV EN EL PAÍS

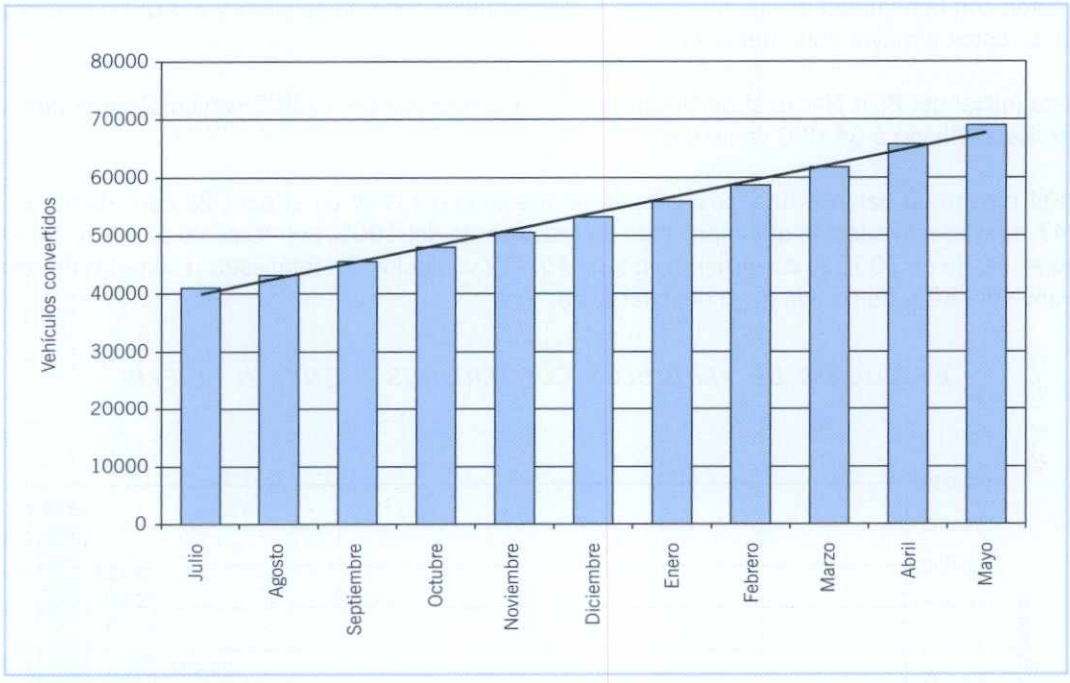


Fuente: Dirección de Gas - Minminas 2005

En el marco del Programa de Gas Natural Vehicular, el gobierno ha emprendido esfuerzos para contribuir a aumentar el número de vehículos convertidos a GNV:

- Por medio del Decreto 802 del 15 de marzo de 2004, se establecieron algunas disposiciones para incentivar el consumo de GNV, generando señales para que los agentes de la cadena ofrezcan condiciones comerciales especiales para beneficio de los usuarios.
- La Resolución CREG 018 de 2004 ajustó el marco regulatorio, lo cual permitió tarifas competitivas y preferenciales en la industria del GNV.
- Se logró un desdoblamiento arancelario para bienes que utilizan GNV, como el diferimiento temporal arancelario de 0% y 5% de motores estacionarios (uso industrial), volquetas (fuera de la red de carreteras) y compresores (estaciones de servicio).
- Se amplió la infraestructura de la industria del GNV alcanzando un número importante de talleres de conversión y estaciones de servicio, que han significado inversiones del orden de US$515.000 en estaciones y US$65.000 en talleres. Hasta mayo de 2005 se cuenta con 114 estaciones de servicio y 110 talleres de conversión distribuidos a lo largo de la geografía colombiana.

CONVERSIÓN DE VEHÍCULOS A GNV
PERIODO JULIO 2004 – MAYO 2005



Fuente. Dirección de Gas. Minminas. Mayo 2005

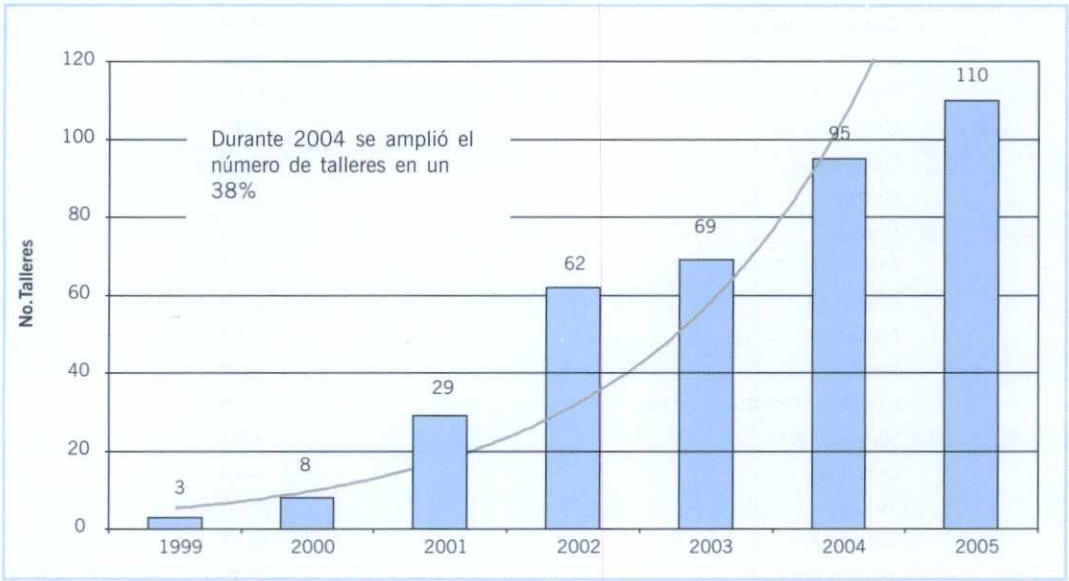
El Ministerio de Minas y Energía ha encaminado esfuerzos para obtener una relación de 500 vehículos atendidos por estación, en todas las ciudades en las que se cuenta con este servicio. Lo anterior con el objetivo de que los usuarios tengan mayor facilidad y mejor calidad en la atención y el suministro del combustible. El número de vehículos convertidos a GNV atendidos por estación en cada una de las ciudades, se relaciona a continuación. Se puede observar que ciudades como Barranquilla, Cali, Cartagena, Cerrejón, Ibagué, Medellín, Neiva, Palmira, Pereira, Sincelejo, Valledupar y Villavicencio, ya han alcanzado o están por alcanzar la meta de 500 vehículos atendidos por estación.

Ciudad	Vehículos/EDS
Armenia	1.061
Barranquilla	472
Bogotá - Zipaquirá	684
Bucaramanga- Florida	682
Cali - Yumbo	533
Cartagena	445
Cerrejón	233
Ibagué	128
Medellín - Bello	524
Montería	898
Neiva	419
Palmira	488
Pereira - Dosquebradas	168
Santa Marta	805
Sincelejo	494
Tuluá	748
Valledupar	214
Villavicencio	596

COMPORTAMIENTO HISTÓRICO ESTACIONES DE SERVICIO GNC



COMPORTAMIENTO HISTÓRICO TALLERES DE CONVERSIÓN



Fuente. Dirección de Gas. Ministerio de Minas y Energía. Mayo 2005

VINCULACIÓN DE UN INVERSIONISTA ESTRATÉGICO A ECOGÁS

En concordancia con el documento CONPES 3244 del 15 de septiembre de 2003, dado el interés del Gobierno Nacional en dinamizar y consolidar el sector del gas natural en el país, se recomendó la adopción de lineamientos de política y estrategias, entre las que se destacan la competitividad del gas frente a sus sustitutos con el desmonte de subsidios de los combustibles líquidos, y la viabilización del negocio del transporte de gas natural del interior del país en el largo plazo.

En desarrollo de lo anterior, se han adelantado las siguientes actividades dentro del proceso de vinculación de un inversionista estratégico al sistema de transporte de gas asociado a ECOGÁS:

- Elaboración del diagnóstico financiero, contable, comercial, técnico, legal, laboral, organizacional y administrativo de la empresa, y las recomendaciones de la mejor estructura técnica, legal y financiera para la vinculación del inversionista estratégico.
- Expedición del Decreto 1404 del 5 de mayo de 2005, el cual aprobó el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de ECOGÁS, relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la Sociedad Transportadora de Gas del Interior, TGI S.A. E.S.P.
- En cumplimiento del Decreto 1404 y de acuerdo con la Ley 226, se realizará una primera emisión de oferta de suscripción de acciones que estará destinada en su totalidad y de manera exclusiva al sector solidario, la cual contará con condiciones especiales de crédito. Posteriormente se efectuará una segunda emisión con las acciones remanentes de la primera operación, que serán ofrecidas en su totalidad a los demás inversionistas.
- Con los recursos obtenidos de la venta de acciones y otros recursos adicionales de capital o de crédito, se constituirá la sociedad TGI S.A. E.S.P., la cual a su vez pagará el precio de enajenación de los activos, derechos y contratos de ECOGÁS.

PRINCIPALES PROYECTOS DEL SECTOR DE GAS NATURAL

INTERCONEXIÓN GASÍFERA COLOMBIA – VENEZUELA

Durante el 2004 se llevaron a cabo las reuniones previstas de los equipos binacionales para la revisión de los temas técnicos del estudio y la definición de los puntos críticos del proyecto, tales como tiempos y costos, entre otros. El equipo venezolano planteó la modificación de la ruta inicialmente propuesta, lo cual sumado a la situación política generada a principios del presente año, ocasionó un retraso al cronograma inicialmente previsto.

El 9 de junio de 2005 se reunió nuevamente la comisión binacional, con el firme interés de reanudar las negociaciones y de reiniciar los estudios a partir del análisis de las tres rutas propuestas para el gasoducto. El paso a seguir es definir la mejor alternativa de ruta sobre la cual se iniciarán los estudios de ingeniería conceptual y básica.

PROYECTO DE EXPORTACIÓN DE GAS A PANAMÁ

El primero de noviembre de 2004 los gobiernos de la República de Colombia y de la República de Panamá suscribieron un Memorando de Entendimiento con la finalidad de evaluar la viabilidad de exportar gas desde Colombia. Para el desarrollo de dicho proyecto, la UPME y el Gobierno panameño realizaron el estudio de demanda potencial de gas natural.

El 2 de junio de 2005 se llevó a cabo una reunión entre los Ministros de Minas y Energía de Colombia y de Comercio e Industrias de Panamá, en la cual participaron representantes del sector empresarial de ambos países. En dicha reunión se presentó formalmente el resultado del estudio realizado y se escuchó al sector empresarial sobre los aspectos que permitirían la viabilización del proyecto de exportación. Se asumieron compromisos directamente entre los empresarios, tendientes a establecer las condiciones comerciales del proyecto, tales como oferta exportable, alternativa de transporte y tarifas.

PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS CUSIANA - CUPIAGUA

Las obras de ampliación continúan y se mantiene el cronograma para septiembre de 2005. A partir de esta fecha se tendrá una capacidad disponible en la Planta de Tratamiento de Cusiana de 180 MPCD, con gas dentro de especificaciones normativas.

PLAN DE MASIFICACIÓN DE GAS PARA EL DEPARTAMENTO DEL CESAR

El proyecto de masificación de gas natural para 13 municipios y 7 corregimientos del departamento del Cesar comenzó a ejecutarse en el año 2004 con recursos del departamento y los municipios beneficiados. Para ello se suscribió un Convenio para iniciar la primera fase del proyecto que permitió la conexión de 4.014 viviendas de estratos 1 y 2 y finalizó en agosto de 2004.

La Nación, a través del Ministerio de Minas y Energía, y la Gobernación del Cesar, suscribieron el 17 de septiembre el Convenio GSA-016-2004 para la ejecución de $2.495 millones, de los cuales $1.867 millones aportó la Nación, $162 millones el departamento y $466 millones los municipios.

El Convenio contempla una duración de 9 meses y compromisos de ejecución trimestral para un total de 6.671 conexiones de viviendas de estratos 1 y 2 al servicio de gas natural por red, de las cuales ya 2.230 conexiones han sido recibidas a satisfacción por la interventoría asignada al proyecto.

PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO REGIONAL DEL ARIARI

Este proyecto de masificación de gas natural formulado por el departamento del Meta tiene como objetivo llevar el gas natural, en su primera fase, a los municipios Guamal, San Martín y Granada, por medio de una red troncal de 60 kilómetros y 3 pulgadas. A partir de este proyecto las empresas distribuidoras construirán los ramales con sus respectivas estaciones de entrega a los cascos urbanos para llevarlo a los usuarios residenciales, comerciales e industriales.

Para adelantar este proyecto, el departamento del Meta y el Ministerio de Minas y Energía suscribieron el Convenio Interadministrativo 017 de septiembre 20 de 2004, de acuerdo con el cual el gasoducto será cofinanciado con $3.167 millones aportados por la Nación y $6.356,7 millones por el departamento del Meta.

En virtud de lo establecido en este Convenio, el departamento del Meta seleccionará al constructor del gasoducto mediante proceso licitatorio y, así mismo, adelantará con la debida oportunidad los procesos de negociación de predios y solicitud de tarifa de transporte, de manera que el proyecto sea ejecutado en su totalidad en este año.

FONDO DE SOLIDARIDAD DE SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS - FSSRI

El resultado de las validaciones de subsidios y contribuciones del 2004 presenta contribuciones por valor de $54.599,52 millones y subsidios otorgados por valor de $55.984,88 millones, lo que significó un déficit para el año de $1.385,35 millones. Por su parte, los consumos se clasificaron 384.102.012 m^3 como subsidiados y 7.758.503.709 m^3 como contribuyentes.

El promedio de usuarios atendidos fue de 2.394.267 subsidiados, de los cuales el 73% corresponde al estrato 1 y el 23% al estrato 2. De 268.328 contribuyentes, el 79,36% pertenecen al sector residencial, el 20,60% son no residenciales y el 0,05% no regulados.

El total de aportes realizados fue de $10.625.421.724 y el saldo de la cuenta del Fondo de Solidaridad – Sector Gas a 31 diciembre de 2004 fue de $42.321.807.145.

ASPECTOS REGULATORIOS DE GAS NATURAL

En ejercicio de su función, la CREG emitió varias resoluciones o propuestas tendientes a fortalecer el sector de gas, entre las que se destacan:

MERCADO "SPOT" DE CAPACIDAD INTERRUMPIBLE DE TRANSPORTE

Actualmente el servicio de capacidad de transporte de gas se presta mediante la modalidad de contratación en firme e interrumpible, según negociación bilateral entre agentes. Acorde con la evolución de la industria, surge la necesidad de desarrollar un mercado diario organizado ("spot") de capacidad secundaria de transporte. La CREG mediante la Resolución 080 de 2004, sometió a consulta de agentes y terceros interesados una propuesta regulatoria para reglamentar este tema.

REGULACIÓN TARIFARIA

En cumplimiento de la metodología tarifaria adoptada mediante la Resolución CREG 001 de 2000 y aquellas que la han modificado y complementado, en el segundo semestre de 2004 se aprobaron los cargos regulados de transporte para el Sistema de Transporte TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P. según Resolución CREG 071 de 2004.

TRANSPORTE DE GAS NATURAL COMPRIMIDO - GNC

En el marco regulatorio aplicable a la actividad de distribución de gas combustible (Resolución CREG 011 de 2003) se establece la fórmula aplicable a la actividad de GNC para uso domiciliario. Los componentes Tvm[1] y Pm[2] no se desarrollaron en la Resolución CREG 011 de 2003. Así, mediante la Resolución 064 de 2004, la CREG sometió a consideración de agentes y terceros interesados la propuesta tendiente a adoptar el valor de la componente Pm y la metodología para estimar la componente Tvm. Mediante la Resolución CREG 008 de 2005 se adoptó el valor de la componente Pm y la metodología para estimar la componente Tvm.

COSTOS DE PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA PARA EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE

De acuerdo con los costos de puntos de entrada y salida (E/S) publicados por los transportadores en el Boletín Electrónico de Información - BEO, se observó una alta dispersión en costos y poca claridad en cuanto a su forma de aplicación. En tal sentido, la CREG se encuentra adelantando los análisis y estudios del caso, tendientes a establecer costos regulados para los puntos E/S.

MODIFICACIONES AL RUT

La CREG se encuentra analizando las propuestas de modificación al Reglamento Único de Transporte RUT, planteadas por el CNO-Gas en ejercicio de su función como órgano asesor de dicha Comisión. Entre las propuestas analizadas se encuentran la de definición de condiciones de calidad del gas, establecimiento de mecanismos que permitan una mejor coordinación gas – electricidad, y modificación de las compensaciones por variaciones de entrada y salida, entre otros.

APROBACIÓN DE CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Se destaca la aprobación de cargos para remunerar las actividades de distribución y comercialización del servicio de gas combustible por red de acuerdo con las solicitudes presentadas por las empresas, teniendo en cuenta la metodología tarifaria establecida en la Resolución CREG 011 de 2003.

Hasta el momento se han aprobado cargos de Distribución y Comercialización de gas combustible para 26 empresas en 28 mercados relevantes. Con los nuevos cargos aprobados se prevé que en el nuevo periodo tarifario se atenderán 61 nuevos municipios, se conectarán 888 mil nuevos usuarios, y se invertirán más de $447 mil millones.

A continuación se muestran los cargos aprobados por empresa y algunas estadísticas de los incrementos proyectados para el nuevo periodo tarifario.

[1] Costo unitario para el transporte de GNC

[2] Costo de compresión

CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN APROBADOS POR EMPRESA

Empresa	Resolución CREG	Distribución ($dic-2002/m^3)	Comercialización ($dic-2002/factura)
Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	042/04	320,15	1.523,50
Empresa de Gases De Occidente S.A. E.S.P.	045/04	206,29	1.468,03
Empresas Publicas De Medellín S.A. E.S.P.**	022/04-087/04	140,01	1.887,65
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P. (Gasoriente)	021/04-062/04	216,30	1.328,19
Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P.	031/04	289,03	1.877,35
Gas Natural S.A. E.S.P.	033/04	238,97	1.896,83
Gases de Barrancabermeja S.A. E.S.P.	026/04	333,58	871,43
Gases de La Guajira S.A. E.S.P.	027/04	295,74	1.531,24
Gases del Caribe S.A. E.S.P.	086/04	142,99	2.310,73
Gases del Cusiana S.A. E.S.P.	020/04-098/04	397,16	2.596,96
Gases del Cusiana S.A. E.S.P. (Yopal)	024/04-100/04	222,15	2.596,96
Gases del Cusiana S.A. E.S.P. (Tauramena)	025/04-099/04	212,54	2.596,96
Gases del Llano S.A. E.S.P.**	049/04-094/04	233,70	1.277,76
Gases del Oriente S.A. E.S.P.**	032/04-011/05	379,67	1.565,36
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	048/04	383,36	2.805,09
Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.	019/04	171,47	1.098,26
Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P.	030/04-063/04	277,29	1.712,49
Empresa Caucana de Gas S.A. E.S.P.*	044/04	661,33	2.596,96
Empitalito S.A. E.S.P.*	043/04	915,67	2.805,09
Gas Domiciliario S.A. E.S.P.(Melgar)	046/04	142,11	1.328,19
Proviservicios S.A. E.S.P.	023/04	232,63	1.877,35
Promesa S.A. E.S.P.	029/04	457,38	1.877,35
Espigas S.A. E.S.P.	028/04	370,37	2.596,96
Gases del Sur de Santander S.A. E.S.P.	088/04	324,01	2.805,09
Enerca S.A. E.S.P.	073/04	550,00	2.805,09
Servigas S.A. E.S.P.	PEND	947,00	1.667,00
Nacional de Servicios Públicos Domiciliarios S.A. E.S.P. (Socorro)	PEND	417,20	1.999,20
Nacional de Servicios Publicos Domiciliarios S.A. E.S.P. (Vélez)	PEND	345,10	1.999,20

* GLP por redes
** Recurso de Reposición resuelto

Fuente: CREG

ESTADÍSTICAS DE INCREMENTOS PARA EL NUEVO PERIODO TARIFARIO

INCREMENTOS PROYECTADOS AL QUINTO AÑO

Empresa	M/pios nuevos	km nuevos en acero (5 Años)	km nuevos en polietileno (5 Años)	Usuarios a conectar (5 Años)	Inversión (2003-2007) $dic-2002
Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	5	2	594	27.186	18.019.580.941
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	0	17	733	88.088	33.962.500.000
Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P.	0	6	1.691	241.025	76.973.185.998
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	0	4	91	12.884	3.801.701.587
Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P.	3	0	241	10.217	3.928.559.515
Gas Natural S.A. E.S.P.	1	39	2.371	228.404	155.860.073.993
Gases de Barrancabermeja S.A. E.S.P.	0	0	7	994	345.202.661
Gases de La Guajira S.A. E.S.P.	0	0	384	11.889	5.523.100.000
Gases del Caribe S.A. E.S.P.	5	3	956	58.077	19.508.000.000
Gases del Cusiana S.A. E.S.P.	0	0	47	5.754	1.170.350.565
Gases del Llano S.A. E.S.P.	0	5	150	11.445	5.303.357.536
Gases del Oriente S.A. E.S.P.	0	31	1.200	73.598	40.435.131.116
Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.	5	0	116	3.670	3.079.604.711
Metrogas de Colombia S.A. E.S.P.	0	0	50	5000	1.381.706.848
Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P.	13	8	1.429	60.507	40.803.987.286
Empresa Caucana de Gas S.A. E.S.P.	0	0	18	2.831	210.260.728
Empitalito S.A. E.S.P.	1	0	187	10.339	5.797.526.335
Gas Domiciliario de Colombia S.A. E.S.P.	1	0	115	9.499	2.690.776.165
Proviservicios S.A. E.S.P.	1	0	24	1.586	873.100.000
Promesa S.A. E.S.P.	1	0	18	605	471.774.045
Espigas S.A. E.S.P.	1	0	42	1.189	777.762.531
Gas del Sur de Santander S.A. E.S.P.	6	0	111	0	3.167.556.298
Enerca S.A. E.S.P.	14	0	334	9.605	7.678.982.449
Promigas S.A. E.S.P.	0	0	0	0	6.878.430.000
Servigas S.A. E.S.P.	1	0	25	1.245	904.300.000
Nacional de Servicios Publicos Domiciliarios S.A. E.S.P. (Socorro)	2	0	71	3.021	2.057.600.000
TOTAL	**61**	**114**	**11.190**	**888.997**	**447.401.637.643**

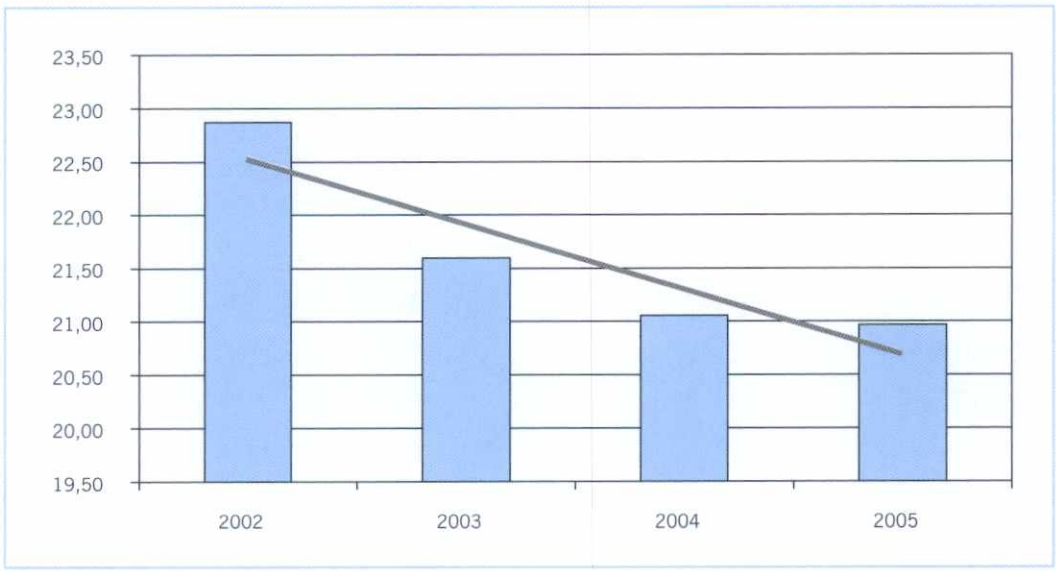
Fuente: CREG

OFERTA Y DEMANDA DEL GAS LICUADO DEL PETRÓLEO - GLP

La producción de GLP durante el 2004 fue de 19.880 BPD, un 17,43% inferior a la alcanzada en el 2003, constituyéndose en uno de los energéticos con mayor decrecimiento en la oferta colombiana durante el 2004.

En lo concerniente a consumo, el GLP ha venido disminuyendo su participación en la canasta energética. Mientras en el 2003 los colombianos consumieron 21.595 BPD, durante el 2004 este disminuyó en un 2,26%, decrecimiento que ha continuado durante el 2005: el consumo actual es 2,91% menor que en el 2003.

CONSUMO PROMEDIO ANUAL DE GLP
KBDC



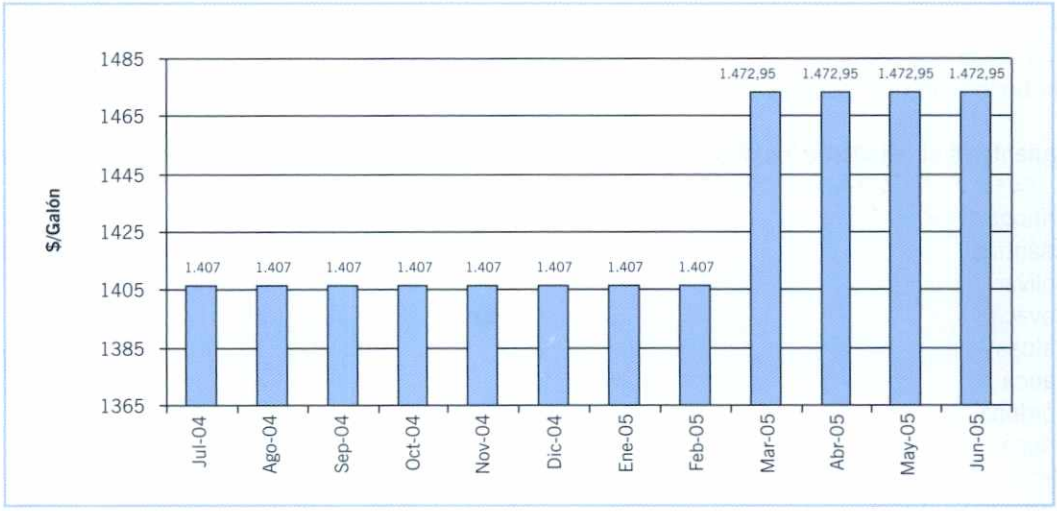
Fuente: UPME y ECOPETROL – mayo 2005

Al evaluar conjuntamente la información antes mencionada, se observa que durante el 2003 se presentó una oferta promedio diaria de GLP superior a la demanda en 2,51 KBDC, equivalentes a unos 916.000 barriles durante el año, comportamiento atribuible a la compensación del déficit registrado en el año anterior y la disminución registrada en la demanda durante el 2003.

EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL GLP

El comportamiento indicado en los precios del GLP se origina en la variación del ingreso máximo por producto para el Gran Comercializador, ya que su determinación está asociada a precios internacionales expresados en dólares. El comportamiento del ingreso máximo por producto para el gran comercializador se presenta en la siguiente gráfica.

INGRESO POR PRODUCTO AL COMERCIALIZADOR



Fuente: ECOPETROL – junio de 2005

GAS PARA EL CAMPO

Este programa liderado por ECOPETROL, tiene el objetivo de estimular el consumo de GLP en zonas rurales del país, motivar a las empresas distribuidoras a ampliar su red de distribución hacia zonas apartadas y contribuir con la conservación del medio ambiente al sustituir la leña por este energético.

De acuerdo con la información suministrada por ECOPETROL, se describen los criterios para definir los departamentos y municipios beneficiarios del programa, así como los requisitos para ser beneficiarios del programa GLP rural:

- Los resultados del Estudio de Balances Energéticos de la UPME para el año 2004, que mostraron zonas con mayor potencial de crecimiento para el GLP.
- Los departamentos que no fueron beneficiarios en el primer programa de GLP rural
- Los municipios en los que no existe cobertura del gas natural actualmente, ni tienen planes de expansión en el corto plazo
- Las cifras poblacionales del DANE
- La facilidad de acceso a la zona y de ejecución de la labor de las empresas distribuidoras

Los requisitos para ser beneficiarios del programa GLP rural son los siguientes:

- Tener residencia permanente en alguno de los departamentos en que se desarrolla el programa
- No ser consumidores actuales de GLP
- No ser consumidores actuales ni potenciales de gas natural
- Sustituir leña por GLP para la cocción de alimentos
- Compromiso de continuar con el consumo de GLP por un período no inferior a un año
- Pagar $25.000 por los equipos y el producto

Por el pago de los $25.000, los beneficiarios del programa reciben los siguientes elementos:

- Una estufa de dos puestos
- Un cilindro de 33 libras lleno
- Un regulador y manguera
- Un bono para dos recargas adicionales.

El siguiente es el listado de los departamentos seleccionados para ser beneficiarios de este programa:

- Antioquia
- Atlántico
- Bolívar
- Boyacá
- Caldas
- Cauca
- Córdoba
- Chocó
- Meta
- Norte de Santander
- Quindío
- Risaralda
- Valle

PROGRAMA DE REPOSICIÓN DE CILINDROS PARA DISTRIBUCIÓN DE GLP

Para el período julio 2004 – junio 2005 las metas de reposición de cilindros para los distribuidores se establecieron a través de las Resoluciones CREG 057 de 2004 y 002 de 2005.

La información detallada del cumplimiento de las metas por parte de los distribuidores, discriminada por tamaño de cilindros, se ilustra en las siguientes gráficas que corresponden al cumplimiento de metas trimestrales y metas semestrales. Igualmente esta información tiene como fecha de corte mayo 31 de 2005.

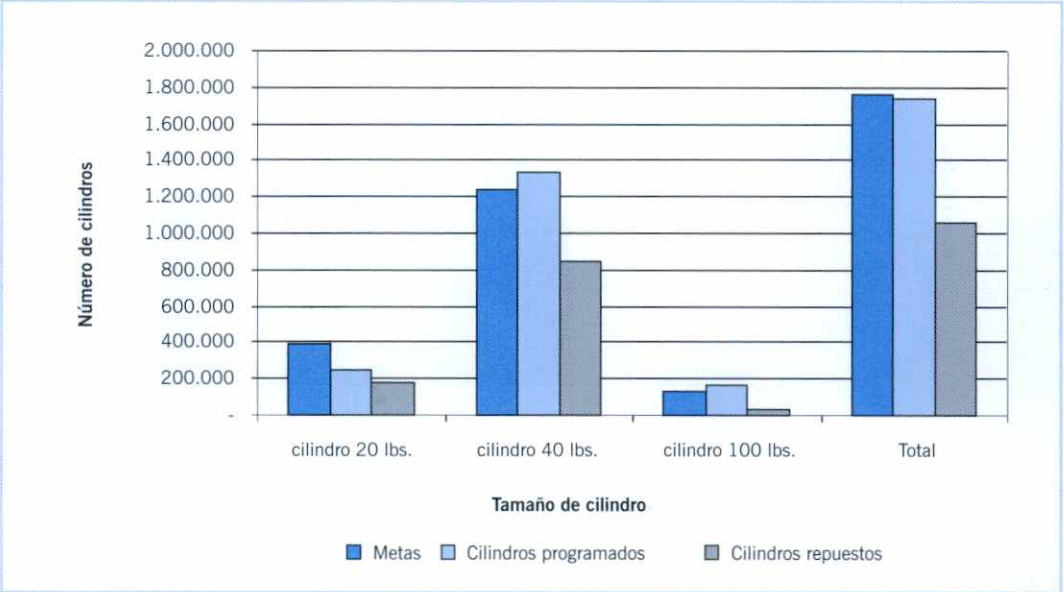
METAS TRIMESTRALES

Tamaño de cilindros	Metas Res. CREG 021/03, 057/04 y 002/05	Cantidades programadas por los distribuidores	Cantidades recibidas en taller para reposición
Cilindro 100 lb.	129.586	163.886	37.135
Cilindro 20 lb.	392.858	246.679	174.874
Cilindro 40 lb.	1.235.802	1.327.801	845.023
Total	**1.758.246**	**1.758.145**	**1.065.360**

El cumplimiento acumulado en reposición de cilindros con respecto a las metas trimestrales, ha sido el siguiente:

- Cilindro 20 lb 45%
- Cilindro 40 lb 68%
- Cilindro 100 lb 29%
- **Total** **61%**

CUMPLIMIENTO DE METAS TRIMESTRALES



Fuente: Informe de mayo 2005, Unión Temporal InterGLP

La siguiente tabla expone el cumplimiento de metas semestrales, las cuales se asignan a aquellos distribuidores que se encuentran en zonas alejadas.

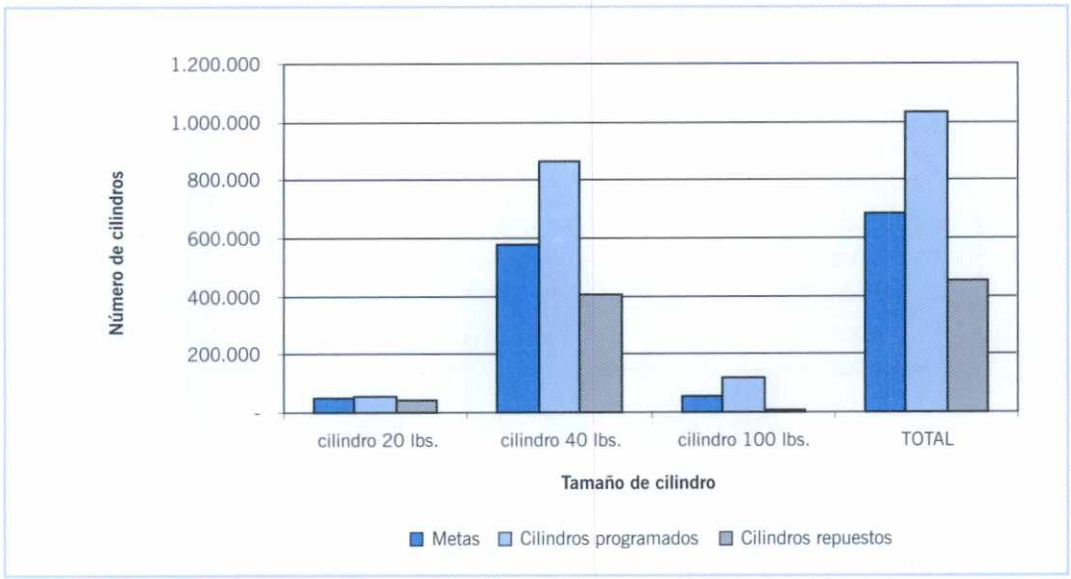
METAS SEMESTRALES

Tamaño de cilindros	Metas Res. CREG 021/03, 057/04 y 002/05	Cantidades programadas por los distribuidores	Cantidades recibidas en taller para reposición
Cilindro 100 lb.	57.429	120.608	9.451
Cilindro 20 lb.	46.781	52.494	40.614
Cilindro 40 lb.	576.941	862.170	403.476
Total	**681.151**	**1'037.691**	**454.929**

El cumplimiento acumulado en reposición de cilindros con respecto a las metas semestrales, considerando que el período semestral termina en el mes de agosto, ha sido el siguiente:

- Cilindro 20 lb. 87%
- Cilindro 40 lb. 70%
- Cilindro 100 lb. 16%
- **Total** **67%**

CUMPLIMIENTO DE METAS SEMESTRALES



Fuente: Informe de mayo 2005, Unión Temporal InterGLP

ASPECTOS REGULATORIOS EN MATERIA DE GLP

REGLAMENTACIÓN TÉCNICA

El 29 de diciembre de 2004 el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 181788 que contiene el reglamento técnico para mantenimiento y reposición de cilindros de GLP.

REGULACIÓN

Durante el 2004, la CREG trabajó principalmente en tres áreas del sector de GLP:

- Nuevo marco regulatorio y tarifario para el sector que busca dar incentivos para contar con un servicio público eficiente y confiable, y para continuar la adaptación de la industria a nuevas condiciones de mercado surgidas de la penetración del gas natural.
- Regulación asociada con el mantenimiento y reposición de cilindros y tanques, y la ejecución del Programa de Mantenimiento y Reposición de Cilindros y Tanques Estacionarios ordenado por la CREG desde el año 2001, cuyo objetivo es la seguridad en la prestación del servicio garantizando la adecuada reposición y mantenimiento de los activos de distribución.
- Esquema de suministro y prestación del servicio público domiciliario de GLP en San Andrés y Providencia, con el marco tarifario respectivo.

MARCOS REGULATORIO Y TARIFARIO

A diciembre de 2003, la CREG había ya presentado para comentarios de la industria, usuarios y terceros interesados, un documento de análisis de la industria y su evolución durante el período en que estuvo vigente el marco tarifario actual. Junto con el análisis sometió a consulta pública las bases metodológicas

sobre las cuales presentaría una propuesta de un nuevo marco tarifario. Ya que esto requería de una transformación importante de la estructura y el modelo operativo de la industria para su viabilidad, también expidió una propuesta de un nuevo marco regulatorio de largo plazo para el sector.

Durante el 2004 se trabajó en el proceso de consulta, discusión y comentarios de estas dos propuestas. Se realizaron talleres a lo largo del año, con plena participación de la industria, los agentes del gobierno involucrados en el tema y algunos usuarios.

Con el aporte obtenido, la Comisión desarrolló los modelos requeridos para consolidar una nueva propuesta definitiva de marco regulatorio y de metodologías de estimación de tarifas, para su presentación y aprobación en plenaria de la CREG durante el primer semestre del 2005.

MANTENIMIENTO Y REPOSICIÓN DE CILINDROS Y TANQUES

La CREG adecuó y ajustó durante el 2004 la regulación aplicable al mantenimiento y reposición de cilindros y tanques. En este sentido, estableció las metas de reposición individual por empresa distribuidora para el año, como parte del Programa de Mantenimiento y Reposición de Cilindros y Tanques Estacionarios.

De otra parte, se realizaron ajustes al presupuesto del Margen de Seguridad para garantizar la adecuada y efectiva ejecución del Programa de Mantenimiento y Reposición de Cilindros y Tanques Estacionarios. Se mantuvo permanente contacto con la industria para adecuar los procedimientos y esquemas de remuneración de cilindros para permitir el continuo desarrollo del Programa de Mantenimiento y Reposición de Cilindros y Tanques Estacionarios y una ejecución eficiente de los recursos del Margen de Seguridad.

Durante el 2004 sefabricaron cerca de un millón de cilindros nuevos, cuyo cumplimiento de la normatividad técnica está certificada, y otro tanto que presentaba problemas de seguridad fue destruido. Al final de 2004 se había logrado cambiar más del 26% del parque existente, es decir, cerca de 1.500.000 cilindros.

SUMINISTRO Y PRESTACIÓN DEL SERVICIO EN LAS ISLAS DE SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA

Con base en los resultados de un estudio ejecutado en el 2003, la CREG analizó, discutió y configuró una propuesta regulatoria y tarifaria que tiene como propósito generar las condiciones para que se logre una prestación eficiente del servicio en las Islas y se eliminen las actuales condiciones no eficientes de suministro de producto. La propuesta será llevada a consideración de la CREG en 2005 antes de someterla a consulta pública.

DECRETOS DEL GOBIERNO NACIONAL PARA EL SECTOR DE GAS COMBUSTIBLE

DECRETO 3531 DEL 27 DE OCTUBRE DE 2004

Con el propósito de viabilizar la ejecución de los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento – FECF, fue expedido el Decreto 3531 de 2004, "Por el cual se reglamenta el Artículo 15 de la Ley 401 de 1997, modificado por la Ley 887 de 2004". A través de este instrumento se logró establecer las reglas necesarias para que tanto empresas como entidades territoriales formularan proyectos para el fomento del uso del gas natural, especialmente dirigidos a colombianos ubicados en zonas de influencia de los gasoductos troncales y con más altos índices de necesidades básicas insatisfechas.

DECRETO 1404 DEL 5 DE MAYO DE 2005

Continuando con la ejecución de la política adoptada por el Gobierno Nacional mediante el documento CONPES 3244 del 15 de septiembre de 2003, el cual recomendó adelantar un proceso para vincular un inversionista estratégico al sistema de transporte de gas asociado a ECOGÁS para viabilizar el negocio del transporte de gas natural del interior del país en el largo plazo, se expidió el Decreto 1404 del 5 de mayo de 2005 mediante el que se aprueba el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas - ECOGAS, relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S. A. ESP, TGI S.A. E.S.P.

DECRETO 1484 DEL 12 DE MAYO DE 2005

En relación con la ocurrencia de restricciones en el suministro de gas para la prestación de este servicio público, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 1484 del 12 de mayo de 2005, fijando el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda. Este Decreto tiene en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas.

Anexo Legal

Normatividad del Sector Hidrocarburos 2004-2005

Norma	Fecha	Tema
Decreto 210	27 de enero de 2004	Por medio del cual se aprueba la planta de personal de Ecopetrol S.A.
Decreto 157	22 de enero de 2004	Por el cual se modifica parcialmente el Decreto 2685 de 1999 (Por el cual se modifica la legislación aduanera. (Donación de hidrocarburos y derivados aprehendidos o decomisados)
Decreto 562	26 de febrero de 2004	Por el cual se modifican transitoriamente los artículos Cuarto y Séptimo del Decreto 2195 del 18 de octubre de 2001 (Distribución de combustibles en zonas de frontera).
Decreto 1037	4 de mayo de 2004	Por el cual se adiciona el artículo 1° del Decreto 2875 de 2001 y se establecen otras disposiciones en materia de distribución de combustibles en Zonas de Frontera
Resolución 180547	13 de mayo de 2004	Por la cual se fijan las bases para efectos de la determinación del precio del petróleo para la liquidación de las regalías para el año 2004, de acuerdo con lo estipulado en la Ley 141 de 1994 y en la Resolución No. 8 2104 de noviembre 2 de 1994
Decreto 2288	15 de julio de 2004	Por el cual se reglamenta el Decreto-ley 1760 de 2003 (escisión de Ecopetrol, creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y de la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A.).
Decreto 2340	23 de julio de 2004	Por el cual se reglamenta la importación, almacenamiento y distribución de combustibles provenientes de la República Bolivariana de Venezuela en las Zonas de Frontera del departamento Norte de Santander.
Decreto 2339	23 de julio de 2004	Por el cual se reglamenta la importación, almacenamiento y distribución de combustibles provenientes de la República Bolivariana de Venezuela en las Zonas de Frontera del departamento del Vichada.
Decreto 2338	23 de julio de 2004	Por el cual se reglamenta la importación, almacenamiento y distribución de combustibles provenientes de la República Bolivariana de Venezuela en las Zonas de Frontera del departamento de Guainía.
Decreto 2334	23 de julio de 2004	Por el cual se reglamenta la importación, almacenamiento y distribución de combustibles provenientes de la República Bolivariana de Venezuela en las Zonas de Frontera del Departamento de Arauca.
Resolución 016	30 de julio de 2004	Por la cual se aumentan los controles para el transporte de gasolina, aceite combustible para motor (ACPM) y kerosene (petróleo) y se incluyen como sustancias químicas objeto de control administrativo ejercido por la Dirección Nacional de Estupefacientes **(Resolución del Consejo Nacional de Estupefacientes).**
Decreto 2653	19 de agosto de 2004	Por el cual se adiciona transitoriamente el artículo 4° del Decreto 2195 de 2001.
Decreto 2725	26 de agosto de 2004	Por el cual se reglamenta el parágrafo 1° del artículo 11 de la Ley 681 de2001. (Régimen de combustibles en zonas de frontera).
Decreto 3283	8 de octubre de 2004	Por medio del cual se modifica el artículo 1° del Decreto 1328 de 1999 (Determina el valor de la sobretasa a la gasolina motor corriente, extra y para el ACPM en zonas de frontera).
Decreto 3353	14 de octubre de 2004	Por el cual se modifica el Decreto 1980 de 2003 y se toman otras medidas
Resolución 181361	19 de octubre de 2004	Por la cual se modifica el parágrafo 1° del Artículo 3° de la Resolución 80602 de junio de 2000 y se establecen otras disposiciones (volumen máximo de combustible a utilizar en generación eléctrica en el Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina)
Decreto 3459	21 de octubre de 2004	Por el cual se adiciona el artículo 1° del Decreto 2875 de 2001 y se establecen otras disposiciones en materia de distribución de combustibles en Zona de Frontera.
Decreto 3558	28 de octubre de 2004	Por medio del cual se modifica el artículo 1° del Decreto 13 28 de 1999 y se establecen otras disposiciones. (Determina el valor de la sobretasa a la gasolina motor corriente, extra y para el ACPM en zonas de frontera).
Resolución 181650	7 de diciembre de 2004	Por la cual se modifican las resoluciones 80728 del 21 de junio de 2001 y 181193 del 12 de noviembre de 2002 y se establecen otras disposiciones en materia de distribución de combustibles ("ARTÍCULO PRIMERO: Ecopetrol S.A suministrará Fuel Oil al Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE, o la entidad que éste designe como responsable de la prestación del servicio público de generación de energía eléctrica, con las calidades por ella requeridas en la Planta de Leticia, a razón de US$20 / barril".)

Normatividad del Sector Hidrocarburos 2004-2005

Norma	Fecha	Tema
Decreto 4097	7 de diciembre de 2004	Por el cual se modifica el inciso cuarto del Artículo 4º del Decreto 2195 de 2001 (Distribución de combustibles en zonas de frontera).
Ley 939	31 de diciembre de 2004	Por medio de la cual se subsanan los vicios de procedimiento en que se incurrió en el trámite de la Ley 818 de 2003 y se estimula la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diesel y se dictan otras disposiciones
Resolución 181747	21 de diciembre de 2004	Por la cual se actualiza el procedimiento para reporte de hidrocarburos objeto de contribución, de conformidad con lo establecido en el "Convenio Internacional sobre la Constitución de un Fondo Internacional de Indemnización de Daños Causados por la Contaminación de Hidrocarburos", suscrito en Bruselas el 18 de diciembre de 1971 y sus Protocolos del 19 de noviembre de 1976 y del 27 de noviembre de 1992
Resolución 181708	14 de diciembre de 2004	Por la cual se modifica la Resolución 180687 del 17 de junio de 2003 y se establecen otras disposiciones (Alcohol Carburante).
Resolución 181699	14 de diciembre de 2004	Por la cual se delega una función (Delegar en el Presidente de Ecopetrol S. A., la función de contratar con una institución idónea, pública o privada, la realización, en coordinación con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el diseño del programa de enajenación de la propiedad accionaria de la cual la Empresa es titular de manera directa en la Sociedad Inversiones de Gases de Colombia S. A., Invercolsa, de conformidad con los parámetros establecidos en la Ley 226 de 1995).
Resolución 1565	27 de diciembre de 2004	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 898 del 23 de agosto de 1995, que regula los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna
Decreto 260	7 de febrero de 2005	Por medio del cual se adiciona el Decreto 255 del 11 de febrero de 1992 y se dictan otras disposiciones (Exenciones arancelarias).
Decreto 139	25 de enero de 2005	Por el cual se modifican los parágrafos 2° y 3° del artículo 23 del Decreto 3683 del 19 de diciembre de 2003. (Usos del petróleo crudo y/o sus mezclas, con criterios de autoabastecimiento energético y de uso racional y eficiente de la energía).
Resolución 180219	28 de febrero de 2005	Por la cual se señala la metodología para establecer volúmenes máximos de combustibles líquidos derivados del petróleo para grandes consumidores en zonas de fronteras
Resolución 01476	25 de febrero de 2005	Por la cual se reglamentan los Decretos 4236 y 4237 del 16 de diciembre de 2004, determinándose los lugares habilitados y el procedimiento, para la importación de gasolina sin plomo y ACPM, procedentes de la República Bolivariana de Venezuela **(Resolución de la Dirección General de Impuestos y Aduanas Nacionales).**

Normatividad del Sector Gas 2004-2005

Norma	Fecha	Tema
Decreto 1484	12 de mayo de 2005	Por el cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda.
Decreto 1404	5 de mayo de 2005	Por el cual se aprueba el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas, Ecogás, relacionados con el transporte de gas natural, s u operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S. A. ESP, TGI S.A. E.S.P.
Resolución 180436	14 de abril de 2005	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes a los excedentes de la contribución de solidaridad generados por las empresas de Gas
Decreto 3531	27 de octubre de 2004	Por el cual se reglamenta el Artículo 15 de la Ley 401 de 1997, modificado por la Ley 887 de 2004
Resolución 181788	29 de diciembre de 2004	Por la cual se expide el Reglamento Técnico para Cilindros y Tanques Estacionarios utilizados en la prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo, GLP, y sus procesos de mantenimiento.
Resolución 181777	28 de diciembre de 2004	Por la cual se sitúan recursos correspondientes a los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por las Empresas de Gas
Resolución 181734	20 de diciembre de 2004	Por la cual se sitúan recursos correspondientes a los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por las Empresas de Gas
Resolución 181733	20 de diciembre de 2004	Por la cual se sitúan recursos correspondientes a los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por las Empresas de Gas
Resolución 181035	24 de agosto de 2004	Por la cual se determina el Factor R/P de Referencia previsto en el Decreto 3428 de 2003
Resolución 180928	2 de agosto de 2004	Por la cual se sitúan recursos correspondientes a los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por las Empresas de Gas

Normatividad del Sector Minas 2004-2005

Norma	Fecha	Tema
Decreto 589	4 de marzo de 2005	Por el cual se prorroga el plazo para la liquidación de Carbones de Colombia S.A., Carbocol "en Liquidación", señalado en el artículo 28 del Decreto 520 de 2003 y prorrogado mediante los artículos 1° del Decreto 659 de 2004 y 1° del Decreto 2831 de 2004
Resolución 180385	25 de marzo de 2005	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro y platino a los municipios productores
Resolución 180248	8 de marzo de 2005	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro y platino a los municipios productores
Resolución 180226	3 de marzo de 2005	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del Impuesto al oro y platino a los municipios productores
Resolución 180429	4 de diciembre de 2004	Por la cual se modifica la Resolución 181145 del 14 de septiembre de 2001, sobre la reglamentación del otorgamiento de la delegación a que se refiere el artículo 320 de la Ley 685 de 2001
Decreto 3577	29 de octubre de 2004	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del Impuesto al oro y platino a los municipios productores
Decreto 3081	22 de septiembre de 2004	Por medio del cual se modifica el Decreto 254 de 2004 por el cual se ordena la supresión, disolución y liquidación de la Empresa Nacional Minera Limitada, Minercol Ltda., Empresa Industrial y Comercial del Estado
Decreto 2831	6 de septiembre de 2004	Por el cual se prorroga el plazo para la liquidación de Carbones de Colombia S.A., Carbocol, «En Liquidación», señalado en el artículo 28 del Decreto 520 de 2003 y prorrogado mediante el artículo 1° del Decreto 659 de 2004
Resolución 181532	23 de diciembre de 2004	Por la cual se delegan unas funciones al Gobernador de Antioquia y se adoptan otras medidas
Resolución 181756	23 de diciembre de 2004	Por la cual se adopta un nuevo Formato Básico Minero –"FBM" y se dictan otras disposiciones
Resolución 181687	13 de diciembre de 2004	Por la cual se adopta un nuevo Formato Básico Minero –"FBM" y se dictan otras disposiciones
Resolución 181543	26 de noviembre de 2004	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro y platino a los municipios productores
Resolución 181529	23 de noviembre de 2004	Por la cual se prorroga una delegación al Gobernador de Caldas
Re solución 181531	23 de noviembre 2004	Por la cual se prorroga una delegación al Gobernador de Norte de Santander
Resolución 181530	23 de noviembre de 2004	Por la cual se prorroga una delegación al Gobernador de Boyacá
Resolución 181528	23 de noviembre de 2004	Por la cual se prorroga una delegación al Gobernador de Cesar
Resolución 181360	19 de octubre de 2004	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro y platino a los municipios productores

Normatividad Sector de Energía Eléctrica 2004-2005

Norma	Fecha	Tema
Decreto 4272	17 de diciembre de 2004	Por el cual se modifica parcialmente el Decreto 201 del 27 de enero de 2004, modificatorio del Decreto 847 del 11 de mayo de 2001
Decreto 4226	15 de diciembre de 2004	Por el cual se fija la proporción en que debe distribuirse entre los municipios afectados, el Impuesto de Industria y Comercio que corresponde pagar a la Central de Generación Eólica de Jepirachi y a las pequeñas Centrales Hidroeléctricas de Dolores y Pajarito.
Decreto 2287	15 de julio de 2004	Por el cual se adiciona el Decreto 847 del 11 de mayo de 2001
Decreto 1407	9 de julio de 2004	Por el cual se dicta una directriz política en cuanto a la transición de los períodos tarifarios de la actividad de distribución de energía eléctrica
Resolución 181760	23 de diciembre de 2004	Por la cual se prorroga la entrada en vigencia de la Resolución 180398 del 7 de abril de 2004
Resolución 181759	23 de diciembre de 2004	Por la cual se sitúan recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social
Resolución 181758	23 de diciembre de 2004	Por la cual se hace una distribución en el Presupuesto de Gastos de Inversión del Ministerio de Minas y Energía
Resolución 181750	22 de diciembre de 2004	Por la cual se distribuyen parcialmente los recursos para el pago de la deuda por suministro de energía eléctrica y servicio de alumbrado público en cumplimiento de la Ley 859 de 2003
Resolución 181717	16 de diciembre de 2004	Por la cual se sitúan recursos correspondientes al Fondo Especial de EnergíaSocial
Resolución 181716	16 de diciembre de 2004	Por la cual se sitúan recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social
Resolución 181715	16 de diciembre de 2004	Por la cual se sitúan recursos correspondientes a los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por las Empresas de Energía
Resolución 181478	12 de noviembre de 2004	Por la cual se sitúan recursos correspondientes a los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por las Empresas de Energía
Resolución 181475	12 de noviembre de 2004	Por la cual se expide el Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y se establecen los requisitos para la obtención de licencias para su operación, parada prolongada, modificación y desmantelamiento
Resolución 181462	10 de noviembre de 2004	Por medio de la cual se modifica el artículo 1° de la Resolución 181401 del 29 de octubre de 2004
Resolución 181419	4 de noviembre de 2004	Por la cual se reglamenta la expedición de la Licencia de Importación de Materiales Radiactivos
Resolución 181304	8 de octubre de 2004	Por la cual se reglamenta la expedición de la Licencia de Manejo de Materiales Radiactivos

Balance de Proyectos de Ley de Interés del Ministerio de Minas y Energía
Proyectos Presentados en la Legislatura 2004-2005

Número	Asunto	Fecha	Autor	Ponente(s)	Estado
006/04 S	Por el cual se establece el programa de ventanilla única y simplificación de trámites.	20 de julio de 2004	Carlos Moreno de Caro	Jesús Piñacue	Archivado
035/04 C, 083/04 C, 086/04 C	Por medio de la cual se modifica la Ley 80 de 1993, Estatuto General de Contratación de la Administración Pública	20 de julio de 2004	Ministro de Transporte, Contralor y Procurador	Zamir Silva, Jorge Luis Caballero, J Vives, Oscar Arboleda	Pendiente primer debate Comisión I Cámara
036/04 C	Po r la cual se definen las etapas del proceso de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, se promueve la competencia y se dictan otras disposiciones	20 de julio de 2004	Luis Fernando Duque	Luis Fernando Duque, Jaime Duran Barrera	Aproba do en Primer debate comisión V Cámara el 17 de noviembre de 2004, Pendiente 2 debate Plenaria
054/04 C	Por la cual se establece la cuota de contribución parafiscal para la conversión y racionalización del uso de combustibles del transporte auto motor terrestre y se dictan normas sobre su recaudo y administración	22 de julio de 2004	Julio Manzur	Armando Amaya	Pendiente Primer debate Comisión V Cámara
061/04C	Por la cual se modifica la ley 23 de enero 24 de 1986 y se dictan otras disposiciones	22 de julio de 2004	Jorge Ubeimar Delgado		Pendiente Primer debate Comisión
104/04 C	Por medio del cual se modifica la ley 23 de 1986	6 de agosto de 2004	Luis Enrique Dussan		Pendiente Primer debate Comisión
109/04S	Estatuto de San Andrés	3 de septiembre de 04	Germán Vargas Lleras		Pendiente Primer debate Comisión

Anexo Estadístico

Balance Energético

Balance Energético Consolidado 2004

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	*	*	*	*	*	*	*	39.856	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales Térmicas	*	*	*	*	*	*	*	8.663	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Central Eolica	*	*	*	*	*	*	*	52										
Autoproductores	*	*	*	*	*	*	*	1.720	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centros Tratamiento de Gas	*	*	*	*	*	*	*	0	0	594	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinerías	*	*	*	*	*	*	*	0	4.700	7.280	42.332	7.793	26.670	22.050	12.100	0	0	0
Coquerías	*	*	*	*	*	*	*	0	0	0	0	0	0	0	0	470	0	550
Altos Hornos	*	*	*	*	*	*	*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	610
Carboneras	*	*	*	*			*	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0
1.1_Producción	39.952	301.889	193.354	53.693	5.700	9.711	3.103	50.291	4.700	7.874	42.332	7.793	26.670	22.050	12.100	470	147	1.160
1.2_Importaciones	0	0	1.276	3	0	0	0	48	0	10	419	43	533	24	0	0	0	0
1.3_Exportaciones	0	0	79.796	50.902	0	0	0	1.682	0	134	4.249	2.100	1.013	22.327	0	255	0	0
1.4_Variación de Inventarios	2.097	0	0	-350	0	0	0	0	0	362	785	54	201	469	0	0	0	0
1.5_No Aprovechado	0	19.721	800	0	0	4.766	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.6_Pérdidas	0	0	5	70	0	0	0	11.159	0	0	0	0	0	0	0	9	0	58
1_OFERTA INTERNA	37.855	282.168	114.030	3.074	5.700	4.945	3.103	37.498	4.700	7.388	37.717	5.682	25.989	-722	12.100	206	147	1.102
A JUSTE	-9.856	0	100	-509	0	0	0	-2.039	0	-210	6.108	210	-1.409	-1.919	-586	-82	0	43
2_DEMANDA INTERNA	47.711	282.168	113.929	3.582	5.700	4.945	3.103	39.537	4.700	7.598	31.609	5.472	27.398	1.198	12.686	289	147	1.059
2.1_Consumo Propio	0	53.668	483	0	0	0	0	970	4.700	63	37	15	0	364	54	0	0	377
2.2_Transf/Reciclo/Perd.Transf	47.711	108.525	112.845	1.162	1.100	636	188	0	0	129	532	0	0	125	0	244	0	392
Centrales Hidroeléctricas	47.448	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrales Térmicas	0	67.966	0	655	0	0	0	0	0	0	0	0	0	125	0	0	0	0
Autoproductores	263	2.196	91	90	1.100	636	188	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392
Centros Tratamiento de gas	0	5.203	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinerías	0	33.160	112.753	0	0	0	0	0	0	129	532	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	244	0	0
Carboneras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3_Consumo Final	0	119.975	602	2.420	4.600	4.309	2.915	38.567	0	7.406	31.040	5.457	27.398	709	12.632	45	147	290
Residencial	0	33.474	0	100	2.266	0	0	15.792	0	6.216	342	387	0	0	0	0	37	0
Comercial y Público	0	5.907	0	0	0	0	0	9.073	0	592			548	9	0	0	110	0
Industrial	0	73.310	418	2.319	2.334	4.309	1.852	12.301	0	598		550	860	589	68	45	0	290
Transporte	0	7.283	183	1	0	0	0	43	0	0	30.347	4.514	22.128	109	195	0	0	0
Agropecuario y Minero	0	0	0	0	0	0	900	1.299	0	0	43	6	3.827	2	0	0	0	0
Construcciones	0	0	0	0	0	0	0	59	0	0	308	0	36	0	2.372	0	0	0
No Identificado	0	0	0	0	0	0	163	0	0	0	0	0	0	0	9.998	0	0	0
2.3.1_Consumo Util	**0**	**80.414**	**280**	**1.569**	**857**	**2.823**	**1.663**	**23.953**	**0**	**4.766**	**4.630**	**1.272**	**5.728**	**462**	**12.614**	**15**	**4**	**114**
Residencial	0	23.432	0	12	154	0	0	10.208	0	4.013	171	135	0	0	0	0	4	0
Comercial y Público	0	3.840	0	0	0	0	0	3.811	0	356	0	0	305	6	0	0	0	0
Industrial	0	52.050	280	1.556	704	2.823	1.396	9.276	0	397	0	324	528	433	50	15	0	114
Transporte	0	1.093	0	0	0	0	0	0	0	0	4.408	813	4.018	21	195	0	0	0
Agropecuario y Minero	0	0	0	0	0	0	226	613	0	0	6	0	870	2	0	0	0	0
Construcciones	0	0	0	0	0	0	0	47	0	0	45	0	7	0	2.372	0	0	0
No Identificado	0	0	0	0	0	0	41	0	0	0	0	0	0	0	9.998	0	0	0
2.3.2_Pérdidas Consumo	0	39.561	322	852	3.742	1.487	1.252	14.614	0	2.640	26.410	4.185	21.671	247	18	30	143	176

Balance Energético Consolidado 2004

Energético Unidad Original	Energia Primaria							Energia 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
CONSUMO DESAGREGADO																		
1_CONSUMO INDUSTRIAL	**0**	**73.310**	**418**	**2.319**	**2.316**	**4.309**	**1.852**	**12.301**	**0**	**598**	**0**	**550**	**860**	**589**	**68**	**45**	**0**	**290**
Alimentos Bebidas y Tabaco	0	4.632	107	174	2.065	4.145	1	2.295	0	171	0	32	249	56	14	0	0	0
Textil y Confecciones	0	514	41	282	0	0	14	1.725	0	40	0	39	55	22	2	0	0	0
Calzado y Cueros	0	249	6	4	0	0	0	155	0	1	0	0	2	3	1	0	0	0
Maderas y Muebles	0	1.232	53	1	0	0	0	179	0	0	0	10	3	0	0	0	0	0
Papel e Imprenta	0	3.498	0	392	0	164	1.667	1.038	0	33	0	10	12	73	1	0	0	0
Quimicos	0	30.911	41	131	0	0	170	1.953	0	57	0	77	92	15	16	3	0	0
Cemento	0	27.333	16	786	0	0	0	1.159	0	0	0	3	87	4	8	0	0	0
Piedras Vidrio y Cerámicas	0	738	65	129	233	0	0	520	0	169	0	314	29	0	2	0	0	0
Hierro Acero y No Ferrosos	0	2.039	26	421	18	0	0	2.263	0	109	0	63	49	0	4	42	0	290
Maquinaria y Equipos	0	316	36	0	0	0	0	550	0	17	0	1	33	417	4	0	0	0
Otros	0	1.849	26	0	0	0	0	464	0	0	0	0	250	0	17	0	0	0
2_CONSUMO TRANSPORTE	**0**	**7.283**	**183**	**1**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**30.347**	**4.514**	**22.128**	**109**	**195**	**0**	**0**	**0**
Pasajeros Privado Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.129	0	240	0	17	0	0	0
Pasajeros Privado Urbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.529	0	523	0	36	0	0	0
Pasajeros Público Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.740	0	1.486	0	19	0	0	0
Pasajeros Público Urbano	0	7.283	0	0	0	0	0	0	0	0	7.436	0	1.420	0	43	0	0	0
Carga Urbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.335	0	1.995	0	24	0	0	0
Carga Interurbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.601	0	12.877	0	47	0	0	0
Total Carretero	**0**	**7.283**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**29.770**	**0**	**18.541**	**0**	**187**	**0**	**0**	**0**
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	124	4.514	0	0	2	0	0	0
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	453	0	1.060	0	4	0	0	0
Maritimo	0	0	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.341	97	1	0	0	0
Ferroviario	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	186	11	1	0	0	0
3_CONSUMO AGRICOLA Y MINERO	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**900**	**1.299**	**0**	**0**	**43**	**6**	**3.827**	**2**	**0**	**0**	**0**	**0**
Tractores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.716	0	0	0	0	0
Secado de Granos	0	0	0	0	0	0	0	24	0	0	0	0	1.037	0	0	0	0	0
Procesamiento Agrícola	0	0	0	0	0	0	900	4	0	0	0	0	275	2	0	0	0	0
Riego	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0	0	0	799	0	0	0	0	0
Fumigación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	329	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0
Total Agricola	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**900**	**379**	**0**	**0**	**43**	**6**	**3.827**	**2**	**0**	**0**	**0**	**0**
Iluminación	0	0	0	0	0	0	0	188	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuerza Motriz	0	0	0	0	0	0	0	543	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros Usos	0	0	0	0	0	0	0	188	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Minero	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**920**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
4_CONSUMO RESIDENCIAL	**0**	**33.474**	**0**	**100**	**2.266**	**0**	**0**	**15.792**	**0**	**6.216**	**342**	**387**	**0**	**0**	**0**	**0**	**37**	**0**
Cocción	0	33.140	0	34	216	0	0	4.840	0	5.550	275	232	0	0	0	0	3	0
Iluminación	0	0	0	0	0	0	0	2.549	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Agua Caliente	0	335	0	0	0	0	0	2.478	0	41	0	0	0	0	0	0	0	0
Nevera	0	0	0	0	0	0	0	3.078	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aire Acondicionado	0	0	0	0	0	0	0	410	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	668	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Urbano	**0**	**33.474**	**0**	**34**	**216**	**0**	**0**	**14.024**	**0**	**5.591**	**275**	**232**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3**	**0**
Total Rural	**0**	**0**	**0**	**66**	**2.050**	**0**	**0**	**1.768**	**0**	**625**	**67**	**155**	**0**	**0**	**0**	**0**	**34**	**0**

CIFRAS PRELIMINARES: Junio del 2005

Balance Energético Consolidado 2004

Energético Teracalorías	Energía Primaria HE	GN	PT	CM	LE	BZ	RC	Total Primaria	Energía Secundaria EE	GR	GL	GM	KJ	DO	FO	NE	CQ	CL	GI	Total Secundaria	Total Efectiva
Centrales Hidroeléctricas	*	*	*	*	*	*	*	*	34.276	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34.276	0
Centrales Térmicas	*	*	*	*	*	*	*	*	7.450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.450	0
Autoproductores	*	*	*	*	*	*	*	*	1.479	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.479	0
Centros Tratamiento de Gas	*	*	*	*	*	*	*	*	0	0	564	0	0	0	0	0	0	0	0	564	0
Refinerías	*	*	*	*	*	*	*	*	0	8.836	6.916	37.869	7.257	36.805	32.635	16.698	0	0	0	147.016	0
Coquerías	*	*	*	*	*	*	*	*	0	0	0	0	0	0	0	0	2.256	0	550	2.806	0
Altos Hornos	*	*	*	*	*	*	*	*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	610	610	0
Carboneras	*	*	*	*	*	*	*	*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1_Producción	34.359	70.642	266.829	349.005	20.520	17.674	3.103	762.131	43.251	8.836	7.480	51.646	10.364	36.805	32.635	16.698	2.256	954	1.160	212.085	762.131
1.2_Importaciones	0	0	1.761	17	0	0	0	1.778	42	0	9	512	58	735	36	0	0	0	0	1.391	3.169
1.3_Exportaciones	0	0	110.118	330.863	0	0	0	440.981	1.447	0	127	5.184	2.794	1.398	33.044	0	1.224	0	0	45.218	486.199
1.4_Variación de Inventarios	1.803	0	0	-2.275	0	0	0	-472	0	0	344	958	72	277	694	0	0	0	0	2.345	1.873
1.5_No Aprovechado	0	4.615	1.104	0	0	8.674	0	14.393	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14.393
1.6_Pérdidas	0	0	7	455	0	0	0	462	9.597	0	0	0	0	0	0	0	42	0	58	9.697	10.159
1_OFERTA INTERNA	32.555	66.027	157.361	19.978	20.520	9.000	3.103	308.545	32.249	8.836	7.018	46.015	7.557	35.865	-1.068	16.698	990	954	1.102	**156.216**	**252.675**
A JUSTE	-8.476	0	139	-3.308	1	0	0	-11.644	-1.754	0	-200	7.452	280	-1.945	-2.841	-808	-395	-1	43	-169	-11.813
2_DEMANDA INTERNA	41.031	66.027	157.222	23.286	20.519	9.000	3.103	320.188	34.002	8.836	7.218	38.563	7.277	37.810	1.772	17.506	1.385	956	1.059	**156.385**	**264.488**
2.1_Consumo Propio	0	12.558	666	0	0	0	0	13.225	835	8.836	60	45	20	0	538	74	0	0	377	10.785	24.010
2.2_Transf/Reciclo/Perd.Transf	41.031	25.395	155.725	7.553	3.960	1.158	188	235.010	0	0	123	649	0	0	185	0	1.169	0	392	2.518	43.325
Centrales Hidroeléctricas	40.805	0	0	0	0	0	0	40.805	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.529
Centrales Térmicas	0	15.904	0	4.258	0	0	0	20.162	0	0	0	0	0	0	185	0	0	0	0	185	12.896
Autoproductores	226	514	126	585	3.960	1.158	188	6.756	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	392	5.669
Centros Tratamiento de gas	0	1.218	0	0	0	0	0	1.218	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	653
Refinerías	0	7.759	155.599	0	0	0	0	163.359	0	0	123	649	0	0	0	0	0	0	0	772	17.114
Coquerías	0	0	0	1.207	0	0	0	1.207	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.599
Altos Hornos	0	0	0	1.503	0	0	0	1.503	0	0	0	0	0	0	0	0	1.169	0	0	1.169	2.062
Carboneras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3_Consumo Final	0	28.074	830	15.733	16.559	7.843	2.915	71.954	33.168	0	7.036	37.869	7.257	37.810	1.049	17.432	216	956	290	143.082	**215.035**
Residencial	0	7.833	0	650	8.156	0	0	16.639	13.581	0	5.905	417	515	0	0	0	0	239	0	20.657	37.297
Comercial y Público	0	1.382	0	0	0	0	0	1.382	7.803	0	562	0	0	756	13	0	0	716	0	9.850	11.233
Industrial	0	17.154	577	15.074	8.402	7.843	1.852	50.902	10.579	0	568	0	731	1.186	872	94	216	0	290	14.537	65.439
Transporte	0	1.704	253	9	0	0	0	1.966	37	0	0	37.023	6.003	30.536	161	269	0	0	0	74.030	75.996
Agropecuario y Minero	0	0	0	0	0	0	900	900	1.117	0	0	53	8	5.281	3	0	0	0	0	6.462	7.362
Construcciones	0	0	0	0	0	0	0	0	51	0	0	376	0	50	0	3.273	0	0	0	3.749	3.749
No Identificado	0	0	0	0	0	0	163	163	0	0	0	0	0	0	0	13.797	0	0	0	13.797	13.960
2.3.1_Consumo Util	0	18.817	386	10.197	3.087	5.137	1.663	39.287	20.600	0	4.527	5.649	1.692	7.904	683	17.407	71	25	114	**58.672**	**97.958**
Residencial	0	5.483	0	81	553	0	0	6.117	8.779	0	3.812	209	180	0	0	0	0	25	0	13.004	19.121
Comercial y Público	0	898	0	0	0	0	0	898	3.277	0	338	0	0	420	9	0	0	0	0	4.045	4.943
Industrial	0	12.180	386	10.115	2.534	5.137	1.396	31.748	7.977	0	377	0	431	729	640	68	71	0	114	10.407	42.155
Transporte	0	256	0	1	0	0	0	257	0	0	0	5.378	1.081	5.545	32	269	0	0	0	12.304	12.561
Agropecuario y Minero	0	0	0	0	0	0	226	226	527	0	0	8	0	1.201	2	0	0	0	0	1.738	1.964
Construcciones	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	54	0	9	0	3.273	0	0	0	3.377	3.377
No Identificado	0	0	0	0	0	0	41	41	0	0	0	0	0	0	0	13.797	0	0	0	13.797	13.838
2.3.2_Pérdidas Consumo	0	9.257	444	5.536	13.472	2.706	1.252	32.667	12.568	0	2.508	32.220	5.566	29.905	366	25	145	931	176	**84.410**	**117.077**
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CONSUMO DESAGREGADO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1_CONSUMO INDUSTRIAL	0	17.154	577	15.074	8.338	7.843	1.852	50.838	10.579	0	568	0	731	1.186	872	94	216	0	290	14.537	65.374
Alimentos Bebidas y Tabaco	0	1.084	148	1.130	7.433	7.544	1	17.340	1.974	0	163	0	43	344	82	19	0	0	0	2.624	19.964
Textil y Confecciones	0	120	56	1.832	0	0	14	2.022	1.483	0	38	0	52	76	33	3	0	0	0	1.686	3.708
Calzado y Cueros	0	58	8	27	0	0	0	94	133	0	1	0	0	2	4	1	0	0	0	142	235
Maderas y Muebles	0	288	73	5	0	0	0	367	154	0	0	0	14	4	0	0	0	0	0	172	538
Papel e Imprenta	0	819	0	2.547	0	299	1.667	5.332	893	0	32	0	13	17	108	2	0	0	0	1.064	6.396
Químicos	0	7.233	57	853	0	0	170	8.312	1.680	0	54	0	103	126	22	22	12	0	0	2.019	10.332
Cemento	0	6.396	23	5.107	0	0	0	11.525	997	0	0	0	5	120	6	11	0	0	0	1.138	12.663
Piedras Vidrio y Cerámicas	0	173	90	835	840	0	0	1.938	447	0	160	0	417	39	0	3	0	0	0	1.067	3.005
Hierro Acero y No Ferrosos	0	477	36	2.734	65	0	0	3.312	1.947	0	103	0	83	67	0	5	201	0	290	2.697	6.009
Maquinaria y Equipos	0	74	50	2	0	0	0	126	473	0	16	0	2	46	617	5	2	0	0	1.161	1.287
Otros	0	433	36	1	0	0	0	470	399	0	0	0	0	345	0	24	0	0	0	768	1.238
2_CONSUMO TRANSPORTE	0	1.704	253	9	0	0	0	1.966	0	0	0	37.023	6.003	30.536	161	269	0	0	0	73.993	75.959
Pasajeros Privado Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.818	0	331	0	24	0	0	0	4.172	4.172
Pasajeros Privado Urbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.405	0	722	0	50	0	0	0	11.177	11.177
Pasajeros Público Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.563	0	2.051	0	26	0	0	0	6.640	6.640
Pasajeros Público Urbano	0	1.704	0	0	0	0	0	1.704	0	0	0	9.072	0	1.960	0	60	0	0	0	11.092	12.796
Carga Urbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.068	0	2.753	0	33	0	0	0	6.855	6.855
Carga Interurbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.393	0	17.770	0	65	0	0	0	22.228	22.228
Total Carretero	0	1.704	0	0	0	0	0	1.704	0	0	0	36.319	0	25.587	0	258	0	0	0	62.164	63.868
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	151	6.003	0	0	3	0	0	0	6.158	6.158
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	553	0	1.463	0	5	0	0	0	2.021	2.021
Marítimo	0	0	253	0	0	0	0	253	0	0	0	0	0	3.230	144	2	0	0	0	3.376	3.629
Ferroviario	0	0	0	9	0	0	0	9	0	0	0	0	0	256	17	1	0	0	0	274	284
3_CONSUMO AGRICOLA Y MINERO	0	0	0	0	0	0	900	900	1.117	0	0	53	8	5.281	3	0	0	0	0	6.462	7.362
Tractores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.368	0	0	0	0	0	2.368	2.368
Secado de Granos	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0	0	1.430	0	0	0	0	0	1.451	1.451
Procesamiento Agrícola	0	0	0	0	0	0	900	900	3	0	0	0	0	380	3	0	0	0	0	386	1.286
Riego	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	1.103	0	0	0	0	0	1.122	1.122
Fumigación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	0	0	0	0	53	53
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	283	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	291	291
Total Agrícola	0	0	0	0	0	0	900	900	326	0	0	53	8	5.281	3	0	0	0	0	5.671	6.571
Iluminación	0	0	0	0	0	0	0	0	162	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	162
Fuerza Motriz	0	0	0	0	0	0	0	0	467	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	467	467
Otros Usos	0	0	0	0	0	0	0	0	162	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	162	162
Total Minero	0	0	0	0	0	0	0	0	791	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	791	791
4_CONSUMO RESIDENCIAL	0	7.833	0	650	8.156	0	0	16.639	13.581	0	5.905	417	515	0	0	0	0	239	0	20.657	37.297
Cocción	0	7.755	0	218	778	0	0	8.751	4.162	0	5.273	336	309	0	0	0	0	18	0	10.098	18.848
Iluminación	0	0	0	0	0	0	0	0	2.192	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.192	2.192
Agua Caliente	0	78	0	0	0	0	0	78	2.131	0	39	0	0	0	0	0	0	0	0	2.170	2.249
Nevera	0	0	0	0	0	0	0	0	2.647	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.647	2.647
Aire Acondicionado	0	0	0	0	0	0	0	0	353	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	353	353
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	575	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	575	575
Total Urbano	0	7.833	0	218	778	0	0	8.829	12.061	0	5.312	336	309	0	0	0	0	18	0	18.035	26.864
Total Rural	0	0	0	432	7.378	0	0	7.810	1.520	0	593	81	206	0	0	0	0	221	0	2.622	10.433

CIFRAS PRELIMINARES: Junio del 2005

Hidrocarburos

Resumen de Indicadores Petroleros
2000 - 2004

	2000	2001	2002	2003	2004
Reservas remanentes de petróleo a Dic. 31 (Mbls) (1)	1972	1842	1632	1542	1478
Producción anual de petróleo total en el país (Mbls) (2)	251	221	211	197	193
Producción diaria de petróleo total en el país (Kbpd) (3)	687	604	578	541	529
De Ecopetrol	396	350	322	292	370
De Asociados (Kbpd)	273	232	215	196	142
De concesión+Pruebas	18	22	41	53	17
+Solo riesgos (Kbpd)					
Atentados a Oleducto Caño Limón Coveñas	96	170	42	34	17
Producción de Combustibles (Kbpd) (4)	275	290	278	284	282,5
Consumo de Combustibles (Kbpd) (5)	216	201	196	201	197
Reservas remanentes de gas comercial a Dic. 31 (GPC) (6)	4539	4507	4225	4040	4187
Reservas remanentes de gas no comercial a Dic. 31 (GPC)	2651	2982	2962	2648	3026
Total Reservas Comercial y No Comercial a 31 Dic.	7290	7489	7187	6688	7213
Producción anual de gas comercial total en el país (GPC) (7)	210	218	220	211	227
Producción diaria de gas comercial total en el país (Mpcd) (8)	574	597	602	594	613
Inversión en producción país (MUS$)	679	643	554	482	388

(1): reservas de petróleo descontando la producciòn hasta septiembre de 2004
(2): producción acumulada de petróleo hasta septiembre de 2004
(3): producción promedio diaria de petróleo hasta septiembre de 2004
(4): producción promedio de combustibles hasta agosto de 2004
(5): consumo promedio de combustibles hasta agosto de 2004
(6): reservas de gas comercial descontando la producción hasta septiembre de 2004
(7): producción acumulada de gas hasta septiembre de 2004, incluye consumo propio
(8): Suministro de gas hasta septiembre de 2004, (entregas a gasoductos)

Fuente: ECOPETROL
Cálculos UPME: Las reservas del 2004 se calcularon a partir de las de 2003, descontando la producción parcial del 2004 (a septiembre 2004).

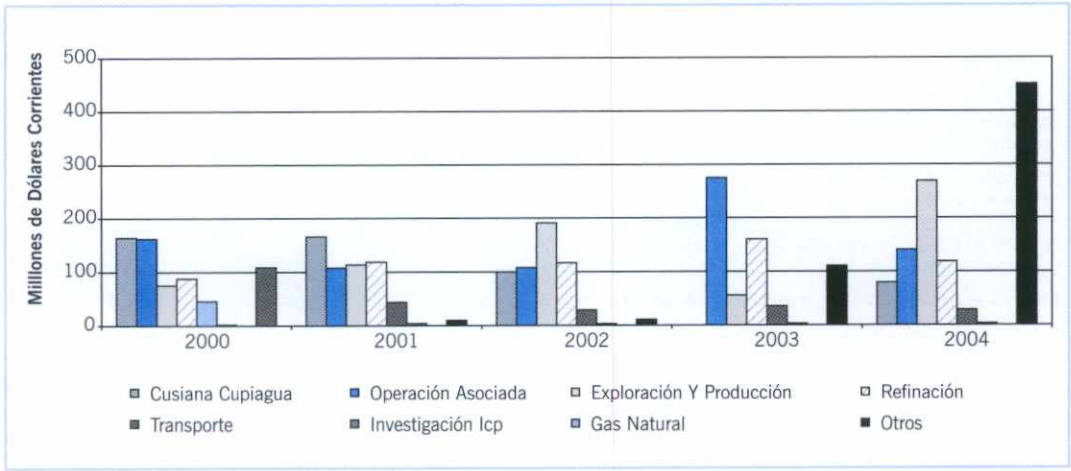
Inversiones de ECOPETROL por Areas 2000 - 2004

Millones de Dólares Corrientes

Años	Cusiana Cupiagua	Operación Asociada	Exploración y Producción	Refinación	Transporte	Investigación ICP	Gas Natural	Otros	Total
2000	164	162	75	88	46	2	0	109	**646**
2001	167	108	114	119	44	4	0	10	**565**
2002	100	108	191	117	29	2	0	11	**558**
2003	0	275	55	161	36	3	0	111	**640**
2004	80	140	270	119	29	3	0	450	**1.091**

Otros 2000: Incluye Comercialización y Gas, Corporativo y Cánones de Leasign.
Otros 2001: Incluye Proyectos de Seguridad, Sistema Integrado, Capitalización Fondo Autoseguros.
Fuente: Ecopetrol. Cálculos UPME a Dólares con Tasa de Cambio Representativa de cada año.

Inversiones de ECOPETROL por Areas 2000 - 2004

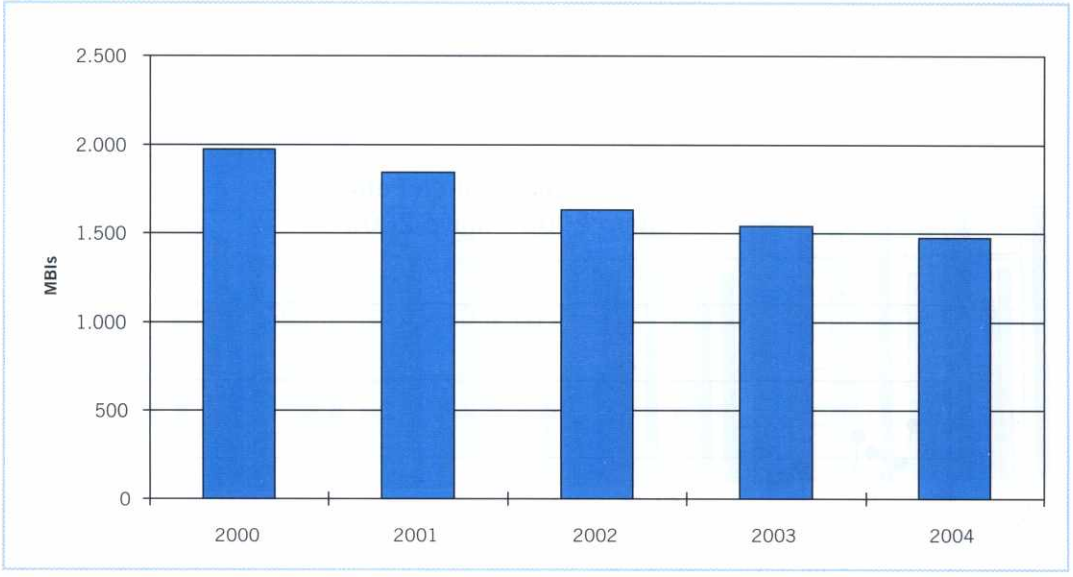


Reservas Probadas Remantes de Petróleo
Relación Reservas / Producción de Petróleo
2000 - 2004

Millones de barriles

Contrato	Asociación	Concesión	Ecopetrol	Total
2000	1.223,3	23,0	725,6	1.971,9
2001	1095,1	20,0	727,1	1.842,2
2002	955,4	12,5	663,8	1.631,7
2003	914,7	9,7	618,0	1.542,4
2004	828,6	15,9	633,1	1.477,6

Relación Reservas / Producción de Petróleo
2000 - 2004



Fuente : ECOPETROL
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

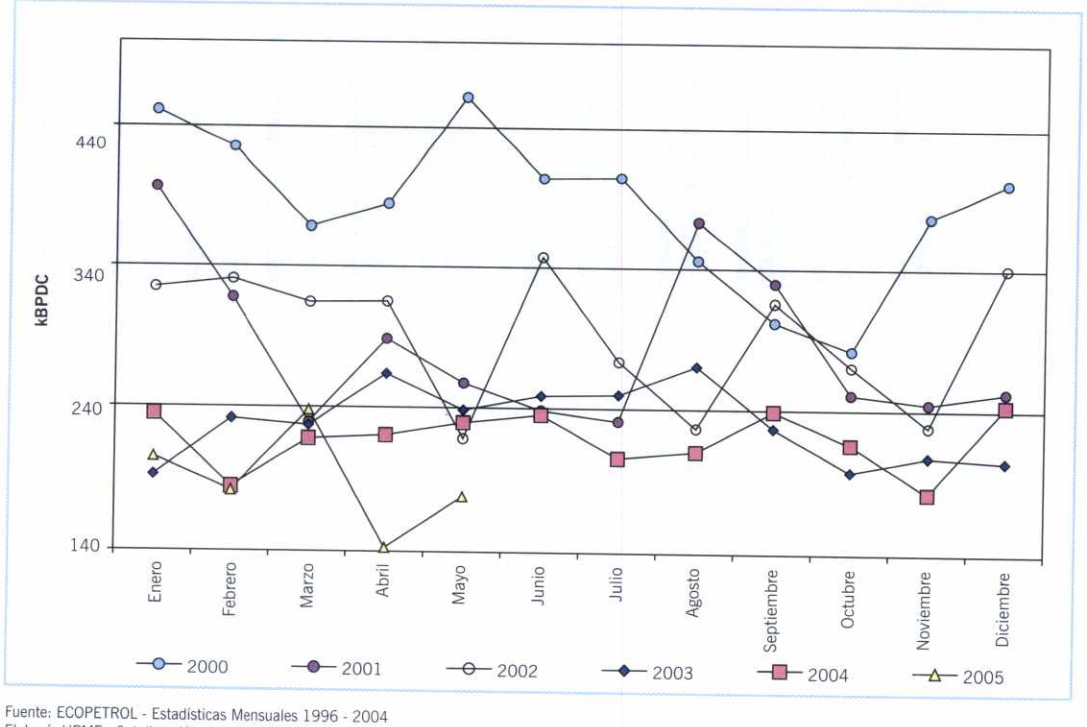
Volumen de las Exportaciones de Petróleo
Enero 2000 - Mayo 2005

Miles de Barriles por día calendario

Mes	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	451,10	396,21	324,73	192,32	234,98	204,83
Febrero	425,05	317,71	330,74	231,92	184,40	181,87
Marzo	368,51	229,52	314,42	227,42	218,01	238,01
Abril	385,21	288,73	315,11	263,76	220,62	142,56
Mayo	461,07	257,60	218,50	238,50	229,82	178,46
Junio	403,74	238,59	347,40	248,81	235,68	
Julio	404,55	231,21	273,35	249,85	205,55	
Agosto	345,94	373,15	226,87	270,49	210,32	
Septiembre	301,90	329,88	315,85	227,03	239,08	
Octubre	282,23	250,83	270,55	197,17	215,98	
Noviembre	376,60	244,56	228,38	207,53	182,25	
Diciembre	401,06	252,54	340,47	204,24	243,21	
Total	**383,87**	**284,12**	**291,78**	**229,83**	**218,50**	**189,15**

Datos a Diciembre 2004, pendiente de reporte de las compañías Occidental Andina y Occidental

Volumen de las Exportaciones de Petróleo
Enero 2000 - Mayo 2005



Fuente: ECOPETROL - Estadísticas Mensuales 1996 - 2004
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

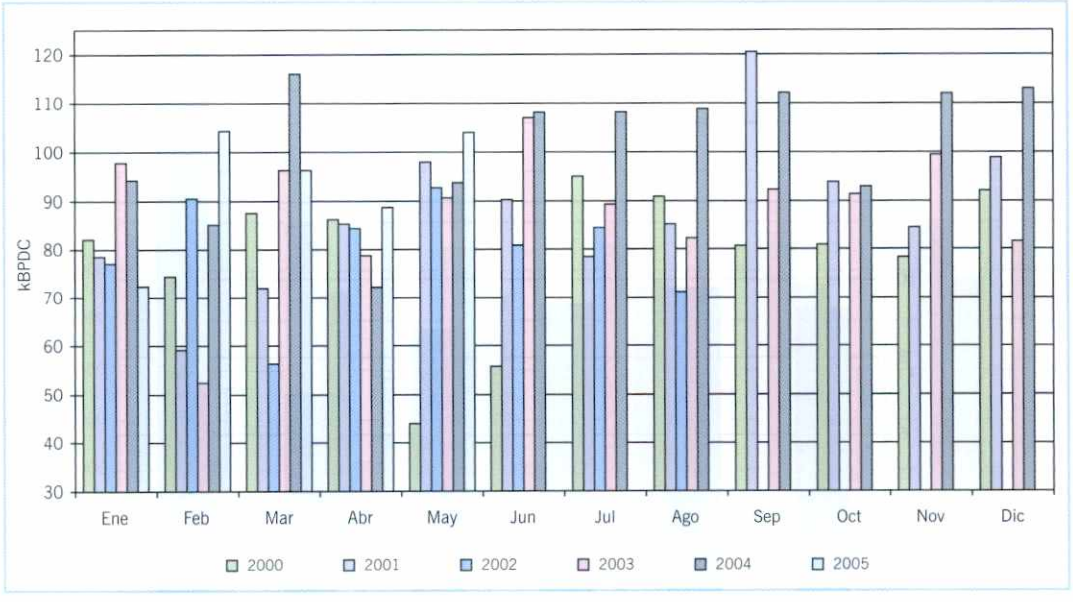
Volumen de las Exportaciones de Derivados
Enero 2000 - Mayo 2005

Miles de Barriles por día calendario

Mes	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	81,97	78,54	76,99	97,87	94,26	72,33
Febrero	74,25	59,13	90,52	52,39	85,18	104,36
Marzo	87,76	71,94	56,33	96,31	116,03	96,33
Abril	86,38	85,44	84,37	78,76	72,11	88,79
Mayo	43,94	97,98	92,76	90,68	93,77	104,01
Junio	55,77	90,28	80,72	107,03	108,10	
Julio	95,09	78,55	84,57	89,32	108,19	
Agosto	90,91	85,35	71,11	82,17	108,87	
Septiembre	80,63	120,47	73,55	92,32	112,15	
Octubre	80,84	93,92	99,69	91,41	93,00	
Noviembre	78,41	84,68	81,13	99,43	111,99	
Diciembre	92,12	98,83	86,37	81,52	113,05	
Total	**79,07**	**87,23**	**81,45**	**88,50**	**101,48**	**93,16**

Nota: No incluye Petróleo

Volumen de las Exportaciones de Derivados
Enero 2000 - Mayo 2005



Nota: No incluye Petróleo
Fuente: Minminas - S.I.E - Compañías - ECOPETROL Estadísticas Mensuales 2004
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

Ventas de Gasolina Motor Distribuidor Mayorista por División Política - BPDC 2000 - 2004

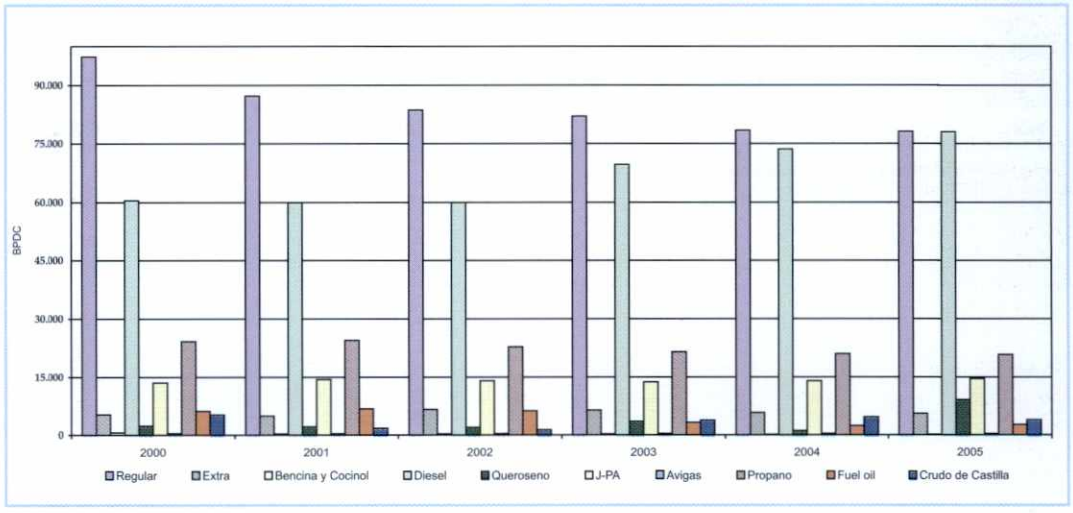
	2000	2001	2002	2003	2004	Var %
Zona Noroccidente	12.976	11.510	9.182	8.421	7.839	-6,9%
ATLÁNTICO	4.327	3.982	2.825	2.259	1.940	-14,1%
BOLÍVAR	3.186	3.254	2.475	2.143	2.754	28,5%
CÓRDOBA	2.991	2.253	2.181	1.881	1.742	-7,4%
LA GUAJIRA	120	71	68	485	24	-95,1%
MAGDALENA	1.062	683	572	575	439	-23,7%
SAN ANDRÉS	249	229	223	211	201	-4,7%
SUCRE	1.041	1.038	837	868	739	-14,9%
ZONA NORORIENTE	**7.891**	**6.664**	**6.877**	**6.860**	**7.075**	**3,1%**
BOYACÁ	2.926	2.695	2.457	2.130	2.371	11,3%
CESAR	616	372	1.470	1.418	1.767	24,6%
NORTE DE SANTANDER	74	118	425	897	695	-22,5%
SANTANDER	4.275	3.480	2.525	2.414	2.241	-7,2%
ZONA CENTRO	**57.843**	**51.030**	**44.352**	**41.780**	**42.822**	**2,5%**
ANTIOQUIA	13.805	12.332	11.065	11.164	10.740	-3,8%
BOGOTÁ	25.712	22.853	19.439	17.376	18.511	6,5%
CALDAS	2.226	2.005	1.772	1.692	1.660	-1,9%
CUNDINAMARCA	8.066	7.031	6.418	5.920	6.370	7,6%
QUINDÍO	1.532	1.393	1.211	1.046	995	-4,9%
RISARALDA	2.605	2.228	1.898	2.041	2.130	4,3%
TOLIMA	3.897	3.188	2.548	2.542	2.416	-4,9%
ZONA SUROCCIDENTE	**20.752**	**18.548**	**18.282**	**18.516**	**17.542**	**-5,3%**
CAUCA	1.627	1.475	1.408	1.385	1.307	-5,7%
CHOCÓ	193	218	289	314	341	8,9%
HUILA	2.543	2.187	1.891	1.843	1.887	2,4%
NARIÑO	2.424	2.531	3.344	4.111	4.122	0,3%
PUTUMAYO	732	492	438	537	625	16,2%
VALLE	13.233	11.646	10.912	10.326	9.259	-10,3%
ZONA SURORIENTE	**5.057**	**4.810**	**4.568**	**4.826**	**4.415**	**-8,5%**
AMAZONAS	148	133	144	136	121	-11,3%
ARAUCA	0	0	28	187	145	-22,3%
CAQUETÁ	1.563	1.547	1.238	1.108	924	-16,6%
CASANARE	633	568	571	610	551	-9,7%
GUAINÍA	13	0	0	5	13	183,6%
GUAVIARE	288	291	357	422	339	-19,7%
META	2.340	2.188	2.143	2.268	2.282	0,6%
VAUPÉS	52	71	79	71	4	-93,9%
VICHADA	20	12	8	20	35	79,2%
TOTAL PAÍS	**104.519**	**92.562**	**83.261**	**80.403**	**79.691**	**-0,9%**
VARIACIÓN %		**-11,4%**	**-10,0%**	**-3,4%**	**-0,9%**	

Fuente: ECOPETROL
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Consumo Mensual de Combustibles
Enero 2000 - Mayo 2005
Barriles por Día Calendario

Mes	Blancos												Negros			Total
	Gasolinas					Destilados Medios										
	Gasolina Motor			Bencina & Cocinol	Subtotal	Diesel	Queroseno	JP-A	Subtotal	Avigas	Propano	Subtotal	Fuel-Oil**	Crudo de Castilla y Rubiales	Subtotal	
	Regular	Extra*	Subtotal			(ACPM)										
2000	97.278	5.447	102.725	583	103.308	60.494	2.257	13.606	76.358	376	24.198	204.240	6.363	5.397	11.761	216.001
2001	87.192	5.057	92.248	288	92.536	59.915	2.057	14.433	76.405	349	24.474	193.764	6.988	1.648	8.637	202.401
2002	83.619	6.840	90.459	268	90.727	59.943	1.878	14.068	75.889	339	22.872	189.827	6.453	1.262	7.715	197.542
2003	81.984	6.628	88.612	222	88.834	69.661	3.454	13.776	86.891	325	21.595	197.645	3.152	3.817	6.969	204.614
2004	78.449	5.922	84.371	124	84.495	73.606	1.039	14.022	88.667	319	21.093	194.574	2.253	4.752	7.005	196.954
2005	78.082	5.674	83.756	122	83.878	78.043	9.256	14.590	101.889	270	20.868	206.905	2.537	3.848	6.385	213.290
Enero	81.503	6.572	88.075	179	88.254	69.818	15.554	15.554	100.925	238	20.702	210.119	2.073	4.552	6.626	216.745
Febrero	77.249	4.968	82.217	138	82.356	78.462	14.698	14.698	107.858	261	22.908	213.383	2.282	7.287	9.569	222.951
Marzo	78.002	5.965	83.966	104	84.071	76.032	14.661	14.661	105.355	304	19.048	208.778	2.474	6.789	9.263	218.041
Abril	76.381	5.565	81.945	112	82.058	84.781	700	14.045	99.525	281	21.200	203.065	2.622	279	2.901	205.966
Mayo	77.276	5.301	82.576	76	82.653	81.125	665	13.992	95.782	265	20.480	199.180	3.233	332	3.565	202.745

Consumo Mensual de Combustibles
Enero 2000 - Mayo 2005



* : Gasolina Importada
**: Fuel Oil o Combustóleo
A partir del 2000 se incluye Crudo de Rubiales
Fuente: ECOPETROL - Estadísticas Mensuales de la Industria Petrolera 2004 y Minminas Dirección de Hidrocarburos - Crudo Rubiales.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Impuestos Distribuidos por Transporte de Petróleo y Gas
2000 - 2004

Millones de Pesos

Departamento	2000	2001	2002	2003	2004
Antioquia	6.952	7.400	7.124	7.804	7.694
Arauca	161	111	192	186	165
Atlántico	1.054	1.080	1.254	1.747	1.187
Bolívar	870	978	908	1.042	813
Boyacá	10.106	10.190	9.937	10.816	6.074
Caldas	1.009	1.309	1.428	1.410	860
Casanare	4.811	4.695	4.093	4.770	3.909
Cesar	3.702	4.416	5.373	5.502	5.286
Córdoba	4.038	4.112	3.896	4.206	3.883
Cundinamarca	775	1.032	3.073	1.746	1.441
Guajira	2.711	3.071	3.494	3.953	3.078
Huila	133	190	195	219	139
Magdalena	2.884	2.936	3.682	4.512	3.096
Meta	324	378	274	294	251
Nariño	735	595	380	392	110
No identificados	40	26	374	36	116
Norte de Santander	1.555	1.074	2.059	2.169	1.969
Putumayo	135	113	70	69	85
Quindío	0	0	2	209	250
Risaralda	69	107	136	217	276
Santander	5.266	5.715	6.195	4.841	6.997
Sucre	1.144	1.177	920	1.301	1.055
Tolima	3.632	4.407	4.314	5.195	6.441
Valle del Cauca	307	483	659	941	910
Total	**52.414**	**55.595**	**60.034**	**65.581**	**56.086**

Fuente: Ministerio de Minas-Dirección de Hicrocarburos
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

Análisis del Comportamiento de Los Precios Promedio de la Gasolina Corriente Principales Ciudades

$/galón

		2003												2004												2005				
Ciudad	Estadistica	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05	May-05
Bogotá	Promedio	3.596	3.693	3.789	3.900	3.942	3.979	4.039	4.104	4.167	4.259	4.340	4.337	4.393	4.455	4.603	4.603	4.648	4.749	4.805	4.802	4.862	4.936	5.010	5.088	5.144	5.271	5.313	5.350	5.348
	Máximo	3.642	3.757	3.839	3.995	4.005	4.000	4.090	4.137	4.235	4.309	4.390	4.390	4.439	4.496	4.654	4.654	4.680	4.820	4.867	4.867	4.935	5.015	5.065	5.145	5.215	5.345	5.385	5.425	546
	Mínimo	3.522	3.621	3.690	3.821	3.820	3.869	3.939	3.999	4.049	4.238	4.320	4.300	4.354	4.420	4.517	4.517	4.615	4.625	4.671	4.671	4.767	4.820	4.915	5.000	5.060	5.180	5.220	5.256	5.054
Medellín	Promedio	3.643	3.775	3.885	3.973	4.025	4.069	4.112	4.190	4.256	4.331	4.407	4.402	4.470	4.525	4.678	4.678	4.725	4.833	4.880	4.880	4.941	5.006	5.088	5.165	5.232	5.361	5.396	5.434	5.465
	Máximo	3.679	3.794	3.907	3.998	4.048	4.085	4.139	4.212	4.289	4.360	4.439	4.432	4.499	4.559	4.712	4.712	4.759	4.859	4.905	4.909	4.980	5.059	5.139	5.237	5.280	5.441	5.468	5.498	5.538
	Mínimo	3.586	3.740	3.840	3.925	3.970	4.026	4.050	4.164	4.190	4.273	4.330	4.340	4.449	4.499	4.659	4.659	4.704	4.742	4.790	4.790	4.865	4.935	5.000	5.093	5.150	5.270	5.300	5.300	5.350
Cali	Promedio	3.646	3.764	3.867	3.961	4.011	4.065	4.107	4.201	4.270	4.335	4.431	4.438	4.500	4.561	4.689	4.689	4.773	4.890	4.938	4.940	4.987	5.057	5.131	5.206	5.264	5.394	5.453	5.508	5.554
	Máximo	3.655	3.774	3.889	3.989	4.043	4.099	4.143	4.244	4.300	4.369	4.458	4.469	4.529	4.590	4.738	4.738	4.805	4.914	4.960	4.961	5.025	5.096	5.180	5.260	5.316	5.480	5.505	5.540	5.595
	Mínimo	3.620	3.740	3.873	3.898	3.952	3.997	4.043	4.123	4.196	4.269	4.345	4.352	4.412	4.468	4.610	4.610	4.706	4.782	4.829	4.829	4.912	4.982	5.060	5.099	5.170	5.305	5.384	5.461	5.505
B/quilla	Promedio	3.753	3.762	3.792	3.925	3.922	3.942	4.014	4.101	4.133	4.230	4.325	4.302	4.368	4.424	4.674	4.674	4.702	4.841	4.860	4.871	4.927	4.950	5.085	5.152	5.216	5.317	5.337	5.343	5.426
	Máximo	3.790	3.874	3.953	3.980	3.950	3.999	4.050	4.150	4.220	4.260	4.340	4.324	4.450	4.495	4.710	4.710	4.760	4.870	4.920	4.924	4.995	5.069	5.149	5.225	5.300	5.424	5.410	5.440	5.554
	Mínimo	3.690	3.710	3.699	3.850	3.890	3.870	3.900	4.000	3.980	4.060	4.323	4.290	4.300	4.358	4.610	4.610	4.670	4.800	4.820	4.834	4.820	4.725	5.060	5.070	5.189	5.199	5.230	5.240	5.290
B/manga	Promedio	3.586	3.560	3.696	3.767	3.868	3.925	3.975	4.060	4.130	4.211	4.307	4.303	4.375	4.442	4.600	4.600	4.642	4.756	4.803	4.803	4.856	4.928	5.006	5.102	5.164	5.283	5.328	5.355	5.382
	Máximo	3.593	3.574	3.714	3.790	3.877	3.931	3.988	4.069	4.140	4.223	4.318	4.318	4.388	4.452	4.616	4.616	4.661	4.778	4.826	4.826	4.876	4.970	5.030	5.117	5.181	5.308	5.347	5.387	5.416
	Mínimo	3.586	3.505	3.674	3.765	3.809	3.920	3.924	4.021	4.070	4.180	4.260	4.259	4.320	4.397	4.490	4.490	4.490	4.550	4.600	4.600	4.651	4.750	4.850	4.900	4.950	5.100	5.140	5.087	5.116
Pereira	Promedio	3.667	3.769	3.875	4.024	4.071	4.112	4.159	4.228	4.305	4.380	4.459	4.453	4.512	4.562	4.687	4.687	4.725	4.881	4.934	4.944	5.021	5.111	5.191	5.273	5.351	5.500	5.545	5.582	5.613
	Máximo	3.669	3.771	3.876	4.026	4.074	4.114	4.162	4.237	4.309	4.382	4.462	4.462	4.518	4.570	4.724	4.724	4.766	4.893	4.946	4.952	5.170	5.260	5.340	5.420	5.498	5.647	5.697	5.736	5.771
	Mínimo	3.663	3.768	3.872	4.018	4.066	4.108	4.148	4.130	4.280	4.376	4.455	4.429	4.501	4.550	4.664	4.664	4.686	4.820	4.877	4.904	4.940	5.106	5.108	5.236	5.310	5.462	5.505	5.505	5.535
Santa Marta	Promedio	3.701	3.742	3.848	3.923	3.947	3.979	4.039	4.088	4.149	4.220	4.307	4.324	4.365	4.419	4.559	4.559	4.620	4.734	4.789	4.796	4.840	4.890	5.006	5.093	5.173	5.334	5.384	5.420	5.457
	Máximo	3.799	3.799	3.919	3.990	3.995	4.049	4.065	4.135	4.200	4.265	4.348	4.359	4.426	4.480	4.665	4.665	4.690	4.800	4.860	4.860	4.950	4.998	5.050	5.230	5.290	5.415	5.460	5.500	5.535
	Mínimo	3.270	3.680	3.650	3.817	3.879	3.900	3.981	4.030	4.100	4.170	4.250	4.300	4.300	4.330	4.495	4.495	4.545	4.590	4.698	4.745	4.760	4.749	4.856	4.975	5.035	5.185	5.245	5.285	5.315
Pasto	Promedio	2.831	2.951	3.016	3.119	3.153	3.178	3.253	3.347	3.412	3.472	3.543	3.555	3.626	3.673	3.789	3.789	3.820	3.947	3.995	3.996	4.050	4.125	4.207	4.287	4.350	4.484	4.512	4.556	4.586
	Máximo	2.880	2.985	3.065	3.130	3.177	3.220	3.275	3.360	3.428	3.496	3.565	3.570	3.640	3.700	3.802	3.802	3.856	3.966	4.026	4.010	4.060	4.140	4.216	4.298	4.379	4.499	4.535	4.579	4.609
	Mínimo	2.480	2.840	2.945	3.100	3.119	3.119	3.120	3.300	3.374	3.415	3.465	3.530	3.605	3.660	3.772	3.772	3.780	3.820	3.970	3.970	3.996	4.125	4.175	4.260	4.329	4.450	4.469	4.515	4.525
Valledupar	Promedio	No disponible	2.931	3.022	3.102	3.121	3.163	3.193	3.251	3.327	3.376	3.422	3.422	3.461	3.509	3.620	3.620	3.636	3.759	3.806	3.818	3.877	3.938	4.012	4.076	4.252	4.280	4.294	4.327	4.356
	Máximo	No disponible	2.940	3.025	3.120	3.143	3.176	3.210	3.266	3.388	3.386	3.448	3.448	3.488	3.615	3.567	3.567	3.676	3.796	3.843	3.851	3.898	3.963	4.023	4.086	4.165	4.300	4.300	4.340	4.362
	Mínimo	No disponible	2.910	3.000	3.085	3.100	3.130	3.110	3.240	3.300	3.360	3.350	3.350	3.350	3.350	3.634	3.634	3.574	3.710	3.757	3.767	3.860	3.920	4.002	4.060	4.130	4.270	4.280	4.300	4.340

Fuente: UPME
Elaboró: Subdirección de Información

Precios de la Gasolina Extra
2000

Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	1.435,79	1.499,98	1.681,03	1.989,06	1.989,08	1.989,08	2.069,08	2.069,08	1.894,52	1.894,52	1.894,52	1.894,52
IVA	215,37	225,00	252,15	298,36	298,36	298,36	310,36	310,36	284,18	284,18	284,18	284,18
Impuesto Global	637,51	637,51	701,26	701,26	701,26	701,26	701,26	701,26	701,26	701,26	701,26	701,26
Tarifa estampilla de transporte	159,10	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	**2.447,77**	**2.537,49**	**2.809,44**	**3.163,70**	**3.163,70**	**3.163,70**	**3.255,70**	**3.255,70**	**3.054,96**	**3.054,96**	**3.054,96**	**3.054,96**
Margen al distribuidor mayorista												
Precio Máximo en Planta de Abasto												
Margen al distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta de abasto mayorista a e/s												
Precio Máximo de Venta al Público												
Sobretasa												
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	**3.338,92**	**3.382,75**	**3.571,64**	**3.942,03**	**4.099,24**	**4.102,09**	**4.156,50**	**4.199,42**	**4.048,30**	**4.060,09**	**4.067,19**	**4.070,22**

Precios de la Gasolina Extra
2001

Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	1.731,00	1.952,28	2.043,53	2.043,53	2.043,53	2.043,53	2.043,53	2.043,53	2.043,53	2.043,53	1.842,09	1.597,83
IVA	276,96	312,36	326,96	326,96	326,96	326,96	326,96	326,96	326,96	326,96	294,73	255,65
Impuesto Global	701,26	701,26	757,36	757,36	757,36	757,36	757,36	757,36	579,17	579,17	579,17	579,17
Tarifa estampilla de transporte	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	190,00	190,00	190,00	190,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	**2.884,22**	**3.140,90**	**3.302,85**	**3.302,85**	**3.302,85**	**3.302,85**	**3.302,85**	**3.302,85**	**3.139,66**	**3.139,66**	**2.905,99**	**2.622,65**
Margen al distribuidor mayorista												
Precio Máximo en Planta de Abasto												
Margen al distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta de abasto mayorista a e/s												
Precio Máximo de Venta al Público												
Sobretasa												
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	**4.000,92**	**4.122,39**	**4.323,50**	**4.122,39**	**4.323,50**	**4.399,14**	**4.428,31**	**4.453,74**	**4.351,74**	**4.346,55**	**4.307,97**	**4.021,09**

e/s: Estaciones de Servicio
Fuente: Minminas- UPME
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Precios de la Gasolina Corriente Motor
2002

Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	1.526,40	1.526,40	1.526,40	1.676,40	1.676,40	1.776,40	1.812,40	1.812,40	1.912,40	**2.060,42**	2.147,40	2.147,40
IVA	244,22	244,22	244,22	268,22	268,22	284,22	289,98	289,98	305,98	329,67	343,58	343,58
Impuesto Global	579,17	579,17	613,92	613,92	613,92	613,92	613,92	613,92	613,92	613,92	613,92	613,92
Tarifa estampilla de transporte	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	192,00	192,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	**2.539,79**	**2.539,79**	**2.574,54**	**2.748,54**	**2.748,54**	**2.864,54**	**2.906,30**	**2.906,30**	**3.022,30**	**3.194,01**	**3.296,90**	**3.296,90**
Margen al distribuidor mayorista												
Precio Máximo en Planta de Abasto												
Margen al distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta de abasto mayorista a e/s												
Precio Máximo de Venta al Público												
Sobretasa												
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	**3.907,47**	**3.918,88**	**3.931,80**	**4.057,03**	**4.067,20**	**4.067,20**	**4.168,89**	**4.176,25**	**4.200,05**	**4.472,66**	**4.651,43**	**4.651,43**

Precios de la Gasolina Extra
2003

Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	2.172,11	2.272,11	2.372,11	2.394,03	2.394,03	2.416,63	2.546,63	2.589,73	2.755,73	2.799,44	2.842,93	2.842,93
IVA	347,54	363,54	379,54	383,04	383,04	386,66	407,46	414,36	440,92	447,91	454,87	454,87
Impuesto Global	613,92	613,92	647,69	647,69	647,69	647,69	647,69	647,69	647,69	647,69	647,69	647,69
Tarifa estampilla de transporte	192,00	206,75	214,50	214,50	220,42	220,42	220,42	227,08	227,08	227,08	233,00	233,00
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	3.325,57	3.456,32	3.613,83	3.639,26	3.645,18	3.671,40	3.822,20	3.878,86	4.071,42	4.122,12	4.178,49	4.178,49
Margen al distribuidor mayorista												
Precio Máximo en Planta de Abasto												
Margen del distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta abasto mayorista a e/s												
Precio Máximo de Venta al Público												
Sobretasa	697,64	780,18	830,79	919,78	935,93	952,80	970,26	988,86	1.009,10	1.032,03	1.051,84	1.070,19
Precio Máximo Incluida la Sobretasa.	**4.826,90**	**4.822,57**	**5.018,85**	**5.195,58**	**5.248,56**	**5.284,62**	**5.458,31**	**5.564,42**	**5.750,94**	**5.847,88**	**5.946,06**	**5.946,06**

e/s: Estaciones de Servicio
Fuente: Minminas- UPME
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Análisis del Comportamiento de Los Precios Promedio del Acpm Principales Ciudades

$/galón

Ciudad	Estadística	2003 Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	2004 Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	2005 Ene	Feb	Mar	Abr	May
Bogotá	Promedio	2.505	2.620	2.677	2.704	2.751	2.771	2.809	2.868	2.914	2.982	3.034	3.034	3.065	3.103	3.184	3.219	3.219	3.285	3.291	3.296	3.348	3.398	3.477	3.553	3.635	3.719	3.745	3.780	3.813
	Máximo	2.535	2.665	2.799	2.715	2.786	2.809	2.845	2.919	2.964	3.005	3.057	3.075	3.089	3.141	3.230	3.267	3.267	3.332	3.334	3.397	3.399	3.450	3.525	3.605	3.699	3.788	3.815	3.845	3.875
	Mínimo	2.435	2.550	2.615	2.638	2.676	2.729	2.762	2.832	2.820	2.935	2.970	2.945	3.039	3.040	3.122	3.162	3.162	3.155	3.158	3.163	3.267	3.345	3.405	3.315	3.581	3.663	3.683	3.717	3.786
Medellín	Promedio	2.487	2.616	2.674	2.697	2.731	2.758	2.792	2.845	2.903	2.955	3.005	3.012	3.027	3.061	3.148	3.195	3.195	3.282	3.294	3.297	3.344	3.390	3.478	3.551	3.637	3.728	3.751	3.778	3.815
	Máximo	2.497	2.622	2.684	2.712	2.744	2.773	2.820	2.862	2.915	2.980	3.025	3.026	3.046	3.080	3.169	3.219	3.219	3.299	3.312	3.317	3.398	3.348	3.528	3.606	3.670	3.787	3.790	3.825	3.856
	Mínimo	2.485	2.610	2.666	2.687	2.718	2.730	2.780	2.815	2.880	2.939	2.980	2.980	3.001	3.034	3.123	3.169	3.169	3.268	3.282	3.285	3.281	3.390	3.439	3.489	3.595	3.679	3.700	3.700	3.750
Cali	Promedio	2.510	2.653	2.719	2.749	2.764	2.813	2.834	2.910	2.965	3.010	3.091	3.097	3.114	3.151	3.227	3.301	3.301	3.381	3.396	3.397	3.434	3.482	3.563	3.635	3.702	3.796	3.828	3.881	3.907
	Máximo	2.520	2.678	2.822	2.847	2.819	2.855	2.885	2.966	3.005	3.040	3.125	3.131	3.146	3.187	3.260	3.352	3.352	3.420	3.430	3.447	3.486	3.536	3.619	3.699	3.788	3.876	3.899	3.933	3.963
	Mínimo	2.500	2.626	2.672	2.694	2.725	2.765	2.794	2.840	2.915	2.970	3.030	3.035	3.057	3.094	3.176	3.240	3.240	3.307	3.319	3.319	3.383	3.427	3.480	3.517	3.638	3.729	3.790	3.790	3.830
B/quilla	Promedio	2.544	2.547	2.563	2.637	2.603	2.622	2.622	2.700	2.698	2.802	2.879	2.891	2.849	2.936	3.046	3.060	3.060	3.153	3.164	3.171	3.200	3.264	3.334	3.426	3.502	3.554	3.591	3.590	3.633
	Máximo	2.590	2.550	2.620	2.690	2.650	2.699	2.740	2.799	2.830	2.900	2.880	2.895	2.955	3.015	3.135	3.135	3.135	3.170	3.185	3.252	3.230	3.290	3.362	3.495	3.555	3.620	3.645	3.630	3.689
	Mínimo	2.570	2.490	2.420	2.595	2.500	2.530	2.400	2.620	2.565	2.680	2.870	2.885	2.470	2.830	3.030	2.960	2.960	3.100	3.150	3.160	3.099	3.203	3.150	3.348	3.440	3.476	3.490	3.520	3.590
B/manga	Promedio	2.484	2.473	2.562	2.569	2.643	2.697	2.732	2.700	2.698	2.802	2.879	2.891	3.025	3.074	3.161	3.198	3.198	3.261	3.271	3.271	3.315	3.364	3.451	3.544	3.644	3.726	3.732	3.765	3.792
	Máximo	2.484	2.479	2.578	2.560	2.658	2.702	2.740	2.799	2.830	2.900	2.880	2.895	3.031	3.077	3.176	3.215	3.215	3.281	3.292	3.295	3.342	3.400	3.492	3.580	3.668	3.750	3.770	3.804	3.820
	Mínimo	2.484	2.430	2.540	2.587	2.554	2.693	2.719	2.620	2.565	2.680	2.870	2.885	2.980	3.053	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.095	3.150	3.250	3.300	3.590	3.670	3.500	3.550	3.570
Pereira	Promedio	2.541	2.668	2.719	2.765	2.798	2.827	2.861	2.911	2.977	3.038	3.101	3.099	3.109	3.142	3.211	3.247	3.247	3.352	3.370	3.377	3.431	3.497	3.588	3.669	3.772	3.871	3.896	3.929	3.952
	Máximo	2.552	2.670	2.753	2.775	2.809	2.838	2.872	2.932	2.989	3.045	3.107	3.107	3.119	3.152	3.240	3.278	3.278	3.364	3.376	3.389	3.450	3.509	3.650	3.760	3.860	3.961	3.990	4.034	3.999
	Mínimo	2.479	2.665	2.664	2.716	2.748	2.773	2.800	2.790	2.905	2.975	3.035	3.075	3.040	3.080	3.161	3.176	3.176	3.292	3.336	3.336	3.350	3.469	3.509	3.627	3.733	3.830	3.857	3.857	3.884
Santa Marta	Promedio	2.526	2.547	2.622	2.605	2.638	2.691	2.737	2.772	2.809	2.867	2.923	2.951	2.951	3.018	3.088	3.122	3.122	3.169	3.184	3.197	3.233	3.291	3.451	3.456	3.520	3.639	3.661	3.718	3.739
	Máximo	2.597	2.586	2.730	2.752	2.690	2.782	2.780	2.810	2.880	2.920	2.980	2.999	2.995	3.305	3.190	3.230	3.230	3.260	3.270	3.270	3.406	3.660	3.510	3.590	3.600	3.780	3.800	3.560	3.950
	Mínimo	2.570	2.490	2.510	2.260	2.550	2.610	2.699	2.717	2.720	2.800	2.850	2.850	2.920	2.900	2.976	3.050	3.050	3.090	3.145	3.155	3.160	3.130	3.235	3.329	3.421	3.510	3.510	3.930	3.590
Pasto	Promedio	2.030	2.115	2.159	2.181	2.216	2.230	1.885	2.359	2.405	2.456	2.514	2.525	2.557	2.588	2.664	2.688	2.688	2.771	2.801	2.790	2.842	2.906	2.983	3.060	5.757	3.238	3.259	3.294	3.319
	Máximo	2.220	2.153	2.200	2.190	2.299	2.261	2.300	2.375	2.429	2.479	2.536	2.535	2.575	2.615	2.675	2.715	2.715	2.798	2.970	2.810	2.870	2.935	3.005	3.080	5.920	3.250	3.280	3.319	3.349
	Mínimo	2.020	2.015	2.120	2.171	2.165	2.170	0	2.305	2.350	2.415	2.460	2.510	2.525	2.565	2.642	2.657	2.657	2.695	2.770	2.775	2.780	2.865	2.930	3.024	5.665	3.215	3.229	3.260	3.265
Valledupar	Promedio	No disponible	2.075	2.187	2.165	2.168	2.206	2.220	2.267	2.320	2.369	2.407	2.407	2.412	2.441	2.496	2.514	2.514	2.603	2.617	2.634	2.679	2.723	2.790	2.851	2.955	3.031	3.039	3.064	3.090
	Máximo	No disponible	2.109	2.295	2.200	2.197	2.219	2.242	2.290	2.330	2.376	2.417	2.417	2.426	2.455	2.510	2.547	2.547	2.620	2.637	2.646	2.690	2.733	2.799	2.856	2.958	3.040	3.058	3.070	3.091
	Mínimo	No disponible	1.960	2.155	2.150	2.150	2.170	2.150	2.240	2.300	2.350	2.380	2.380	2.320	2.417	2.450	2.499	2.499	2.553	2.560	2.625	2.674	2.718	2.785	2.830	2.952	3.020	3.030	3.050	3.090

Fuente: UPME
Elaboró : Subdirección de Información Minero Energética

Precios de la Gasolina Corriente Motor
2000

Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	993,99	984,98	984,98	1.196,23	1.272,89	1.263,73	1.321,42	1.311,71	1.344,50	1.362,26	1.390,33	1.381,76
IVA	149,10	147,75	147,75	179,43	190,93	189,56	198,21	196,76	201,68	204,34	208,55	207,26
Impuesto Global	385,50	385,50	497,45	497,45	497,45	497,45	497,45	497,45	497,45	497,45	497,45	497,45
Tarifa estampilla de transporte	159,10	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	**1.687,69**	**1.693,23**	**1.805,18**	**2.048,11**	**2.136,27**	**2.125,74**	**2.192,08**	**2.180,92**	**2.218,63**	**2.239,05**	**2.271,33**	**2.261,47**
Margen al distribuidor mayorista	75,00	83,00	83,00	83,00	91,00	91,00	91,00	91,00	94,90	94,90	99,00	99,00
Precio Máximo en Planta de Abasto	**1.762,69**	**1.776,23**	**1.888,18**	**2.131,11**	**2.227,27**	**2.216,74**	**2.283,08**	**2.271,92**	**2.313,53**	**2.333,95**	**2.370,33**	**2.360,47**
Margen al distribuidor minorista	130,00	143,00	143,00	143,00	147,00	147,00	147,00	147,00	153,70	153,70	159,70	159,70
Pérdida por evaporación	7,05	7,10	7,55	8,52	8,91	8,87	9,13	9,09	9,25	9,34	9,48	9,44
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	9,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60
Precio Máximo de Venta al Público	**1.909,34**	**1.936,93**	**2.049,33**	**2.293,23**	**2.393,78**	**2.383,21**	**2.449,81**	**2.438,61**	**2.487,08**	**2.507,59**	**2.550,11**	**2.540,21**
Sobretasa	342,49	352,29	361,64	372,21	384,47	395,04	404,78	415,98	426,66	436,21	445,89	455,79
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	**2.251,83**	**2.289,22**	**2.410,97**	**2.665,44**	**2.778,25**	**2.778,25**	**2.854,59**	**2.854,59**	**2.913,74**	**2.943,80**	**2.996,00**	**2.996,00**

Precios de la Gasolina Corriente Motor
2001

Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	1.381,76	1.395,89	1.395,89	1.403,46	1.409,78	1.404,84	1.399,83	1.427,50	1.432,96	1.448,31	1.458,34	1.447,35
IVA	221,08	223,34	223,34	224,55	225,56	224,77	223,97	228,40	229,27	231,73	233,33	231,58
Impuesto Global	497,45	497,45	616,48	616,48	616,48	616,48	616,48	536,39	503,62	503,62	503,62	503,62
Tarifa estampilla de transporte	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	185,65	190,00	190,00	190,00	190,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	**2.275,29**	**2.291,68**	**2.410,71**	**2.419,49**	**2.426,82**	**2.421,09**	**2.415,28**	**2.377,94**	**2.355,85**	**2.373,66**	**2.385,29**	**2.372,55**
Margen al distribuidor mayorista	99,00	115,46	115,46	115,46	115,46	115,46	115,46	121,14	123,46	123,46	123,46	123,46
Precio Máximo en Planta de Abasto	**2.374,29**	**2.407,14**	**2.526,17**	**2.534,95**	**2.542,28**	**2.536,55**	**2.530,74**	**2.499,07**	**2.479,31**	**2.497,12**	**2.508,75**	**2.496,01**
Margen al distribuidor minorista	159,70	175,04	175,04	175,04	175,04	175,04	175,04	184,27	188,04	188,04	188,04	188,04
Pérdida por evaporación	9,50	9,63	10,10	10,14	10,17	10,15	10,12	9,99	9,92	9,99	10,04	9,98
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	10,60	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53
Precio Máximo de Venta al Público	**2.554,09**	**2.603,34**	**2.722,84**	**2.731,66**	**2.739,02**	**2.733,27**	**2.727,43**	**2.704,86**	**2.688,80**	**2.706,68**	**2.718,36**	**2.705,56**
Sobretasa	465,65	476,40	487,51	498,73	506,04	511,79	517,63	522,25	526,69	530,05	533,37	536,18
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	**3.019,74**	**3.079,74**	**3.210,35**	**3.230,39**	**3.245,06**	**3.245,06**	**3.245,06**	**3.131,52**	**3.215,49**	**3.236,73**	**3.251,73**	**3.241,74**

e/s: Estaciones de Servicio
Fuente: Minminas- UPME
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Precios del Diesel - Acpm
2000

Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	944,59	946,38	946,38	971,94	987,24	972,18	983,45	982,11	982,11	991,84	1.004,00	1.003,33
IVA	141,69	141,96	141,96	145,79	148,09	145,83	147,52	147,32	147,32	148,78	150,60	150,50
Impuesto Global	338,43	338,43	372,27	372,27	372,27	372,27	372,27	372,27	372,27	372,27	372,27	372,27
Tarifa estampilla de transporte	159,10	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	**1.583,81**	**1.601,77**	**1.635,61**	**1.665,00**	**1.682,60**	**1.665,28**	**1.678,24**	**1.676,70**	**1.676,70**	**1.687,89**	**1.701,87**	**1.701,10**
Margen al distribuidor mayorista	70,30	78,30	78,30	78,30	86,00	86,00	86,00	86,00	89,90	89,90	94,00	94,00
Precio Máximo en Planta de Abasto	**1.654,11**	**1.680,07**	**1.713,91**	**1.743,30**	**1.768,60**	**1.751,28**	**1.764,24**	**1.762,70**	**1.766,60**	**1.777,79**	**1.795,87**	**1.795,10**
Margen al distribuidor minorista	130,00	143,00	143,00	143,00	147,00	147,00	147,00	147,00	153,70	153,70	159,70	159,70
Pérdida por evaporación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	9,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60
Precio Máximo de Venta al Público	**1.793,71**	**1.833,67**	**1.867,51**	**1.896,90**	**1.926,20**	**1.908,88**	**1.921,84**	**1.920,30**	**1.930,90**	**1.942,09**	**1.966,17**	**1.965,40**
Sobretasa	95,22	97,67	100,05	102,74	105,06	106,78	108,16	109,70	111,12	112,04	112,83	113,60
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	**1.888,93**	**1.931,34**	**1.967,56**	**1.999,64**	**2.031,26**	**2.015,66**	**2.030,00**	**2.030,00**	**2.042,02**	**2.054,13**	**2.079,00**	**2.079,00**

Precios del Diesel - Acpm
2001

Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	1.003,33	1.017,89	1.017,89	1.025,02	1.031,25	1.030,71	1.030,10	1.054,84	1.062,34	1.082,24	1.102,14	1.122,04
IVA	160,53	162,86	162,86	164,00	165,00	164,91	164,82	168,77	169,97	173,16	176,34	179,53
Impuesto Global	372,27	372,27	402,05	402,05	402,05	402,05	402,05	353,61	333,79	333,79	333,79	333,79
Tarifa estampilla de transporte	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	185,65	190,00	190,00	190,00	190,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	**1.711,13**	**1.728,02**	**1.757,80**	**1.766,07**	**1.773,30**	**1.772,67**	**1.771,97**	**1.762,86**	**1.756,10**	**1.779,19**	**1.802,27**	**1.825,36**
Margen al distribuidor mayorista	94,00	95,39	95,39	95,39	95,39	95,39	95,39	101,07	103,39	103,39	103,39	103,39
Precio Máximo en Planta de Abasto	**1.805,13**	**1.823,41**	**1.853,19**	**1.861,46**	**1.868,69**	**1.868,06**	**1.867,36**	**1.863,93**	**1.859,49**	**1.882,58**	**1.905,66**	**1.928,75**
Margen al distribuidor minorista	159,70	169,58	169,58	169,58	169,58	169,58	169,58	178,81	182,58	182,58	182,58	182,58
Pérdida por evaporación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	10,60	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53
Precio Máximo de Venta al Público	**1.975,43**	**2.004,52**	**2.034,30**	**2.042,57**	**2.049,80**	**2.049,17**	**2.048,47**	**2.054,27**	**2.053,60**	**2.076,69**	**2.099,77**	**2.122,86**
Sobretasa	114,37	115,45	116,13	116,96	117,69	118,31	119,01	119,65	120,32	120,93	121,60	122,27
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	**2.089,80**	**2.119,97**	**2.150,43**	**2.159,53**	**2.167,49**	**2.167,48**	**2.167,48**	**2.173,92**	**2.173,92**	**2.197,62**	**2.221,37**	**2.245,13**

e/s: Estaciones de Servicio
Fuente: Minminas- UPME
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Precios del Diesel - Acpm
2002
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	1.131,71	1.148,21	1.148,21	1.187,40	1.187,40	1.186,61	1.185,83	1.185,05	1.204,00	1.223,69	1.234,00	1.248,19
IVA	181,07	183,71	183,71	189,98	189,98	189,86	189,73	189,61	192,64	195,79	197,44	199,71
Impuesto Global	333,79	333,79	353,82	353,82	353,82	353,82	353,82	353,82	353,82	353,82	353,82	353,82
Tarifa estampilla de transporte	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	192,00	192,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	**1.836,57**	**1.855,71**	**1.875,74**	**1.921,20**	**1.921,20**	**1.920,29**	**1.919,38**	**1.918,48**	**1.940,46**	**1.963,30**	**1.977,26**	**1.993,72**
Margen al distribuidor mayorista	108,39	108,39	108,39	108,39	108,39	108,39	108,39	108,39	108,39	108,39	112,02	112,02
Precio Máximo en Planta de Abasto	**1.944,96**	**1.964,10**	**1.984,13**	**2.029,59**	**2.029,59**	**2.028,68**	**2.027,77**	**2.026,87**	**2.048,85**	**2.071,69**	**2.089,28**	**2.105,74**
Margen al distribuidor minorista	190,58	190,58	190,58	190,58	190,58	190,58	190,58	190,58	190,58	190,58	196,95	196,95
Pérdida por evaporación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53
Precio Máximo de Venta al Público	**2.147,07**	**2.166,21**	**2.186,24**	**2.231,70**	**2.231,70**	**2.230,79**	**2.229,88**	**2.228,98**	**2.250,96**	**2.273,80**	**2.297,76**	**2.314,22**
Sobretasa	123,06	123,92	124,72	125,48	126,43	127,34	128,25	129,15	130,03	131,01	132,00	132,99
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	**2.270,13**	**2.290,13**	**2.310,96**	**2.357,18**	**2.358,13**	**2.358,13**	**2.358,13**	**2.358,13**	**2.380,99**	**2.404,81**	**2.429,76**	**2.447,21**

Precios del Diesel - Acpm
2003
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	1.262,00	1.374,27	1.401,52	1.418,84	1.436,38	1.453,99	1.471,69	1.509,48	1.547,42	1.585,38	1.596,43	1.594,13
IVA	201,92	219,88	224,24	227,01	229,82	232,64	235,47	241,52	247,59	253,6608	255,43	255,06
Impuesto Global	353,82	353,82	373,28	373,28	373,28	373,28	373,28	373,28	373,28	373,28	373,28	373,28
Tarifa estampilla de transporte	192,00	206,75	214,50	214,50	220,42	220,42	220,42	227,08	227,08	227,08	233,00	233,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	**2.009,74**	**2.154,72**	**2.213,54**	**2.233,63**	**2.259,90**	**2.280,33**	**2.300,86**	**2.351,36**	**2.395,37**	**2.439,40**	**2.458,14**	**2.455,47**
Margen al distribuidor mayorista	120,02	120,02	120,02	120,02	123,52	123,52	130,52	134,02	137,52	141,02	144,52	144,52
Precio Máximo en Planta de Abasto	**2.129,76**	**2.274,74**	**2.333,56**	**2.353,65**	**2.383,42**	**2.403,85**	**2.431,38**	**2.485,38**	**2.532,89**	**2.580,42**	**2.602,66**	**2.599,99**
Margen al distribuidor minorista	208,95	208,95	208,95	208,95	214,20	214,20	224,70	229,95	235,20	240,45	245,70	245,70
Pérdida por evaporación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	11,53	11,53	11,53	11,53	12,33	12,33	12,33	12,33	12,33	12,33	12,33	12,33
Precio Máximo de Venta al Público	**2.350,24**	**2.495,22**	**2.554,04**	**2.574,13**	**2.609,95**	**2.630,38**	**2.668,41**	**2.727,66**	**2.780,42**	**2.833,20**	**2.860,69**	**2.858,02**
Sobretasa	134,19	135,16	136,35	137,89	139,35	140,98	142,76	144,69	146,91	149,27	151,78	154,44
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	**2.484,43**	**2.630,38**	**2.690,39**	**2.712,02**	**2.749,30**	**2.771,36**	**2.811,17**	**2.872,35**	**2.927,33**	**2.982,47**	**3.012,47**	**3.012,46**

e/s: Estaciones de Servicio
Fuente: Minminas- UPME
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Precios del Diesel - Acpm
2004
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1.Ingreso al Productor	1.595,92	1.604,58	1.622,99	1.641,47	1.669,02	1.723,45	1.730,30	1.742,30	1.790,12	1.833,95	1.896,99	1.925,65
2. IVA	255,35	256,73	259,68	262,64	267,04	275,75	276,85	278,77	286,42	293,43	303,52	308,10
3. Impuesto Global	373,28	373,28	393,81	393,81	393,81	393,81	393,81	393,81	393,81	393,81	393,81	393,81
4. Tarifa Marcación										3,50	3,50	3,50
4. Tarifa estampilla de transporte	235,32	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26
5. Precio Máx al Distribuidor Mayorista	**2.459,87**	**2.482,85**	**2.524,74**	**2.546,18**	**2.578,13**	**2.641,27**	**2.649,22**	**2.663,14**	**2.718,61**	**2.772,95**	**2.846,08**	**2.879,32**
6. Margen al distribuidor mayorista	148,98	152,78	156,58	160,38	169,23	173,74	174,10	170,02	166,82	162,83	165,18	194,22
7. Precio Máximo en Planta de Abasto	**2.608,85**	**2.635,63**	**2.681,32**	**2.706,56**	**2.747,36**	**2.815,01**	**2.823,32**	**2.833,16**	**2.885,43**	**2.935,78**	**3.011,26**	**3.073,54**
8. Margen del distribuidor minorista	255,65	262,10	268,55	275,00	280,28	286,68	287,70	280,54	275,25	268,67	272,54	285,62
9. Perdida por evaporación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10. Transporte planta abasto mayorista a e/s	13,07	13,13	13,13	13,13	13,22	13,22	13,22	13,22	13,22	13,22	13,22	13,22
11. Precio Máximo de Venta al Público	**2.877,57**	**2.910,86**	**2.963,00**	**2.994,69**	**3.040,86**	**3.114,91**	**3.124,24**	**3.126,92**	**3.173,90**	**3.217,67**	**3.297,02**	**3.372,38**
12. Sobretasa	157,03	159,53	161,75	163,98	166,21	168,49	170,97	173,34	175,45	177,54	179,59	181,74
13. Precio Máximo Incluida la Sobretasa.	**3.034,60**	**3.070,39**	**3.124,75**	**3.158,67**	**3.207,07**	**3.283,40**	**3.295,21**	**3.300,26**	**3.349,35**	**3.395,21**	**3.476,61**	**3.554,12**

Precios del Diesel - Acpm
2005
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero-05	Febrero-05	Marzo-05	Abr-05	May-05
1.Ingreso al Productor	2.010,63	2.077,27	2.078,57	2.104,01	2.124,89
2. IVA	321.470,00	332,36	332,57	336,64	339,98
3. Impuesto Global	393,81	393,81	413,50	413,50	413,50
4. Tarifa Marcación	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
4. Tarifa estampilla de transporte	248,26	260,67	260,67	260,67	260,67
5. Precio Máx al Distribuidor Mayorista	**2.977,90**	**3.067,61**	**3.088,81**	**3.118,32**	**3.142,54**
6. Margen al distribuidor mayorista	185,00	180,79	179,13	179,77	179,96
7. Precio Máximo en Planta de Abasto	**3.162,90**	**3.248,40**	**3.267,94**	**3.298,09**	**3.322,50**
8. Margen del distribuidor minorista	272,06	265,88	263,42	264,37	264,65
9. Perdida por evaporación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10. Transporte planta abasto mayorista a e/s	13,22	13,22	13,22	13,22	13,22
11. Precio Máximo de Venta al Público	**3.448,18**	**3.527,50**	**2.544,58**	**3.588,90**	3.613,59
12. Sobretasa	184,26	187,04	190,02	192,85	195,64
13. Precio Máximo Incluida la Sobretasa	**3.632,44**	**3.714,54**	**3.734,60**	**3.781,75**	**3809,23**

e/s: Estaciones de Servicio
Fuente: Minminas- UPME
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

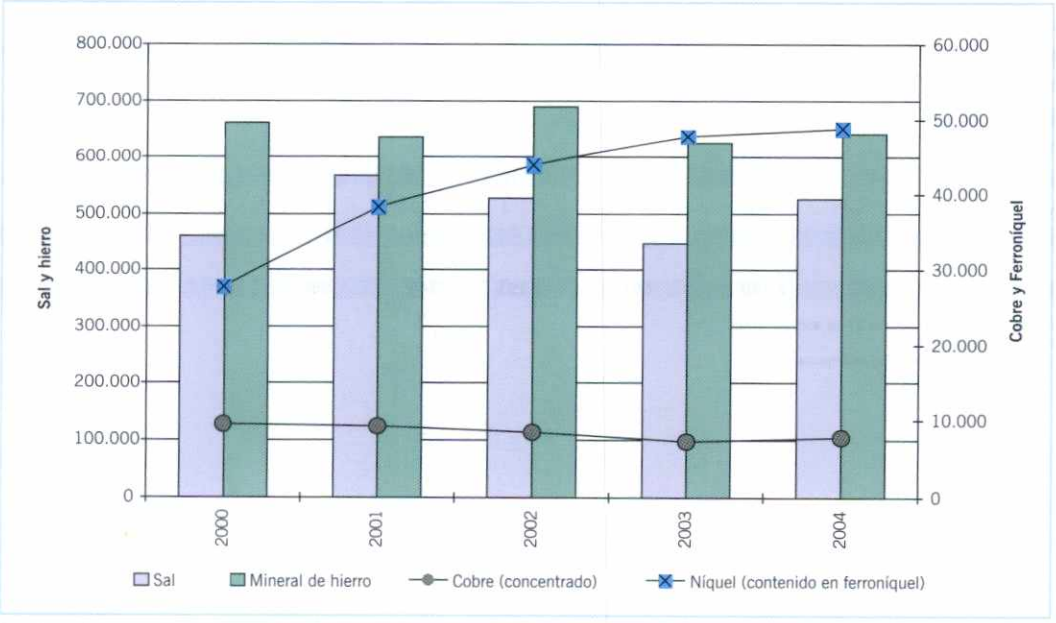
Minas

Producción de Algunos Minerales 2000 - 2005

Mineral		Unidad	2000	2001	2002	2003	2004 pr	2005 pr
Metales y Piedras Preciosas	(1)							
Oro		Kilogramos	37.018	21.813	20.823	46.515	37.739	10.748
Plata		Kilogramos	7.970	7.242	6.986	9.511	8.539	2.498
Platino		Kilogramos	339	673	661	828	1.209	382
Esmeraldas*		Miles de Quilates	8.453	5.499	5.391	8.963	9.825	3.308
Minerales Industriales								
Sal terrestre	(2)	Toneladas	177.690	184.278	191.554	199.364	231.721	57.776
Sal marina	(2)	Toneladas	282.188	384.159	335.783	247.901	294.343	87.032
Azufre	(3)	Toneladas	91.966	69.344	60.162	73.024	97.586	n.d
Caliza para cemento	(4)	Miles de Toneladas	18.462	17.707	17.364	19.145	20.003	4.351
Minerales Metálicos								
Cobre (concentrado)	(5)	Toneladas	9.501	9.243	8.526	7.270	7.840	1.527
Mineral de hierro	(6)	Toneladas	660.109	636.837	688.650	625.002	642.546	340.400
Ferroníquel	(1)	Toneladas (7)	27.730	38.438	43.978	47.868	48.818	13.245
Minerales Combustibles								
Carbón	(1)	Miles de Toneladas	38.242	43.911	39.484	50.028	53.693	12.161

Producción de Algunos Minerales 2000 - 2004

Toneladas



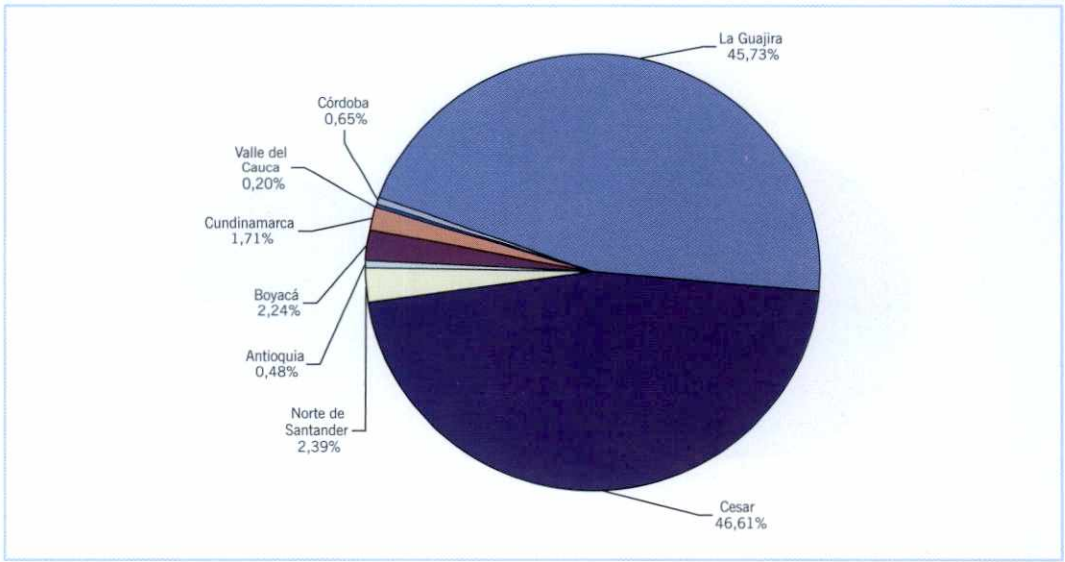
Pr: Información preliminar.
* Equivale a las esmeraldas Exportadas
Fuentes:
(1): Minercol (2000 - 2003) INGEOMINAS (2004- 2005 Trimestre I); (2): IFI Concesión Salinas, Trimestre I; (3): Emicauca;
(4): Cifra de producción de cemento reportada por ICPC multiplicada por un factor de 1,4. Para 2005 cemento gris hasta abril;
(5): Miner S.A, concentrado de cobre. 2005 Trim I (6) : Acerías Paz del Río (2005 proyección semestre I; producido trim I: 164.257 t)
(7): Factor de conversión de libras a toneladas: 1 lb = 453.6 g.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Producción Nacional de Carbón por Zonas 2000 - 2004

Miles de Toneladas

Zona carbonífera	Proyectos	2000	2001	2002	2003			2004 (Pr)
					Térmico	Metalúrgico	Total	
La Guajira	Zona Norte	18.400	19.405	15.035	16.461	0	16.461	20.458
	Carbones Colombianos del Cerrejón	800	1.002	833	800	0	800	601
	Carbones del Cerrejón	2.900	3.269	1.625	4.210	0	4.210	2.307
	Carbones del Cerrejón - Oreganal			584	1.113	0	1.113	1.181
Total La Guajira		**22.100**	**23.676**	**18.077**	**22.584**	**0**	**22.584**	**24.547**
Cesar	La Loma - Drummond	8.874	12.336	12.967	16.363	0	16.363	20.454
	Carboandes	285	314	798	1.423	0	1.423	394
	Carbones del Caribe (1)	2.020	1.916	1.723	2.310	0	2.310	2.387
	Consorcio Minero Unido	750	713	810	1.023	0	1.023	1.071
	Cerrolargo Centro	100	0	0	0	0	0	0
	C.I. Prodeco S.A			34	0	0	0	612
	Siminera	0	0	0	0	0	0	0
	Norcarbón	0	0	0	0,5	0	1	77
	Sororia	0	90	54	32	0	32	33
Total Cesar		**12.029**	**15.385**	**16.385**	**21.152**	**0**	**21.152**	**25.028**
Total Córdoba	La Guacamaya	**100**	**141**	**119**	**204**	**0**	**204**	**351**
Interior del País	Antioquia	700	648	674	780	0	780	257
	Boyacá	1.200	1.765	1.549	1.444	456	1.900	1.204
	Cundinamarca	970	1.029	1.440	1.020	480	1.500	917
	Norte de Santander	760	929	906	1.168	432	1.600	1.283
	Valle del Cauca	294	242	272	269	0	269	106
	Santander	0	0	0	0	0	0	0
	Cauca	89	96	62	39	0	39	-
Total Interior		**4.013**	**4.709**	**4.903**	**4.720**	**1.368**	**6.088**	**3.767**
Total Nacional		**38.242**	**43.911**	**39.484**	**48.660**	**1.368**	**50.028**	**53.693**

Producción Nacional de Carbón por Zonas 2004



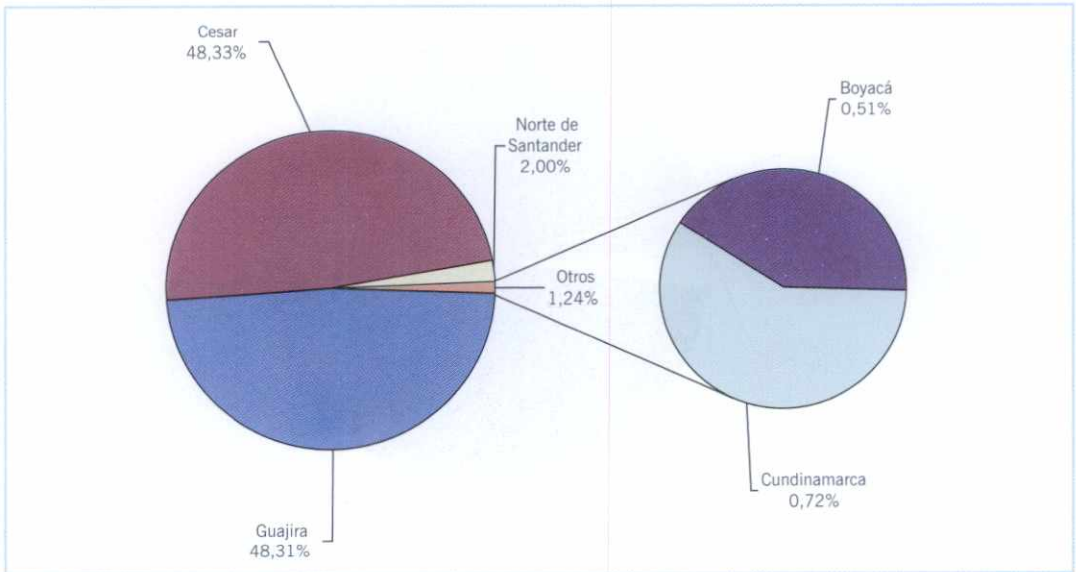
(1): A partir de 2005 se denomina Carbones de La Jagua S.A.
Pr: Información preliminar.
Fuente: Minercol 2000 - 2003; INGEOMINAS 2004
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Exportaciones Nacionales de Carbón por Zonas y Proyectos 2000 - 2004

Miles de Toneladas

Zona carbonífera	Proyecto	2000	2001	2002	2003			2004(Pr)
					Térmico	Metalúrgico	Total	
La Guajira	Cerrejón Zona Norte	19.200	18.058	15.389	17.840		17.840	14.674
	ConsorcioCerrejón - Patilla	0	0	0	1.987		1.987	5.784
	Carbones Colombianos del Cerrejón - La Comunidad	800	1.002	833	750		750	600
	Carbones del Cerrejón - La Comunidad	2.941	3.269	2.280	1.842		1.842	2.307
	Carbones del Cerrejón - Oreganal	0	0	812	1.060		1.060	1.181
Total La Guajira		**22.941**	**22.329**	**19.314**	**23.479**	**0**	**23.479**	**24.546**
Cesar	La Loma - Drummond	8.678	12.290	12.690	16.397		16.397	20.454
	Carboandes	270	304	526	1.053		1.053	394
	Carbones del Caribe (1)	1.910	1.759	1.640	1.454		1.454	1.942
	Consorcio Minero Unido	750	713	789	1.011		1.011	1.058
	C.I. Prodeco S.A	0	0	0	0		0	612
	Norcarbón	0	16	0	0		0	65
	Sororia	0	90	54	32		32	33
Total Cesar		**11.608**	**15.172**	**15.699**	**19.947**	**0**	**19.947**	**24.558**
Cordoba	La Guacamalla		**30**				**0**	**93**
Interior del País	Antioquia	0	60	20	10	0	10	0
	Boyacá	168	187	365	117	533	650	262
	Cundinamarca	254	433	455	215	274	489	370
	Norte de Santander	420	657	657	716	353	1.069	1.073
Total Interior		**842**	**1.337**	**1.497**	**1.058**	**1.160**	**2.218**	**1.705**
Total		**35.391**	**38.868**	**36.510**	**44.484**	**1.160**	**45.644**	**50.902**

Participación Regional en las Exportaciones de Carbón 2004



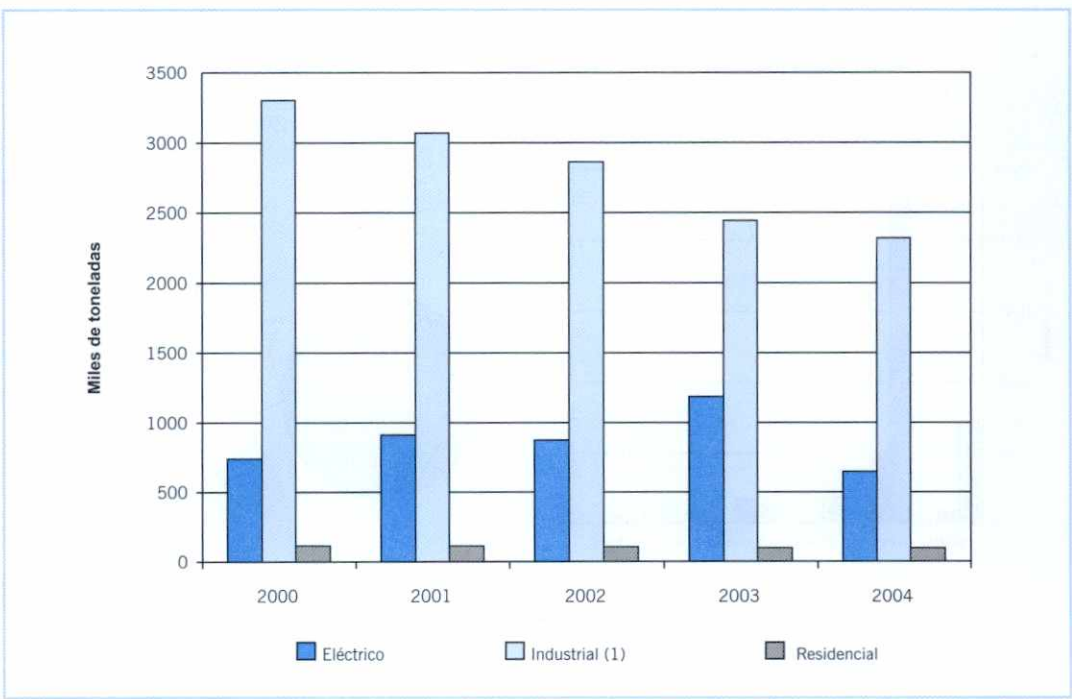
(1): A partir de 2005 se denomina Carbones de La Jagua S.A.
Pr: Información preliminar en revisión
Fuente: 2000 - 2003 Minercol Ltda; 2004 INGEOMINAS
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Consumo de Carbón por Sectores
2000 - 2004

Miles de Toneladas

Sector	2000	2001	2002	2003	2004 (Pr)
Eléctrico	746	914	877	1.187	655
Industrial (1)	3.304	3.067	2.863	2.447	2.319
Residencial	109	114	102	101	100
Total (2)	**4.159**	**4.095**	**3.842**	**3.735**	**3.074**

Consumo de carbón por sectores
2000 - 2004



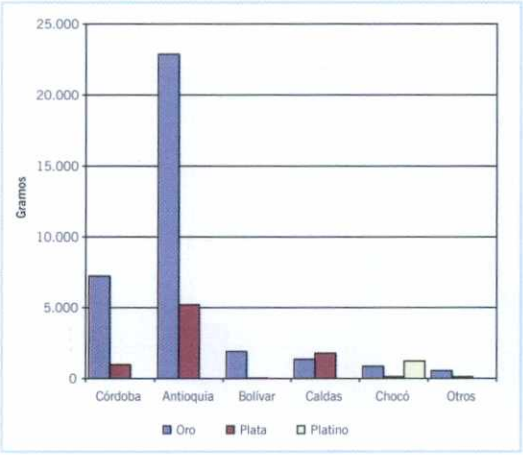
Valores según ajustes realizados a estudios ejecutados por la UPME durante 2004 y 2005
Pr Preliminar. Estimado UPME
Se asume para el 2004 un 25% de producido de carbón metalúrgico
(1) Incluye Cogeneración. (2) Incluye inventarios
Fuente: UPME
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Producción de Oro, Plata y Platino por Departamento 2000 - 2005

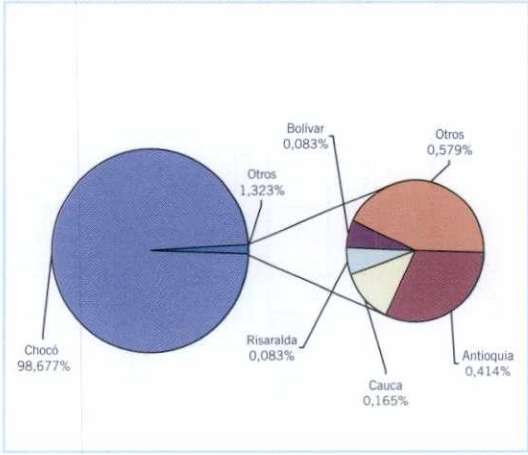
Miles de Gramos

Departamento	Oro						Plata						Platino					
	2000	2001	2002	2003	2004(pr)	2005(pr)	2000	2001	2002	2003	2004(pr)	2005(pr)	2000	2001	2002	2003	2004(pr)	2005(pr)
Antioquia	15.098	10.022	10.998	27.071	22.879	4.070	4.084	4.260	4.155	6.481	5.198	1.080	3	2	3	5	5	0
Bolívar	1.539	2.179	1.869	6.875	2.949	1.559	120	162	22	404	204	160	0	0	0	3	1	0
Caldas	605	645	796	1.099	1.331	359	919	1.190	1.332	1.358	1.750	447	0	1	0	0	0	0
Cauca	423	451	391	446	361	77	27	72	101	52	34	4	1	3	2	3	2	0
Chocó	1.001	855	606	1.204	851	211	95	86	60	474	118	29	332	665	652	828	1.193	286
Córdoba	17.267	6.742	5.486	8.211	7.227	1.257	2.660	1.384	1.265	644	927	82	0	0	0	0	0	0
Guainía	2	3	1	16	148	41	0	0	0	0	19	5	0	0	0	0	0	0
Huila	1	4	1	7	8	4	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0
Nariño	574	253	163	686	300	39	23	42	20	26	14	4	2	1	1	0	0	0
Risaralda	58	61	67	74	61	4	19	20	24	20	12	2	0	0	0	0	1	0
Santander	281	23	23	94	651	78	17	5	6	10	45	3	0	0	0	0	0	0
Tolima	31	32	135	409	298	54	3	15	2	23	78	36	0	0	0	0	0	0
Valle del Cauca	74	350	191	264	107	33	4	6	nd	9	3	2	2	1	3	2	0	0
Vaupés	31	13	7	8	12	3	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
Otros (*)	34	182	89	48	557	2	1	1	1	9	129	0	0	1	0	0	7	1
Total	**37.018**	**21.813**	**20.823**	**46.512**	**37.740**	**7.791**	**7.971**	**7.242**	**6.988**	**9.510**	**8.533**	**1.857**	**339**	**674**	**661**	**841**	**1.209**	**287**

Producción Metales Preciosos por Departamento 2004



Participación de la Producción de Platino por Departamento 2004

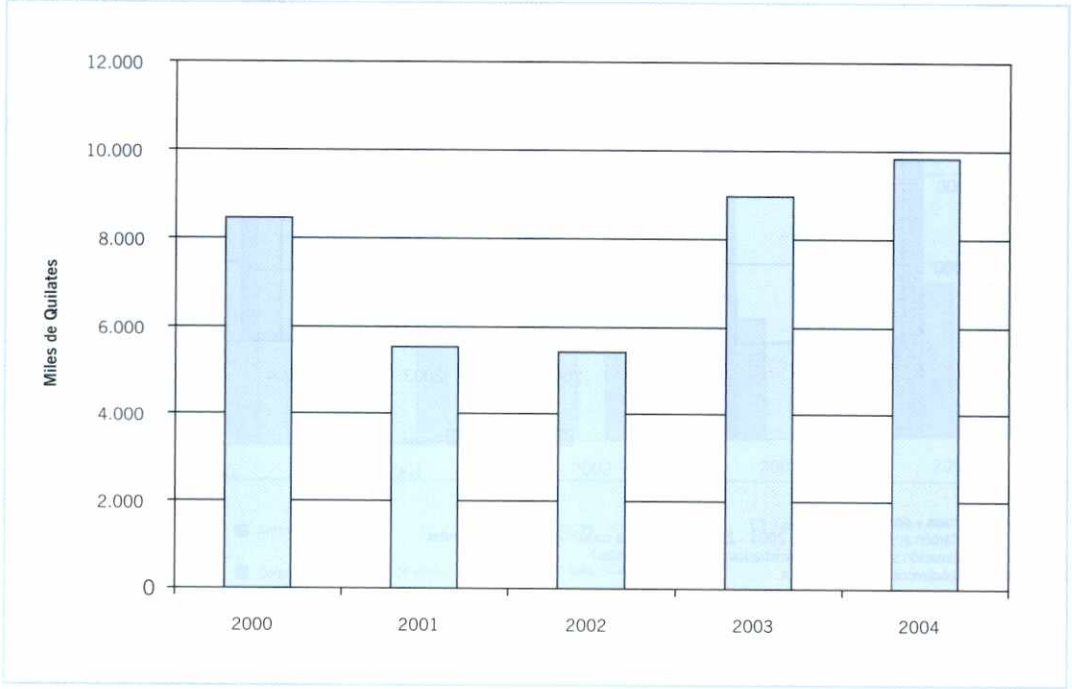


Fuente: 2000 - 2003 Minercol Ltda; 2004 - 2005 INGEOMINAS.
Pr: Información preliminar en revisión, 2005 primer trimestre
(*) Otros incluye los departamentos de Amazonas, Caquetá, Putumayo, Quindío y Sucre.
Datos según información para pago de Regalías y demás contraprestaciones económicas
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Volumen de la Exportación Mensual de Esmeraldas
2000 - 2005
Miles de quilates

Mes	2000	2001	2002	2003	2004	2005 pr
Enero	787	554	190	340	1.487	1.582
Febrero	378	1.156	191	1.022	819	880
Marzo	713	79	784	122	706	419
Abril	607	169	290	953	426	427
Mayo	1.324	785	452	1.092	822	
Junio	566	613	241	552	264	
Julio	389	216	66	406	1.236	
Agosto	160	570	278	1.023	1.099	
Septiembre	1.212	405	1.282	652	883	
Octubre	545	226	1.116	415	1.000	
Noviembre	416	157	370	1.344	714	
Diciembre	1.356	569	131	1.043	369	
Total	**8.454**	**5.499**	**5.390**	**8.964**	**9.825**	**3.308**

Volumen de la Exportación de Esmeraldas
2000 - 2004

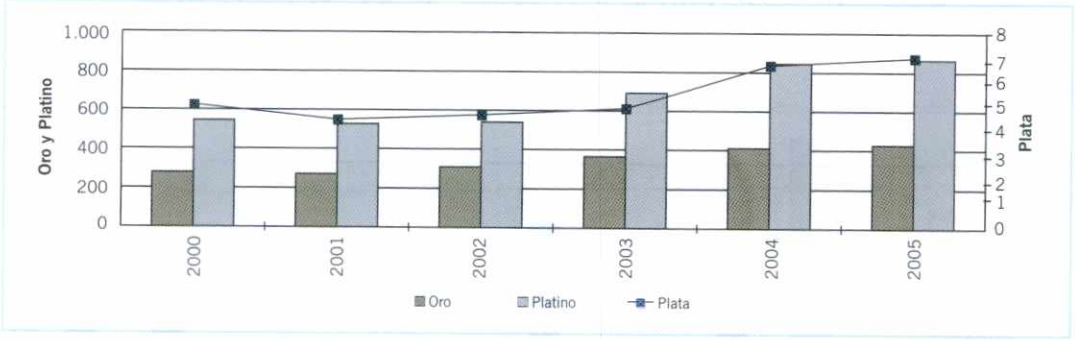


Pr: Preliminar
Fuente: 2000 - 2003 Minercol Ltda; 2004 - 2005 INGEOMINAS
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

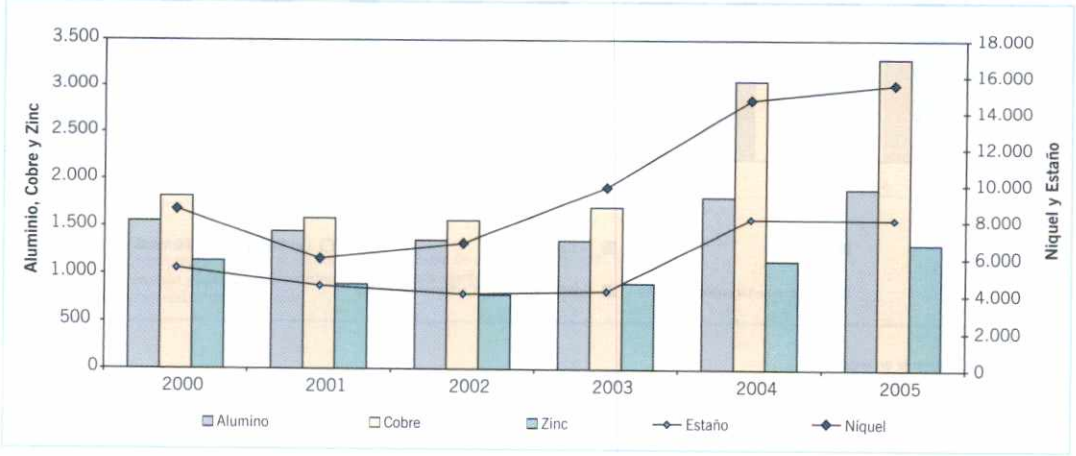
Precios Internacionales Promedio de Algunos Minerales
2000 - 2005

Mineral	Oro	Plata	Platino	Estaño	Plomo	Aluminio	Cobre	Zinc	Níquel	Carbón 1/
Año	US$/Onza troy			US$/t						
2000	279,0	5,00	544,5	5.429,0	454,4	1.545,7	1811,2	1.127,8	8.611,5	26,8
2001	271,1	4,40	528,7	4.478,3	476,1	1.439,0	1575,6	883,1	5.921,4	31,0
2002	309,8	4,6	539,6	4.060,1	452,7	1.349,6	1559,4	778,7	6.771,8	30,8
2003	363,5	4,9	692,6	4.200,0	480,0	1.350,0	1.700,0	900,0	9.835,2	32,9
2004	409,2	6,7	845,7	8.106,4	956,6	1.809,0	3.057,1	1.136,6	14.685,5	58,8
2005	426,5	7,0	865,3	8.094,0	980,0	1.898,0	3.299,0	1.311,0	15.547,0	56,7

Precios Internacionales Promedio de los Metales Preciosos
2000 - 2005
US$/Onza troy



Precios Promedio de Algunos Metales
2000 - 2005
US$/t



2000 a 2001: Promedio FOB de exportación de todos los tipos de carbón exportados desde Colombia. 2002 a 2004: Promedio sólo considerando hullas térmicas
Precio carbón 2003 a 2005 según calculo UPME para carbones de Puerto Bolívar con calidades entre 1.300 y 1.600 BTU.
(Pr): Información preliminar en revisión. 2005 hasta abril
Fuente: Bolsa de Metales de Londrés (LME); Banco Mundial; Dane
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

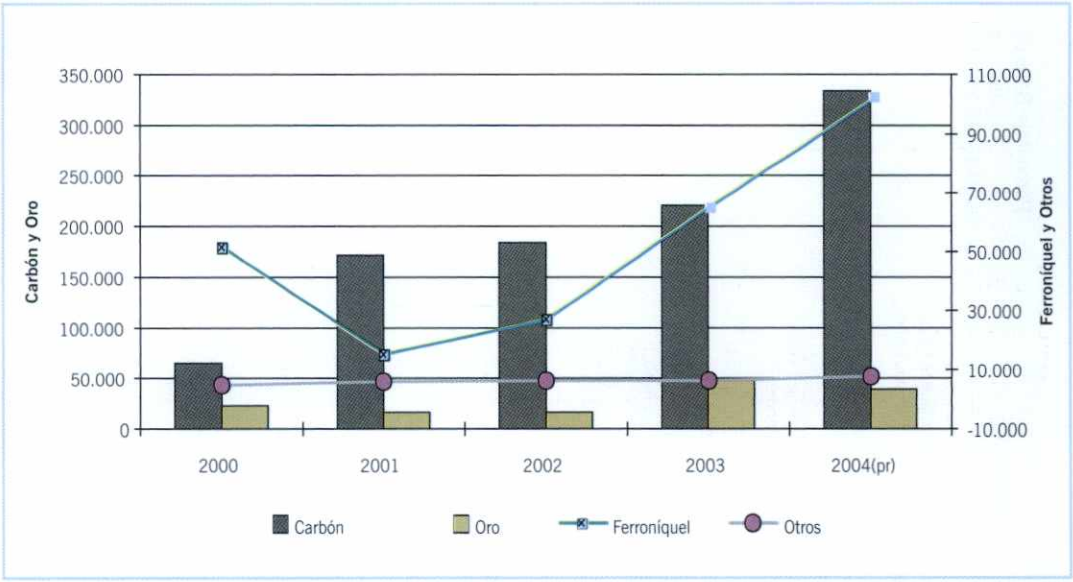
Recaudo de Regalías, Impuestos y Compensaciones - Algunos Minerales 2000 - 2005

Millones de Pesos Corrientes

Mineral	2000	2001	2002	2003	2004(pr)	2005(pr)
Oro	22.486	16.361	16.128	49.042	39.116	10.540
Plata	84	87	77	135	118	34
Platino	490	1.225	1.120	1.229	3.418	1.000
Ferro-níquel	51.371	15.182	27.148	64.928	101.285	27.733
Carbón	64.859	171.526	183.513	221.012	334.168	160.527
Esmeraldas	3.122	3.364	3.679	3.753	3.147	952
Hierro	1.192	1.310	1.246	1.211	1.058	n.d.
Total	**143.605**	**209.056**	**232.911**	**341.310**	**482.310**	**200.786**

Recaudo de Regalías, Impuestos y Compensaciones - Algunos Minerales 2000 - 2004

Millones de Pesos Corrientes



Pr: Información preliminar en revisión, 2005 a 30 de abril
Fuente: 2000 -2003 Minercol. 2004 -2005 INGEOMINAS
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Precios en Boca de Mina de Minerales para la Liquidación de Regalías

Pesos Corrientes

Mineral	Porcentaje Base de Liquidación (Art. 16 Ley 756/02)	Unidad de Medida	Res. 0145 28 Jun 02	Res. 0377 23 Dic.02	Res. 0291 26 Jun 03	Res. 0500 18 Dic.03	Res. 0319 28 Jun 04	Res. 0764 23 Dic 04
Carbón (explotación mayor a 3 millones t/año)	10%							
Carbón (explotación menor a 3 millones t/año)	5%							
Carbón para Consumo Interno		t	19.594,00	19.594,00	20.630,00	22.200,00	26.434,00	32.024,00
Carbón de Exportación		t						
Productores Zona Costa Norte		t	36.421,00	42.911,58	39.678,00	42.572,00	50.691,00	
Térmico		t						61.412,00
Productores Zona Norte de Santander		t	26.241,00	26.241,00	25.461.00	26.555,00	31.619,00	
Térmico		t						38.307,00
Metalúrgico		t						48.063,00
Antracitas		t						159.096,00
Productores Antioquia, Cundinamarca, Boyacá y Valle		t	29.248,00	29.248,00	29.248,00	30.504,00	36.321,00	
Térmico		t						44.003,00
Metalúrgico		t						50.016,00
Antracitas		t						159.096,00
Arcillas Bentoníticas	1%	t	5.576,00	5.576,00	6.153,12	7.683,00	8.414,00	8.327,00
Arcillas Caolínticas	1%	t	12.650,00	12.650,00	13.959,28	13.988,00	15.320,00	15.162,00
Arcillas cerámicas	1%	t	4.097,00	3.213,93	3.214,00	3.956,00	4.333,00	4.288,00
Arcillas Refractarias	1%	t	7.417,00	7.417,00	7.417,00			
Arcillas ferruginosas	1%	t	4.097,00	3.213,93	3.214,00	3.956,00	4.333,00	4.288,00
Arcillas miscelaneas	1%	t	4.097,00	3.213,93	3.214,00	3.956,00	4.333,00	4.288,00
Arcillas Refractarias	1%	t	7.417,00	7.417,00	7.417,00	6.937,00	7.597,00	7.519,00
Arena	1%	o						
Arena de Cantera	1% y 3% 1/	m^3	7.160,00	7.160,00	7.160,00	7.175,00	7.175,00	7.101,00
Arena de Río (arenas lavadas)	1% y 3% 1/	m^3	2.862,00	2.862,00	3.158,22	4.373,00	4.789,00	4.740,00
Arenas Silíceas	3%	t	7.860,00	7.860,00	8.673,51	9.502,00	10.406,00	10.299,00
Asbesto	3%	t	9.035,00	9.035,00	9.970,12	9.990,00	10.941,00	10.828,00
Asfaltita	3%	m^3	16.000,00	16.000,00	17.656,00	17.693,00	19.377,00	19.177,00
Azufre	3%	t	8.126,00	8.126,00	8.126,00	8.143,00	8.918,00	8.826,00
Barita	3%	m^3	47.440,00	47.440,00	52.350,00	52.460,00	57.454,00	56.862,00
Basalto	3%	t	47.440,00	47.440,00	4.500,00	4.509,00	4.938,00	4.887,00
Bauxita	3%	t	15.000,00	15.000,00	16.552,50	16.586,00	18.165,00	17.623,00
Calcita	3%	t						
Carbonato de Calcio 2/	3%	t	33.080,00	33.080,00	36.503,78	36.580,00	40.062,00	39.649,00
Caliza	1%	t	5.897,00	6.743,35	4.938,00	4.767,00	5.221,00	5.167,00
Concentrados Polimetálicos 3/	4% y 5%	grs	3/	3/	3/			
Cuarzo	3%	t	0,00	0,00	8.673,51	10.109,00	11.071,00	10.957,00
Diabasa	3%	m^3	0,00	0,00	4.500,00	5.559,00	6.353,00	6.288,00
Dolomita	3%	t	8.921,00	8.921,00	8.921,00	8.940,00	9.791,00	9.690,00
Esmeraldas	4/		4/	4/	4/			
Feldespatos	3%	t	17.520,00	17.520,00	17.520,00	11.425,00	14.740,00	14.588,00
Fluorita	3%	t	87.658,00	87.658,00	96.731,00	96.934,00	106.161,00	105.067,00
Grafito	3%	t	13.489,00	13.489,00	14.885,11	14.916,00	16.336,00	16.168,00

Precios en Boca de Mina de Minerales para la Liquidación de Regalías

Pesos Corrientes

Mineral	Porcentaje Base de Liquidación (Art. 16 Ley 756/02)	Unidad de Medida	Res. 0145 28 Jun 02	Res. 0377 23 Dic.02	Res. 0291 26 Jun 03	Res. 0500 18 Dic.03	Res. 0319 28 Jun 04	Res. 0764 23 Dic 04
Granito (bloque mayor o igual a 1 m^3)	3%	m^3	392.500,00	392.500,00	433.124,00	450.943,00	493.868,00	488.780,00
Granito (bloque menor a 1 m^3)	3%	m^3	160.000,00	160.000,00	176.560,00	176.930,00	193.772,00	191.776,00
Gravas de Cantera	1% y 3% 1/	m^3	7.161,00	7.161,00	7.901,00	9.578,00	9.578,00	9.479,00
Gravas de Río	1% y 3% 1/	m^3	2.862,00	2.862,00	3.158,22	4.257,00	4.662,00	9.614,00
Mármol Travertino	3%	m^3						
Mármol (bloque mayor o igual a 1 m^3)	3%	m^3	95.823,00	95.823,00	105.741,00	105.741,00	115.806,00	114.613,00
Mármol (bloque menor a 1 m^3)	3%	m^3	31.343,00	31.343,00	34.587,00	34.660,00	37.959,00	37.568,00
Mármol en Rajón	3%	t		12.000,00	12.000,00	12.025,00	13.170,00	13.034,00
Micas: Vermiculita, Moscovita, Biotita	3%	t	29.000,00	29.000,00	32.002,00	32.069,00	35.122,00	34.760,00
Mineral de Hierro	5%	t	13.674,00	12.297,00	16.566,00	16.997,00	17.226,00	17.375,00
Magnesio	5%	t	52.000,00	52.000,00	57.382,00	81.479,00	75.000,00	75.648,00
Mineral de Manganeso	5%	t	105.000,00	52.000,00	115.868,00	115.868,00	117.430,00	118.444,00
Níquel	8% y 12% 5/	lb	6/	6/	6/			
Oro	4%	gr	7/	7/	7/			
Oro de aluvión en contratos de concesión	6%	gr	7/	7/	7/			
Piedra Arenisca – Piedra Bogotana	3%	m^3	100.000,00	100.000,00	110.350,00	150.209,00	144.947,00	143.454,00
Plata	4%	gr	6/	6/	6/			
Puzolanas	3%	t	6.760,00	6.760,00	7.460,00	7.476,00	8.188,00	8.104,00
Recebo	1% y 3% 1/	m^3	1.779,00	1.779,00	1.963,00	1.904,00	2.085,00	2.064,00
Roca Coralina bloque mayor o igual a 1 m^3	3%	m^3	180.000,00	180.000,00	198.630,00	199.046,00	217.993,00	215.747,00
Roca Coralina bloque menor a 1 m^3	3%	m^3	75.000,00	75.000,00	82.763,00	82.936,00	90.831,00	89.895,00
Roca Fosfórica	3%	t	19.449,00	19.326,00	21.326,00	27.025,00	29.598,00	29.293,00
Sal marina	12%	t	18.852,00	18.852,00	18.852,00	27.775,00	30.419,00	30.106,00
Sal terrestre	12%	t	34.477,00	34.477,00	34.477,00	21.455,00	23.486,00	23.244,00
Sal terrestre zona de Upin	12%	t	19.846,00	19.846,00	19.846,00	19.846,00	21.735,00	21.511,00
Serpentina bloque mayor o iguala 1 m^3	3%	m^3	247.500,00	247.500,00	273.116,00	273.688,00	299.740,00	296.652,00
Serpentina bloque menor a 1 m^3	3%	m^3	115.000,00	115.000,00	126.902,00	127.168,00	139.273,00	137.838,00
Serpentina en Rajón	3%	t	0,00	6.456,00	6.456,00	39.942,00	43.744,00	43.293,00
Serpentinita (Silicato de Magnesio)	3%		14.573,00	14.573,00	16.000,00	16.034,00	17.560,00	17.379,00
Talco	3%	t	14.573,00	14.573,00	13.282,00	27.613,00	30.241,00	29.929,00
Talco Tipo Verde	3%	t						
Talcos Impurros o amarillos	3%	t						
Travertino y calizas cristalinas en bloque mayor o igual a 1 m^3	3%	m^3	275.250,00	275.250,00	303.738,00	304.375,00	333.348,00	329.914,00
Travertino y calizas cristalinas en bloque menor a 1 m^3	3%	m^3	87.500,00	87.500,00	96.556,00	96.758,00	105.968,00	104.876,00
Yeso	3%	t	24.872,00	12.500,00	14.085,00	31.294,00	34.273,00	33.920,00

1/ Ley 756 establece 1% para materiales de construcción y 3% para minerales no metálicos
2/ En Resoluciones anteriores se identifica como calcita
3/ Para la liquidación de regalías de los 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 Metales de Londres (LME)
4/ Las regalías para las esmeraldas se regirán según lo establecido en la Resolución 8 1938 de agosto 23 de 1995 y 82187 de septiembre 20 de 1995
5/ Para el contrato vigente de Cerromatoso se aplicará el 4% a regalías y el restante 4% a compensaciones. Para los contratos futuros o prórrogas se aplicará el 7% a título de regalías y el restante 5% a compensaciones, de acuerdo con el Parágrafo 4°
6/ En las nuevas concesiones o en las prórrogas del contrato vigente, para la fijación del precio básico en boca o borde de mina para la liquidación de las regalías y compensaciones monetarias se tomará como base el promedio ponderado del precio FOB en puertos
7/ El valor de gramo oro, plata y platino en boca de mina para liquidar las regalías, será del 80% del precio internacional promedio del último mes, publicado por la Bolsa de Metales de Londres (LME) en su versión Pasado Meridiano

Energía Eléctrica

Aportes Hídricos Reales por Río del SIN
Gwh
2004

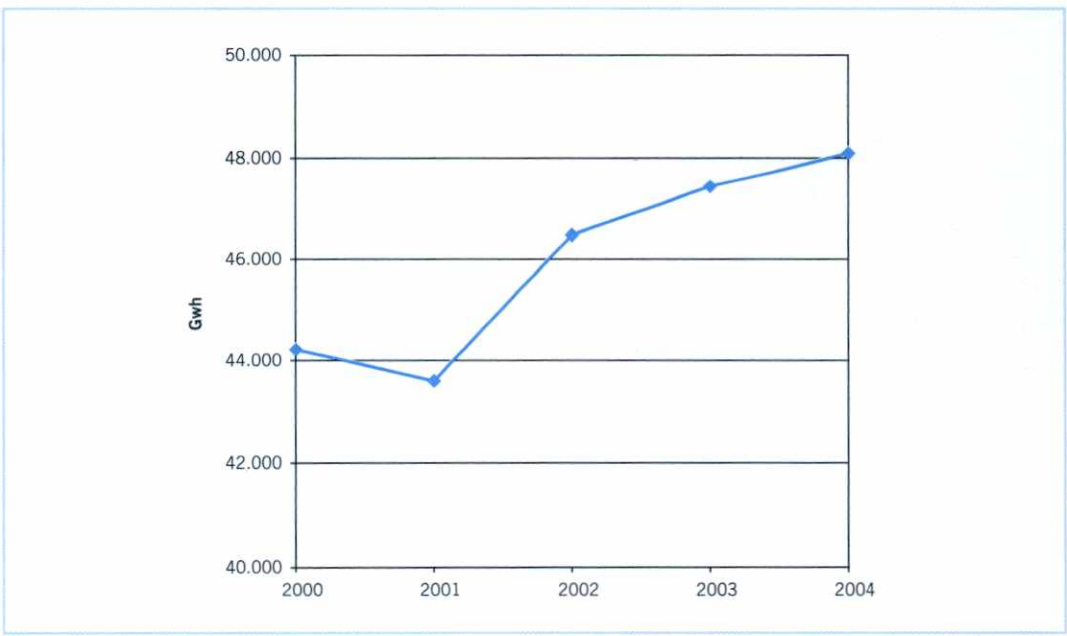
Región	Río	Real	Media histórica
Antioquia	A. San Lorenzo (1)	2.966,6	2.999,3
	Concepción	544,7	626,5
	Desv. EEPPM (2)	685,3	938,5
	Grande	2.463,2	3.005,7
	Guadalupe	1.662,7	1.839,2
	Guatapé	2.058,6	1.942,9
	Miel I	1.255,5	1.308,1
	Nare (3)	6.364,0	6.345,6
	Porce II	1.821,5	1.370,9
	San Carlos	1.128,9	1.217,9
	Tenche	321,6	365,3
	Total Región	**21.272,6**	**21.960,0**
Caribe	Sinú Urrá	1.158,4	1.394,7
	Total Región	**1.158,4**	**1.394,7**
Centro	Bogotá N.R.	4.459,1	4.156,1
	Magdalena Betania	2.042,5	2.349,0
	Prado	182,4	212,2
	Total Región	**6.684,0**	**6.717,2**
Oriente	Bata (4)	5.702,8	4.818,6
	Blanco	291,9	244,2
	Chuza	1.548,7	1.972,8
	Guavio	7.548,6	6.332,3
	Total Región	**15.092,0**	**13.367,9**
Ríos estimados	Otros ríos (5)	1.354,0	1.355,6
	Total Región	**1.354,0**	**1.355,6**
Valle	Alto Anchicayá	1.691,1	1.719,4
	Calima	203,5	206,8
	Cauca Salvajina	922,2	1.113,4
	Digua	157,4	168,4
	Florida II	78,4	102,1
	Total Región	**3.052,6**	**3.310,0**
Total SIN		**48.613,6**	**48.105,5**

Para el año 2004
1 aportes netos a partir de la presa de Santa Rita hasta el embalde de San Lorenzo
2 corresponde al total de aportes desviados desde los rios Nechí, Pajarito y Dolores
3 El valor real en Gwh corresponde a las afluencias netas al embalse del Peñol, sin corregir por las intervenciones
4 Incluye aportes por desviaciones Tunjita + Rucio + Negro en los meses que estuvieron activas
5 Incluye los rios San Francisco, Campoalegre, Estrella, Faguacampoalegre,Chinchiná, Quebradona y Rio Mayo
Fuente: ISA, junio 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

Aportes Hídricos Históricos
GWh
2000 - junio 2005

Mes	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	2.084,6	1.946,5	2.199,1	2.291,5	2.297,4	2.275,7
Febrero	2.209,9	1.596,0	1.860,9	1.941,5	2.010,9	1.927,2
Marzo	2.470,0	2.001,7	2.275,7	2.375,2	2.391,0	2.385,8
Abril	2.673,9	3.218,4	3.420,6	3.507,3	3.567,3	3.572,7
Mayo	5.161,3	4.648,5	4.955,7	5.063,9	5.142,6	5.142,3
Junio	5.236,0	4.919,7	5.190,9	5.283,9	5.378,1	5.376,9
Julio	4.803,4	5.145,4	5.423,1	5.452,6	5.554,6	
Agosto	4.723,6	4.476,1	4.714,8	4.779,9	4.851,5	
Septiembre	4.795,7	3.923,4	4.132,2	4.202,1	4.241,1	
Octubre	4.105,8	4.413,8	4.628,0	4.720,4	4.779,9	
Noviembre	3.617,3	4.139,7	4.360,2	4.476,0	4.536,9	
Diciembre	2.351,2	3.193,6	3.333,1	3.348,3	3.354,2	
Total	**44.232,7**	**43.622,7**	**46.494,3**	**47.442,6**	**48.105,5**	**20.680,6**

Aportes Hídricos Históricos
2000-2004
GWh

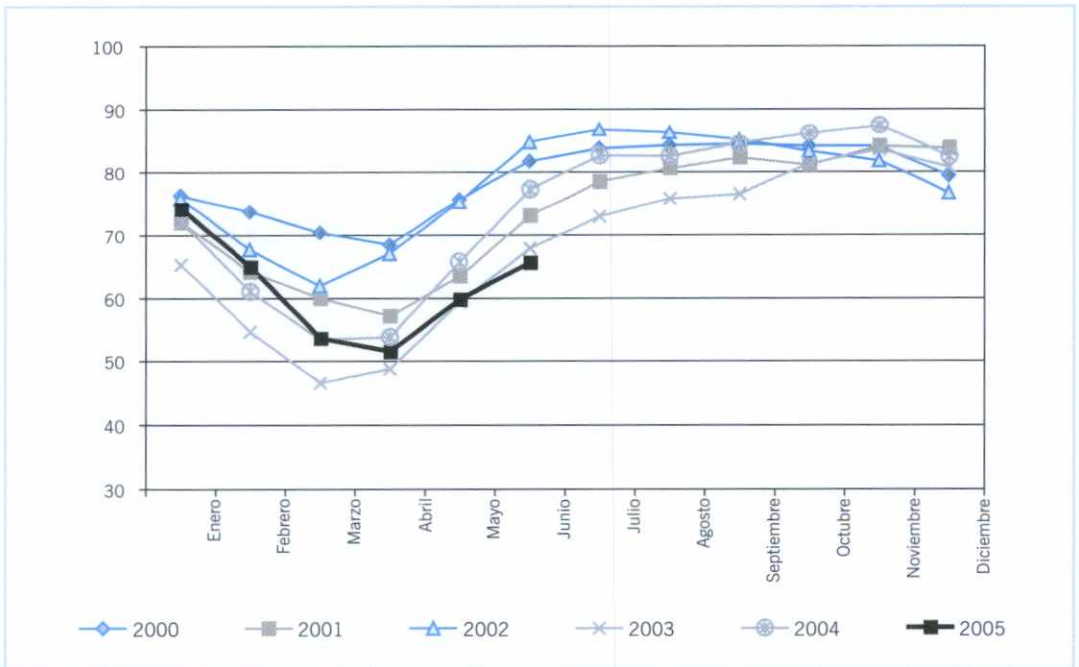


Fuente: ISA, julio 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Evolución Mensual del Embalse Agregado Nacional (%) 2000 - junio 2005

Mes	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	76,2	72,1	75,8	65,3	72,1	74,2
Febrero	73,7	64,1	67,7	54,6	61,0	65,0
Marzo	70,4	60,0	61,9	46,5	53,4	53,6
Abril	68,4	57,1	67,1	48,7	53,8	51,5
Mayo	75,7	63,5	75,2	59,4	65,8	59,8
Junio	81,8	73,2	84,7	67,9	77,2	65,7
Julio	83,7	78,5	86,8	73,0	82,7	
Agosto	84,2	80,6	86,3	75,8	82,6	
Septiembre	84,4	82,3	85,1	76,6	84,6	
Octubre	84,1	81,1	83,3	81,4	86,2	
Noviembre	84,1	84,1	81,8	83,6	87,4	
Diciembre	79,4	83,8	76,7	80,7	82,5	
Promedio año	**78,8**	**73,4**	**77,7**	**67,8**	**74,1**	**61,6**

Evolución del Embalse Agregado Nacional (SIN)



Fuente: ISA, julio 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Evolución de reservas por embalse SIN (1)
GWh
2004

Región	Embalse	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Antioquia	Miel I	112,2	86,1	78,1	83,0	76,9	65,8	53,8	33,2	55,9	99,1	185,6	219,5
	Miraflores	250,2	210,1	192,2	168,0	172,8	179,6	203,3	225,1	255,1	259,0	255,5	251,7
	Peñol	4.093,2	3.782,6	3.627,6	3.575,2	3.689,6	3.701,2	4.073,7	3.991,4	4.288,3	4.376,3	4.337,4	4.035,3
	Playas	96,8	80,8	101,4	130,6	81,8	117,6	103,7	111,0	138,6	140,2	135,6	106,1
	Porce II	66,7	64,2	61,3	42,2	58,6	50,8	57,0	67,7	76,5	79,3	72,9	65,3
	Punchiná	48,9	10,2	38,8	28,0	53,1	23,9	44,9	27,2	36,6	77,6	79,4	59,5
	Riogrande 2	450,8	334,2	228,5	247,5	375,1	407,9	454,8	489,3	500,0	523,1	513,4	472,7
	San Lorenzo	232,5	193,4	143,2	174,8	306,3	280,5	356,8	293,3	412,5	463,3	447,5	397,4
	Troneras	59,3	64,2	58,7	49,6	67,8	30,8	70,1	56,3	76,8	76,1	42,6	63,3
	Total Región	**5.410,7**	**4.825,6**	**4.529,9**	**4.498,9**	**4.882,1**	**4.858,1**	**5.418,1**	**5.294,5**	**5.840,4**	**6.094,0**	**6.070,0**	**5.670,9**
Caribe	Urrá 1	177,9	142,7	82,6	74,8	95,8	126,4	114,9	153,4	160,5	185,6	206,8	194,3
	Total Región	**177,9**	**142,7**	**82,6**	**74,8**	**95,8**	**126,4**	**114,9**	**153,4**	**160,5**	**185,6**	**206,8**	**194,3**
Centro	Agregado Bogotá	2.563,7	2.469,2	2.373,4	2.355,9	2.512,5	2.742,7	2.933,3	3.135,3	3.165,6	3.190,9	3.250,8	3.219,6
	Betania	160,7	131,9	145,8	194,7	164,5	182,7	204,1	216,0	201,4	216,6	225,8	226,5
	Muña	54,6	94,0	94,0	94,4	92,2	87,4	87,0	83,2	90,5	95,4	95,1	77,8
	Prado	98,4	85,2	62,0	65,0	71,7	74,5	76,4	73,9	69,5	80,7	91,6	86,1
	Total Región	**2.877,4**	**2.780,3**	**2.675,3**	**2.710,0**	**2.840,9**	**3.087,3**	**3.300,8**	**3.508,4**	**3.527,0**	**3.583,6**	**3.663,3**	**3.609,9**
Oriente	Chuza	678,1	550,6	449,3	487,5	688,3	1.082,1	1.044,5	999,3	893,3	859,8	827,9	714,6
	Esmeralda	753,0	449,2	158,9	160,3	800,6	1.129,6	1.173,9	1.099,1	1.079,7	1.081,7	1.082,3	1.054,6
	Guavio	1.529,8	967,0	634,8	639,0	1.210,8	2.072,8	2.184,3	2.171,1	2.058,6	2.053,7	2.041,7	1.837,9
	Total Región	**2.960,9**	**1.966,8**	**1.243,0**	**1.286,9**	**2.699,7**	**4.284,5**	**4.402,7**	**4.269,5**	**4.031,6**	**3.995,2**	**3.951,8**	**3.607,1**
Valle	Alto Anchicayá	19,5	9,5	9,6	16,2	13,9	13,6	12,9	12,9	42,7	24,6	29,9	17,3
	Calima 1	204,7	163,0	131,8	132,1	130,0	142,7	154,3	161,5	167,9	139,8	151,8	158,9
	Salvajina	136,2	83,3	59,3	76,7	87,6	105,7	104,9	88,3	50,9	55,8	138,1	144,1
	Total Región	**360,3**	**255,8**	**200,7**	**224,9**	**231,4**	**262,0**	**272,1**	**262,6**	**261,5**	**220,2**	**319,8**	**320,3**
Total SIN		**11.787,2**	**9.971,1**	**8.731,4**	**8.795,4**	**10.749,8**	**12.618,3**	**13.508,5**	**13.488,5**	**13.820,9**	**14.078,6**	**14.211,7**	**13.402,4**

Fuente: ISA, junio 2005
(1) : Reservas corresponden al volumen almacenado por encima del Nivel Mínimo Físico el último día de cada mes.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Evolución de reservas por embalse SIN (%) (1)
2004

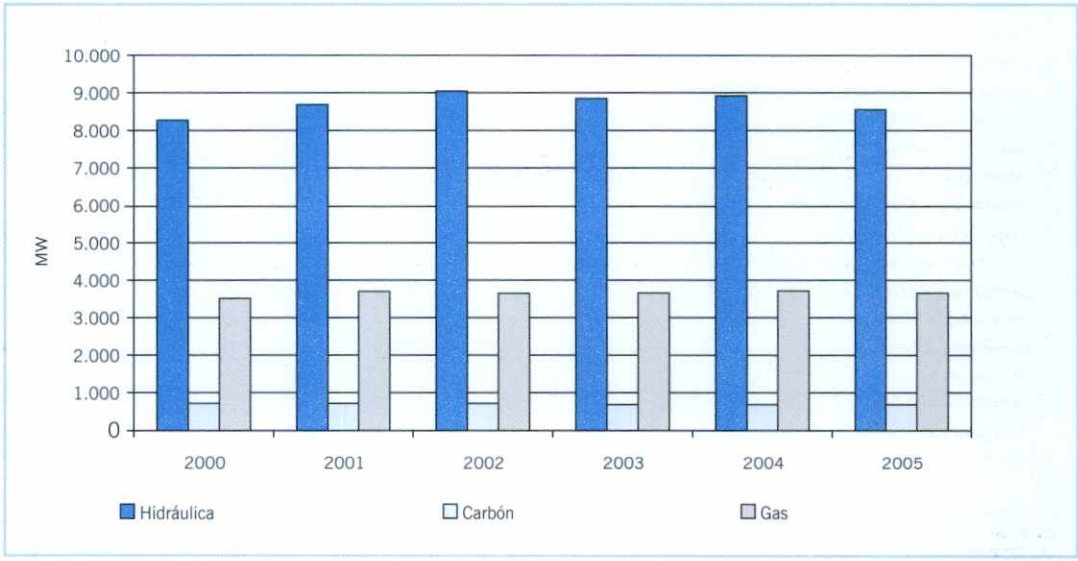
Región	Embalse	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Antioquia	Miel I	46,84	35,95	32,59	34,66	32,11	27,46	22,45	13,86	23,34	41,39	77,39	91,53
	Miraflores	94,99	79,74	72,97	63,76	65,60	68,18	77,18	85,44	96,85	98,31	98,92	97,47
	Peñol	94,40	87,24	83,66	82,45	85,09	85,36	93,95	92,05	98,90	100,93	101,05	94,01
	Playas	74,13	61,87	77,64	99,99	62,60	90,06	79,42	84,99	106,12	107,37	104,93	82,11
	Porce II	76,91	73,99	70,71	48,69	67,59	58,59	65,70	78,07	88,18	91,36	85,32	76,44
	Punchiná	56,12	11,65	44,57	32,08	60,89	27,43	51,56	31,25	41,96	88,99	93,84	72,08
	Riogrande 2	84,97	62,98	43,06	46,65	70,69	76,87	85,71	92,20	94,23	98,59	97,07	89,37
	San Lorenzo	50,06	41,63	30,84	37,63	65,95	60,40	76,82	63,15	88,82	99,75	98,18	87,19
	Troneras	72,48	78,49	71,76	60,62	82,95	37,68	85,70	68,88	93,91	93,05	52,17	77,50
	Total Región	**86,98**	**77,58**	**72,82**	**72,33**	**78,49**	**78,10**	**87,10**	**85,12**	**93,89**	**97,97**	**98,60**	**92,15**
Caribe	Urrá 1	84,61	67,86	39,28	35,57	45,55	60,12	54,65	72,98	76,33	88,28	98,50	92,53
	Total Región	**84,61**	**67,86**	**39,28**	**35,57**	**45,55**	**60,12**	**54,65**	**72,98**	**76,33**	**88,28**	**98,50**	**92,53**
Centro	Agregado Bogotá	57,54	55,42	53,27	52,87	56,39	61,55	65,83	70,37	71,04	71,61	72,96	72,26
	Betania	68,37	56,14	62,05	82,86	70,00	77,74	86,87	91,90	85,70	92,18	96,41	96,71
	Muña	56,99	98,16	98,16	98,53	96,32	91,23	90,87	86,90	94,47	99,63	99,26	81,24
	Prado	92,03	79,68	58,02	60,78	67,02	69,71	71,42	69,16	65,01	75,44	87,57	82,27
	Total Región	**58,80**	**56,82**	**54,67**	**55,38**	**58,05**	**63,09**	**67,45**	**71,70**	**72,08**	**73,23**	**74,91**	**73,82**
Oriente	Chuza	59,42	48,25	39,37	42,72	60,32	94,83	91,54	87,57	78,28	75,35	72,55	62,62
	Esmeralda	63,99	38,17	13,50	13,62	68,04	95,99	99,76	93,41	91,76	91,93	93,47	91,08
	Guavio	70,39	44,49	29,21	29,40	55,71	95,37	100,50	99,90	94,72	94,50	93,98	84,60
	Total Región	**65,93**	**43,79**	**27,68**	**28,65**	**60,11**	**95,40**	**98,03**	**95,07**	**89,77**	**88,96**	**88,38**	**80,67**
Valle	Alto Anchicayá	43,73	21,37	21,45	36,22	31,23	30,51	28,82	28,82	95,78	55,27	65,01	37,65
	Calima 1	74,40	59,25	47,92	48,01	47,24	51,86	56,10	58,69	61,02	50,80	55,01	57,59
	Salvajina	66,51	40,65	28,95	37,47	42,76	51,62	51,22	43,11	24,87	27,26	67,62	70,53
	Total Región	**68,71**	**48,77**	**38,26**	**42,89**	**44,13**	**49,95**	**51,88**	**50,07**	**49,86**	**41,99**	**60,78**	**60,87**
Total SIN		**72,14**	**61,02**	**53,44**	**53,83**	**65,79**	**77,23**	**82,67**	**82,55**	**84,59**	**86,16**	**87,43**	**82,47**

(1) : Valores tomados el último día de cada mes. El porcentaje se calcula con respecto al volumen máximo técnico del embalse vigente en cada fecha.
Fuente: ISA, junio 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Fuente
MW
2000 - junio 2005

Año	Hidráulica /1	%	Carbón	Gas	Eólica	Otros	%	Total
2000	8.276	66	720	3.518		67	34	**12.581**
2001	8.682	66	720	3.700		67	34	**13.169**
2002	9.036	67	719	3.650		64	33	**13.470**
2003	8.852	67	719	3.656		70	33	**13.297**
2004	8.915	66	692	3.724	19,5	48	34	**13.399**
2005	8.557	63	692	3.661	19,5	433	37	**13.426**

Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Fuente
2000 - junio 2005



Fuente: ISA, junio 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Capacidad Efectiva Neta por Empresa del SIN
MW
Diciembre 31 de 2004

Administrador	Hidráulica	% (1)	Térmica	% (2)	Eólica	% (3)	Total
Bioaise (4)			1,6	0,0			1,6
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. (CHB)	540,0	6,1					540,0
Central Hidroeléctrcia de Caldas S.A. (Chec)	212,4	2,4	51,0	1,1			263,4
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. (Cedenar)	28,3	0,3					28,3
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. (Cedelca)	35,7	0,4					35,7
Chivor S.A.	1.000,0	11,2					1.000,0
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A.(Cetsa)	13,0	0,1					13,0
Corporacion Eléctrica de la Costa Atlántica (Corelca)			1.339,0	30,0			1.339,0
Electrificadora del Santander S.A. E.S.P. (Essa) (5)	17,2	0,2	76,0	1,7			93,2
Electrificadora del Huila	8,0	0,1					8,0
Emgesa S.A. E.S.P.	1.851,6	20,8	223,0	5,0			2.074,6
Empresa Urrá E.S.P.	334,0	3,7					334,0
Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P. (Eade) (6)	48,2	0,5					48,2
Empresa de Energía de Boyacá (Ebsa)			314,0	7,0			314,0
Empresa Generadora de Energía del Tolima S.A. E.S.P. (Egetsa)	58,5	0,7					58,5
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. (Epsa) (7)	863,0	9,7	216,1	4,8			1.079,1
Empresa de Generación de Cali S.A. E.S.P. (Genercali)			233,0	5,2			233,0
Generadora Colombiana de Electricidad	0,4	0,0					0,4
Empresas Públicas de Medellín (EEPPM)	2.098,0	23,5	460,0	10,3	19,5	0,4	2.577,5
Energía e Ingeniería Energing S.A. E.S.P. (Energing)	1,0	0,0					1,0
Electrificadora del Meta S.A. (Emsa)			19,9	0,4			19,9
Ingenio Risaralda S.A. (Irisa) (4)			5,5	0,1			5,5
Isagen S.A. E.S.P.	1.806,0	20,3	285,0	6,4			2.091,0
Meriléctrica S.A. & CIA. S.C.A. E.S.P.			169,0	3,8			169,0
Proeléctrica & CIA. S.C.A. E.S.P.			90,0	2,0			90,0
Proyectos Energéticos del Cauca S.A.(Proenca) (4)			5,0	0,1			5,0
Termocandelaria S.C.A. E.S.P.			314,0	7,0			314,0
Termocartagena S.C.A. E.S.P.			187,0	4,2			187,0
Termoflores S.A. E.S.P.			287,0	6,4			287,0
Termopiedras S.A. E.S.P.			3,0	0,1			3,0
TermotasajeroS.A E.S.P.			155,0	3,5			155,0
Termoyopal Generacion S.A.			30,0	0,7			30,0
Total	**8.915,3**		**4.464,1**		**19,5**		**13.398,9**

(1) : Porcentaje con respecto a la capacidad hidráulica total
(2) : Porcentaje con respecto a la capacidad térmica total
(3) : Porcentaje con respecto a la capacidad eólica total
(4) : Cogenerador no despachado centralmente
(5) : Incluye Menores Nordeste
(6) : Incluye a la menor Rio Piedras
(7) : Incluye a los cogeneradores Incauca, Ingenio Providencia, Ingenio Riopaila y Central Castilla
Fecha de actualizacion: 01 de mayo de 2005
Fuente: ISA
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Variaciones de Capacidad de Generación del SIN
MW
2004

	Central	Fecha	Capacidad Neta
Hidráulicas			
Entradas	Tequendama (Menores Bogotá)	Abr/10/2004	19,40
	Cementos del Nare(Menores Antioquia)	Sep/01/2004	4,50
	La Herradura(Menores Antioquia)	Oct/08/2004	19,80
	La Vuelta (Menores Antioquia)	Dic/18/2004	11,80
Total Entradas			**55,50**
Variaciones	Menores Cauca	Ene/01/2004	0,30
	Menores CQR	Ene/01/2004	-0,33
	Menores Huila	Ene/01/2004	-1,68
	Menores Nordeste	Ene/01/2004	-0,07
	Menores Tolima	Ene/01/2004	2,70
	Menores Tulua	Ene/01/2004	4,10
	Menores Valle del Cauca	Ene/01/2004	-1,50
	Puente Guillermo	Ene/01/2004	-0,30
	Rio Piedras	Ene/01/2004	0,50
	Urrá 1	Ene/01/2004	1,00
	Urrá 2	Ene/01/2004	2,00
	Menores Tolima	Feb /19/2004	0,10
	Menores Tolima	Feb/22/2004	2,17
	Menores Tolima	Nov/22/2004	-1,80
	Riogrande 1	Dic/01/2004	0,50
Total Variaciones			**7,69**
Total Neto Hidraulicas			**63,19**
Termicas			
Entradas	Termoyopal 2	Jul29/04	30,00
	Cogenerador Ingenio Riopaila	Ago/08/04	1,50
	Cogenerador Central Castilla	Ago/15/04	1,00
	Meriléctrica 1	Ago/16/04	168,00
Total Entradas			**200,50**
Retiros	Barranca 2	Ene/14/2004	-12,00
	Meriléctrica 1	Abr/28/2004	-154,00
Total Retiros Térmicos			**-166,00**
Variaciones	Barranquilla 3	Ene/01/04	-1,00
	Cogenerador Incauca	Ene/01/04	-11,00
	Palenque 3	Ene/01/04	-2,00
	Termoemcali 1	Ene/01/04	2,00
	Barranquilla 3	Ene/01/04	1,00
	Flores 2	Sep/18/04	12,00
	Flores 3	Sep/18/04	25,00
	Cartagena 1	Dic/01/04	4,00
	Cartagena 2	Dic/01/04	3,00
	Cartagena 3	Dic/01/04	4,00
	Flores 1	Dic/01/04	10,00
	Meriléctrica 1	Dic/01/04	1,00
	Cogenerador Proenca	Dic/01/04	3,10
Total variaciones			**51,10**
Total Neto Térmicas			
Eólica			
Entradas	Menor Jepirachi	Abr/278/04	19,50
Total Entradas			**19,50**
Total Neto Eólica			**19,50**
Total variaciones de capacidad SIN			**168,29**

Fuente : ISA, junio 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

Recaudo Cargo por Capacidad
Millones de Pesos
2000-2004

Agente	2000	2001	2002	2003	2004
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.	5.599.298	3.865.772	44.464	50.158	52.738
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	14.675	13.126	12.323	16.048	14.077
Centrales Electricas de Nariño S.A. E.S.P.	2.141	2.987	2.744	3.320	3.263
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.	2.231	611	183		
Centrales Electricas del Cauca S.A. E.S.P. - Intervenida	141	1.270	1.863	1.745	
Chivor S.A. E.S.P.	73.759	6.099	106.735	104.133	119.959
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.				134	0
Corporacion Eléctrica de la Costa Atlántica S.A. E.S.P.	132.180	141.749	167.718	167.608	145.772
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	1.830	1.308	571		201
Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P. - Intervenida	5.467	3.050	4.906		
Emgesa S.A. E.S.P.	172.987	194.118	227.841	289.968	271.342
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	24.745	5.610	28.276	53.338	
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.				16	
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. Epsa	73.041	62.511	67.645		71.436
Empresa Generadora de Energía del Tolima S.A. E.S.P.					5.407
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.				131	218
Empresa Urra S.A. E.S.P.	26.602	27.665	31.563		29.517
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P. - Intervenida	2.022	3.593	1.812	799	921
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	180.885	206.543	229.665		305.207
Enerco S.A. E.S.P.				40	74
Flores II S.A. & Cia. S.C.A. E.S.P.	23.369	12.160	18.497	29.662	20.906
Isagen S.A. E.S.P.	118.895	112.608	146.616	234.701	227.622
Meriléctrica S.A. & Cia S.C.A. E.S.P.	288	265	481	641	1.180
Proeléctrica & Cia. S.C.A. E.S.P.	10.017	2.888	3.968		
Proeléctrica & Cia. S.C.A. E.S.P. - Restructuración	0	2.949	386	1.442	2.501
Termocandelaria S.C.A. E.S.P.	7.577	2.844	2.689	1.422	
Termocartagena S.A. E.S.P. - Restructuración	9.543	1.797	186	230	367
Termotasajero S.A. E.S.P.	19.313	14.994	16.493	25.271	16.182
Termo Yopal Generación 2 S.A E.S.P					1.205
Otras	1.168	40.030	320		432
Total	**6.502.172**	**4.726.544**	**1.117.944**	**980.807**	**1.290.526**

Fuente: ISA, Junio 2005
Elaboró: UPME, Subdirección de Información

Valor a Distribuir Cargo por Capacidad
Millones de Pesos
2000-2004

Agente	2000	2001	2002	2003	2004
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	195.148	240.189	276.064	340.717	305.966
Emgesa S.A. E.S.P.	205.312	146.973	165.574	229.034	209.054
Isagen S.A. E.S.P.	160.193	159.489	159.743	246.020	215.631
Corporacion Eléctrica de la Costa Atlantica S.A. E.S.P.	124.954	142.992	154.794	187.383	170.216
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. Epsa E.S.P.	73.413	88.458	86.573	108.367	95.401
Chivor S.A. E.S.P.	62.230	43.908	39.655	49.465	43.351
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	8.642	35.322	38.325	47.357	41.336
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.	52.664	39.308	37.961	49.032	45.070
Flores III S.A. & Cia. S.C.A. E.S.P.	17.596	23.731	25.105	29.416	31.188
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P. - Intervenida	13.829	27.452	22.865	31.733	35.165
Termotasajero S.A. E.S.P.	6.728	17.867	19.842	24.233	21.263
Merilectrica S.A. & Cia S.C.A. E.S.P.	7.482	12.017	14.705	12.744	9.180
Empresa Urrá S.A. E.S.P.	5.328	13.776	14.187	19.206	30.204
Central Hidroelectrica de Caldas S.A. E.S.P.	8.484	11.388	11.341	14.558	11.915
Proeléctrica & Cia. S.C.A. E.S.P.	6415,35	6617,31	3523,64	11.317	10.484
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	1049,25	1358,33	1477,97	1.924	2.004
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	206,37	3159,52	2524,87	3.658	859
TermoYopal Generación 2 S.A. E.S.P.					260
Termo Cartagena					14.139
Termocandelaria S.C.A E.S.P					29.453
Empresa Generadora de Energía del Tolima S.A E.S.P					1.128
Otras	9.389	42.660	47.925	31.803	1.240
Total	**959.063**	**1.056.664**	**1.122.187**	**1.437.966**	**1.324.506**

Otras:Termocartagena, Electritolima, Centrales Electricas del Cauca, Termocartagena.
Fuente: ISA, junio 2005.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

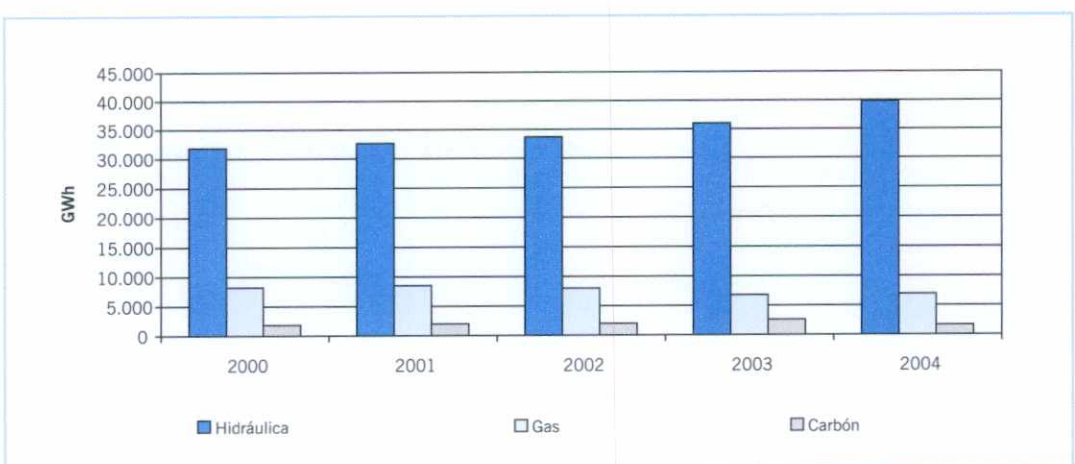
Generación Bruta de Energía Eléctrica por Fuente
GWh
2000- 2004

Año	Hidráulica	Térmica				Total
		Gas	Carbón	Otros	Subtotal	
2000	31.853,4	8.199,5	1.879,7	39,7	10.118,9	**41.972,3**
2001	32.679,7	8.461,4	2.032,3		10.493,7	**43.173,4**
2002	33.747,4	7.955,7	1.982,9	1.556,3	11.494,9	**45.242,3**
2003	35.953,2	6.786,1	2.631,8	1.370,6	10.788,4	**46.741,7**

2004

Mes	Hidráulica	Gas	Carbón	Cogeneración-autoproductores	Eólica	Total
Enero	3.231,8	545,2	189,7	8,5	0,0	**3.975,2**
Febrero	3.048,8	627,8	207,8	9,3	1,7	**3.895,4**
Marzo	3.155,5	769,3	233,9	11,1	4,4	**4.174,2**
Abril	3.127,3	592,3	209,9	6,0	5,1	**3.940,6**
Mayo	3.405,6	458,9	181,8	10,4	6,6	**4.063,1**
Junio	3.091,7	653,5	112,6	10,9	9,2	**3.877,9**
Julio	3.397,8	502,0	120,6	10,9	6,9	**4.038,2**
Agosto	3.458,4	571,9	84,9	11,6	7,1	**4.133,9**
Septiembre	3.208,3	723,6	68,6	10,5	2,1	**4.013,1**
Octubre	3.519,8	541,6	73,1	10,4	2,5	**4.147,4**
Noviembre	3.658,7	321,0	81,7	9,8	2,9	**4.074,0**
Diciembre	3.552,8	601,3	69,8	11,1	3,5	**4.238,5**
2004	**39.856,3**	**6.908,5**	**1.634,3**	**120,5**	**52,0**	48.571,5

Generación Bruta de Energía Eléctrica por Fuente
2000-2004



Fuente: ISA, junio 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Generación Hidráulica por Agente
GWh
2001-2004

Agente	Central	2001	2002	2003	2004
Centrales Eléctricas del Cauca	Florida	71,92	81,03	52,76	76,91
	Menores Cauca	43,18	36,39	45,24	44,98
	Total hidráulica	**115,10**	**117,42**	**98,00**	**121,89**
Centrales Eléctricas de Nariño	Menores Nariño	31,28	32,91	31,7	35,12
	Rio Mayo	93,33	108,90	104,77	114,06
	Total hidráulica	**124,61**	**141,81**	**136,42**	**149,18**
CETSA	Menores CETSA	**62,38**	**61,55**	**76,2**	**74,72**
Central Hidroeléctrica de Betania	Betania	1.787,66	1.828,97	1.589,29	1.853,17
	Menores Huila	20,03	34,30	35,8	35,84
	Total hidráulica	**1.807,69**	**1.863,28**	**1.625,13**	**1.889,01**
Central Hidroeléctrica de Caldas	Esmeralda	201,80	177,78	217,26	207,08
	Menores C Q R	236,29	230,59	262,48	220,24
	San Francisco	274,18	244,87	285,80	277,08
	Total hidráulica	**712,28**	**653,24**	**765,54**	**704,40**
Chivor S.A.	Chivor	**3.400,93**	**4.420,72**	**3.818,10**	**4.229,08**
Empresa Antioqueña de Energía	Menores EADE	126,38	168,61	171,63	183,53
	Rio Piedras	128,03	125,84	126,27	130,80
	Total hidráulica	**254,41**	**294,45**	**297,90**	**314,33**
Empresas Públicas de Medellín	Guatape	2.088,31	2.378,80	2.116,30	3.078,72
	Guatron	3.075,35	2.314,53	2.785,19	2.521,17
	La Tasajera	1.357,38	1.308,90	1.463,25	1.492,96
	Menores Antioquia	302,89	255,13	266,38	301,96
	Playas	1.140,99	1.289,83	1.373,34	1.521,03
	Porce II	1.142,99	1.380,32	1.572,26	1.662,35
	Riogrande I	68,55	19,41	7,08	35,48
	Total hidráulica	**9.176,47**	**8.946,91**	**9.583,80**	**10.613,67**
Egetsa	Menores Tolima	13,85	17,80	12,8	27,66
	Prado	91,35	164,47	103,58	161,22
	Prado IV	31,61	29,06	26,86	30,53
	Total hidráulica	**136,81**	**211,33**	**143,19**	**219,41**
Emgesa	Casalco	301,89	372,51	99,30	
	Guavio	5.774,78	5.867,95	5.402,97	6.137,70
	Menores Bogotá		23,12	90,39	522,15
	Pagua	2.253,06	2.384,43	3.466,04	3.324,37
	Total hidráulica	**8.329,74**	**8.648,01**	**9.058,70**	**9.984,22**
Energing	Puente Guillermo	**1,44**	**8,00**	**7,15**	**4,64**
Empresa de Energía del Pacífico	Alban	1.652,33	1.568,36	1.881,65	1.500,98
	Calima	135,93	120,34	239,35	194,58
	Menores Valle del Cauca	46,13	46,16	39,87	45,44
	Salvajina	616,65	814,40	732,64	814,52
	Total hidráulica	**2.451,03**	**2.549,27**	**2.893,51**	**2.555,52**
Isagen	Jaguas	500,23	573,65	724,35	717,97
	Miel I		265,51	1.227,12	1021,86
	San Carlos	4.312,08	4.718,08	5.331,72	6091,37
	Total hidráulica	**4.812,31**	**5.557,24**	**7.283,19**	**7.831,20**
Urrá	Urrá	**1.203,93**	**1.314,55**	**1.332,28**	**1.045,22**
Electrificadora de Santander	Menores Nordeste				**117,9**
Gen. Colombiana	San José				**1,97**
Total hidráulica		**32.589,1**	**34.787,8**	**37.119,1**	**39.856,4**

Incluye menores
Fuente: ISA, junio 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Generación Térmica por Agente
GWh
2001-2004

Agente	Central	2001	2002	2003	2004
Bioaise	Cogenerador Bioaise 1	3,5	4,6	2,3	**4,04**
Central Hidroeléctrica de Caldas	Termodorada 1	80,5	62,3	3,6	2,3
Chidral S.A.	Yumbo 3	9,9	0,0	0,0	0
Corelca	Barranquilla 3	46,7	43,4	61,9	96,0
	Barranquilla 4	40,7	39,7	72,9	74,8
	Flores 1				748,5
	Guajira 1	352,9	420,9	329,7	353,0
	Guajira 2	454,0	422,7	482,2	313,7
	TebsaB	4.541,5	4.616,2	3.906,0	3.542,4
	Total térmica	5.435,8	5.542,8	4.852,6	5.128,3
Electrificadora de Boyacá	Paipa 1	67,6	33,0	100,5	65,6
	Paipa 2	227,2	171,5	211,3	232,8
	Paipa 3	222,9	212,8	286,4	44,2
	Paipa 4	803,0	675,5	1.062,5	661,91
	Total térmica	**1.320,7**	**1.092,9**	**1.660,7**	**1.004,48**
Empresas Públicas de Medellín	TermosierraB	93,4	133,2	177,9	439,91
	Total térmica	**93,4**	**133,2**	**177,9**	**439,9**
Emgesa	Zipaemg 2	1,2	51,8	31,2	10,19
	Zipaemg 3	11,8	65,0	25,8	17,4
	Zipaemg 4	27,9	52,6	64,8	29,7
	Zipaemg 5	21,0	73,6	58,2	11,1
	Total térmica	**61,9**	**243,1**	**180,0**	**68,4**
Empresa de Energía del Pacífico	Cogenerador Incauca 1 (1)	88,3	94,0	90,7	84,67
	Cogenerador Central Castilla				3,4
	Cogenadores Ingenio Providencia 1	4,1	2,9	3,589039	5,6
	Cogenerador Ingenio Riopaila				1,2
	Termovalle 1	226,9	122,5	23,0	3,0
	Total térmica	**319,3**	**219,3**	**117,3**	**97,9**
Electrificadora de Santander	Barranca 1	2,3	0,2	17,0	
	Barranca 2	12,2	0,1	38,2	
	Barranca 3	0,0	2,7	0,0	0,0
	Barranca 4	19,5	5,7	2,2	
	Barranca 5	5,7	12,1	35,3	
	Palenque 3	12,3	1,3	0,7	7,2
	Total térmica	**52,0**	**22,1**	**93,5**	**7,2**
Flores II	Flores 1	658,4	879,4	413,0	
	Flores 2	281,0	528,6	303,3	253,5
	Flores 3	272,6	208,4	642,6	460,7
	Total térmica	**1.211,9**	**1.616,4**	**1.358,9**	**714,3**
Genercali	Termoemcali 1	**139,7**	**70,1**	**24,9**	**31,8**
Isagen	Oxy 1	174,3	299,7	341,8	
	Termocentro 1 ciclo combinado	30,3	40,9	119,4	200,7
	Total térmica	**204,6**	**340,6**	**461,1**	**200,7**
Irisa	**Cogenerador Ingenio Risaralda**	**0,0**	**0,0**	**6,0**	**15,2**
Electrohuila	**Gualanday**				**0,6**
Electrificadora del Meta	**Termocoa**		**40,6**	**16,15**	98,8
Meriléctrica	**Meriléctrica 1**	**11,1**	**18,3**	**20,3**	**43,7**
Proeléctrica	Proeléctrica 1	220,0	98,7	22,2	42,7
	Proeléctrica 2	248,7	74,2	22,0	45,1
	Total térmica	**468,6**	**172,9**	**44,2**	**87,8**
Proenca	Cogenerador Proenca 1	**6,6**	**6,0**	5,4	6,3
Termocandelaria	Termocandelaria 1	260,8	27,8	7,3	10,3
	Termocandelaria 2	310,5	77,9	37,1	52,5
	Total térmica	**571,3**	**105,7**	**44,5**	**62,8**
Termocartagena	Cartagena 1	27,8	3,1	2,3	1,2
	Cartagena 2	19,4	0,2	0,5	0,8
	Cartagena 3	25,8	4,5	4,5	10,8
	Total térmica	**73,0**	**7,8**	**7,2**	**12,9**
Termopiedras	Tpiedras	**12,6**	**18,8**	**12,0**	**0,0**
Termotasajero	Tasajero 1	**639,8**	**646,9**	**791,0**	**561,4**
Termoyopal	**Termoyopal 1**				**74,5**
Total		**10.716,3**	**10.364,6**	**9.879,7**	**8.662,6**

Incluye cogeneradores y menores

Generación Eólica por Agente
Gwh
2004

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	Jepirachi	51,99

Fuente: ISA, junio 2005.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

Centrales de Generación de Energía Eléctrica del SIN
Junio-2005



Elaboró: UPME, Junio 2005

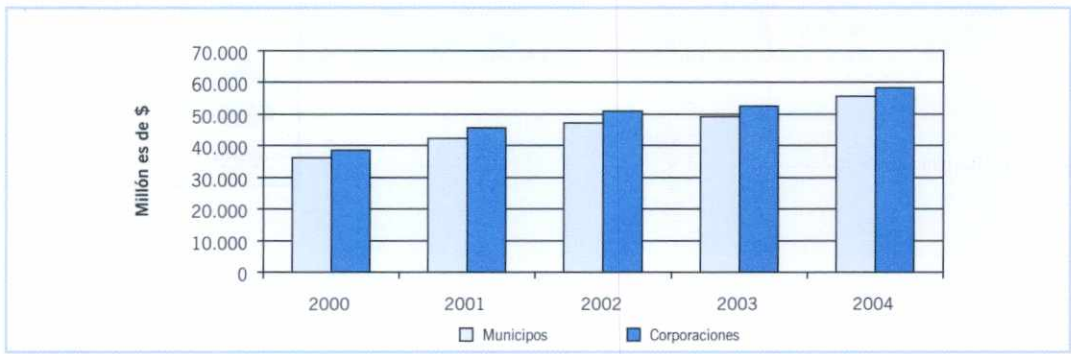
Transferencias Causadas por el Sector Eléctrico Colombiano 2000 - 2004

Millones de Pesos

Empresas	2000	2001	2002	2003	2004
Chivor S.A.	6.782	7.907	11.005	9.346	7.527
Emgesa	15.938	19.659	21.873	15.550	27.721
Empresas Públicas de Medellín	17.161	21.492	22.264	25.173	29.917
Betania	5.164	4.199	4.553	4.174	5.135
Empresa de Energía del Pacífico	6.698	5.768	6.347	7.601	7.082
Isagen	10.508	11.303	13.618	21.482	22.068
Hidroelectrica Caldas-Chec	546	1.419	1.378	1.725	1.758
Corelca	0	1.500	1.661	1.702	1.531
Proeléctrica S.A.	0	0	0	77	162
Termoflores	2.816	1.897	2.682	2.379	
Meriléctrica S.A.	18	17	32	36	83
Termotasajero S.A.	1.188	1.002	1.076	1.283	968
Termodorada	70	0	106	505	4
Termovalle	106	295	200	38	5
Termoemcali	125	219	116	44	59
Termobarranquilla - Tebsa	4.838	7.279	7.827	7.108	6.906
Termocandelaria	457	953	179	78	115
Urrá	2.410	2.828	3.273	3.499	2.896
Total	**74.827**	**87.737**	**98.191**	**101.799**	**113.938**

Transferencias del Sector Eléctrico Realizadas a Municipios y Corporaciones 2000-2004

	2000	2001	2002	2003	2004
Municipios	36.175	42.278	47.276	49.196	55.535
Corporaciones	38.653	45.558	50.915	52.603	58.404
Total	**74.827**	**87.836**	**98.191**	**101.799**	**113.938**

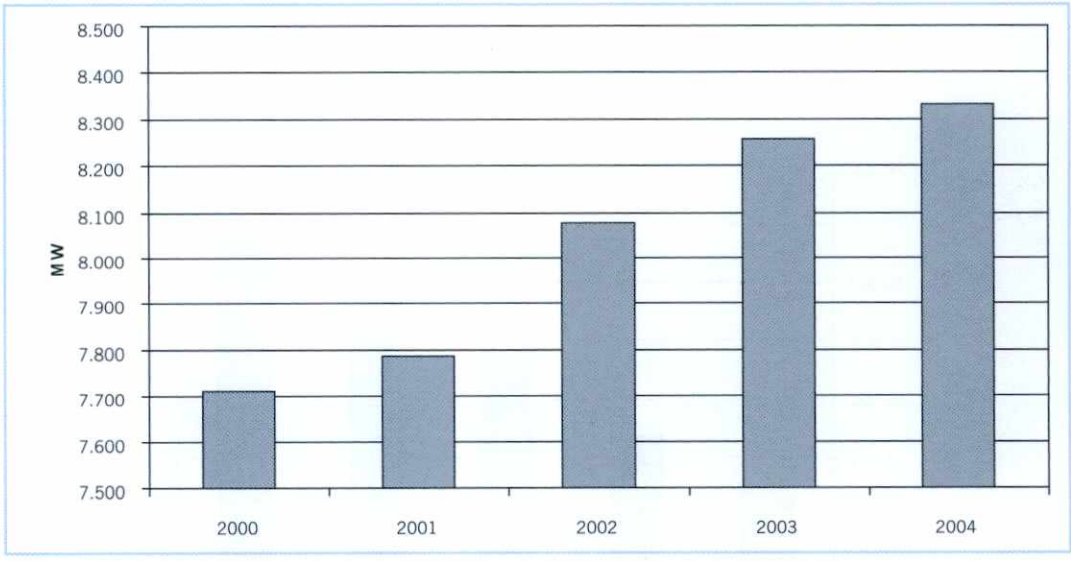


Fuente: Asociacion Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica ACOLGEN, mayo 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Demanda Máxima de Potencia
MW
2000 - mayo 2005

Mes	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	6.993	7.282	7.244	7.484	7.817	7.797
Febrero	7.103	7.285	7.482	7.872	7.970	7.943
Marzo	7.139	7.286	7.417	7.704	8.221	8.085
Abril	7.105	7.268	7.404	7.696	7.925	8.103
Mayo	7.143	7.241	7.513	7.535	8.010	7.999
Junio	7.103	7.195	7.296	7.494	7.883	
Julio	7.183	7.224	7.352	7.516	7.813	
Agosto	7.231	7.348	7.437	7.483	7.773	
Septiembre	7.277	7.350	7.433	7.691	7.761	
Octubre	7.306	7.382	7.492	7.786	7.797	
Noviembre	7.408	7.501	7.654	7.899	7.969	
Diciembre	7.712	7.787	8.078	8.257	8.332	
Maxima	**7.712**	**7.787**	**8.078**	**8.257**	**8.332**	**8.103**

Demanda Máxima de Potencia
2000 - 2004



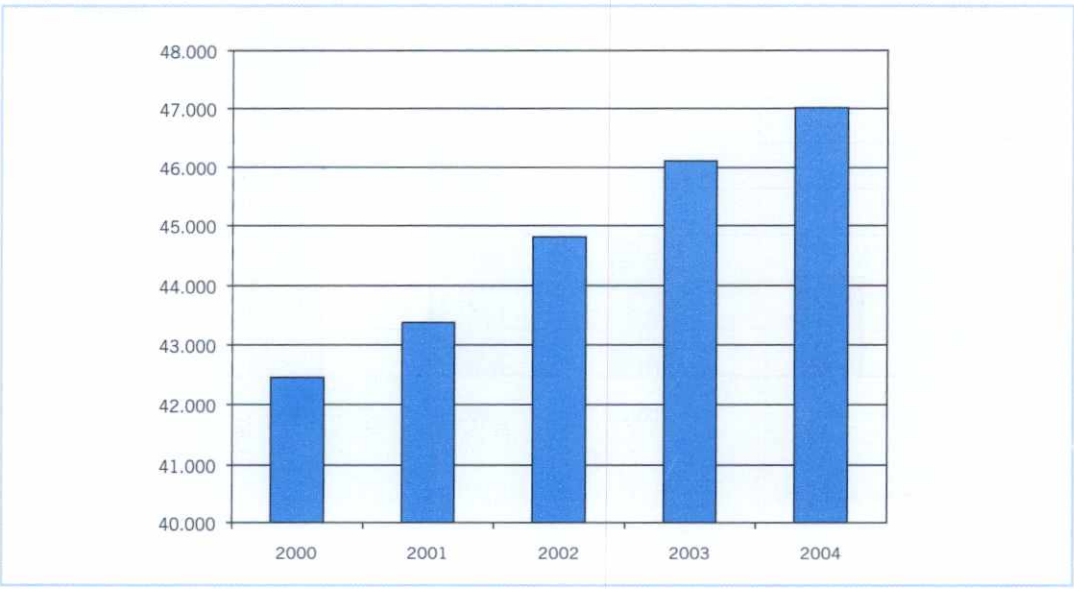
Fuente: ISA, junio 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Demanda de Energía Eléctrica SIN*
GWh
2000- mayo 2004

Mes	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	3.449,5	3.529,7	3.640,5	3.783,0	3.810,4	3.946,8
Febrero	3.346,7	3.307,3	3.440,1	3.538,9	3.743,8	3.708,6
Marzo	3.570,1	3.666,1	3.671,8	3.891,1	4.028,7	4.085,7
Abril	3.370,2	3.492,1	3.654,3	3.693,8	3.791,0	4.056,0
Mayo	3.589,9	3.666,5	3.788,5	3.887,2	3.931,5	4.110,8
Junio	3.450,2	3.500,9	3.574,5	3.642,1	3.835,7	
Julio	3.543,7	3.610,3	3.740,3	3.902,6	3.937,5	
Agosto	3.598,8	3.736,2	3.804,0	3.885,6	4.027,2	
Septiembre	3.502,2	3.606,2	3.729,3	3.833,6	3.903,6	
Octubre	3.614,5	3.750,5	3.862,6	3.940,2	4.000,3	
Noviembre	3.544,9	3.607,7	3.729,4	3.809,4	3.921,7	
Diciembre	3.659,0	3.732,7	3.876,1	3.963,5	4.088,0	
Total	**42.239,8**	**43.206,1**	**44.511,4**	**45.771,0**	**47.019,3**	**19.907,8**

* : Generación + importaciones + demanda no atendida - exportaciones

Evolución Demanda de Energía Eléctrica
GWh
2000-2004



Fuente : ISA, julio 2005
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

Demanda de Energía Eléctrica no Atendida
GWh
2000-mayo 2005

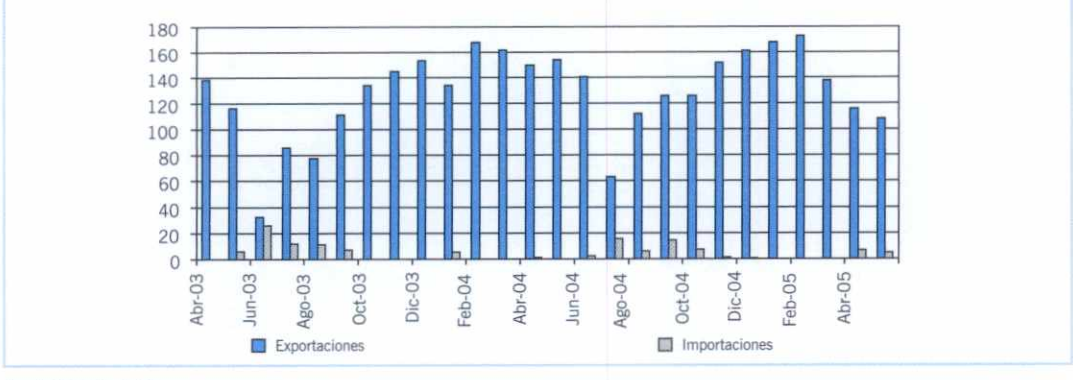
Mes	2000		2001		2002		2003		2004		2005	
	Causas		Causas		Causas		Causas		Causas		Causas	
	No Programada	Programada	No Programada	Programadas	No Programada	Programadas	No Programada	Programadas	No Programada	Programada	No Programada	Programada
Enero	16,76	0,53	4,78	7,00	9,68	1,66	2,75	1,84	2,82	0,41	7,34	0,46
Febrero	10,67	0,79	5,20	0,58	8,33	5,82	13,47	2,29	8,74	1,90	9,99	0,67
Marzo	14,05	0,47	9,97	2,50	16,22	3,24	6,82	1,61	2,81	0,56	10,54	0,68
Abril	1,89	0,46	1,79	1,42	14,10	13,70	9,36	1,13	2,44	1,84	15,65	1,44
Mayo	8,32	2,76	3,64	2,95	21,32	1,11	7,57	6,11	4,92	1,44	10,09	0,55
Junio	1,71	2,09	2,24	0,25	7,09	1,00	5,14	6,84	4,74	0,48		
Julio	2,42	2,73	2,77	2,10	4,60	2,59	12,33	4,94	3,49	1,59		
Agosto	9,91	5,99	2,57	1,77	15,91	1,17	11,06	5,36	3,89	1,02		
Septiembre	3,32	2,28	4,83	0,91	6,61	2,81	13,22	2,48	8,30	0,83		
Octubre	3,48	1,90	4,61	3,35	11,98	1,63	11,51	1,35	2,67	1,08		
Noviembre	4,65	2,33	7,60	1,60	6,99	4,34	4,16	1,97	6,53	2,10		
Diciembre	4,69	6,30	4,48	1,45	3,68	2,03	5,68	1,16	15,48	1,83		
Total	**81,87**	**28,63**	**54,48**	**25,88**	**126,51**	**41,10**	**103,07**	**37,07**	**66,83**	**15,08**	**53,61**	**3,80**

Fuente : ISA, julio 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Interconexiones Internacionales TIE
marzo 2003 - mayo 2005

Mes	Energía (GWh)		Valor (millones de USD)		
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones	Rentas Congestión
Mar-03	138,58	0,00	11,77	0,00	7,21
Abr-03	115,98	5,84	8,59	0,14	4,54
May-03	32,25	25,92	1,80	1,22	0,71
Jun-03	85,99	11,74	5,81	0,31	2,97
Jul-03	77,63	11,16	4,35	0,26	1,81
Ago-03	111,61	7,02	7,87	0,30	4,41
Sep-03	134,02	0,00	9,75	0,00	5,29
Oct-03	145,15	0,00	11,69	0,00	7,49
Nov-03	153,74	0,00	10,70	0,00	5,91
Dic-03	134,31	5,52	8,28	0,10	4,63
Ene-04	168,05	0,00	12,03	0,00	6,89
Feb-04	162,18	0,00	15,48	0,00	9,92
Mar-04	150,18	1,24	10,27	0,03	4,70
Abr-04	154,10	0,28	10,80	0,01	5,16
May-04	140,62	2,66	7,80	0,15	2,73
Jun-04	63,00	15,61	2,60	0,27	0,61
Jul-04	111,68	5,83	6,10	0,06	2,69
Ago-04	125,87	14,17	8,85	0,14	5,03
Sep-04	125,69	7,02	12,81	0,08	8,34
Oct-04	151,9	1,03	15,95	0,02	10,34
Nov-04	161,27	0,35	18,30	0,00	12,82
Dic-04	168,01	0,25	14,59	0,00	8,58
Ene-05	172,53	0,00	21,61	0,00	13,92
Feb-05	137,86	0,03	11,96	0,00	6,24
Mar-05	115,77	6,51	8,14	0,17	3,46
Abr-05	108,32	4,55	7,31	0,11	3,49
May-05	142,75	1,72			
Total	**3489,04**	**128,45**	**265,21**	**3,37**	**90,62**

Interconexiones Internacionales TIE
GWh

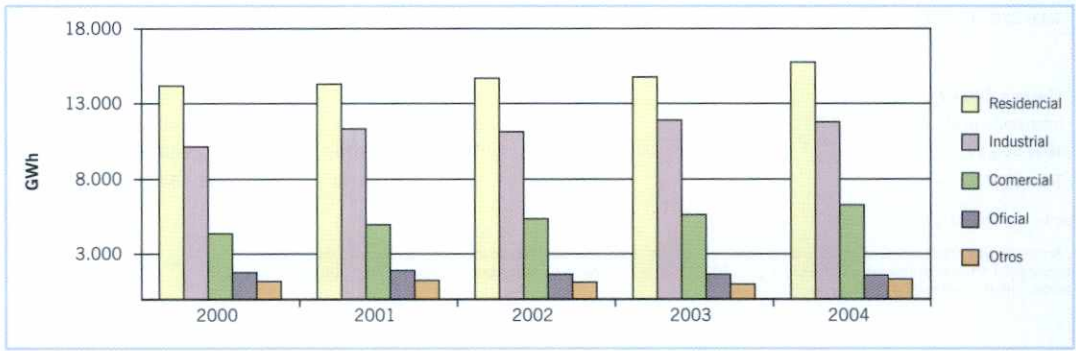


Fuente: ISA, julio 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Consumo de Energía Eléctrica
GWh
2000-2004

Año	Residencial	Industrial	Comercial	Oficial	Otros	Total
2000	14.216,7	10.114,9	4.343,5	1.769,8	1.180,2	**31.625,1**
2001	14.302,3	11.327,5	4.977,0	1.857,4	1.231,5	**33.695,8**
2002	14.735,8	11.087,7	5.328,7	1.607,3	1.049,6	**33.809,1**
2003	14.770,6	11.880,0	5.637,7	1.614,2	947,8	**34.850,3**
2004	15.792,0	11.800,6	6.255,7	1.568,6	1.248,8	**36.665,8**

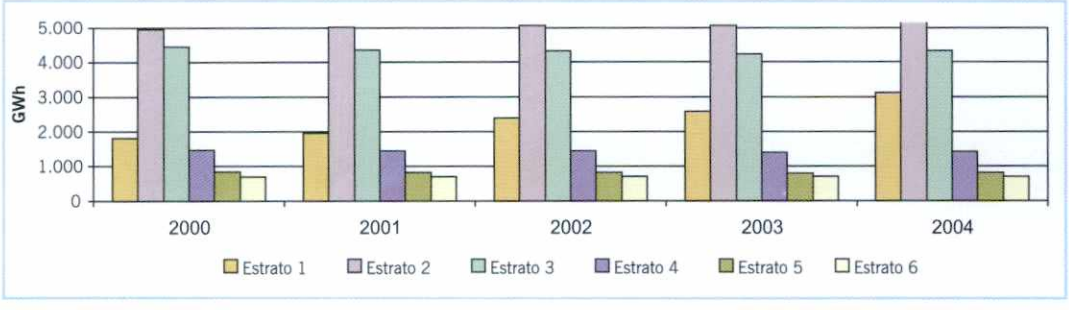
Otros: incluye alumbrado publico, provisional y especial



Fuente: CREG, junio 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Consumo de Energía Eléctrica Sector Residencial por Estrato
GWh
2000-2004

Año	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Total
2000	1.807,3	4.955,8	4.449,5	1.453,9	842,5	707,8	14.216,7
2001	1.961,3	5.014,3	4.351,2	1.451,5	821,8	702,3	14.302,3
2002	2.398,7	5.076,0	4.319,7	1.435,6	810,5	695,3	14.735,8
2003	2.580,8	5.079,8	4.226,8	1.402,3	793,4	687,4	14.770,6
2004	3.111,1	5.418,8	4.324,2	1.423,7	810,7	703,6	15.792,0



Fuente: CREG, junio 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Propiedad de las líneas de Uso del STN 2002-2004

Agente Propietario	2002		2003		2004	
Líneas a 220-230 kV	Longitud líneas (km)	%	Longitud líneas (km)	%	Longitud líneas (km)	%
Interconexion Eléctrica S.A. E.S.P	7.235,4	68,4	7.385,4	68,9	7.385,4	68,9
Transelca S.A. E.S.P	1.428,4	13,5	1.428,4	13,3	1.519,6	14,2
Empresas Públicas de Medellin	791,8	7,5	791,8	7,4	791,8	7,4
Empresa de Energía de Bogotá E.S.P	684,0	6,5	684,0	6,4	684,0	6,4
Empresa de Energía del Pacifico S.A. E.S.P	269,8	2,6	269,8	2,5	269,8	2,5
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P	122,9	1,2	122,9	1,1	122,9	1,1
Distasa S.A E.S.P	27,3	0,3	27,3	0,3	27,3	0,3
Flores II S.A & CIA S.C.A. E.S.P	14,8	0,1	14,8	0,1	14,8	0,1
Total 220 -230 kV	**10.574,3**	**100**	**10.724,3**	**100**	**10.815,6**	**100**
Líneas a 500 kV						
Interconexion Eléctrica S.A. E.S.P	1.449,36	100	1.449,36	100	1.449,36	100
Total 500 kV	**1.449,36**	**100**	**1.449,36**	**100**	**1.449,36**	**100**
Total STN	**12.023,66**		**12.173,68**		**12.264,96**	

Fuente: ISA-CND; mayo 2005

*: No se incluyen líneas de Interconexión Internacional ni líneas de conexión al STN no remuneradas, exceptuando las líneas de Interconexión Jamondino-Pomasqui (Ecuador) 1 y 2 230 kV, que se consideran de uso, según Resolución CREG 004 de 2003.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Atentados a la Infraestructura de Energía Eléctrica 2000-mazo 2005

Empresa	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Total
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	281	194	258	209	80	26	1.048
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	136	61	28	7	4	0	236
EEB	2	4	70	19	3	0	98
TRANSELCA	11	7	46	10	2	0	76
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. Epsa	13	8	1	8	1	0	31
Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P.	8	4	8	1	3	0	24
MINISTERIO	0	0	4	15	5	0	24
Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica	3	0	9	7	2	0	21
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.	0	0	0	15	3		18
ENELAR	0	0	0	13	10	3	26
EL CASANARE	0	0	15	0	0	0	15
Electrificadora del Meta S.A.	0	1	9	0	0	0	10
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	0	1	6	4	0	0	11
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	0	0	3	3	3	0	9
Electrificadora del Caquetá S.A.	0	0	8	0	3	2	13
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	0	0	3	3	3	0	9
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.			5				5
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	0	0	2	3	0	0	5
CODENSA S.A. E.S.P.	0	0	3	1	0	0	4
Electrificadora del Chocó S.A.	0	0	4	0	0	0	4
Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P. -	0	0	0	4	2	0	6
Putumayo	0	0	5	0	0	0	5
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	0	2	0	0	0	0	2
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	0	0	1	0	3	0	4
Distasa S.A E.S.P	0	0	1	0	0	0	1
BajoPutumayo	0	0	0	1	1	0	2
Total	**454**	**282**	**489**	**323**	**128**	**31**	**1707**

Número de Torres Derribadas y Averiadas

	2000	2001	2002	2003	2004	Abr-05
Torre 500 kV	132	73	117	85	43	12
Torre 230 kV	149	121	141	124	37	14
Total afectadas	281	194	258	209	80	26
Total Reparadas	349	179	196	329	87	23
% Recuperación	124%	92%	76%	156%	109%	88%

Fuente: ISA
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

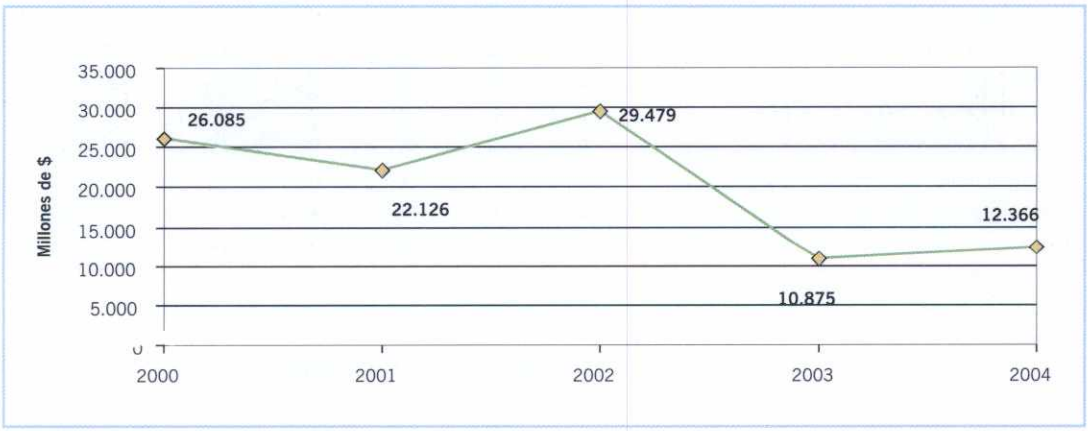
Costo por Ataques a la Infraestructura del Sector Eléctrico

Millones de Pesos

Año	Millones de pesos
2000	26.085
2001	22.126
2002	29.479
2003	10.875
2004	12.366
1er trimestre 2005	2.450
Total	**103.381**

Costo por Ataques a la Infraestructura del Sector Eléctrico

Millones de Pesos



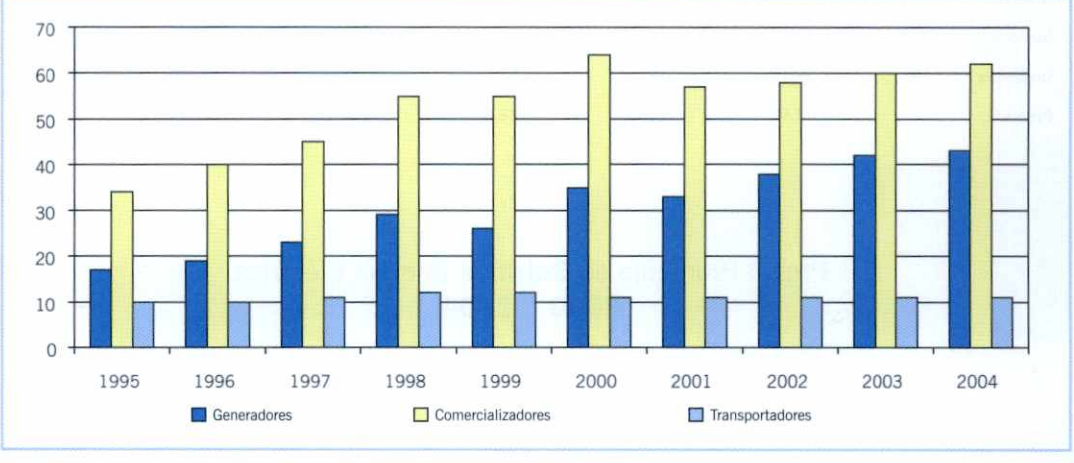
Fuente: ISA, mayo de 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Número de Agentes del Sector Eléctrico por Actividad*
Julio 1995-2004

Agentes	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Generadores	17	19	23	29	26	35	33	38	42	43
Comercializadores	34	40	45	55	55	64	57	58	60	62
Transportadores	10	10	11	12	12	11	11	11	11	11

* Agentes que han realizado transacciones en el Mercado Mayorista

Agentes del Sector Eléctrico por Actividad
Julio 1995 - 2004



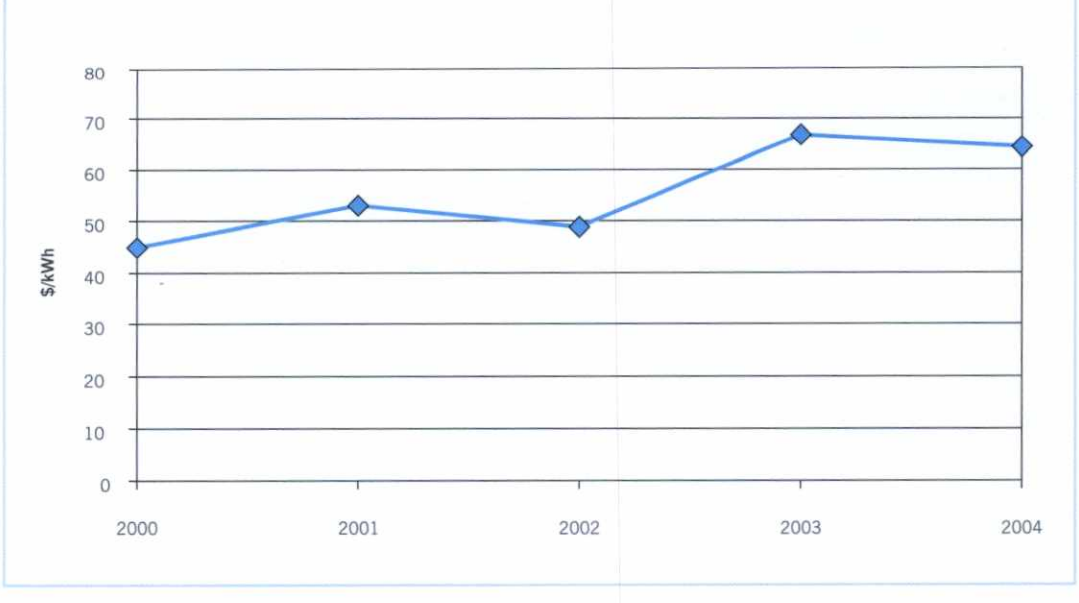
Fuente: Isa, MEM, Información a diciembre 31 de cada año, mayo de 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Evolución Precio Promedio en Bolsa de Energía Eléctrica 2000 - Junio 2005

$/kWh

Mes	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	37,15	70,82	38,49	69,21	58,97	82,90
Febrero	40,30	86,82	56,88	72,10	70,50	74,06
Marzo	37,76	72,30	53,54	76,59	73,15	69,61
Abril	43,92	66,74	48,31	79,99	70,97	68,60
Mayo	37,40	50,43	39,38	69,46	72,53	69,54
Junio	40,22	43,32	34,99	65,03	51,90	61,99
Julio	43,32	40,04	42,28	70,07	53,07	
Agosto	49,16	39,44	45,50	65,34	54,27	
Septiembre	59,43	45,86	49,07	63,02	60,33	
Octubre	49,27	47,49	59,62	55,65	71,97	
Noviembre	45,66	38,49	53,39	63,93	67,76	
Diciembre	56,19	34,30	64,27	52,38	68,06	
Promedio	**44,98**	**53,00**	**48,81**	**66,90**	**64,46**	**71,12**

Precio Promedio en Bolsa de Energía Eléctrica 2000 - 2004



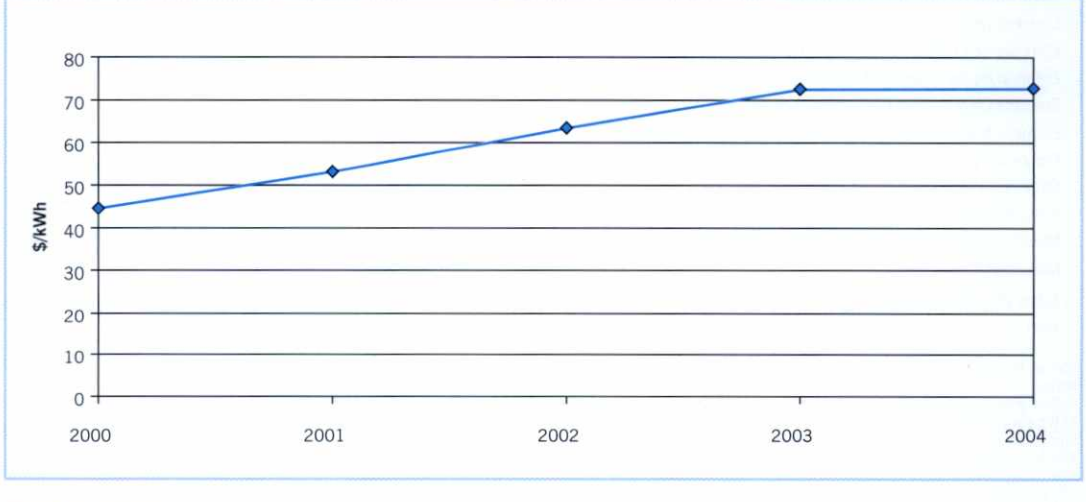
Nota: La Bolsa de Energía Eléctrica se creó a partir de julio de 1995
Fuente : ISA, julio 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Precio Promedio de Energía Eléctrica en Contrato 2000 -Junio 2005

$/kWh

Mes	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	43,54	50,34	60,62	72,68	72,39	71,36
Febrero	44,82	51,64	61,44	71,85	73,51	71,89
Marzo	44,70	52,38	62,52	72,44	73,96	72,01
Abril	45,48	53,45	62,49	73,47	73,89	71,69
Mayo	42,83	53,14	61,87	72,46	72,15	70,71
Junio	43,20	52,57	61,38	71,96	72,17	69,24
Julio	43,73	53,07	61,75	71,89	72,44	
Agosto	44,13	52,79	62,77	72,09	72,05	
Septiembre	44,68	54,17	63,94	72,73	72,84	
Octubre	44,37	53,56	66,50	72,46	73,59	
Noviembre	44,99	54,69	66,70	73,39	72,48	
Diciembre	48,04	57,15	68,69	73,83	72,66	
Promedio	**44,54**	**53,25**	**63,39**	**72,60**	**72,84**	**71,15**

Precio Promedio de Energía Eléctrica en Contrato 2000 -2004



Fuente : ISA, julio 2005
Nota: La Bolsa de Energía Eléctrica se creó a partir de julio de 1995
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Subsidios Girados Por Menores Tarifas a Empresas del Sector Eléctrico 2002- 2005

Millones de Pesos Corrientes

Empresas	2002	2003	2004	2005	Total
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. ESP	6.670	8.640	13.019	10.892	**39.221**
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. ESP	7.649	6.637	19.799	11.981	**46.067**
Centrales Eléctricas del Nariño S.A. ESP	18.278	14.652	23.309	14.962	**71.202**
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. ESP	6.186	6.982	16.055	1.502	**30.725**
Comercializadora Andina de Energía S.A. ESP	-	374	-	-	**374**
Comercializar S.A. ESP	-	6	-	-	**6**
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. ESP	311	517	2.779	887	**4.495**
Compañía Energética del Tolima S.A. ESP	-	2.059	8.954	14.646	**25.659**
Electrificadora de Santander S.A. ESP	403	536	8.111	3.928	**12.978**
Electrificadora del Caquetá S.A. ESP	3.255	3.590	7.829	3.744	**18.418**
Electrificadora del Choco S.A. ESP (En Liquidación)	4.969	-	-	-	**4.969**
Electrificadora del Huila S.A. ESP	8.081	10.226	16.588	9.986	**44.881**
Electrificadora del Tolima S.A. ESP	8.682	7.627	484	-	**16.793**
Electrificadora del Meta S.A. ESP	1.561	3.448	10.470	2.271	**17.751**
Electrificadora del Caribe S.A. ESP	34.317	67.644	77.593	28.606	**208.160**
Electrificadora de la Costa S.A. ESP	17.366	33.309	79.695	31.945	**162.314**
Empresa Antioqueña de Energía S.A. ESP	20.204	25.829	37.678	17.326	**101.037**
Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP	6.869	9.444	13.781	7.308	**37.402**
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP	-	-	4.916	1.365	**6.282**
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. ESP	845	715	1.350	85	**2.995**
Empresa de Energía del Departamento del Guaviare S.A. ESP	-	-	840	335	**1.175**
Empresa de Energía del Pacifico S.A. ESP	7.908	10.765	33.406	14.680	**66.760**
Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP	565	954	1.806	534	**3.859**
Empresa de Energía del Quindío S.A. ESP	1.046	1.149	5.242	2.748	**10.185**
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. ESP	590	964	964	487	**3.005**
Empresa de Servicios Públicos Perla del Manacacías S.A. ESP	-	-	88	150	**238**
Empresa Distribuidora del Pacifico S.A. ESP-DISPAC	670	9.084	8.546	1.254	**19.554**
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. ESP - Popayán	33	58	212	37	**340**
Empresas Municipales de Cartago S.A. ESP	303	581	633	287	**1.805**
Empresas Publicas Municipales de Caucásia S.A. ESP	-	506	-	-	**506**
Energía Social de la Costa S.A. ESP		-	20.397	10.497	**30.894**
Municipio de Campamento, Antioquia	34	29	-	227	**291**
Municipio de Entrerrios	27	-	-	-	**27**
Zonas No Interconectadas[1]	23.178	22.560	20.000	22.500	**88.238**
Total	**180.000**	**248.889**	**434.543**	**215.172**	**1.078.604**

Fuente: Ministerio de Minas y Energía
Notas:
Incluye giros del Presupuesto General de la Nación y del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos.
1/ Giros realizados directamente al IPSE por la Dirección del Tesoro Nacional
Año 2002: Res. 18 0508 del 05/06/02, 18 1523 del 16/12/02, 18 1533 del 20/12/02
Año 2003: Res. 18 0203 del 26/02/03, 18 0275 del 17/03/03, 18 1564 del 28/11/03
Año 2004: Res. 18 0024 del 19/01/04, 18 0194 del 20/02/04, 18 1715 del 16/12/04, 18 1758 del 23/12/04
Año 2005: Res. 18 0324 del18/03/05, 18 0435 DEL 14/04/05- Giros realizados a Junio de 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Giros de Recursos para pago por Menores Tarifas y Recursos Correspondiente a los Excedentes de la Contribución de Solidaridad Generados por las Empresas del Sector Eléctrico 2002 -2003

Millones de pesos

Empresas	Año 2002				Año 2003			
	Presupuesto Nacional Resolución 18 0508 5 Junio 2002	Presupuesto Nacional Resolución 18 1533 20 Diciembre 2002	Fondo de Solidaridad Resolución 18 1523 19 Diciembre 2002	Total 2002	Presupuesto Nacional Resolución 18 0275 17 Marzo 2003	Presupuesto Nacional Resolución 18 1564 28 Noviembre 2003	Fondo de Solidaridad Resolución 18 0203 26 Febrero 2003	Total 2003
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. ESP	2.947	1855	1868	6.670	3.221	5.419	-	8.640
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. ESP	4.323	1992	1334	7.649	4.089	2.548	-	6.637
Centrales Eléctricas del Nariño S.A. ESP	9.854	3930	4494	18.278	13.512	1.140	-	14.652
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. ESP	3.391	2149	646	6.186	4.422	2.429	131	6.982
Comercializadora Andina de Energía S.A. ESP	-	0	0	-	-	148	227	374
Comercializar S.A. ESP	-	0	0	-	-	4	2	6
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. ESP	106	88	117	311	195	248	74	517
Compañía Energética del Tolima S.A. ESP	-	0	0	-	-	2.059	0	2.059
Electrificadora de Santander S.A. ESP	243	160	0	403	536	0	0	536
Electrificadora del Caquetá S.A. ESP	1.337	771	1147	3.255	1.985	1.293	313	3.590
Electrificadora del Choco S.A. ESP (En Liquidación)	3.965	0	1004	4.969	-	0	0	-
Electrificadora del Huila S.A. ESP	3.753	2223	2105	8.081	5.912	3.364	950	10.226
Electrificadora del Tolima S.A. ESP	2.909	1890	3883	8.682	4.107	2.450	1.069	7.627
Electrificadora del Meta S.A. ESP	613	472	476	1.561	1.711	1.180	557	3.448
Electrificadora del Caribe S.A. ESP	12.506	6863	14948	34.317	30.715	23.027	13.902	67.644
Electrificadora de la Costa S.A. ESP	6.980	3056	7330	17.366	16.984	9.682	6.643	33.309
Empresa Antioqueña de Energía S.A. ESP	9.646	5675	4883	20.204	12.320	11.103	2.407	25.829
Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP	3.303	1666	1900	6.869	4.780	4.178	486	9.444
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP	-	0	0	-	-	0	0	-
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. ESP	418	224	203	845	461	254	0	715
Empresa de Energía del Departamento del Guaviare S.A. ESP	-	0	0	-	-	0	0	-
Empresa de Energía del Pacifico S.A. ESP	2.639	2001	3268	7.908	5.497	3.499	1.769	10.765
Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP	350	187	28	565	509	445	0	954
Empresa de Energía del Quindío S.A. ESP	458	355	233	1.046	477	638	35	1.149
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. ESP	488	49	53	590	512	452	0	964
Empresa de Servicios Públicos Perla del Manaca cías S.A. ESP	-	0	0	-	-	0	0	-
Empresa Distribuidora del Pacifico S.A. ESP-DISPAC	-	670	0	670	4.059	4.189	836	9.084
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. ESP - Popayán	30	3	0	33	35	23	0	58
Empresas Municipales de Cartago S.A. ESP	126	97	80	303	259	226	96	581
Empresas Publicas Municipales de Caucásica S.A. ESP	-	0	0	-	-	0	506	506
Energía Social de la Costa S.A. ESP		0	0					
Municipio de Campamento (Antioquia)	22	12	0	34	29.292.258		-	29.292.258
Municipio de Entrerrios	15	12	0	27	-		-	-
Zonas No Interconectadas	23.178	0	0	23.178	22.560.306.300		-	22.560.306.300
Total	93.600	36.400	50.000	180.000	22.589.714.857	80.000	30.000	22.589.824.857

Nota: Los subsidios de las Zonas No Interconectadas son girados por la Dirección del Tesoro Nacional directamente al IPSE.
Fuente: Ministerio de Minas y Energía
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Giros de Recursos para pago por Menores Tarifas y Recursos Correspondiente a los Excedentes de la Contribución de Solidaridad Generados por las Empresas del Sector Eléctrico
2004 - 2005

Millones de pesos

Empresas	Año 2004					Año 2005		
	Presupuesto Nacional Resolución 180194 20 Febrero 2004	Presupuesto Nacional Resolución 181758 23 Diciembre 2004	Fondo de Solidaridad Resolución 180024 19 Enero 2004	Fondo de Solidaridad Resolución 181715 16 Diciembre 2004	Total 2004	Presupuesto Nacional Resolución 180324 18 Marzo 2005	Fondo de Solidaridad Resolución 180435 14 Abril 2005	Total 2005
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. ESP	9.593	1.291	1.778	358	13.019	6.386	4.506	10.892
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. ESP	10.463	4.525	1.482	3.329	19.799	9.823	2.158	11.981
Centrales Eléctricas del Nariño S.A. ESP	16.976	3.943	-	2.390	23.309	12.031	2.931	14.962
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. ESP	4.355	6.835	913	3.951	16.055	1.182	320	1.502
Comercializadora Andina de Energía S.A. ESP	-	-	-	-	-	-	-	-
Comercializar S.A. ESP	-	-	-	-	-	-	-	-
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. ESP	442	1.896	133	308	2.779	456	431	887
Compañía Energética del Tolima S.A. ESP	6.977	835	803	338	8.954	9.892	4.754	14.646
Electrificadora de Santander S.A. ESP	2.682	4.013	-	1.416	8.111	2.512	1.416	3.928
Electrificadora del Caquetá S.A. ESP	2.531	3.149	420	1.728	7.829	2.879	865	3.744
Electrificadora del Choco S.A. ESP (En Liquidación)	-	-	-	-	-	-	-	-
Electrificadora del Huila S.A. ESP	9.411	4.248	1.140	1.788	16.588	6.853	3.133	9.986
Electrificadora del Tolima S.A. ESP	-	-	248	237	484	-	-	-
Electrificadora del Meta S.A. ESP	1.658	6.789	580	1.443	10.470	1.238	1.034	2.271
Electrificadora del Caribe S.A. ESP	34.610	19.273	11.109	12.601	77.593	23.456	5.150	28.606
Electrificadora de la Costa S.A. ESP	32.889	19.624	5.202	21.980	79.695	26.193	5.751	31.945
Empresa Antioqueña de Energía S.A. ESP	28.918	3.412	3.724	1.623	37.678	12.513	4.812	17.326
Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP	12.629	44	1.081	27	13.781	5.933	1.375	7.308
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP	-	4.141	-	775	4.916	724	641	1.365
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. ESP	478	490	73	309	1.350	70	15	85
Empresa de Energía del Departamento del Guaviare S.A. ESP	431	351	-	57	840	172	163	335
Empresa de Energía del Pacifico S.A. ESP	8.824	19.371	1.688	3.523	33.406	7.726	6.955	14.680
Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP	750	422	127	507	1.806	438	96	534
Empresa de Energía del Quindío S.A. ESP	908	3.218	317	799	5.242	1.554	1.195	2.748
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. ESP	500	138	-	326	964	399	88	487
Empresa de Servicios Públicos Perla del Manaca cías S.A. ESP	60	22	-	5	88	84	66	150
Empresa Distribuidora del Pacifico S.A. ESP-DISPAC	8.127	-	419	-	8.546	1.028	226	1.254
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. ESP - Popayán	41	21	2	147	212	30	7	37
Empresas Municipales de Cartago S.A. ESP	350	139	110	33	633	159	128	287
Empresas Publicas Municipales de Caucásica S.A. ESP	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía Social de la Costa S.A. ESP	20.397	-	-	-	20.397	8.607	1.890	10.497
Municipio de Campamento (Antioquia)	-	-	-	-	-	186	41	227
Municipio de Entrerrios	-	-	-	-	-	-	-	-
Zonas No Interconectadas	20.000	-	-	-	20.000	22.500	-	22.500
Total	**235.000**	**108.193**	**31.350**	**60.000**	**434.543**	**165.025**	**50.147**	**215.172**

Nota: Los subsidios de las Zonas No Interconectadas son girados por la Dirección del Tesoro Nacional directamente al IPSE.
Fuente: Ministerio de Minas y Energía
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Fondo de Energía Social FOES
Recursos Entregados

Por Áreas Especiales 2004

Areas	Consumo kWh	N° Usuarios Beneficiados	Recursos Millones $
BS	744.022.886	407.325	29.761
ARMD	510.234.903	618.347	20.409
ZDG	495.742.211	470.086	19.830
Total	**1.750.000.000**	**1.495.759**	**70.000**

Por Comercializadores de Energía 2004

Empresas	Consumo KWh	N° Usuarios Beneficiados	Recursos Millones $
ELECTRICARIBE	676.869.668	385.964	27.075
Corporacion Eléctrica de la Costa Atlántica S.A. E.S.P.	496.030.458	382.726	19.841
ENERGISOCIAL	184.744.463	118.767	7.390
Centrales Electricas de Nariño S.A. E.S.P.	102.631.725	115.644	4.105
Empresa Antioqueña de Energía E.S.P.	94.911.805	117.698	3.796
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.	54.041.339	94.558	2.162
Electrificadora del Huila E.S.P.	34.115.197	45.847	1.365
Centrales Eléctricas de Norte de Santander E.S.P.	25.763.383	63.360	1.031
DISPAC	22.006.683	18.826	880
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P. - Intervenida	14.205.944	11.275	568
Electrificadora del Meta E.S.P.	11.132.900	10.980	445
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	9.246.462	86.676	370
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	6.163.498	8.785	247
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	5.290.175	6.241	212
Central Hidroeléctrcia de Caldas S.A. (Chec)	4.589.295	12.902	184
ENERTOLIMA	3.528.441	5.258	141
Empresa de Energía del Quindío E.S.P.	2.718.336	3.066	109
Electrificadora del Caquetá E.S.P.	1.628.720	6.243	65
Empresa de Energía de Putumayo E.S.P.	196.357	414	8
POPAYAN	132.350	481	5
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	52.800	47	2
Total	**1.750.000.000**	**1.495.759**	**70.000**

ARMD: Areas rurales de menor desarrollo
BS: Barrios subnormales
ZDG: Zonas de difícil gestión
Fuente: Ministerio de Minas y Energía
Elaboró: UPME, Subdirección de Información

Fondo de Energía Social FOES
Recursos Entregados

Por Areas Especiales Primer Semestre 2005

Areas	Consumo KWh	N° Usuarios Beneficiados	Recursos Millones $
ZDG	566.482.105	522.352	23.653
ARMD	425.799.519	600.485	17.779
BS	260.622.555	239.965	10.884
Total	1.252.904.180	1.362.802	52.316

Por Comercializadores de Energía Primer Semestre 2005

Areas	Consumo KWh	N° Usuarios Beneficiados	Recursos Millones $
ELECTRICARIBE	430.560.338	220.284	17.974
Corporacion Eléctrica de la Costa Atlántica S.A. E.S.P.	384.731.074	349.489	16.072
ENERGISOCIAL	115.471.622	124.415	4.821
Empresa Antioqueña de Energía E.S.P.	68.701.566	118.393	2.869
Centrales Electricas de Nariño S.A. E.S.P.	68.069.612	109.641	2.844
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.	38.247.963	100.958	1.600
Centrales Eléctricas de Norte de Santander E.S.P.	32.286.887	56.382	1.347
Electrificadora del Huila E.S.P.	18.613.976	39.587	775
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P. - Intervenida	17.876.175	20.837	749
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	16.796.072	28.885	690
DISPAC	15.498.749	22.174	647
ENERTOLIMA	12.355.073	19.474	517
Central Hidroeléctrcia de Caldas S.A. (Chec)	7.024.102	24.242	295
Electrificadora del Meta E.S.P.	6.886.847	10.917	287
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	6.755.552	97.392	285
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	5.226.433	3.733	218
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	3.236.531	7.031	135
Empresa de Energía del Quindío E.S.P.	1.961.088	2.799	82
Electrificadora del Caquetá E.S.P.	1.854.594	4.294	77
Empresa de Energía de Putumayo E.S.P.	422.270	1.226	18
Popayan	327.656	650	14
Total	**1.252.904.180**	**1.362.802**	**52.316**

ARMD=Areas Rurales de Menor Desarrollo.
BS=Barrios Subnormales.
ZDG=Zonas de Difícil Gestión
Fuente: Ministerio de Minas y Energía
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

Distribución de Subsidios Zonas No Interconectadas 2004

Zona Departamento	No Localidades	Total Número de Usuarios Estrato 1 - 2 - 3	Potencia Instalada kW	Subsidio Otorgado Millones de Pesos
Zona de la Amazonía				
Amazonas	39	2.126	2.324	250
Caqueta	58	7.125	7.623	1.483
Putumayo	49	4.848	5.994	769
Total Amazonica	**146**	**14.099**	**15.941**	**2.502**
Zona de Orinoquía				
Arauca	2	40	59	3
Casanare	10	895	1.068	174
Guainía	48	3.775	5.082	1.127
Guaviare	37	4.175	3.937	818
Meta	51	5.347	5.307	1.135
Vichada	27	4.637	8.376	1.285
Vaupés	37	2.772	2.678	1.013
Total Orinoquía	**212**	**21.641**	**26.507**	**5.555**
Zona Occidente				
Antioquia	29	1.992	1.141	280
Cauca	102	11.911	7.009	2.256
Chocó	250	20693	15.144	3.929
Nariño	427	34613	20.015	5.168
Valle del Cauca	34	2684	1.449	310
Total Occidente	**842**	**71.893**	**44.758**	**11.943**
Total	**1.200**	**107.633**	**87.206**	**20.000**

Fuente: IPSE, junio 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

FAZNI
Recursos asignados durante el 2004

Proyecto	Municipio	Departamento	Usuarios Beneficiados	Valor Asignado Millones De Pesos	Administrador
Construcción redes eléctricas a 13.2kV en resguardos indígenas y veredas.	Morales	Cauca	874	2.929	ISA
Rehabilitación le la Central Térmica de Leticia Fase II	Leticia	Amazonas	6.590	8.524	ISAGEN
Construcción de la PCH de Mitú, Vaupés	Mitú	Vaupés	1.890	22.548	GENSA

Fuente: Ministerio de Minas y Energía
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

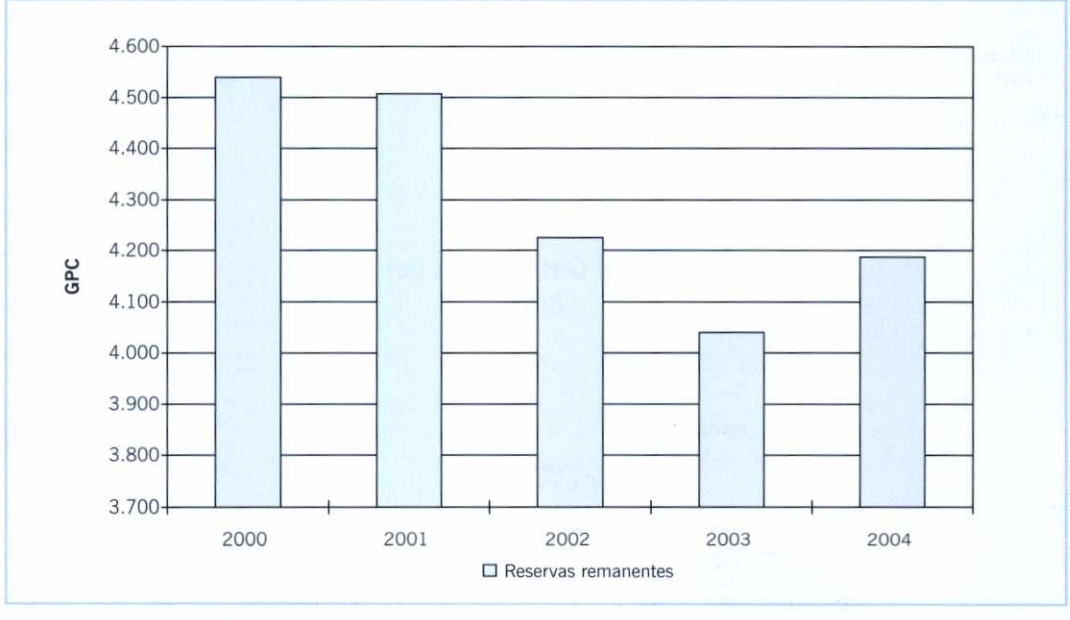
Gas Combustible

Reservas Probadas Remantes de Gas
Relación Reservas / Producción
2000 - 2004

Contrato	Ecopetrol	Asociación	Total
2000	229,8	4.309,2	4.539,0
2001	212,0	4.295,0	4.507,0
2002	212,2	4.012,8	4.225,0
2003	162,4	3.877,6	4.040,0
2004	69,5	4.117,5	4.187,0

Notas: La reservas del 2004, solo incluyen 4186.9 de gas comercial, próximo a comercializar son 1709.6 GPC y 1315.7 para consumo propio en operación de campos.

Relación Reservas / Producción de Gas
2000 - 2004



Fuente: ECOPETROL - Gerencia de Yacimientos, mayo de 2005
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

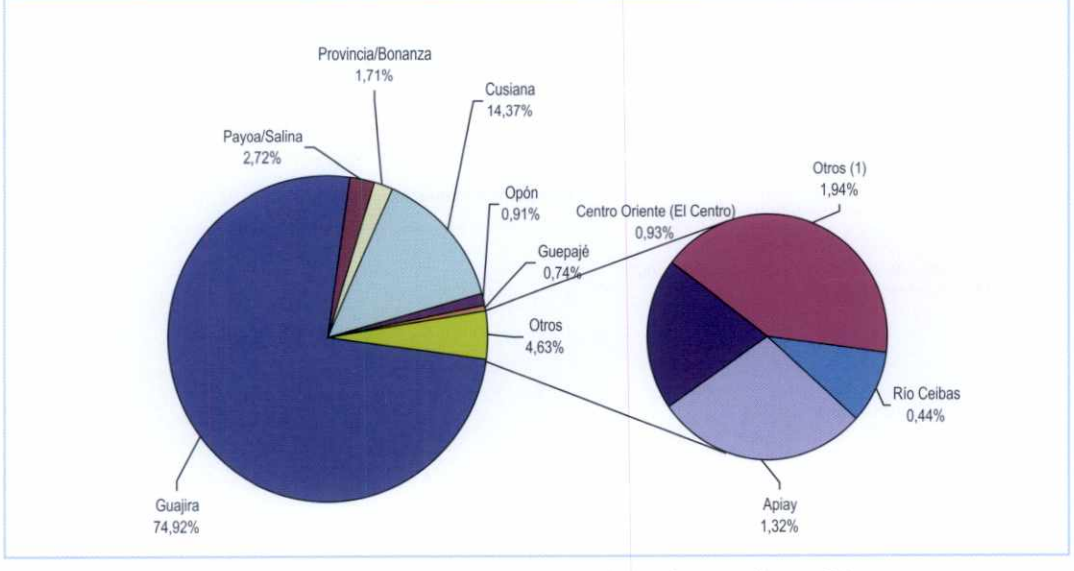
Suministro de Gas Natural por Campo 2000 - 2005

Millones de pies cúbicos por día calendario

Campo	2000	2001	2002	2003	2004	2005*
Apiay	7,72	5,26	6,65	6,9	8,56	8,41
Cantagallo	1,76	2,04	1,73	1,7	1,89	2,67
Centro Oriente (El Centro)	7,48	7,00	6,02	5,8	5,91	5,97
Cerrito 1	0,87	0,69	0,52	1,1	1,62	1,01
Cicuco	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
DAM (Distrito Alto Magdalena)	0,55	0,00	0,00	0,0	0,16	0,34
Llanito	1,34	0,83	0,93	0,9	1,11	1,00
Provincia/Bonanza	16,82	15,78	9,47	10,2	10,82	10,94
Subtotal Directa	**36,53**	**31,60**	**25,32**	**26,7**	**30,06**	**30,33**
Cusiana	15,11	17,93	20,49	43,3	81,13	91,75
Gas Casanare	0,09	0,27	0,39	0,4	0,44	0,40
Guajira	466,53	491,83	506,23	472,0	466,00	478,32
Güepajé	11,24	10,17	8,60	6,5	5,05	4,70
Montañuelo	3,31	6,02	6,57	6,1	7,14	6,61
Opón	11,52	10,95	7,94	7,4	5,32	5,83
Fco/Tenay/Balcon	0,00	0,00	0,00	4,2	0,00	0,00
Payoa/Salina	23,86	21,24	17,88	13,8	15,28	17,36
Piñal					0,11	0,15
Río Ceibas	10,20	10,27	9,51	7,9	6,67	2,82
Toqui-Toqui	0,38	0,27	0,25	0,2	0,00	0,00
Pauto - Floreña					2,89	11,04
Subtotal Asociación	**542,26**	**568,95**	**577,87**	**561,74**	**590,05**	**618,99**
Total	**578,78**	**600,56**	**603,19**	**588,39**	**620,11**	**649,32**

* Datos a mayo

Suministro de Gas Natural por Campo 2005

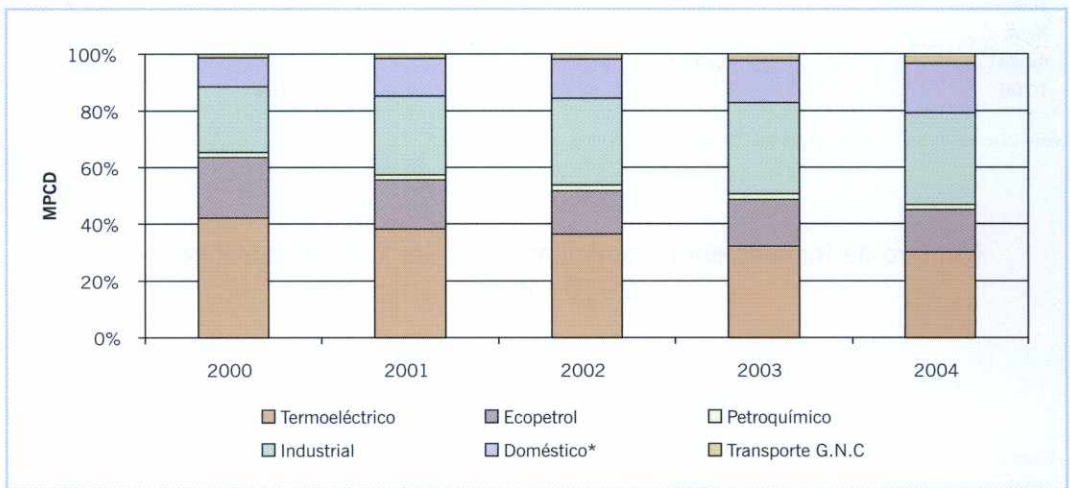


Otros (1): incluye Montañuelo, Cantagallo, Llanito, Cerrito 1, DAM*, Toqui- Toqui, Casanare, Cicuco y Palermo.
Fuente: ECOPETROL
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Consumo de Gas Natural por Sectores
MPCD
2000 - 2004

Sector	2000	2001	2002	2003	2004
Termoeléctrico	243,3	227,3	219,5	189,1	185,70
Ecopetrol	122,6	102,5	90,9	97,9	90,60
Petroquímico	10,7	10,9	12,2	12,5	11,20
Industrial	133,6	165,3	184,2	189,1	200,30
Doméstico*	59,2	80,0	84,1	88,4	107,60
Transporte G.N.C	7,1	8,5	10,4	13,5	19,90
TOTAL	**576,6**	**594,4**	**601,4**	**590,4**	**615,3**

Consumo de Gas Natural por Sectores



* Incluye comercial
Nota: datos revisados y corregidos (junio de 2005)
Fuente: ECOPETROL
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Relación Vehículos Convertidos a GNV
Total País

Ciudad	Departamento	Acumulado Dic. 2003	Acumulado Dic. 2004	Acumulado Abr. 2005
Barranquilla	Atlántico	7.673	10.517	
Cartagena	Bolívar	2.259	4.058	
Santa Marta	Magdalena	1.452	2.030	
Valledupar	Cesar		530	
Montería	Córdoba	892	1.519	
Sincelejo	Sucre	521	806	
Cali - Yumbo	Valle	2.268	4.690	6.396
Tuluá	Valle		3450	
Palmira	Valle		2650	
Armenia	Quindío	192	824	1.061
Riohacha/Cerrejón	Guajira	210	233	
Bogotá	Cundinamarca	8.383	17.170	23.355
Bucaramanga	Santander	1.854	2.992	
Medellín	Antioquia	3.208	5.290	6.813
Dos Quebradas	Risaralda	129	249	336
Villavicencio	Meta	706	1.377	1.810
Neiva	Huila	138	584	
Ibagué	Tolima	37	167	256
TOTAL		**29.922**	**53.169**	**63.429**

Fuente: Dirección de Gas - Miminas y Memorias Congreso de Gas Natural vehicular 2005

Número de Instalaciones Domiciliarias de Gas Natural por Regiones
2000 - 2004

Regiones	AÑO				
	2000	2001	2002	2003	2004
Guajira	35.076	37.298	40.329	42.211	45.486
Atlántico - Magdalena	370.981	389.381	403.051	414.113	441.364
Bolívar - Córdoba - Sucre	277.852	293.632	306.617	322.295	350.055
Cesar	41.618	53.671	59.318	64.347	71.682
Santander	229.558	223.075	227.578	232.792	246.968
Huila - Tolima	129.713	148.093	170.787	184.632	200.863
Norte de Santander	10.367	10.367	10.367	53.644	65.839
Meta - Casanare	79.202	85.946	96.040	102.483	110.333
Cundinamarca - Boyacá	815.830	928.943	1.068.178	1.167.947	1.314.552
Valle del Cauca	130.883	193.183	274.161	335.353	404.343
Eje Cafetero	44.057	74.682	106.903	133.923	159.179
Antioquia	17.791	41.324	77.566	110.701	152.910
Total País	**2.182.928**	**2.479.595**	**2.840.895**	**3.164.441**	**3.563.574**

Cundinamarca: Incluye Bogotá
Fuente: Ecopetrol y Minminas
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Precios de Gas Natural en Boca de Pozo
Resolución 039 - 1975
Gas Guajira

Periodo		US$/KPC
10-Ago-99	09-Feb-00	0,76662
10-Feb-00	09-Ago-00	1,20688
10-Ago-00	09-Feb-01	1,34203
10-Feb-01	09-Ago-01	1,51315
10-Ago-01	09-Feb-02	1,16339
10-Feb-02	09-Ago-02	0,99913
10-Ago-02	09-Feb-03	1,30148
10-Feb-03	09-Ago-03	1,61040
10-Ago-03	09-Feb-04	1,47188
10-Feb-04	09-Ago-04	1,5206
10-Ago-04	09-Feb-05	1,5022

Precio Histórico Boca de Pozo
Resolución 039 - 1975



Fuente: ECOPETROL - Minminas
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Precios de Gas Natural en Boca de Pozo, Resolución 061 de 1983
US$/MBTU

Periodo		Gn No Asociado		Gn Asociado	
		Costa Norte y Valle Medio Magdalena	Oriental y Costa Afuera (guajira)	Oriental y Costa Afuera (guajira)	Costa Norte y Valle Medio Magdalena
Enero-83	Junio-83				
Julio-83	Dic-83	2,000	2,200	1,100	1,000
Enero-84	Junio-84	2,240	2,460	1,230	1,120
Julio-84	Diciembre-84	2,320	2,550	1,275	1,160
Enero-85	Junio-85	2,300	2,530	1,265	1,150
Julio-85	Diciembre-85	2,000	2,200	1,100	1,000
Enero-86	Junio-86	1,760	1,940	0,970	0,880
Julio-86	Diciembre-86	0,930	1,030	0,515	0,465
Enero-87	Junio-87	0,920	1,020	0,510	0,460
Julio-87	Diciembre-87	1,390	1,540	0,770	0,695
Enero-88	Junio-88	1,260	1,390	0,695	0,630
Julio-88	Diciembre-88	0,930	1,030	0,515	0,465
Enero-89	Junio-89	0,860	0,950	0,475	0,430
Julio-89	Diciembre-89	1,080	1,190	0,595	0,540
Enero-90	Junio-90	1,240	1,360	0,680	0,620
Julio-90	Diciembre-90	1,050	1,150	0,575	0,525
Enero-91	Junio-91	1,460	1,600	0,800	0,730
Julio-91	Diciembre-91	0,860	0,940	0,470	0,430
Enero-92	Junio-92	0,820	0,890	0,445	0,410
Julio-92	Diciembre-92	0,790	0,860	0,430	0,395
Enero-93	Junio-93	1,060	1,150	0,575	0,530
Julio-93	Diciembre-93	0,920	1,000	0,500	0,460
Enero-94	Junio-94	0,790	0,860	0,430	0,395
Julio-94	Diciembre-94	0,880	0,960	0,480	0,440
Enero-95	Junio-95	1,030	1,130	0,565	0,515
Julio-95	Diciembre-95	1,170	1,290	0,645	0,585
Enero-96	Junio-96	1,040	1,150	0,575	0,520
Julio-96	Diciembre-96	1,200	1,330	0,665	0,600
Enero-97	Junio-97	1,310	1,450	0,725	0,655
Julio-97	Diciembre-97	1,083	1,198	0,599	0,542
Enero-98	Junio-98	1,150	1,272	0,636	0,575
Julio-98	Diciembre-98	0,846	0,935	0,468	0,423
Enero-99	Junio-99	0,749	0,828	0,414	0,375
Julio-99	Diciembre-99	0,800	0,884	0,442	0,400
Enero-00	Junio-00	1,348	1,490	0,745	0,674
Julio-00	Diciembre-00	1,591	1,759	0,880	0,796
Enero-01	Junio-01	1,800	1,991	0,996	0,900
Julio-01	Diciembre-01	1,442	1,595	0,798	0,721
Enero-02	Junio-02	1,227	1,357	0,679	0,614
Julio-02	Diciembre-02	1,400	1,549	0,775	0,700
Enero-03	Junio-03	1,790	1,981	0,991	0,895
Julio-03	Diciembre-03	1,800	1,993	0,997	0,900
Enero-04	Junio-04	1,866	2,065	1,033	0,933
Junio-04	Diciembre-04	1,745	1,931	0,966	0,873
Enero-05	Junio-05	1,868	2,067	1,034	0,934

Fuente:ECOPETROL - Minminas
Elaboró : UPME - Subdirección de Información Minero Energética

Análisis del Comportamiento de los Precios Promedio del Gas Natural Vehicular
$/m3

		2003												2004												2005				
Ciudad	Estadística	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May
Bogotá	Promedio	585	647	647	647	640	672	676	674	677	673	679	677	735	749	754	754	754	760	760	787	787	787	788	787	788	788	861	861	860
	Máximo	653	549	593	593	693	688	699	694	694	690	699	699	750	750	780	780	783	788	788	788	790	788	790	790	790	790	865	865	860
	Mínimo	585	606	627	627	593	647	670	670	670	670	670	670	680	745	750	750	750	750	750	783	783	783	788	788	788	788	860	860	860
Medellín	Promedio	629	655	690	690	690	690	720	720	720	727	730	730	740	740	770	770	770	785	785	785	814	814	814	814	823	848	848	855	868
	Máximo	629	655	690	690	690	690	720	720	720	730	730	730	740	740	770	770	770	785	785	785	823	823	823	823	848	848	848	869	869
	Mínimo	629	655	690	690	690	690	720	720	720	720	730	730	740	740	770	770	770	785	785	785	810	810	810	810	810	848	848	848	868
Cali	Promedio	636	636	652	652	668	668	668	680	680	680	680	680	700	700	735	735	746	757	757	757	780	780	780	780	803	803	803	827	827
	Máximo	636	636	652	652	668	668	668	680	680	680	680	680	700	700	735	735	757	757	757	757	780	780	780	780	803	803	803	827	827
	Mínimo	636	636	652	652	668	668	668	680	680	680	680	680	700	700	735	735	735	757	757	757	780	780	780	780	803	803	803	827	827
Barranquilla	Promedio	589	589	604	604	604	619	619	630	630	630	630	630	649	649	689	689	710	710	710	710	731	731	731	731	753	753	753	776	776
	Máximo	589	589	589	589	604	619	619	630	630	630	630	630	649	649	689	689	710	710	710	710	731	731	731	731	753	753	753	776	776
	Mínimo	589	589	597	591	604	619	619	630	630	630	630	630	649	649	689	689	710	710	710	710	731	731	731	731	753	753	753	776	776
Bucaramanga	Promedio	585	585	585	585	585	585	585	585	600	600	600	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	737	737	737	737	737	780	780	780
	Máximo	585	585	585	585	585	585	585	585	600	600	600	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	737	737	737	737	737	780	780	780
	Mínimo	585	585	585	585	585	585	585	585	600	600	600	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	737	737	737	737	737	780	780	780
Santa Marta	Promedio	589	589	604	604	604	619	619	630	630	630	640	640	659	649	689	689	710	710	710	710	731	731	731	731	731	731	731	757	757
	Máximo	589	589	604	604	604	619	619	630	630	630	650	650	669	649	689	689	710	710	710	710	731	731	731	731	731	731	731	757	757
	Mínimo	589	589	604	604	604	619	619	630	630	630	630	630	649	649	689	689	710	710	710	710	731	731	731	731	731	731	731	757	757

Fuente: UPME
Elaboró: Subdirección de Información

Cobertura del Servicio de Gas Natural en el País - Diciembre 31 de 2004

No.	Poblaciones con Servicio	Depto	Catastro	Total Usuarios Residenciales Anillados	Usuarios Residenciales Conectados Por Estrato						Total Usuarios Residenciales Conectados	Total Usuarios Comerciales	Total Usuarios Industriales	Total Usuarios Gas Natural	Cobertura Residencial %	
					1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
	Alcanos de Colombia (Zona Centro Tolima)															
1	Alvarado	Tolima	650	630	69	328					397			397	96,9%	61,1%
2	Ambalema	Tolima	1.880	1.326	279	459	46				784			784	70,5%	41,7%
3	Chicoral	Tolima	1.764	1.190	52	535	133				720	5		725	67,5%	40,8%
4	Doima	Tolima	126	120	1	84					85			85	95,2%	67,5%
5	Espinal	Tolima	16.475	10.120	744	3.023	1.896	226	1	1	5.891	47	5	5.943	61,4%	35,8%
6	Flandes	Tolima	8.500	6.384	69	1.496	1.385				2.950	15	1	2.966	75,1%	34,7%
7	Fresno	Tolima	3.163	2.695	176	889	591	1			1.657	12		1.669	85,2%	52,4%
8	Guayabal	Tolima	2.696	2.034	406	722	5				1.133	6		1.139	75,4%	42,0%
9	Herveo	Tolima	668	557	55	346					401	2		403	83,4%	60,0%
10	Ibagué	Tolima	93.909	88.133	7.224	36.039	23.100	2.902	513	147	69.925	351	20	70.296	93,8%	74,5%
11	La Dorada	Caldas	16.413	15.935	1.092	3.746	1.222	39	1		6.100	19	1	6.120	97,1%	37,2%
12	La Sierra	Tolima	383	363	229	48					277		1	278	94,8%	72,3%
13	La Victoria	Caldas	1.214	1.072	255	273	163				691	3		694	88,3%	56,9%
14	Lérida	Tolima	3.917	3.731	290	1.898	24				2.212	10		2.222	95,3%	56,5%
15	Manzanares	Caldas	2.111	1.796	74	465	193	6			738	8		746	85,1%	35,0%
16	Mariquita	Tolima	6.719	5.738	1.057	1.888	266	13			3.224	21		3.245	85,4%	48,0%
17	Piedras	Tolima	443	421	8	272					280			280	95,0%	63,2%
18	Puerto Boyacá	Boyaca	7.176	5.837	336	2.044	1.088				3.468	21		3.489	81,3%	48,3%
19	Puerto Salgar	Cundinamarca	2.630	2.088	462	463	73				998	1		999	79,4%	37,9%
20	San Luis	Tolima	1.043	993	225	223					448	1		449	95,2%	43,0%
21	Venadillo	Tolima	2.200	2.096	209	885	17				1.111	3		1.114	95,3%	50,5%
22	Líbano	Tolima	6.334	6.019	144	1.820	1.010	54			3.028	9		3.037	95,0%	47,8%
23	Tierradentro	Tolima	59	50	10	21					31			31	84,7%	52,5%
24	Honda	Tolima	7.800	5.804	337	1.000	347	25			1.709	8		1.717	74,4%	21,9%
25	Girardot	Cundinamarca	21.873	16.501	238	1.780	2.547	60	14		4.639	6		4.645	75,4%	21,2%
26	Ricaurte	Cundinamarca	2.522	1.048	20	30	230	21	1		302	1		303	41,6%	12,0%
	Subtotal		**212.668**	**182.681**	**14.061**	**60.777**	**34.336**	**3.347**	**530**	**148**	**113.199**	**549**	**28**	**113.776**	**85,9%**	**53,2%**

Cobertura del Servicio de Gas Natural en el País - Diciembre 31 de 2004

No.	Poblaciones con Servicio	Depto	Catastro	Total Usuarios Residenciales Anillados	Usuarios Residenciales Conectados Por Estrato						Total Usuarios Residenciales Conectados	Total Usuarios Comerciales	Total Usuarios Industriales	Total Usuarios Gas Natural	Cobertura Residencial %	
					1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
	Alcanos de Colombia (Zona Huila - Sur Tolima)															
1	Neiva	Huila	67.471	65.337	11.083	27.135	18.062	6.200	1.227	123	63.830	577	30	64.437	96,8%	94,6%
2	Aipe	Huila	2.223	2.160	298	1.371	406	10			2.085	5		2.090	97,2%	93,8%
3	Villavieja	Huila	801	726	187	398	4				589			589	90,6%	73,5%
4	Tello	Huila	1.167	1.083	586	308	127				1.021	4		1.025	92,8%	87,5%
5	Baraya	Huila	1.017	831	404	238	44				686	3	1	690	81,7%	67,5%
6	Juncal	Huila	482	447	54	369	7				430	2		432	92,7%	89,2%
7	Betania	Huila	101	93	23	62	2				87	1		88	92,1%	86,1%
8	Yaguara	Huila	1.816	1.754	448	1.099	167	1			1.715	8		1.723	96,6%	94,4%
9	Palermo	Huila	3.280	2.865	966	1.051	514	5			2.536	22		2.558	87,3%	77,3%
10	Teruel	Huila	1.006	979	118	516	196	1			831	3		834	97,3%	82,6%
11	Rivera	Huila	3.386	3.311	600	1.788	548	35	21		2.992	30	2	3.024	97,8%	88,4%
12	Campoalegre	Huila	6.122	5.750	1.523	2.387	693				4.603	24	1	4.628	93,9%	75,2%
13	Hobo	Huila	1.337	1.243	419	410	4				833	8	1	842	93,0%	62,3%
14	Algeciras	Huila	2.368	2.002	397	989	100				1.486	6	1	1.493	84,5%	62,8%
15	Gigante	Huila	2.676	2.455	563	1.415	149				2.127	5		2.132	91,7%	79,5%
16	Garzon	Huila	7.751	7.385	1.165	2.257	1.408	93	1	2	4.926	26	4	4.956	95,3%	63,6%
17	Tarqui	Huila	1.025	1.009	407	325	14				746	2		748	98,4%	72,8%
18	Tesalia	Huila	1.288	1.204	650	426	50				1.126	3		1.129	93,5%	87,4%
19	Paicol	Huila	715	658	113	313	109				535	1		536	92,0%	74,8%
20	La Plata	Huila	4.330	4.089	184	1.456	1.070				2.710	18	1	2.729	94,4%	62,6%
21	Fortalecillas	Huila	620	564	107	338	7				452	4	2	458	91,0%	72,9%
22	Guacirco	Huila	160	105	55	37	10				102			102	65,6%	63,8%
23	San Francisco	Huila	90	81	58	16					74			74	90,0%	82,2%
24	Saldaña	Tolima	1.950	1.729	100	467	212	5			784	7	1	792	88,7%	40,2%
25	Natagaima	Tolima	2.660	2.366	274	735	234				1.243	2		1.245	88,9%	46,7%
26	Guamo	Tolima	2.901	2.543	295	1.264	236				1.795	6	1	1.802	87,7%	61,9%
27	Purificación	Tolima	2.627	2.515	220	990	113				1.323	4	1	1.328	95,7%	50,4%
28	Melgar	Tolima	8.646	6.069	158	562	567	19			1.306	2		1.308	70,2%	15,1%
29	Gualanday	Tolima	382	340	23	101	40				164	2		166	89,0%	42,9%
30	Carmen de Apicalá	Tolima	2.099	2.085												
31	Fusagasuga	Cundinamarca	21.480	18.882	766	2.477	731	1.050	7		5.031			5.031	87,9%	23,4%
	Subtotal		**153.977**	**142.660**	**22.244**	**51.300**	**25.824**	**7.419**	**1.256**	**125**	**108.168**	**775**	**46**	**108.989**	**92,7%**	**70,2%**
	Gasoriente															
1	Bucaramanga	Santander	108.231	109.425	12.771	16.916	27.346	32.810	3.746	6.004	99.593	4.246	60	103.899	101,1%	92,0%
2	Florida	Santander	3.646	3.643		2.492	719	195			3.406	100	1	3.507	99,9%	93,4%
3	Girón	Santander	22.961	22.689	5.083	6.997	8.220	602	70	2	20.974	562	49	21.585	98,8%	91,3%
4	Piedecuesta	Santander	18.428	18.421	146	4.430	11.865	770	43	2	17.256	419	7	17.682	100,0%	93,6%
5	Sabana de Torres	Santander	3.002	3.003	319	1.394	1.174				2.887	58		2.945	100,0%	96,2%
6	Puerto Wilches	Santander	2.961	2.960	1.636	817	411				2.864	39		2.903	100,0%	96,7%
7	Lebrija	Santander	2.472	2.464	26	628	1.652	29		3	2.338	78	2	2.418	99,7%	94,6%
8	Cantagallo	Bolívar	540	553	85	453					538	5		543	102,4%	99,6%
9	San Pablo	Bolívar	2.710	2.807	1.980	727					2.707	51		2.758	103,6%	99,9%
	Subtotal		**164.951**	**165.965**	**22.046**	**34.854**	**51.387**	**34.406**	**3.859**	**6.011**	**152.563**	**5.558**	**119**	**158.240**	**100,6%**	**92,5%**

Cobertura del Servicio de Gas Natural en el País - Diciembre 31 de 2004

No.	Poblaciones con Servicio	Depto	Catastro	Total Usuarios Residenciales Anillados	Usuarios Residenciales Conectados Por Estrato						Total Usuarios Residenciales Conectados	Total Usuarios Comerciales	Total Usuarios Industriales	Total Usuarios Gas Natural	Cobertura Residencial %	
					1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
	Gases de Barrancabermeja															
1	Barrancabermeja	Santander	43.127	41.804	9.157	13.845	8.133	5.081	675		36.891	305	1	37.197	96,9%	85,5%
2	Yondó	Antioquia	1.358	1.334	910	279	15				1.204	11		1.215	98,2%	88,7%
3	Puente Sogamoso	Santander	1.062	1.017	655	293	9				957	2		959	95,8%	90,1%
4	El Pedral	Santander	350	351	167	112	8				287			287	100,3%	82,0%
	Subtotal		**45.897**	**44.506**	**10.889**	**14.529**	**8.165**	**5.081**	**675**		**39.339**	**318**	**1**	**39.658**	**97,0%**	**85,7%**
	Gases de Occidente															
1	Cali	Valle	467.224	432.226	18.947	78.085	112.195	24.089	19.570	5.078	257.964	6.482	285	264.731	92,5%	55,2%
	Subtotal		**467.224**	**432.226**	**18.947**	**78.085**	**112.195**	**24.089**	**19.570**	**5.078**	**257.964**	**6.482**	**285**	**264.731**	**92,5%**	**55,2%**
	Gases de La Guajira													16.530	84,4%	71,2%
1	Riohacha	Guajira	22.818	19.251	4.679	6.601	3.547	1.148	267	1	16.243	278	9	10.522	69,4%	54,6%
2	Maicao	Guajira	19.031	13.206	795	6.309	2.944	348			10.396	116	10	313	80,1%	54,8%
3	Camarones	Guajira	568	455	45	266					311	1	1	396	46,2%	31,4%
4	Mingueo	Guajira	1.248	577		392					392	4		160	43,8%	29,4%
5	Palomino	Guajira	520	228		153					153	7		546	82,7%	60,2%
6	Dibulla	Guajira	895	740	1	538					539	7		696	57,3%	41,0%
7	Uribia	Guajira	1.643	942	77	567	30				674	20	2	630	49,5%	37,2%
8	Manaure	Guajira	1.631	807	8	465	133				606	24				
9	Río Ancho	Guajira	294	294												
10	La Punta	Guajira	467	467												
11	Las Flores	Guajira	122	114												
12	Hatonuevo	Guajira	2.140	1.716	16	582	381	277			1.256	29		1.285	80,2%	58,7%
13	Papayal	Guajira	498	485	9	293	28				330	3		333	97,4%	66,3%
14	Barrancas	Guajira	3.316	2.223	62	1.135	540				1.737	28		1.765	67,0%	52,4%
15	Fonseca	Guajira	5.134	3.979	595	1.095	1.498	49			3.237	40		3.277	77,5%	63,1%
16	San Juan	Guajira	5.518	4.086	396	1.218	1.419	48			3.081	25		3.106	74,0%	55,8%
17	El Molino	Guajira	1.194	971	26	567	135				728	3		731	81,3%	61,0%
18	Villanueva	Guajira	4.840	4.182	488	2.163	684	17			3.352	27		3.379	86,4%	69,3%
19	Urumita	Guajira	1.688	1.569	406	832	9				1.247	6		1.253	93,0%	73,9%
20	Distracción	Guajira	843	725	72	253	124	2			451	2		453	86,0%	53,5%
21	Buena Vista	Guajira	367	275	7	98	6				111			111	74,9%	30,2%
22	Albania	Guajira	913	913											100,0%	
23	Cuestecitas	Guajira	336	336											100,0%	
	Subtotal		**76.024**	**58.541**	**7.682**	**23.527**	**11.478**	**1.889**	**267**	**1**	**44.843**	**620**	**22**	**45.485**	**77,0%**	**59,0%**

Cobertura del Servicio de Gas Natural en el País - Diciembre 31 de 2004

No.	Poblaciones con Servicio	Depto	Catastro	Total Usuarios Residenciales Anillados	Usuarios Residenciales Conectados Por Estrato						Total Usuarios Residenciales Conectados	Total Usuarios Comerciales	Total Usuarios Industriales	Total Usuarios Gas Natural	Cobertura Residencial %	
					1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
	Gases del Caribe															
1	Barranquilla	Atlántico	211.700	211.551	51.744	39.172	52.301	24.140	16.331	9.978	193.666	4.740	251	198.657	99,9%	91,5%
2	Soledad	Atlántico	84.800	76.101	26.287	32.211	16.323	29			74.850	669	20	75.539	89,7%	88,3%
3	Malambo	Atlántico	13.900	12.918	2.835	7.848	1.760	2			12.445	121	18	12.584	92,9%	89,5%
4	Caracolí	Atlántico	600	593	236	146					382	4	1	387	98,8%	63,7%
5	Sabanalarga	Atlántico	8.545	8.213	2.322	2.543	2.450	303	13		7.631	100	2	7.733	96,1%	89,3%
6	Isabel López	Atlántico	475	472	266	60					326	2		328	99,4%	68,6%
7	Molineros	Atlántico	344	341	210	35		1			246	1		247	99,1%	71,5%
8	La Peña	Atlántico	761	761	459	119					578	1		579	100,0%	76,0%
9	Colombia	Atlántico	233	233	110	46					156			156	100,0%	67,0%
10	Cascajal	Atlántico	488	488	313	35					348			348	100,0%	71,3%
11	Galapa	Atlántico	3.315	3.312	778	2.039	348	5			3.170	44	3	3.217	99,9%	95,6%
12	Baranoa	Atlántico	7.795	7.791	1.676	2.675	2.312	70			6.733	90	8	6.831	99,9%	86,4%
13	Pital de Megua	Atlántico	408	398	120	126					246	2		248	97,5%	60,3%
14	Campeche	Atlántico	878	825	279	248					527	5	1	533	94,0%	60,0%
15	Pto. Colombia	Atlántico	6.200	6.137	965	2.567	2.015	74	94	130	5.845	169	11	6.025	99,0%	94,3%
16	Sabanagrande	Atlántico	3.095	3.091	307	2.023	675			2	3.007	67	6	3.080	99,9%	97,2%
17	Santo Tomás	Atlántico	3.610	3.607	595	1.821	958	11			3.385	45	1	3.431	99,9%	93,8%
18	Palmar de Varela	Atlántico	3.425	3.173	438	1.712	872				3.022	18		3.040	92,6%	88,2%
19	Luruaco	Atlántico	2.100	2.095	502	652	182				1.336	21		1.357	99,8%	63,6%
20	Pendales	Atlántico	252	250	63	111					174	1		175	99,2%	69,0%
21	Arroyo de Piedra	Atlántico	617	611	152	277					429	2	2	433	99,0%	69,5%
22	Palmar de Candelaria	Atlántico	399	399	175	118					293			293	100,0%	73,4%
23	Polonuevo	Atlántico	1.950	1.949	560	718	422	5			1.705	26	11	1.742	99,9%	87,4%
24	Pital de Carlín	Atlántico	196	194	42	77					119	3		122	99,0%	60,7%
25	Usiacurí	Atlántico	1.312	1.286	241	590	131				962	8		970	98,0%	73,3%
26	Ponedera	Atlántico	1.672	1.669	459	745	267				1.471	14	1	1.486	99,8%	88,0%
27	Santa Rita	Atlántico	113	112	58						58	1		59	99,1%	51,3%
28	Puerto Giraldo	Atlántico	730	711	331	146					477	3		480	97,4%	65,3%
29	Retirada	Atlántico	130	130	78	21					99	1		100	100,0%	76,2%
30	Martillo	Atlántico	271	271	73	132					205			205	100,0%	75,6%
31	Candelaria	Atlántico	1.436	1.357	608	513					1.121	5		1.126	94,5%	78,1%
32	Carreto	Atlántico	261	259	72	87					159	1		160	99,2%	60,9%
33	Campo de la Cruz	Atlántico	2.819	2.594	72	1.167	696	1			1.936	14		1.950	92,0%	68,7%
34	Bohórquez	Atlántico	283	280	79	73					152	1		153	98,9%	53,7%
35	Repelón	Atlántico	2.528	2.497	453	771	102				1.326	15		1.341	98,8%	52,5%
36	Cien Pesos	Atlántico	95	95	73	3					76			76	100,0%	80,0%
37	Las Tablas	Atlántico	115	115	86						86			86	100,0%	74,8%
38	Villa Rosa	Atlántico	587	587	431	44					475	1		476	100,0%	80,9%
39	Rotinet	Atlántico	427	427	300	15					315			315	100,0%	73,8%
40	Santa Lucía	Atlántico	1.346	1.337	312	397	20				729	3		732	99,3%	54,2%
41	Algodonal	Atlántico	140	135	78						78			78	96,4%	55,7%
42	Suan	Atlántico	1.513	1.381	286	495	201				982	11	1	994	91,3%	64,9%
43	Manatí	Atlántico	2.605	2.601	698	881					1.579	6		1.585	99,8%	60,6%
44	Juan de Acosta	Atlántico	1.481	1.383	220	444	467	13			1.144	9		1.153	93,4%	77,2%
45	Santa Veronica	Atlántico	380	371		18	50	20	6		94	23		117	97,6%	24,7%

Cobertura del Servicio de Gas Natural en el País - Diciembre 31 de 2004

No.	Poblaciones con Servicio	Depto	Catastro	Total Usuarios Residenciales Anillados	Usuarios Residenciales Conectados Por Estrato						Total Usuarios Residenciales Conectados	Total Usuarios Comerciales	Total Usuarios Industriales	Total Usuarios Gas Natural	Cobertura Residencial %	
					1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
46	Saco	Atlántico	436	436	158	79					237			237	100,0%	54,4%
47	Palermo	Atlántico	1.168	1.126	744	145					889	5		894	96,4%	76,1%
48	Tubará	Atlántico	1.355	1.353	241	639					880	4	1	885	99,9%	64,9%
49	Hibacharo	Atlántico	269	269	164	13					177			177	100,0%	65,8%
50	Santa Cruz	Atlántico	807	783	297	176					473			473	97,0%	58,6%
51	Chorrera	Atlántico	203	203	96	32					128			128	100,0%	63,1%
52	La Puntica	Atlántico	49	49	19	7					26			26	100,0%	53,1%
53	Los Límetes	Atlántico	47	47	29	7					36			36	100,0%	76,6%
54	Piojo	Atlántico	519	519	192	100					292	1		293	100,0%	56,3%
55	San Juan de Tocagua	Atlántico	199	199	53	25					78			78	100,0%	39,2%
56	Sibarco	Atlántico	221	221	85	4					89			89	100,0%	40,3%
57	Aguada de Pablo	Atlántico	739	739	190	37					227			227	100,0%	30,7%
58	El Morro	Atlántico	133	133	42	4					46			46	100,0%	34,6%
59	Playa Mendoza	Atlántico	350	350	1			78			79	7		86	100,0%	22,6%
60	Calamar	Atlántico	2.379	2.379	337	334	3				674	1		675	100,0%	28,3%
61	Maratea	Atlántico	1.388	1.388											100,0%	
62	Las Caras	Atlántico	187	187	26	2					28			28	100,0%	15,0%
63	Leña	Atlántico	359	359											100,0%	
64	Santa Marta - Rodadero	Magdalena	84.474	69.943	8.339	16.470	23.144	6.804	2.997	7.170	64.924	1.114	43	66.081	82,8%	76,9%
65	Cienaga	Magdalena	18.470	14.478	1.699	5.969	2.784	21			10.473	115	34	10.622	78,4%	56,7%
66	Río Frío	Magdalena	1.021	1.014	364	277	2				643	3	11	657	99,3%	63,0%
67	Orihueca	Magdalena	1.800	1.331	276	494	4				774	8	14	796	73,9%	43,0%
68	Guacamayal	Magdalena	1.200	1.081	306	271					577	1	2	580	90,1%	48,1%
69	Sevilla	Magdalena	875	874	150	259					409	1	3	413	99,9%	46,7%
70	La Gran Vía	Magdalena	413	413	61	97					158	1		159	100,0%	38,3%
71	Fundación	Magdalena	13.536	9.883	3.692	2.862	854	57			7.465	84	1	7.550	73,0%	55,1%
72	Aracataca	Magdalena	6.261	5.857	1.481	1.996	242				3.719	12		3.731	93,5%	59,4%
73	El Retén	Magdalena	2.148	2.039	526	454					980			980	94,9%	45,6%
74	Taganga	Magdalena	1.100	857	37	361	5				403	15		418	77,9%	36,6%
75	Tucurinca	Magdalena	804	606	183	31					214			214	75,4%	26,6%
76	Pueblo Viejo	Magdalena	1.006	643	183	195					378	1		379	63,9%	37,6%
77	Valledupar	Cesar	56.500	56.418	10.968	18.792	12.730	3.783	1.382	610	48.265	599	28	48.892	99,9%	85,4%
78	La Paz	Cesar	2.601	2.223	278	1.183	517	48			2.026	21		2.047	85,5%	77,9%
	Subtotal		**579.347**	**543.501**	**127.659**	**155.236**	**122.837**	**35.465**	**20.823**	**17.890**	**479.910**	**8.240**	**474**	**488.624**	**93,8%**	**82,8%**
	Gases del Cusiana															
1	Yopal	CASANARE	16.000	15.000	2.038	4.621	3.381	886	16		10.942	190	2	11.134	93,8%	68,4%
2	Aguazul	CASANARE	4.500	4.400	694	3.264	381				4.339	35	1	4.375	97,8%	96,4%
3	Tauramena	CASANARE	3.042	1.800	575	623	301	1			1.500	32		1.532	59,2%	49,3%
4	Monterrey	CASANARE	2.300	1.700	293	964	3				1.260	26		1.286	73,9%	54,8%
5	Villanueva	CASANARE	3.849	3.000	712	1.683	514	22			2.931	39		2.970	77,9%	76,1%
	Subtotal		**29.691**	**25.900**	**4.312**	**11.155**	**4.580**	**909**	**16**		**20.972**	**322**	**3**	**21.297**	**87,2%**	**70,6%**

Cobertura del Servicio de Gas Natural en el País - Diciembre 31 de 2004

No.	Poblaciones con Servicio	Depto	Catastro	Total Usuarios Residenciales Anillados	Usuarios Residenciales Conectados Por Estrato						Total Usuarios Residenciales Conectados	Total Usuarios Comerciales	Total Usuarios Industriales	Total Usuarios Gas Natural	Cobertura Residencial %	
					1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
	Gases del Norte del Valle															
1	Andalucía	Valle	2.917	2.345	143	1.537	75				1.755	9		1.764	80,4%	60,2%
2	Ansermanuevo	Valle	20.477	1.919	341	785	86				1.212	5		1.217	9,4%	5,9%
3	Buga	Valle	3.133	17.862	1.962	6.579	2.597	321	311		11.770	174	14	11.958	570,1%	375,7%
4	Bugalagrande	Valle	3.992	2.405	277	958	492				1.727	17	2	1.746	60,2%	43,3%
5	Caicedonia	Valle	5.362	3.810	61	1.489	1.346	69	6		2.971	33		3.004	71,1%	55,4%
6	Candelaria	Valle	948	3.112	318	1.502	779	2			2.601	30		2.631	328,3%	274,4%
7	Cartago	Valle	3.034	20.961	2.224	3.898	7.689	586	305	78	14.780	90	3	14.873	690,9%	487,1%
8	Cerrito	Valle	14.000	6.134	466	2.956	716	16			4.154	25	2	4.181	43,8%	29,7%
9	Florida	Valle	43.926	6.108	3.606	971	95				4.672	9		4.681	13,9%	10,6%
10	Ginebra	Valle	8.032	1.018	90	645	267	4			1.006	8	1	1.015	12,7%	12,5%
11	Guacarí	Valle	27.589	2.937	140	2.138	146				2.424	15	1	2.440	10,6%	8,8%
12	Jamundí	Valle	12.687	11.787	324	4.644	2.550	541			8.059	64	2	8.125	92,9%	63,5%
13	La Unión	Valle	1.647	4.996	1.046	1.744	427				3.217	19		3.236	303,3%	195,3%
14	La Victoria	Valle	5.181	1.920	404	1.222	36				1.662	3		1.665	37,1%	32,1%
15	Obando	Valle	24.693	1.634	603	417	6				1.026	6		1.032	6,6%	4,2%
16	Palmira	Valle	7.201	42.813	1.257	15.085	9.552	1.335	216	5	27.450	257	8	27.715	594,5%	381,2%
17	Pradera	Valle	4.117	6.718	1.759	2.921	749				5.429	41		5.470	163,2%	131,9%
18	Roldanillo	Valle	2.251	5.075	716	2.020	817	28			3.581	19		3.600	225,5%	159,1%
19	San Pedro	Valle	1.439	949	137	627	137	2			903	6	1	910	65,9%	62,8%
20	Sevilla	Valle	4.294	5.505	1.048	1.712	816	6			3.582	52	1	3.635	128,2%	83,4%
21	Tuluá	Valle	916	31.166	1.541	11.611	8.226	1.868	495	6	23.747	192	8	23.947	3402,4%	2592,5%
22	Yumbo	Valle	6.979	10.313	798	4.439	1.788	1			7.026	76	63	7.165	147,8%	100,7%
23	Zarzal	Valle	5.161	5.605	451	2.610	516				3.577	24	1	3.602	108,6%	69,3%
	Subtotal		**209.976**	**197.092**	**19.712**	**72.510**	**39.908**	**4.779**	**1.333**	**89**	**138.331**	**1.174**	**107**	**139.612**	**93,9%**	**65,9%**
	Gases del Oriente															
1	Cúcuta	Norte de Santander	115.019	96.931	6.891	28.390	16.157	6.979	461	1	58.879	4	40	58.923	84,3%	51,2%
2	Villa del Rosario	Norte de Santander	13.272	5.405	506	935	182	1			1.624			1.624	40,7%	12,2%
3	Los Patios	Norte de Santander	13.709	8.866	386	3.721	1.184	1			5.292			5.292	64,7%	38,6%
	Subtotal		**142.000**	**111.202**	**7.783**	**33.046**	**17.523**	**6.981**	**461**	**1**	**65.795**	**4**	**40**	**65.839**	**78,3%**	**46,3%**
	Gases del Quindío															
1	Armenia	Quindío	54.268	52.875	5.264	10.037	9.607	1.057	1.186	143	27.294	251	6	27.551	97,4%	50,3%
2	Circasia	Quindío	4.035	3.905	599	1.364	509	13	1		2.486	19		2.505	96,8%	61,6%
3	La Tebaida	Quindío	4.128	6.833	862	1.846	426	6	2		3.142	38	1	3.181	165,5%	76,1%
4	Quimbaya	Quindío	5.518	4.382	249	1.740	261				2.250	29		2.279	79,4%	40,8%
5	Calarcá	Quindío	9.927	5.695	134	1.558	1.178	180			3.050	30	1	3.081	57,4%	30,7%
6	Montenegro	Quindío	6.084	2.118	168	841	142				1.151	11		1.162	34,8%	18,9%
7	Finlandia	Quindío	1.322	1.686	139	644	178		1		962	14		976	127,5%	72,8%
8	Salento	Quindío	1.313	925	18	337	212	1			568	4		572	70,4%	43,3%
	Subtotal		**86.595**	**78.419**	**7.433**	**18.367**	**12.513**	**1.257**	**1.190**	**143**	**40.903**	**396**	**8**	**41.307**	**90,6%**	**47,2%**

Cobertura del Servicio de Gas Natural en el País - Diciembre 31 de 2004

No.	Poblaciones con Servicio	Depto	Catastro	Total Usuarios Residenciales Anillados	Usuarios Residenciales Conectados Por Estrato						Total Usuarios Residenciales Conectados	Total Usuarios Comerciales	Total Usuarios Industriales	Total Usuarios Gas Natural	Cobertura Residencial %	
					1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
	Gas del Risaralda															
1	Balboa	Risaralda	379	334	24	59	120	3			206	8		214	88,2%	54,4%
2	Dos Quebradas	Risaralda	38.549	33.358	1.552	9.018	8.448	369		1	19.388	174	16	19.578	86,5%	50,3%
3	La Celia	Risaralda	599	843	22	239	149	3			413	15		428	140,7%	68,9%
4	La Virginia	Risaralda	6.773	6.758	1.030	1.180	1.488	95			3.793	49		3.842	99,8%	56,0%
5	Pereira	Risaralda	106.016	56.784	5.535	11.704	8.448	3.556	1.055	593	30.891	307	8	31.206	53,6%	29,1%
6	Marsella	Risaralda	2.260	1.696	235	613	282	1			1.131	34		1.165	75,0%	50,0%
7	Sta Rosa de Cabal	Risaralda	11.357	8.404	508	1.605	1.540	125	29		3.807	51		3.858	74,0%	33,5%
	Subtotal		**165.933**	**108.176**	**8.906**	**24.418**	**20.475**	**4.152**	**1.084**	**594**	**59.629**	**638**	**24**	**60.291**	**65,2%**	**35,9%**
	Gas Natural															
1	Bogotá	D.C.	1.326.790	1.190.131	81.262	410.876	468.908	110.515	37.913	25.480	1.134.954	17.006	631	1.152.591	89,7%	85,5%
2	Soacha	Cundinamarca	95.865	79.089	4.255	21.514	24.553	5.787	1.985	1.334	59.428	459	37	59.924	82,5%	62,0%
	Subtotal		**1.422.655**	**1.269.219**	**85.517**	**432.390**	**493.461**	**116.302**	**39.898**	**26.814**	**1.194.382**	**17.465**	**668**	**1.212.515**	**89,2%**	**84,0%**
	Gas Natural Cundiboyacense															
1	Albania	Santander	120	93	3	81	3	3			90	6		96	77,5%	75,0%
2	Belén	Boyacá	1.413	1.012	10	751	19				780	23		803	71,6%	55,2%
3	Nazareth-Belencito	Boyacá	695	516	167	231	6				404	8		412	74,2%	58,1%
4	Briceño	Boyacá	111	114		89					89			89	102,7%	80,2%
5	Cajicá	Cundinamarca	3.126	3.203	183	1.349	873	64			2.469	61	8	2.538	102,5%	79,0%
6	Caldas	Boyacá	58	50		50					50			50	86,2%	86,2%
7	Capellanía	Cundinamarca	116	88		4	37				41	2		43	75,9%	35,3%
8	Cerinza	Boyacá	792	385	89	157	7				253	4		257	48,6%	31,9%
9	Cogua	Cundinamarca	904	850	174	302	210				686	15	1	702	94,0%	75,9%
10	Combita	Boyacá	280	157	5	54	31				90	4		94	56,1%	32,1%
11	Cota	Cundinamarca	1.589	1.272	2	146	483	11			642	14	1	657	80,1%	40,4%
12	Cucaita	Boyacá	200	95		52					52	1		53	47,5%	26,0%
13	Cucunubá	Cundinamarca	340	117	1	74	13				88			88	34,4%	25,9%
14	Chía	Cundinamarca	16.196	11.926	339	3.447	3.409	1.177	42		8.414	177	6	8.597	73,6%	52,0%
15	Chiquinquirá	Boyacá	9.100	5.788	220	1.482	2.366	5			4.073	53		4.126	63,6%	44,8%
16	Duitama	Boyacá	21.581	13.108	549	3.398	3.885	960	13		8.805	117	2	8.924	60,7%	40,8%
17	Facatativa	Cundinamarca	14.398	668			284				284					
18	Floresta	Boyacá	289	203	1	152	19				172	1		173	70,2%	59,5%
19	Florián	Santander	220	332	3	218	13				234	2		236	150,9%	106,4%
20	Funza	Cundinamarca	8.500	6.490	262	1.427	1.626	56			3.371	60		3.431	76,4%	39,7%
21	Fúquene	Cundinamarca	56	54		25					25			25	96,4%	44,6%
22	Guatancuy	Cundinamarca	83	38	1	33					34			34	45,8%	41,0%
23	La Belleza	Santander	468	553	74	308	11				393	5		398	118,2%	84,0%
24	Madrid	Cundinamarca	7.066	4.315	262	1.002	1.052				2.316	27		2.343	61,1%	32,8%
25	Mosquera	Cundinamarca	10.152	7.845	234	2.958	1.086	505			4.783	46	2	4.831	77,3%	47,1%
26	Motavita	Boyacá	75	52	8	33	1				42	4		46	69,3%	56,0%
27	Nemocón	Cundinamarca	1.158	737	54	310	122	2			488	12		500	63,6%	42,1%
28	Nobsa	Boyacá	894	683	34	446	69	25			574	4	1	579	76,4%	64,2%
29	Oicatá	Boyacá	48	46	10	21					31	3		34	95,8%	64,6%

Cobertura del Servicio de Gas Natural en el País - Diciembre 31 de 2004

No.	Poblaciones con Servicio	Depto	Catastro	Total Usuarios Residenciales Anillados	Usuarios Residenciales Conectados Por Estrato						Total Usuarios Residenciales Conectados	Total Usuarios Comerciales	Total Usuarios Industriales	Total Usuarios Gas Natural	Cobertura Residencial %	
					1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
30	Paipa	Boyacá	5.194	2.629	49	2.160	299	20			2.528	58	2	2.588	50,6%	48,7%
31	Ráquira	Boyacá	400	246		46	99				145	13		158	61,5%	36,3%
32	Sáchica	Boyacá	400	389	98	89	7				194	7		201	97,3%	48,5%
33	Samacá	Boyacá	1.333	806	61	311	282				654	11		665	60,5%	49,1%
34	Santa Rosa De Viterbo	Boyacá	1.520	1.362	45	702	268				1.015	20		1.035	89,6%	66,8%
35	Santa Sofía	Boyacá	186	121	2	69	33				104	2		106	65,1%	55,9%
36	Simijaca	Cundinamarca	976	963	70	204	418	4			696	16	1	713	98,7%	71,3%
37	Sogamoso	Boyacá	23.313	11.185	87	4.614	2.516	247			7.464	65		7.529	48,0%	32,0%
38	Sopo	Cundinamarca	2.343	762	66	234	21				321	12		333	32,5%	13,7%
39	Sora	Boyacá	129	81	12	22					34	2		36	62,8%	26,4%
40	Susa	Cundinamarca	536	188	1	81	42				124	2		126	35,1%	23,1%
41	Sutamarchán	Boyacá	512	212		48	90				138	11		149	41,4%	27,0%
42	Sutatausa	Cundinamarca	250	234	2	45	99				146			146	93,6%	58,4%
43	Tausa	Cundinamarca	178	117	4	25	47				76	5		81	65,7%	42,7%
44	Tibasosa	Boyacá	849	698	3	241	275	7			526	9		535	82,2%	62,0%
45	Tinjacá	Boyacá	115	120	1	37	32				70	4		74	104,3%	60,9%
46	Tocancipá	Cundinamarca	1.028	110												
47	Tunja	Boyacá	26.000	24.907	1.898	5.216	7.803	1.219	303		16.439	269		16.708	95,8%	63,2%
48	Tunungua	Boyacá	90	50	32	30					62	2		64	55,6%	68,9%
49	Tuta	Boyacá	323	289	90	207	20				317	13		330	89,5%	98,1%
50	Ubaté	Cundinamarca	2.835	2.494	674	715	192	26			1.607	43	1	1.651	88,0%	56,7%
51	Villa De Leyva	Boyacá	1.700	831	103	231	146	97			577	22	1	600	48,9%	33,9%
52	Zipaquirá	Cundinamarca	18.180	12.315	860	4.796	3.364	750	1		9.771	123		9.894	67,7%	53,7%
	Subtotal		**188.418**	**121.899**	**6.217**	**38.723**	**31.678**	**5.178**	**359**		**82.781**	**1.358**	**26**	**83.881**	**64,7%**	**43,9%**
	Gas Natural del Centro															
1	Chinchiná	Caldas	6.708	4.857	246	1.634	982	658	70		3.590	48	5	3.643	72,4%	53,5%
2	Manizales	Caldas	76.661	58.692	761	10.344	17.849	6.471	1.859	2.777	40.061	547	38	40.646	76,6%	52,3%
3	Villamaría	Caldas	9.583	5.796	507	1.289	2.562	177			4.535	51	6	4.592	60,5%	47,3%
4	Neira	Caldas	1.917	939	13	173	400				586	11		597	49,0%	30,6%
5	Palestina	Caldas	958	783	25	412	96				533	10		543	81,7%	55,6%
	Subtotal		**95.827**	**71.067**	**1.552**	**13.852**	**21.889**	**7.306**	**1.929**	**2.777**	**49.305**	**667**	**49**	**50.021**	**74,2%**	**51,5%**
	Distribuidor: Gas Natural del Cesar															
1	Aguachica	Cesar	9.920	9.793	1.960	3.968	1.565	290	2		7.785	42	9	7.836	98,7%	78,5%
2	Agustín Coazzi	Cesar	5.368	4.412	276	1.927	411	510			3.124	20	9	3.153	82,2%	58,2%
3	Chiriguaná	Cesar	2.010	1.103	147	456	190				793			793	54,9%	39,5%
4	Curumaní	Cesar	3.403	1.338	136	951	2				1.089	14	2	1.105	39,3%	32,0%
5	El Banco	Magdalena	6.146	4.124	616	1.358	296	186			2.456	37	5	2.498	67,1%	40,0%
6	Gamarra	Cesar	1.507	884	168	580	39				787			787	58,7%	52,2%
7	La Gloria	Cesar	1.538	842	360	376					736	2		738	54,7%	47,9%
8	La Jagua de Ibirico	Cesar	2.838	689	126	548	16				690	3		693	24,3%	24,3%
9	Pailitas	Cesar	1.704	1.266	271	653					924	6		930	74,3%	54,2%
10	Pelaya	Cesar	1.868	947	494	256	27				777	2	1	780	50,7%	41,6%
11	San Alberto	Cesar	3.207	2.592	696	975	639	1			2.311	20	4	2.335	80,8%	72,1%
12	San Diego	Cesar	1.600	1.051	112	750	118				980	5	2	987	65,7%	61,3%
13	Tamalameque	Cesar	1.073	329	89	131					220		1	221	30,7%	20,5%
14	Becerril	Cesar	1.685	569	77	308					385			385	33,8%	22,8%
	Subtotal		**43.867**	**29.939**	**5.528**	**13.237**	**3.303**	**987**	**2**		**23.057**	**151**	**33**	**23.241**	**68,2%**	**52,6%**

Cobertura del Servicio de Gas Natural en el País - Diciembre 31 de 2004

No.	Poblaciones con Servicio	Depto	Catastro	Total Usuarios Residenciales Anillados	Usuarios Residenciales Conectados Por Estrato						Total Usuarios Residenciales Conectados	Total Usuarios Comerciales	Total Usuarios Industriales	Total Usuarios Gas Natural	Cobertura Residencial %	
					1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
	Empresas Públicas de Medellín															
1	Barbosa	Antioquia	12.551										1	1		
2	Bello	Antioquia	91.548	24.526	766	4.401	4.704	5	1	10	9.887	31	6	9.924	26,8%	10,8%
3	Caldas	Antioquia	17.116	4.883	36	585	647	1		1	1.270	23	5	1.298	28,5%	7,4%
4	Copacabana	Antioquia	17.734	2.730		517	593	2	1	36	1.149	4	8	1.161	15,4%	6,5%
5	Envigado	Antioquia	47.465	38.634	305	2.932	9.069	4.521	3.686	610	21.123	137	39	21.299	81,4%	44,5%
6	Estrella	Antioquia	13.767	1.000		25	324		156		505	8	13	526	7,3%	3,7%
7	Girardota	Antioquia	10.844	5.378	14	2.252	499	1	1	8	2.775	17	7	2.799	49,6%	25,6%
8	Itagüí	Antioquia	63.604	24.866	41	2.467	6.009	464	10	34	9.025	58	136	9.219	39,1%	14,2%
9	Medellín	Antioquia	594.553	233.352	325	15.921	31.844	17.880	19.029	14.003	99.002	1.011	310	100.323	39,2%	16,7%
10	Sabaneta	Antioquia	12.194	3.771		490	1.019	121	3	5	1.638	40	36	1.714	30,9%	13,4%
	Subtotal		**881.376**	**339.140**	**1.487**	**29.590**	**54.708**	**22.995**	**22.887**	**14.707**	**146.374**	**1.329**	**561**	**148.264**	**38,5%**	**16,6%**
	Llanogas															
1	Villavicencio	Meta	75.600	75.300	6.813	21.467	36.228	7.459	2.513	750	75.230	1.149	17	76.396	99,6%	99,5%
2	Acacías	Meta	8.150	8.070	1.382	1.682	790	82			3.936	82	2	4.020	99,0%	48,3%
3	Restrepo	Meta	1.395	1.409	346	421	636				1.403	22		1.425	101,0%	100,6%
4	Cumaral	Meta	1.850	1.895	136	914	795				1.845	29		1.874	102,4%	99,7%
5	Guayabetal	Cundinamarca	273	240	8	274	1				283	4		287	87,9%	103,7%
6	Quetame	Cundinamarca	240	242	7	190	45				242	1		243	100,8%	100,8%
7	Puente Quetame	Cundinamarca	137	137		119	18				137	4		141	100,0%	100,0%
8	Caqueza	Cundinamarca	772	750	32	564	172	3			771	18		789	97,2%	99,9%
9	Une	Cundinamarca	512	517	3	283	231				517	33		550	101,0%	101,0%
10	Chipaque	Cundinamarca	282	272		78	203				281	14		295	96,5%	99,6%
11	Fosca	Cundinamarca	240	235	12	219	10				241	5		246	97,9%	100,4%
	Subtotal		**89.451**	**89.067**	**8.739**	**26.211**	**39.129**	**7.544**	**2.513**	**750**	**84.886**	**1.361**	**19**	**86.266**	**99,6%**	**94,9%**
	Madigás Ingenieros															
1	Acacías	Meta	13.000	9.092	1.634	2.724	790	102			5.250	67	4	5.321	69,9%	40,4%
2	Paratebueno	Cundinamarca	400	390	38	284	17				339	15		354	97,5%	84,8%
	Subtotal		**13.400**	**9.482**	**1.672**	**3.008**	**807**	**102**			**5.589**	**82**	**4**	**5.675**	**70,8%**	**41,7%**
	Metrogás															
1	Floridablanca	Santander	53.195	50.198	4.176	18.567	17.021	6.925	2.567	687	49.943	345	5	50.293	94,4%	93,9%
	Subtotal		**53.195**	**50.198**	**4.176**	**18.567**	**17.021**	**6.925**	**2.567**	**687**	**49.943**	**345**	**5**		**94,4%**	**93,9%**
	Surtigás															
1	Cartagena	Bolívar	202.467	153.481	37.982	43.583	30.399	9.799	6.015	5.497	133.275	1.490	163	134.928	75,8%	65,8%
2	Turbaco	Bolívar	12.939	9.624	1.767	5.557	869	551			8.744	84	2	8.830	74,4%	67,6%
3	Arjona	Bolívar	12.270	7.740	4.365	2.582	132				7.079	54	1	7.134	63,1%	57,7%
4	Magangué	Bolívar	21.531	15.308	4.204	8.375	253	280			13.112	95	7	13.214	71,1%	60,9%
5	Mompox	Bolívar	5.227	4.108	1.540	1.099	588				3.227	11		3.238	78,6%	61,7%
6	Buenavista	Sucre	2.244	1.632	840	249					1.089	7		1.096	72,7%	48,5%
7	San Pedro	Sucre	3.271	2.238	1.118	607	58				1.783	16	1	1.800	68,4%	54,5%

Cobertura del Servicio de Gas Natural en el País - Diciembre 31 de 2004

No.	Poblaciones con Servicio	Depto	Catastro	Total Usuarios Residenciales Anillados	Usuarios Residenciales Conectados Por Estrato						Total Usuarios Residenciales Conectados	Total Usuarios Comerciales	Total Usuarios Industriales	Total Usuarios Gas Natural	Cobertura Residencial %	
					1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
8	Pta Cartagena-limon	Bolívar	1.670	1.011	190	398					588			588	60,5%	35,2%
9	San Juan Nepomuce.	Bolívar	4.847	4.145	691	2.773	61				3.525	37		3.562	85,5%	72,7%
10	San Jacinto	Bolívar	3.775	3.301	1.932	602	18				2.552	32		2.584	87,4%	67,6%
11	El Carmen de Bolívar	Bolívar	11.370	7.512	2.330	3.025	680				6.035	74	1	6.110	66,1%	53,1%
12	Clemencia	Bolívar	1.787	1.188	344	444	1				789	2	1	792	66,5%	44,2%
13	Ovejas	Sucre	2.625	1.751	668	556	46				1.270	14		1.284	66,7%	48,4%
14	Santa Rosa	Bolívar	2.988	2.069	739	840					1.579	5		1.584	69,2%	52,8%
15	Santa Catalina	Bolívar	1.476	972	444	221	7				672	2		674	65,9%	45,5%
16	María la Baja	Bolívar	3.597	2.706	841	1.047	65				1.953	12		1.965	75,2%	54,3%
17	Turbana	Bolívar	2.222	1.734	562	674	16				1.252	9		1.261	78,0%	56,3%
18	Santa Ana	Magdalena	3.015	1.529	383	779	15				1.177	3	1	1.181	50,7%	39,0%
19	Talaigua Nvo. Vjo.	Bolívar	1.176	861	440	266					706	1		707	73,2%	60,0%
20	Villanueva	Bolívar	3.245	2.818	1.486	182					1.668	2		1.670	86,8%	51,4%
21	Granada	Sucre	1.000	659	422	1					423			423	65,9%	42,3%
22	Sincelejo	Sucre	57.925	44.600	10.638	14.533	7.399	2.856	358	460	36.244	424	13	36.681	77,0%	62,6%
23	San Onofre	Sucre	3.400	2.097	417	1.052	436	15			1.920	23		1.943	61,7%	56,5%
24	Corozal	Sucre	12.131	7.217	1.205	5.029	463	183	20		6.900	72	4	6.976	59,5%	56,9%
25	Los Palmitos	Sucre	1.811	1.463	204	744	1				949	14		963	80,8%	52,4%
26	Sampues	Sucre	3.050	2.406	540	1.268	185	70			2.063	31	2	2.096	78,9%	67,6%
27	Sahagun	Córdoba	11.465	7.882	1.775	3.695	1.544	340			7.354	79	2	7.435	68,7%	64,1%
28	Chinu	Córdoba	5.507	3.728	1.014	1.591	691	2			3.298	44	2	3.344	67,7%	59,9%
29	San Marcos	Sucre	6.100	4.039	417	1.830	1.009				3.256	52	1	3.309	66,2%	53,4%
30	Since	Sucre	6.650	4.033	1.988	963	517	47			3.515	33		3.548	60,6%	52,9%
31	Tolú	Sucre	6.300	3.239	854	1.148	786	210			2.998	78		3.076	51,4%	47,6%
32	Tolú Viejo	Sucre	1.357	781	272	422	20				714	11	3	728	57,6%	52,6%
33	Chima	Córdoba	688	546	258	105					363	3		366	79,4%	52,8%
34	San Andres	Córdoba	1.804	1.237	228	603	98				929	10		939	68,6%	51,5%
35	Morroa	Sucre	1.418	948	382	513	44				939	18	1	958	66,9%	66,2%
36	Galeras	Sucre	2.824	2.280	291	622	348	3			1.264	7		1.271	80,7%	44,8%
37	Betulia	Sucre	1.614	1.481	268	691	20				979	8		987	91,8%	60,7%
38	Coveñas	Sucre	3.000	2.154	476	130	2				608	8		616	71,8%	20,3%
39	Montería	Córdoba	71.764	54.325	17.904	15.794	6.229	1.888	1.611	703	44.129	599	38	44.766	75,7%	61,5%
40	Cereté	Córdoba	9.891	8.382	1.540	4.029	1.487	633	14		7.703	103	14	7.820	84,7%	77,9%
41	Ciénaga de Oro	Córdoba	3.960	3.472	1.163	1.458	505	18			3.144	13		3.157	87,7%	79,4%
42	Montelíbano	Córdoba	7.082	6.017	939	1.899	2.178	35	54	108	5.213	66	3	5.282	85,0%	73,6%
43	Planeta Rica	Córdoba	8.648	7.058	1.566	3.200	1.311	59			6.136	85	4	6.225	81,6%	71,0%
44	Pueblo Nuevo	Córdoba	1.650	1.324	285	627	130				1.042	12		1.054	80,2%	63,2%
45	Lorica	Córdoba	9.780	5.772	1.633	2.020	1.331	14			4.998	33	2	5.033	59,0%	51,1%
46	Momil	Córdoba	1.723	992	578	406	1				985	7		992	57,6%	57,2%
47	San Antero	Córdoba	2.766	3.091	408	599	152				1.159	5		1.164	111,7%	41,9%
48	San Pelayo	Córdoba	1.420	1.782	307	475	42				824	3		827	125,5%	58,0%
49	Purísima	Córdoba	1.338	1.017	359	482	13				854	4		858	76,0%	63,8%
50	Caucasia	Antioquia	14.042	10.550	1.262	751	1.396				3.409	21	1	3.431	75,1%	24,3%
51	San Carlos	Córdoba	1.000	891	297	51					348	1		349	89,1%	34,8%
52	Buenavista	Córdoba	1.500	1.188	377	168	2				547			547	79,2%	36,5%
	Subtotal		**568.350**	**422.379**	**113.133**	**140.758**	**61.548**	**17.003**	**8.072**	**6.768**	**347.282**	**3.817**	**267**	**351.366**	**74,3%**	**61,1%**

Cobertura del Servicio de Gas Natural en el País - Diciembre 31 de 2004

No.	Poblaciones con Servicio	Depto	Catastro	Total Usuarios Residenciales Anillados	Usuarios Residenciales Conectados Por Estrato						Total Usuarios Residenciales Conectados	Total Usuarios Comerciales	Total Usuarios Industriales	Total Usuarios Gas Natural	Cobertura Residencial %	
					1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
	Gasur															
1	Arcabuco	Boyacá	280	280		151					151	8		159	100,0%	53,9%
2	Barbosa	Santander	4.800	4.100		260	210				470	2		472	85,4%	9,8%
3	Bolivar	Santander	300	300		282					282	3		285	100,0%	94,0%
4	Chipata	Santander	150	150		111					111			111	100,0%	74,0%
5	Jesús Maria	Santander	220	220		135					135	3		138	100,0%	61,4%
6	Sucre	Santander	100	100		91					91	1		92	100,0%	91,0%
7	Chitaraque	Boyacá	250	250		140					140			140	100,0%	56,0%
8	Santana	Boyacá	550	400		85	15				100			100	72,7%	18,2%
9	Togüi	Boyacá	200	200		195					195	1		196	100,0%	97,5%
	Subtotal		**6.850**	**6.000**		**1.450**	**225**				**1.675**	**18**		**1.693**	**87,6%**	**24,5%**
	Espigás															
1	Moniquirá	Boyacá	2.040	720	4	59	227	44			334	14		348	35,3%	16,4%
	Subtotal		**2.040**	**720**	**4**	**59**	**227**	**44**			**334**	**14**		**348**	**35,3%**	**16,4%**
	Promesa															
1	Puente Nacional	Santander	1.250	720	20	149	129				298	5		303	57,6%	23,8%
	Subtotal		**1.250**	**720**	**20**	**149**	**129**				**298**	**5**		**303**	**57,6%**	**23,8%**
	Proviservicios															
1	Miraflores	Boyacá	1.008	700	90	184	9				283	5		288	69,4%	28,1%
	Subtotal		**1.008**	**700**	**90**	**184**	**9**				**283**	**5**		**288**	**69,4%**	**28,1%**
	Nacional de Servicios Publicos Domiciliarios S.A E.S.P "NSP SA ESP"															
1	Vélez	Santander	1.861	1.195	581						581	573	8	1.162	64,2%	31,2%
	Subtotal		**1.861**	**1.195**	**581**						**581**	**573**	**8**	**1.162**	**64,2%**	**31,2%**
	Servicios Públicos y Gas - SERVIGAS S.A E.S.P															
1	Cruce de Guacirco	Huila	28	28		28					28			28	100,0%	100,0%
2	Dindal	Huila	22	22		22					22			22	100,0%	100,0%
3	San Jorge	Huila	74	74		74					74	1		75	100,0%	100,0%
	Subtotal		**124**	**124**		**124**					**124**	**1**		125	100,0%	100,0%
	TOTAL		**5.703.955**	**4.502.718**	**500.390**	**1.296.106**	**1.185.355**	**314.160**	**129.291**	**82.583**	**3.508.510**	**52.267**	**2.797**	**3.563.574**	**78,9%**	**61,5%**

Información de diciembre 31 de 2004
Fuente: Empresas Distribuidoras de Gas Natural
Consolidó: Dirección de Gas - Ministerio de Minas y Energía

Observaciones:

(1) Los municipios de Acacías(Meta) y Floridablanca (Santander) son atendidos por dos distribuidores

(2) No todos los catastros reportados son oficiales.- En algunos casos fueron suministrados por las empresas según su propio levantamiento. En otros casos es mayor la cobertura que el catastro municipal suministrado por la oficina de Planeación del respectivo municipio.

(3) En los municipios de Barbosa (antioquia) y Sopó (C/marca) no atienden actualmente usuarios residenciales.

No. de poblaciones con gas natural:	383
No. de usuarios residenciales conectados con gas natural:	3.508.510
No. de usuarios comerciales conectados con gas natural:	52.267
No. de usuarios industriales conectados con gas natural:	2.797
No. de usuarios **TOTALES** conectados con gas natural:	**3.563.574**

Número Total de Usuarios Residenciales Conectados por Estrato (E)

E1	E2	E3	E4	E5	E6
500.390	1.296.106	1.185.355	314.160	129.291	82.583

Porcentaje por Estrato (E) de Usuarios Residenciales Conectados

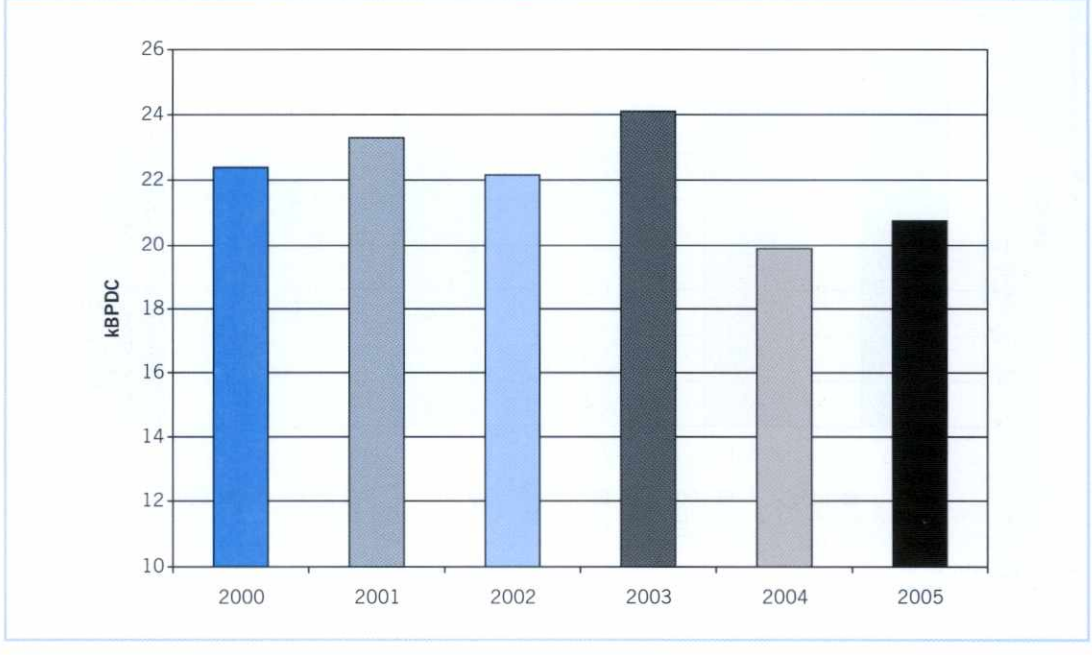
E1	E2	E3	E4	E5	E6
14%	37%	34%	9%	4%	2%

Producción de Gas Licuado de Petróleo - GLP
Enero 2000 - Mayo 2005

Miles de Barriles Día Calendario

Mes	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	23,92	23,88	23,21	20,30	15,25	19,25
Febrero	21,80	20,72	20,64	19,19	17,96	21,68
Marzo	24,24	23,07	21,88	21,66	20,73	21,32
Abril	21,10	23,40	22,01	19,22	18,83	20,67
Mayo	21,35	25,07	26,45	20,35	19,05	19,77
Junio	21,83	22,30	22,63	19,07	20,86	
Julio	19,87	25,14	17,15	19,91	22,40	
Agosto	22,89	23,22	24,07	28,21	21,20	
Septiembre	26,14	22,23	22,14	25,02	19,25	
Octubre	21,04	22,16	21,32	24,01	19,92	
Noviembre	20,66	23,21	23,49	39,11	21,21	
Diciembre	23,94	24,84	20,85	32,89	21,91	
Promedio	**22,40**	**23,30**	**22,16**	**24,10**	**19,89**	**20,54**

Producción Promedio de GLP
Enero 2000 - Mayo 2005



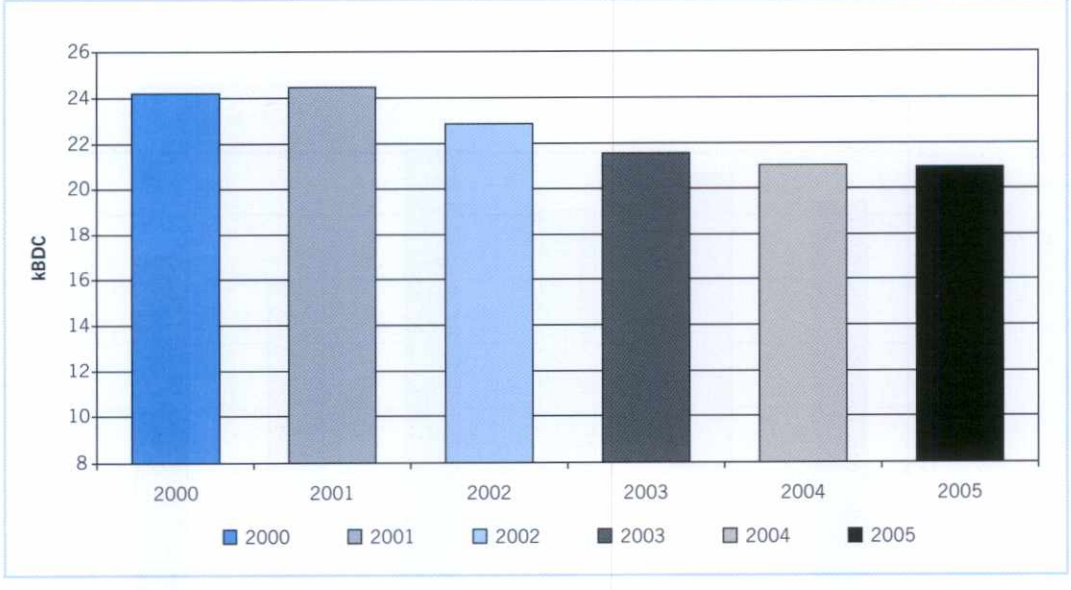
Fuente: ECOPETROL
Elaboró : UPME - Subdirección de Información Minero Energética

Consumo de Gas Licuado de Petróleo - GLP
Enero 2000 - Mayo 2005

Miles de Barriles Día Calendario

Mes	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	21,82	24,29	23,08	20,92	20,45	20,70
Febrero	25,64	24,09	23,43	21,86	19,25	22,91
Marzo	20,76	24,74	20,63	21,73	25,16	19,05
Abril	26,96	23,49	24,58	21,64	20,37	21,21
Mayo	23,38	24,81	24,37	21,69	20,12	20,48
Junio	25,16	24,70	22,25	20,50	21,07	
Julio	23,32	24,00	21,13	21,59	21,09	
Agosto	25,01	23,75	25,72	22,50	21,56	
Septiembre	25,80	23,17	21,48	21,61	20,70	
Octubre	23,61	24,91	21,99	21,44	21,01	
Noviembre	24,66	25,84	22,96	22,44	20,77	
Diciembre	24,54	25,84	22,89	21,25	21,56	
Promedio	**24,20**	**24,47**	**22,87**	**21,59**	**21,11**	**20,87**

Consumo Promedio de GLP
Enero 2000 - Mayo 2005



Fuente: ECOPETROL
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

Estructura Definitiva de Precios para GLP
2000 - 2004

(Circular 001 de enero 3 de 1996 expedida por la CREG) $/Galón

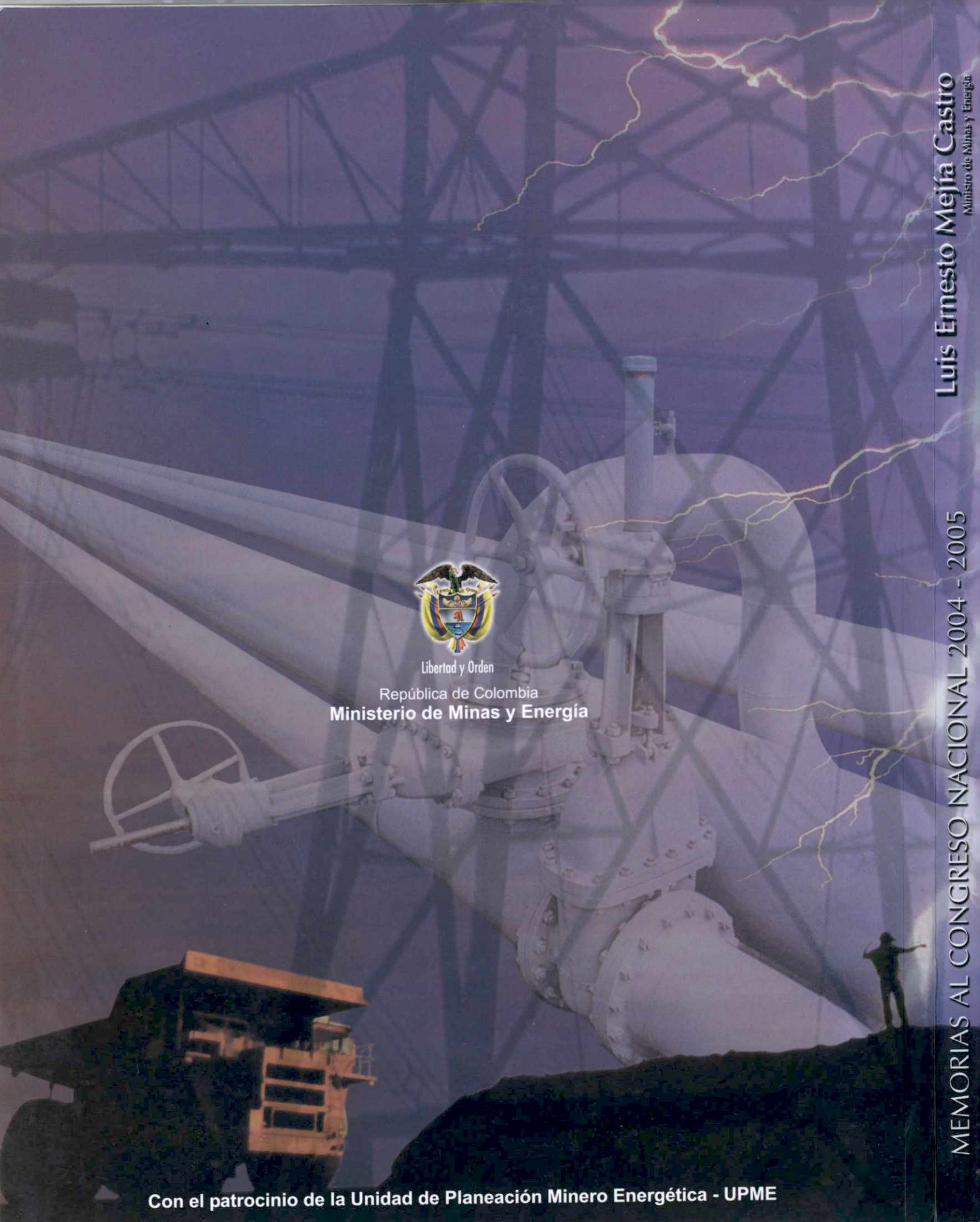
Renglón	Mar-00	Sep-00	Mar-01	Abr-01	May-01	Jun-01	Jul-01	Ago-01	Sep-01	Oct-01	Nov-01	Dic-01	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02	Oct-02	Nov-02	Dic-02
1. Ingreso x Producto Gran Comercializador	697	697	833	881	940	940	974	974	974	974	974	974	974	974	1056	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145	1145
2. Ingreso x Transporte Gran Comercializador	104	85	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
3. Margen para Seguridad	27,03	27,03	27,03	95,18	95,18	95,18	95,18	95,18	95,18	95,18	95,18	95,18	95,18	95,18	95	97	97	97	97	97	97	97	97	97
4. IVA por item 3	4,05	4,05	4,32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5. Precio Suministro al Comercializador Mayorista	831,97	813,05	956,32	1069,04	1127,57	1127,57	1161,70	1161,70	1161,70	1161,70	1161,70	1161,70	1161,70	1161,70	1250,63	1341,13	1341,13	1341,13	1341,13	1341,13	1341,13	1341,13	1341,13	1341,13
6. Margen Comercializador Mayorista	59,06	59,06	64,12	64,12	64,12	64,12	64,12	64,12	64,12	64,12	64,12	64,12	64,12	64,12	68,88	68,88	68,88	68,88	68,88	68,88	68,88	68,88	68,88	68,88
7. Precio Suministro en Planta de Comercializador Mayorista	891,03	872,11	1020,44	1133,16	1191,69	1191,69	1225,82	1225,82	1225,82	1225,82	1225,82	1225,82	1225,82	1225,82	1319,51	1410,01	1410,01	1410,01	1410,01	1410,01	1410,01	1410,01	1410,01	1410,01
8. Márgenes para Distribución	Mar-00	Sep-00	Mar-01	Abr-01	May-01	Jun-01	Jul-01	Ago-01	Sep-01	Oct-01	Nov-01	Dic-01	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02	Oct-02	Nov-02	Dic-02
a) En carrotanque (Galón):	132,97	132,89	144,56	144,56	144,56	144,56	144,56	144,56	144,56	144,56	144,56	144,56	144,56	144,56	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
b) Cilindro 100 lbs. (45 kg):	5380,54	5346,68	5804,34	5804,34	5804,34	5804,34	5804,34	5804,34	5804,34	5804,34	5804,34	5804,34	5804,34	5804,34	6236	6236	6236	6236	6236	6236	6236	6236	6236	6236
c) Cilindro 80 lbs. (34kg):						4905,66	4905,66	4905,66	4905,66	4905,66	4905,66	4905,66	4905,66	4905,66	5270	5270	5270	5270	5270	5270	5270	5270	5270	5270
d) Cilindro 40 lbs. (18 kg):	2552,23	2551,63	2770,04	2770,04	2770,04	2770,04	2770,04	2770,04	2770,04	2770,04	2770,04	2770,04	2770,04	2770,04	2976	2976	2976	2976	2976	2976	2976	2976	2976	2976
e) Cilindro 30 lbs. (15kg):						2693,93	2693,93	2693,93	2693,93	2693,93	2693,93	2693,93	2693,93	2693,93	2894	2894	2894	2894	2894	2894	2894	2894	2894	2894
f) Cilindro 20 lbs. (9 kg):	1576,07	1566,25	1700,32	1700,32	1700,32	1700,32	1700,32	1700,32	1700,32	1700,32	1700,32	1700,32	1700,32	1700,32	1827	1827	1827	1827	1827	1827	1827	1827	1827	1827
9. Precios Máximos al Público	Mar-00	Sep-00	Mar-01	Abr-01	May-01	Jun-01	Jul-01	Ago-01	Sep-01	Oct-01	Nov-01	Dic-01	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02	Oct-02	Nov-02	Dic-02
CARROTANQUE ($/GL)	1.024	1.005	1.165	1.278	1.336	1.336	1.370	1.370	1.370	1.370	1.370	1.370,38	1.370	1.370	1.474	1.565	1.565	1.565	1.565	1.565	1.565	1.565	1.565	1.565
C100 BARRANCA	26.500	26.018	27.588	29.994	31.243	31.243	31.972	31.972	31.972	31.972	31.972	31.972	31.972	31.972	34.411	36.343	36.343	36.343	36.343	36.343	36.343	36.343	36.343	36.343
C 100 CARTAGENA						31.243	31.972	31.972	31.972	31.972	31.972	31.972	31.972	31.972	35.311	37.305	37.305	37.305	37.305	37.305	37.305	37.305	37.305	37.305
C 100 APIAY						31.243	31.972	31.972	31.972	31.972	31.972	31.972	31.972	31.972	35.921	37.957	37.957	37.957	37.957	37.957	37.957	37.957	37.957	37.957
C 80 BARRANCA						24.532	25.094	25.094	25.094	25.094	25.094	25.094	25.094	25.094	26.965	28.453	28.453	28.453	28.453	28.453	28.453	28.453	28.453	28.453
C 80 CARTAGENA						24.532	25.094	25.094	25.094	25.094	25.094	25.094	25.094	25.094	27.658	29.194	29.194	29.194	29.194	29.194	29.194	29.194	29.194	29.194
C 80 APIAY						24.532	25.094	25.094	25.094	25.094	25.094	25.094	25.094	25.094	28.128	29.696	29.696	29.696	29.696	29.696	29.696	29.696	29.696	29.696
C 40 BARRANCA	11.000	10.820	11.483	12.445	12.945	12.945	13.236	13.236	13.236	13.236	13.236	13.236	13.236	13.236	14.244	15.017	15.017	15.017	15.017	15.017	15.017	15.017	15.017	15.017
C 40 CARTAGENA						12.945	13.236	13.236	13.236	13.236	13.236	13.236	13.236	13.236	14.601	15.398	15.398	15.398	15.398	15.398	15.398	15.398	15.398	15.398
C 40 APIAY						12.945	13.236	13.236	13.236	13.236	13.236	13.236	13.236	13.236	14.851	15.666	15.666	15.666	15.666	15.666	15.666	15.666	15.666	15.666
C 30 BARRANCA						11.102	11.343	11.343	11.343	11.343	11.343	11.343	11.343	11.343	12.193	12.830	12.830	12.830	12.830	12.830	12.830	12.830	12.830	12.830
C 30 CARTAGENA						11.102	11.343	11.343	11.343	11.343	11.343	11.343	11.343	11.343	12.490	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148
C 30 APIAY						11.102	11.343	11.343	11.343	11.343	11.343	11.343	11.343	11.343	12.690	13.362	13.362	13.362	13.362	13.362	13.362	13.362	13.362	13.362
C 20 BARRANCA	5.800	5.700	6.057	6.538	6.788	6.788	6.933	6.933	6.933	6.933	6.933	6.933	6.933	6.933	7.462	7.849	7.849	7.849	7.849	7.849	7.849	7.849	7.849	7.849
C 20 CARTAGENA						6.788	6.933	6.933	6.933	6.933	6.933	6.933	6.933	6.933	7.642	8.041	8.041	8.041	8.041	8.041	8.041	8.041	8.041	8.041
C 20 APIAY						6.788	6.933	6.933	6.933	6.933	6.933	6.933	6.933	6.933	7.763	8.170	8.170	8.170	8.170	8.170	8.170	8.170	8.170	8.170

Renglón	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Ene-04	Feb-04	Mar-04	Abr-04	May-04	Jun-04	Jul-04	Ago-04	Sep-04	Oct-04	Nov-04	Dic-04
1. Ingreso x Producto Gran Comercializador	1145	1145	1320	1428	1515	1539	1391	1391	1391	1391	1391	1391	1391	1391	1271	1271	1271	1407	1407	1407	1407	1407	1407	1407
2. Ingreso x Transporte Gran Comercializador	99	99	105	105	105,05	106,70	96,46	96,46	96,46	96,46	96,46	96,46	96,46	96,46	102	102	102	113	113	113	113	113	113	113
3. Margen para Seguridad	97	97	97	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	110	110	110	110	110	110	110
4. IVA por item 3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5. Precio Suministro al Comercializador Mayorista	1341,13	1341,13	1521,90	1637,27	1724,17	1749,68	1591,68	1591,68	1591,68	1591,68	1591,68	1591,68	1591,68	1591,68	1477,73	1477,73	1477,73	1630,16	1630,16	1630,16	1630,16	1630,16	1630,16	1630,16
6. Margen Comercializador Mayorista	68,88	68,88	74,01	74,01	74,01	74,01	74	74	74	74	74	74	74	74	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
7. Precio Suministro en Planta de Comercializador Mayorista	1410,01	1410,01	1595,91	1711,28	1798,18	1823,69	1665,69	1665,69	1665,69	1665,69	1665,69	1665,69	1665,69	1665,69	1556,34	1556,34	1556,34	1708,77	1708,77	1708,77	1708,77	1708,77	1708,77	1708,77
8. Márgenes para Distribución	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Ene-04	Feb-04	Mar-04	Abr-04	May-04	Jun-04	Jul-04	Ago-04	Sep-04	Oct-04	Nov-04	Dic-04
a) En carrotanque (Galón):	155	155	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177
b) Cilindro 100 lbs. (45 kg):	6236	6236	6699	6699	6699	6699	6699	6699	6699	6699	6699	6699	6699	6699	7117	7117	7117	7117	7117	7117	7117	7117	7117	7117
c) Cilindro 80 lbs. (34kg):	5270	5270	5662	5662	5662	5662	5662	5662	5662	5662	5662	5662	5662	5662	6015	6015	6015	6015	6015	6015	6015	6015	6015	6015
d) Cilindro 40 lbs. (18 kg):	2976	2976	3197	3197	3197	3197	3197	3197	3197	3197	3197	3197	3197	3197	3396	3396	3396	3396	3396	3396	3396	3396	3396	3396
e) Cilindro 30 lbs. (15kg):	2894	2894	3109	3109	3109	3109	3109	3109	3109	3109	3109	3109	3109	3109	3303	3303	3303	3303	3303	3303	3303	3303	3303	3303
f) Cilindro 20 lbs. (9 kg):	1827	1827	1963	1963	1963	1963	1963	1963	1963	1963	1963	1963	1963	1963	2085	2085	2085	2085	2085	2085	2085	2085	2085	2085
9. Precios Máximos al Público	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	Ene-04	Feb-04	Mar-04	Abr-04	May-04	Jun-04	Jul-04	Ago-04	Sep-04	Oct-04	Nov-04	Dic-04
CARROTANQUE ($/GL)	1.565	1.565	1.762	1.878	1.965	1.990	1.832	1.832	1.832	1.832	1.832	1.832	1.832	1.832	1.733	1.733	1.733	1.886	1.886	1.886	1.886	1.886	1.886	1.886
C100 BARRANCA	36.343	36.343	40.807	43.273	45.130	45.675	42.299	42.299	42.299	42.299	42.299	42.299	42.299	42.299	40.307	40.307	40.307	43.558	43.558	43.558	43.558	43.558	43.558	43.558
C 100 CARTAGENA	37.305	37.305	41.987	44.538	46.459	47.023	43.529	43.529	43.529	43.529	43.529	43.529	43.529	43.529	41.839	41.839	41.839	45.239	45.239	45.239	45.239	45.239	45.239	45.239
C 100 APIAY	37.957	37.957	42.673	45.273	47.232	47.807	44.246	44.246	44.246	44.246	44.246	44.246	44.246	44.246	42.251	42.251	42.251	45.692	45.692	45.692	45.692	45.692	45.692	45.692
C 80 BARRANCA	28.453	28.453	31.926	33.825	35.255	35.675	33.074	33.074	33.074	33.074	33.074	33.074	33.074	33.074	31.571	31.571	31.571	34.074	34.074	34.074	34.074	34.074	34.074	34.074
C 80 CARTAGENA	29.194	29.194	32.834	34.798	36.278	36.712	34.022	34.022	34.022	34.022	34.022	34.022	34.022	34.022	32.751	32.751	32.751	35.370	35.370	35.370	35.370	35.370	35.370	35.370
C 80 APIAY	29.696	29.696	33.361	35.363	36.871	37.314	34.572	34.572	34.572	34.572	34.572	34.572	34.572	34.572	33.069	33.069	33.069	35.718	35.718	35.718	35.718	35.718	35.718	35.718
C 40 BARRANCA	15.017	15.017	16.841	17.827	18.570	18.788	17.437	17.437	17.437	17.437	17.437	17.437	17.437	17.437	16.673	16.673	16.673	17.974	17.974	17.974	17.974	17.974	17.974	17.974
C 40 CARTAGENA	15.398	15.398	17.311	18.332	19.100	19.326	17.929	17.929	17.929	17.929	17.929	17.929	17.929	17.929	17.285	17.285	17.285	18.645	18.645	18.645	18.645	18.645	18.645	18.645
C 40 APIAY	15.666	15.666	17.586	18.626	19.410	19.640	18.215	18.215	18.215	18.215	18.215	18.215	18.215	18.215	17.450	17.450	17.450	18.827	18.827	18.827	18.827	18.827	18.827	18.827
C 30 BARRANCA	12.830	12.830	14.365	15.179	15.792	15.972	14.858	14.858	14.858	14.858	14.858	14.858	14.858	14.858	14.257	14.257	14.257	15.329	15.329	15.329	15.329	15.329	15.329	15.329
C 30 CARTAGENA	13.148	13.148	14.755	15.597	16.231	16.417	15.264	15.264	15.264	15.264	15.264	15.264	15.264	15.264	14.761	14.761	14.761	15.883	15.883	15.883	15.883	15.883	15.883	15.883
C 30 APIAY	13.362	13.362	14.980	15.838	16.484	16.674	15.499	15.499	15.499	15.499	15.499	15.499	15.499	15.499	14.898	14.898	14.898	16.033	16.033	16.033	16.033	16.033	16.033	16.033
C 20 BARRANCA	7.849	7.849	8.783	9.277	9.648	9.757	9.082	9.082	9.082	9.082	9.082	9.082	9.082	9.082	8.723	8.723	8.723	9.373	9.373	9.373	9.373	9.373	9.373	9.373
C 20 CARTAGENA	8.041	8.041	9.020	9.530	9.914	10.027	9.328	9.328	9.328	9.328	9.328	9.328	9.328	9.328	9.029	9.029	9.029	9.709	9.709	9.709	9.709	9.709	9.709	9.709
C 20 APIAY	8.170	8.170	9.157	9.677	10.069	10.184	9.471	9.471	9.471	9.471	9.471	9.471	9.471	9.471	9.112	9.112	9.112	9.800	9.800	9.800	9.800	9.800	9.800	9.800

Fuente: CREG
Elaboró : UPME

Este Libro se terminó de imprimir
en los talleres de Digitos & Diseños
en Bogotá D.C. Colombia
Julio de 2005

©



Libertad y Orden

República de Colombia

Ministerio de Minas y Energía

MEMORIAS AL CONGRESO NACIONAL 2004 - 2005

Luis Ernesto Mejía Castro

Ministro de Minas y Energía

Con el patrocinio de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME