

338.20986J

C718m

2007

71.1

000117

END

MEMORIAS

AL CONGRESO NACIONAL
2006 -2007

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Ministro

Hernán Martínez Torres

Viceministro

Manuel Fernando Maiguashca Olano

Secretaría General

Gilda Magaly Rueda de Higuera

Jefe Oficina Jurídica

Clara Stella Ramos Sarmiento

Jefe Oficina Control Interno

Amparo Villamil Mendieta

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

Camilo Quintero Montaña

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 Pérez Bedoya

Instituto Colombiano de Geología y Minería - INGEOMINAS
Mario Ballesteros Mejía

ENTIDADES VINCULADAS

ECOPETROL S.A.

Javier Genaro Gutiérrez Pemberthy

Empresa Colombiana de Gas - ECOGÁS

Carlos Alberto Gómez Gómez

Financiera Energética Nacional - FEN

Luz Esperanza Rojas Jiménez

OTRAS ENTIDADES

Interconexión Eléctrica S.A. ISA

Luis Fernando Alarcón Mantilla

ISAGEN S.A. E.S.P.

Luis Fernando Rico Pinzón

Empresa URRÁ S.A. E.S.P.

Alfredo Solano Berrío

Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P. GECELCA

Alfonso de Mares Colom

ÍNDICE

SIGLAS.....	9
CONVENCIONES – UNIDADES.....	11
CARTA REMISORIA.....	13
SECCIÓN A	
SECTOR HIDROCARBUROS.....	19
1. POLÍTICA SECTORIAL.....	20
2. AVANCES EN LAS METAS GENERALES DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO.....	22
2.1 CONTRATOS.....	22
2.2 EXPLORACIÓN.....	24
2.3 RESERVAS.....	32
2.4 PRODUCCIÓN.....	33
2.5 CONCESIÓN TELLO.....	35
3. REGALÍAS.....	35
3.1 DISTRIBUCIÓN DE REGALÍAS.....	35
4. ZONAS DE FRONTERA.....	37
4.1 ASPECTOS RELEVANTES POR DEPARTAMENTO.....	38
4.2 ACCIONES DE TIPO GENERAL.....	41
4.3 ACCIONES DE CONTROL.....	43
4.4 ASPECTOS A DESARROLLAR.....	42
5. TRANSPORTE.....	42
5.1 RESULTADOS.....	42
5.2 INVERSIONES.....	45
5.3 TARIFAS POR DISTANCIA.....	46
6. REFINACIÓN.....	46
7. SUMINISTRO Y MERCADEO.....	50
7.1 SATISFACCIÓN DE CLIENTES.....	52
8. TEMAS REGULATORIOS Y LEGALES.....	53
8.1 POLÍTICA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES.....	53
8.2 DECRETO 1333 DE 2007 - MODIFICACIÓN MARCO REGULATORIO DEL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS.....	57
8.3 REGLAMENTO DE TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES POR POLIDUCTO.....	59
8.4 DECRETO 386 DE 2007 – DECRETO ESTRUCTURAL FRONTERAS.....	59
8.5 REGLAMENTOS TÉCNICOS DE LA CADENA DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS.....	60
8.6 NORMAS TÉCNICAS SOBRE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	61
9. MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE LOS COMBUSTIBLES.....	61
10. BIOCMBUSTIBLES.....	62
10.1 PLANTA DE BIODIESEL DE ECOPETROL S.A.....	68
11. ESTUDIOS Y PROYECTOS ESPECIALES.....	68
11.1 ESTRATEGIA NACIONAL DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO.....	69
11.2 DISEÑO DE UNA POLÍTICA INTEGRAL DE PRECIOS PARA EL CASO COLOMBIANO.....	69
12. CAPITALIZACIÓN DE ECOPETROL.....	69
12.1 LINEAMIENTO DE CRECIMIENTO.....	70
13. FINANZAS.....	71
13.1 AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH.....	71
13.2 ECOPETROL S.A.....	72

SECCIÓN B	
SECTOR MINAS	77
1. MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR MINERO	78
1.1 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA	78
1.2 INGEOMINAS	78
1.3 GOBERNACIONES DELEGADAS	78
1.4 UPME	78
1.5 MINERCOL EN LIQUIDACIÓN	79
2. RESULTADOS MACROECONÓMICOS	79
2.1 VALOR ANUAL DE LA PRODUCCIÓN MINERA	79
2.2 PIB MINERO	79
2.3 EXPORTACIONES MINERAS	82
2.4 REGALÍAS E IMPUESTOS MINEROS	83
2.5 INVERSIÓN EXTRANJERA	83
3. EJECUTORIAS Y AVANCES DEL PERIODO 2006 - 2007	84
3.1 OBJETIVOS Y METAS PLAN NACIONAL DE DESARROLLO MINERO VISIÓN 2019	84
3.2 LÍNEAS PARA FACILITAR LA ACTIVIDAD MINERA	85
3.3 LÍNEAS DE FISCALIZACIÓN DEL APROVECHAMIENTO MINERO	99
3.4 CONTROL EFECTIVO DE LA ILEGALIDAD MINERA	101
3.5 LÍNEAS PARA PROMOVER EL DESARROLLO SOSTENIBLE EN LA MINERÍA	102
SECCIÓN C	
SECTOR ELÉCTRICO	107
1. PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2006 - 2025	108
2. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DURANTE AÑO 2006 HASTA MAYO 2007	108
2.1 OFERTA Y DEMANDA DE ELECTRICIDAD	108
2.2 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	108
3. COMISIÓN ASESORA DE COORDINACIÓN Y SEGUIMIENTO A LA SITUACIÓN ENERGÉTICA DEL PAÍS	114
4. MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA	115
4.1 AGENTES DEL MERCADO	115
4.2 TRANSACCIONES EN EL MERCADO	115
4.3 DEL CARGO POR CAPACIDAD AL CARGO POR CONFIABILIDAD	117
4.4 ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA	118
4.5 INFORME DE OPERACIÓN DEL SIN	120
4.6 COORDINACIÓN GAS - ELECTRICIDAD	122
5. PLAN DE EXPANSIÓN DE COBERTURA DE ELECTRICIDAD	123
6. GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	124
6.1 PROYECTO UPME-01-2003	125
6.2 PROYECTO UPME-02-2003	125
6.3 PROYECTO UPME-01-2005	126
6.4 RETOS PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DEL STN	127
6.5 FUTURAS CONVOCATORIAS PÚBLICAS	127
7. PERSPECTIVAS DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL	128
8. ELECTRIFICADORAS DEL GOBIERNO: EN LA RUTA DE LA CONSOLIDACIÓN	128
8.1 RESULTADOS	129
8.2 NUEVAS ACCIONES POR ADELANTAR	130
9. FONDOS DE FINANCIACIÓN	131
9.1 FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS- FSSRI	131
9.2 FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS RURALES INTERCONECTADAS - FAER	132
9.3 PROGRAMA DE NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS - PRONE	135
9.4 FONDO DE ENERGÍA SOCIAL - FOES	136
9.5 FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS- FAZNI	137
10. PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIZACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS	138
10.1 LOGROS ADMINISTRATIVOS DEL IPSE	138
10.2 PERSPECTIVAS DEL IPSE PARA EL SIGUIENTE AÑO	138
10.3 PLAN DE INVERSIONES 2007- PRINCIPALES PROYECTOS EN EJECUCIÓN PARA SOLUCIONES ENERGÉTICAS EN ZNI	138
10.4 PROYECTOS DE INVERSIÓN IPSE 2006	139
10.5 PROYECTOS EN ESTRUCTURACIÓN	139
10.6 PROYECTOS EN OPERACIÓN COMERCIAL	139
10.7 COMERCIALIZACIÓN	139
10.8 PLAN DE ENERGIZACIÓN RURAL	141
11. MARCO REGULADORIO SECTOR ELÉCTRICO	141
11.1 MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA	141

11.2 TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	142
11.3 DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	142
11.4 COMERCIALIZACIÓN	142
11.5 ZONAS NO INTERCONECTADAS	143
11.6 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN Y FÓRMULAS TARIFARIAS PARA SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	143
11.7 CONCENTRACIÓN EN LAS ACTIVIDADES DE ENERGÍA ELÉCTRICA	143
12. ENERGÍA NUCLEAR	143
12.1 CONTROL REGULADORIO DE LAS FUENTES DE RADIACIÓN	143
12.2 REGLAMENTACIÓN	144
12.3 TRATADOS INTERNACIONALES EN MATERIA NUCLEAR	144
12.4 ASISTENCIA TÉCNICA INTERNACIONAL	145
13. REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS	145
14. USO RACIONAL DE ENERGÍA Y FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA	145
14.1 USO RACIONAL DE ENERGÍA	146
14.2 PROGRAMA CONOCE	146
14.3 IMPLEMENTACIÓN DE ESTRATEGIAS DE USO RACIONAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR TRANSPORTE	146
14.4 GESTIÓN ENERGÉTICA EN EL SECTOR INDUSTRIA Y COMERCIO	147
14.5 NORMALIZACIÓN PARA APLICACIONES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS	147
14.6 EVALUACIÓN E INVENTARIOS DE LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA - FNCE	147
14.7 COMISIÓN INTERSECTORIAL PARA USO RACIONAL Y EFICIENTE DE ENERGÍA Y FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA	148
14.8 ACTIVIDADES RELACIONADAS CON LA EVALUACIÓN DE LA ORDEN AL MÉRITO URE	148
14.9 RETOS URE Y LAS FNCE	148
15. GESTIÓN AMBIENTAL	148
16. FINANCIERA ENERGÉTICA NACIONAL: PRINCIPALES REALIZACIONES	149
16.1 RESULTADOS FINANCIEROS	149
16.2 PRINCIPALES HECHOS DE LA GESTIÓN DE LA FEN DURANTE EL 2006	150
17. EVOLUCIÓN DE ISA Y DEL GRUPO ISA	151
17.1 EL GRUPO ISA	151
17.2 PRINCIPALES LOGROS DEL GRUPO ISA	152
17.3 INTERCONEXIÓN ELECTRICA S.A. - ISA	152
17.4 XM S.A. E.S.P.	154
17.5 PERSPECTIVAS Y COMPROMISOS A FUTURO DEL GRUPO ISA	155
18. GESTIÓN DE ISAGEN	156
18.1 RESULTADOS FINANCIEROS	156
18.2 GESTIÓN COMERCIAL	157
18.3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	157
18.4 GESTIÓN DE PROYECTOS	158
18.5 GESTIÓN FINANCIERA	159
18.6 GESTIÓN DE LA ORGANIZACIÓN	159

SECCIÓN D	
SECTOR GAS	161

1. RESERVAS DE GAS NATURAL	162
2. OFERTA DE GAS NATURAL	162
3. TRANSPORTE DE GAS NATURAL	163
3.1 SISTEMA DE TRANSPORTE DE LA COSTA - PROMIGAS S.A. E.S.P.	163
3.2 SISTEMA DE TRANSPORTE DEL INTERIOR	165
4. COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL	168
5. DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL	169
6. ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO PARA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED	170
7. FONDO ESPECIAL CUOTA DE FOMENTO	172
8. FONDO NACIONAL DE REGALÍAS	172
9. PROGRAMA DE GAS NATURAL VEHICULAR	173
10. FONDO DE SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS - DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES	175
11. PROGRAMA ENAJENACIÓN ACTIVOS, DERECHOS Y CONTRATOS DE ECOGAS	176
12. PRINCIPALES PROYECTOS DEL SECTOR GAS COMBUSTIBLE	176
12.1 INTERCONEXIÓN GASÍFERA COLOMBIA - VENEZUELA	176
12.2 PLAN DE MASIFICACIÓN DE GAS PARA EL DEPARTAMENTO DEL CESAR	177
12.3 PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO REGIONAL DEL ARIARI	178
12.4 OTROS PROYECTOS	178
13. ASPECTOS REGULATORIOS DE GAS NATURAL	178
13.1 MERCADO DE GAS	178

13.2	TRANSPORTE DE GAS	178
13.3	DISTRIBUCIÓN DE GAS	178
14.	SITUACIÓN DEL GAS LICUADO DEL PETRÓLEO	179
14.1	PRODUCCIÓN	179
14.2	VENTAS GLP	179
14.3	PROGRAMA DE GLP RURAL	181
14.4	PROGRAMA DE REPOSICIÓN DE CILINDROS PARA DISTRIBUCIÓN DE GLP	182
14.5	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS CILINDROS	183
14.6	ASPECTOS REGULATORIOS EN MATERIA DE GLP	183

SECCIÓN E

SECTOR ADMINISTRATIVO	185
-----------------------	-----

1.	EJECUCIÓN PRESUPUESTAL	186
2.	AHORROS EN GASTOS GENERALES	186
2.1	COMODATOS Y ARRENDAMIENTO	188
2.2	BAJA DE BIENES MUEBLES	188
2.3	MEJORAMIENTO DE INFRAESTRUCTURA	189
2.4	PROGRAMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS	189
3.	PARTICIPACION CIUDADANA EN EL EJERCICIO Y CONTROL DE LO PÚBLICO Y DE LUCHA CONTRA LA CORRUPCIÓN	190
4.	SISTEMAS DE GESTIÓN	192
4.1	SISTEMA DE DESARROLLO ADMINISTRATIVO 2006 - 2007	192
4.2	SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - MEJORAMIENTO CONTINUO	193
4.3	MODELO ESTÁNDAR DE CONTROL INTERNO - MECI	193
5.	DESARROLLO DEL TALENTO HUMANO	194
5.1	NOMBRAMIENTOS	194
5.2	PROGRAMAS DE BIENESTAR	194
5.3	COMPETENCIAS LABORALES	195
5.4	CAPACITACIÓN	195
5.5	PROGRAMA DE RENOVACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA - PRAP	195
6.	MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA INFORMÁTICA	195
6.1	ACTUALIZACIÓN DE LA PLATAFORMA DE CÓMPUTO	195
6.2	MODERNIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA INFORMÁTICA	195
6.3	SISTEMAS DE INFORMACIÓN	196
6.4	CONTINUIDAD DEL ESQUEMA DE SEGURIDAD INFORMÁTICA	196
7.	RECUPERACIÓN DE CARTERA	196

SECCIÓN F

INFORME OFICINA CONTROL INTERNO	197
---------------------------------	-----

1.	GESTIÓN DE LA OFICINA DE CONTROL INTERNO	198
2.	EVALUACIONES	198
2.1	SISTEMA DE CONTROL INTERNO	198
2.2	MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA	200
2.3	SISTEMA DE CONTROL INTERNO CONTABLE	200
2.4	DERECHOS DE AUTOR SOBRE SOFTWARE	201
2.5	OBLIGACIONES LEGALES DE LAS OFICINAS DE CONTROL INTERNO	201
2.6	PROCESO DE CONTRATACIÓN	201
2.7	EVALUACIÓN A OTRAS ÁREAS ORGANIZACIONALES	202
2.8	CONVENIOS ELÉCTRICOS 1993 - 1999	202
2.9	PLAN DE MEJORAMIENTO CON LA CONTRALORÍA	202
2.10	PLAN DE MEJORAMIENTO INSTITUCIONAL	203
2.11	PROFESIONALIZACIÓN DE LA PLANTA DE PERSONAL	203
2.12	VERIFICACIÓN CUMPLIMIENTO NORMAS DE AUSTRERIDAD AL INTERIOR DEL MINISTERIO	203
2.13	AUSTRERIDAD SECTORIAL EN GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	204

ANEXOS	205
--------	-----

ANEXO LEGAL	207
ANEXO ESTADÍSTICO	213
HIDROCARBUROS	215
MINAS	233
ENERGÍA ELÉCTRICA	251
GAS COMBUSTIBLE	273

SIGLAS

ACCI	Agencia de Cooperación Internacional de Colombia	CENS	Centrales Eléctricas de Norte de Santander
ACDI	Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional	CEPAL	Comisión Económica de las Naciones Unidas para América Latina y el Caribe
ACEM	Aceite Combustible Ecológico para Motor	CERI	Instituto Canadiense de Investigación Energética (Canadian Energy Research Institute)
ACIEM	Asociación Colombiana de Ingenieros Eléctricos, Mecánicos y Afines	CHEC	Corporación Hidroeléctrica de Caldas
ACOLGEN	Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica	CIB	Complejo Industrial de Barrancabermeja
ACP	Asociación Colombiana de Petróleos	CIURE	Comité Interinstitucional para el Uso Racional de Energía
ACPM	Aceite combustible para motores	CMC	Catastro Minero Colombiano
AGC	Control automático de generación	CMSA	Cerro Matoso S.A.
ALC	Aceite liviano de ciclo	CND	Centro Nacional de Despacho
ALCA	Área de Libre Comercio para las Américas	CNO	Consejo Nacional de Operación
ANDI	Asociación Nacional de Industriales	CNR	Comisión Nacional de Regalías
ANFALIT	Asociación Nacional de Fabricantes de Ladrillo y Derivados de la Arcilla	CODECHOCÓ	Corporación Autónoma del Chocó
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos	CODENSA	Comercializadora y Distribuidora de Energía
AOM	Administración, Operación y Mantenimiento	COLCIENCIAS	Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología CONFIS
APDEA	Acto Andino de Intercambio, Promoción y Erradicación de la Droga (Andean Trade, Promotion and Drug Eradication Act)	CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social
API	Escala que expresa la densidad relativa de un hidrocarburo líquido	CORCALI	Comité Operativo Regional de Cali
API	Instituto Americano de Petróleo (American Petroleum Institute)	CORANTIOQUIA	Corporación Autónoma Regional de Antioquia
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales	CORELCA	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
ASOGRAVAS	Asociación de Areneros y Gravilleros de Colombia	CORMAGDALENA	Corporación Autónoma Regional del Río Grande la Magdalena
ASOMINEROS	Asociación Colombiana de Mineros	CORPOAMAZONIA	Corporación Autónoma Regional del Amazonas
BOMT	Construcción Operación Propia, Mantenimiento y Transferencia (Build-Own-Operate Ow Maintenance and Transfer)	CORPOBOYACÁ	Corporación Autónoma Regional de Boyacá
BP	British Petroleum	CORPOCHIVOR	Corporación Autónoma de Chivor
BPIN	Banco de Programas y Proyectos de Inversión Nacional	CORPOGUAVIO	Corporación Autónoma del Guavio
BRASPETRO	Petróleos del Brasil	CORPOMACARENA	Corporación para el desarrollo sostenible del área de manejo especial de la Macarena
CADAFE	Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico	CORPORINOQUIA	Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia
CAFAZNI	Comité de Administración del Fondo de Apoyo para la Energización de Zonas No Interconectadas	CORPOURABÁ	Corporación Autónoma de Urabá
CAM	Centros Ambientales Mineros	CPR	Contratos de Participación y Riesgo
CAMMA	Conferencia Anual de Ministerios de Minería de las Américas CAN Comunidad Andina de Naciones	CRD	Centro Regional de Despacho
CANREL	Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad	CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CAPM	Consejo Asesor de Política Minera	CRT	Capacidad Teórica de Cuentas
CAR	Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca	CZN	Cerrejón Zona Norte
CARBOCOL	Carbones de Colombia S.A. en liquidación	DAFP	Departamento Administrativo de la Función Pública
CAR	Cooperaciones Autónomas Regionales	DAM	Distrito Alto Magdalena
CASEC	Comité Ambiental del Sector Eléctrico	DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
CDC	Carbones del Cerrejón	DANSOCIAL	Departamento Administrativo Nacional de la Economía Solidaria
CEDELCA	Centrales Eléctricas del Cauca	DES	Duración de las fallas contabilizadas del servicio de Energía Eléctrica
CEDENAR	Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	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	ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificaciones
DTF	Depósitos a término fijo	ICP	Instituto Colombiano de Petróleos
E&L	Integridad Operativa, Energía y Pérdidas	ICPC	Instituto Colombiano de Productores de Cemento
E&P	Actividad Exploratoria y de Producción	ICRP	Comisión Internacional de Protección Radiológica
EADE	Empresa Antioqueña de Energía	IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
EBSA	Empresa de Energía de Boyacá	IFI	Instituto de Fomento Industrial
ECOCARBÓN	Empresa Colombiana de Carbones	IFO	Combustible para Calderas
ECOGAS	Empresa Colombiana de Gas	IGBC	Índice General de la Bolsa de Colombia
ECOPETROL	ECOPETROL S.A.	Indicadores Salomón: Son aquellos que miden la eficiencia del proceso de refinación	
EDEQ	Empresa de Energía del Quindío	INEA	Instituto Nacional de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas
EEB	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá	INGEOMINAS	Instituto Colombiano de Geología y Minería
EEC	Empresa de Energía de Cundinamarca	INTERCOR	Corporación Internacional de Recursos Colombianos (International Colombian Resources Corporation)
EPPM	Empresas Públicas de Medellín	IPC	Índice de precios al consumidor
EIA	Energy International Agency Agencia Internacional de Energía	IPP	Índice de precios al productor
ELECTRICARIBE	Electrificadora del Caribe S.A.	IPSE	Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas
ELECTROCAQUETA	Electrificadora del Caquetá	ISA	Interconexión Eléctrica S.A. ESP
ELECTROCOSTA	Electrificadora de la Costa Atlántica	ISAGEN	Interconexión Eléctrica S.A. Generadora
ELECTROHUILA	Electrificadora del Huila	IVA	Impuesto al valor agregado
ELECTROLIMA	Electrificadora del Tolima en liquidación	JET-A1	Turbocombustible para Aviación
EMICAUCA	Empresa Minera Indígena del Cauca	LAC	Liquidador y administrador de cuentas
EMSA	Empresa de Energía del Meta	MDL	Mecanismos de desarrollo limpio
ENAGAS	Empresa Nacional de Gas de España	MEM	Mercado de Energía Mayorista
ENERTOLIMA	Compañía Energética del Tolima	MERIT	Mantenimiento y Confiabilidad
ENELAR	Empresa de Energía de Arauca	MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
EPSA	Empresa de Energía del Pacífico	MINER S.A.	Minera El Roble S.A.
ESP	Empresa de Servicios Públicos	MINERCOL	Empresa Nacional Minera Ltda en liquidación
ESSA	Empresa de Energía de Santander	NBI	Necesidades básicas insatisfechas
ETESA	Empresa de Transmisión de Panamá	OCENSA	Oleoducto Central S.A.
EVA	Indicadores de Valor Económico Agregado	OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
Factor R	Rentabilidad del Proyecto	OLADE	Organización Latino Americana de Energía
FAEP	Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera	OLAMI	Organización Latinoamericana de Minería
FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales Interconectadas	OMC	Organización Mundial de Comercio
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas	OR	Operadores de red
FBM	Formato Básico para Captura de Información Minera	OXY	Occidental de Colombia
FEDESMERALDAS	Federación Nacional de Esmeraldas	P&G	Pérdidas y ganancias
FEN	Financiera Energética Nacional	PAZ DEL RÍO S.A.	Acerías Paz del Río S.A.
FENALCARBON	Federación Nacional de Carboneros de Colombia	PCBs	Contaminantes orgánicos persistentes
FES	Frecuencia de las Fallas Contabilizadas del servicio de energía eléctrica	PCH	Pequeña central hidroeléctrica
FIP	Fondo de Inversiones para la Paz	PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía	PEMEX	Petróleos de México
FNR	Fondo Nacional de Regalías	PEN	Plan Energético Nacional
FOES	Fondo de Energía Social	PETROBRAS	Petróleos del Brasil
FONADE	Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo	PETROECUADOR	Petróleos del Ecuador
FOREC	Fondo de Reconstrucción del Eje Cafetero	PETROSANTANDER	Petróleos de Santander
FSSRI	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos GBS Gases de Boyacá y Santander	PGN	Presupuesto General de la Nación
GENSA	Gestión Energética S.A.	PIB	Producto Interno Bruto
GLP	Gas Licuado del Petróleo	PMD	Plan maestro de desarrollo
GNC	Gas Natural Comprimido	PNDM	Plan Nacional de Desarrollo Minero
GNCV	Gas Natural Comprimido Vehicular	PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
GNV	Gas Natural Vehicular	PMA	Plan de Manejo Ambiental
GRT	Grupos Regionales de Trabajo	POT	Plan de Ordenamiento Territorial
GTOR	Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores	PPA	Acuerdo de compra de energía (Power purchase agreement)
GTZ	Cooperación Técnica Alemana	PROEXPORT	Fondo de Promoción de Exportaciones
HMR	Gerenciamiento de Hidrocarburos	PROURE	Programa de uso racional de energía
HSE	Salud e higiene y seguridad industrial		
IBA	Índice Anual de Bursatilidad Accionaria		

PTO	Plan de Trabajos y Obras	SNIE	Sistema Nacional de Información Estadística
RD	Valor de los impuestos y regalías distribuidas	SSEPI	Sistema de Seguimiento y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública
REP	Red de Energía del Perú	SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
Res.	Resolución	STN	Sistema de Transmisión Nacional
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas	STR	Sistema de Transmisión Regional
RUT	Reglamento Único de Transporte	SUI	Sistema Único de Información
S/E	Sub Estación	SUIIME	Sistema Único de Información del Ministerio de Minas y Energía
SAMA	Salinas Marítimas de Manaure	TEBSA	Termobarranquilla S.A.
SCADA	Control de Supervisión y Adquisición de datos (Supervisory Control and Data Acquisition)	TIES	Transacciones Internacionales de Electricidad
SDL	Sistemas de distribución local	TRM	Tasa representativa del mercado
SEC	Sistema Electrónico de Contratos	UMACRO	Unidad de Análisis Macroeconómico
SENA	Servicio Nacional de Aprendizaje	UNR	Usuarios No Regulados
SIAL	Sistema de Áreas Libres	UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
SIC	Sistemas de Intercambios Comerciales	URE	Uso racional y eficiente de energía
SIEC	Sistema de Información Eléctrico Comercial	URRA	Empresa Multipropósito URRA S.A.
SIGOB	Sistema de Programación y Gestión de Metas Residenciales	USGS	Servicio Geológico de los Estados Unidos
SIMCO	Sistema de Información Minero Colombiano	WACC	Costo promedio ponderado de capital
SIMEC	Sistema de Información Minero Energético Colombiano	WTI	Precio internacional de referencia de petróleo crudo (West Texas intermediate)
SIN	Sistema de Interconexión Nacional	ZARPE	Permiso de navegabilidad expedido por la DIMAR o autoridad competente
SINGEO	Sistema de Información Geocientífica de Ingeominas	ZNI	Zona no Interconectada
SMMLV	Salarios mínimos mensuales legales	2D	2 Dimensiones

CONVENCIONES UNIDADES

3D	3 Dimensiones	MBPD	Millones de barriles por día
BEP	Barriles equivalentes de petróleo	MBEP	Millones de barriles equivalentes de petróleo
BI	Barril	MBTU	Millón de unidades térmicas inglesas
BPD	Barriles por día	Mm3	Millones de metros cúbicos
BPDC	Barriles por día calendario	MPC	Millones de pies cúbicos
BTU	Unidad térmica inglesa (British thermal unit)	MPDC	Millones de pies cúbicos por día calendario
CAR	Refinería de Cartagena	Mt	Millones de toneladas
g	Gramo(s)	MVA	Megavoltamperios
gal	Galón	MVAr	Megavoltamperios reactivos
GPC	Giga pies cúbicos	MW	Megavatios
GWh	Gigavatios hora	Oz troy	Onzas troy
ha	Héctarea(s)	PC	Pie cúbico
HP	Caballos de fuerza	PCBs	Bifenilos policlorinados
KBDC	Miles de barriles por día calendario	PCD	Pie cúbico por día
KBLS	Miles de barriles	rms	Valor eficaz de la onda
KBPD	Miles de barriles de petróleo diarios	RUT	Reglamento único de transporte
kg	Kilogramo	S/E	Sub estación
km	Kilómetro(s)	t	Tonelada(s)
km2	Kilómetro cuadrado	Tcal	Teracalorías
KPDC	Miles de pies cúbicos por día calendario	TEC	Toneladas equivalentes de carbón
kt	Miles de toneladas	TEP	Toneladas equivalentes de petróleo
kV	Miles de voltios	TJ	Terajulios
kWh	Kilovatios Hora	TPC	Terapias cúbicas
L	Litro(s)	US\$	Dólares
lb	Libra(s)	US\$/BI	Dólares por barril
M\$	Millones de pesos	US\$/KPC	Dólares por miles de pies cúbicos
MUS\$	Millones de dólares	US\$/MBTU	Dólares por millón de unidades térmicas inglesas
m3	Metros cúbicos		
mA	Miliamperios		
MBLS	Millones de barriles		

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, presento al Honorable Congreso de la República el informe de actividades del Ministerio de Minas y Energía correspondiente al periodo comprendido entre julio de 2006 y julio de 2007.

Las Memorias al Congreso presentan un balance de las principales acciones que se adelantaron en cada una de las áreas del sector minero energético colombiano.

En materia de hidrocarburos, además de la expedición de la Ley 1118 de 2006 que autorizó la capitalización de Ecopetrol S.A, las acciones se orientaron principalmente asegurar el abastecimiento en materia de hidrocarburos, propiciando la competitividad y 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, así como en el desarrollo del programa de biocombustibles en Colombia. En este sentido, desde hace más de una década algunas entidades del país, organizaciones no gubernamentales, gremios, el sector energético y ambiental y algunas entidades educativas se han venido integrando al desarrollo de las fuentes de energía no convencionales, entre ellas la biomasa, la energía eólica, la geotérmica, el alcohol carburante y más recientemente el biodiesel. Este interés es mundial y hace parte de las políticas ambientales y energéticas internacionales.

La producción y masificación del uso de los biocombustibles tiene varios objetivos y se fundamenta en el abastecimiento energético y en disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, adicional a los benéficos sociales, ambientales y económicos que se pueden obtener con la generación de empleos permanentes, el fortalecimiento del sector agrícola y de las economías regionales, el desarrollo agroindustrial, el mejoramiento de la calidad del aire y la sustitución de cultivos ilícitos, entre otros beneficios.

Durante el 2006 se continuó con una dinámica creciente en materia de actividad exploratoria en el país. Se firmaron 44 contratos de exploración y producción, se alcanzaron 26.491 kilómetros equivalentes de símica 2D y se perforaron 56 pozos exploratorios, siendo estas las cifras más altas en los últimos 20 años de historia del país, un claro reflejo de que el país va por la senda correcta para garantizar en el futuro su doble condición de autosuficiente y exportador de hidrocarburos.

De otro lado, los avances en lo corrido del 2007 muestran que los resultados para el presente año serán superiores en algunos ítems frente a los alcanzados el año anterior: se espera perforar cerca de 70 pozos exploratorios, suscribir una cantidad de contratos de exploración y producción similares a

los del año 2006, en lo cual se destaca el avance de las rondas licitatorias para áreas exploratorias, en especial la Ronda Caribe y la de crudos pesados que deben tener contratos asignados en firme entre el último trimestre del presente año y el primer trimestre del 2008, y que se corran más de 11.000 kilómetros equivalentes de sísmica 2D.

Por supuesto, todas estas acciones así como las adelantadas en años anteriores, permiten estabilizar la declinación de las reservas y la producción de hidrocarburos del país; en lo corrido del presente año la producción alcanza los 520.400 barriles por día, que si bien es cierto es inferior a la alcanzada durante el 2006 (527.400 barriles por día), es superior a la proyección de 516.000 barriles por día prevista para el presente año.

Las reservas probadas de petróleo del país a diciembre 31 de 2006 eran de 1.509,4 millones de barriles, lo que muestra una reposición de reservas del 128% comparado con la producción total del año que fue de 192,5 millones de barriles; esto corresponde a un incremento de las reservas probadas durante el 2006 de 246,14 millones de barriles, equivalentes a una relación reservas/producción (Factor R/P) de 7,8 años. Este incremento con respecto a los 7,6 años para el 2005 y 7 años para el 2004, se debe a los mayores niveles de producción obtenidos durante el 2006, los cuales permitieron que las proyecciones de la pérdida de autosuficiencia en el país se extiendan hasta el 2014.

En lo que a la capitalización de Ecopetrol S.A se refiere, con la expedición en diciembre pasado de la Ley 1118 de 2006, en la cual se autoriza, entre otros, la emisión de acciones para que sean colocadas en el mercado y puedan ser adquiridas por personas naturales y jurídicas, Ecopetrol S.A., en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, está desarrollando las actividades tendientes a capitalizar la empresa hasta en un 20% de su valor patrimonial, garantizando así que la Nación conserve como mínimo el 80% de las acciones en circulación, con derecho a voto y con el fin de destinar prioritariamente esos recursos a la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos. En septiembre del presente año se espera estar realizando la primera ronda de colocación de acciones prevista para el efecto.

De otra parte, se ha continuado con la política de determinación de los precios internos de la gasolina motor corriente y ACPM con base en los costos de oportunidad, medidos estos a partir de la paridad exportación, lo cual se convierte en una política responsable con el manejo de los escasos recursos de inversión social del Estado, y a su vez permite dar señales apropiadas a los usuarios respecto al costo real y de oportunidad de producción y comercialización de dichos combustibles, y a los agentes de la cadena de distribución en la búsqueda de promoción de la expansión de infraestructura de la producción, venta y comercialización de dichos bienes.

De acuerdo con lo anterior, en el cálculo de los precios bajo la metodología de costos de oportunidad paridad exportación, se toman como referencia los precios de mercado en la Costa del Golfo de los Estados Unidos de los productos de calidad colombiana y los costos de transporte entre la costa colombiana y la Costa del Golfo, los cuales se descontarán dependiendo del caso de cada producto y que reconoce hoy el mercado como costo de oportunidad a los mismos. Como ejemplo, el mercado hoy reconoce a los países latinoamericanos el costo de oportunidad paridad exportación del diesel como el índice del Golfo en la Costa del Golfo, e inclusive reconoce un premium adicional por encima de dicho índice.

Ahora bien, con el fin de mitigar el impacto del proceso de ajuste de precios, se definirán sendas de desmonte de los subsidios implícitos que no irán más allá de junio de 2008 para la gasolina y de junio de 2009 para el diesel, tomando como referencia la diferencia entre el ingreso al productor nacional y los precios spot de los señalados productos en el mercado internacional. Una vez alcanzados los anteriores procesos se seguirían utilizando los precios spot, a su vez que se evaluaría la liberación de los precios de la gasolina corriente y el diesel buscando implementar mecanismos que permitan mitigar los efectos de la volatilidad de los precios.

En este sentido, para la fijación de los precios de los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio del año en curso, se continuó con la política de desmonte gradual de los subsidios a los

combustibles bajo el esquema mencionado anteriormente, en donde al primero de junio de 2007 el precio de referencia en la Costa del Golfo para la gasolina corriente es de US\$69,61 por barril, que corresponde al 73,4% del costo de oportunidad de la gasolina, que es de US\$93,58 por barril. En el caso del ACPM, el precio de referencia del mismo en la Costa del Golfo corresponde a US\$ 66,90 por barril, equivalente a un 83,5% del costo de oportunidad del ACPM que es de US\$79,94 por barril.

Por otra parte, en desarrollo del programa de biocombustibles en el país, hoy ya en el 75% de las gasolinas que se distribuyen en el territorio nacional se mezcla alcohol carburante al 10%, con un consumo estimado de 950.000 litros por día, y se tienen 5 destilerías en producción y más de 10 proyectos adicionales a nivel país en fase de conceptualización, que permitirían cubrir el déficit de la demanda nacional a un 10% de mezcla y avanzar a porcentajes superiores hacia el año 2012, además de abrir un escenario de exportación a otras naciones que vean en este proyecto, al igual que Colombia lo hace, un elemento de desarrollo social y sostenible.

A partir del primero de junio del año en curso, con la entrada de la biogasolina a los departamentos de Santander, sur del Cesar y Norte de Santander, en forma provisional mientras se finiquita el proceso de importación de combustibles provenientes de la República de Venezuela, se incrementó a 16 el número de departamentos que tienen mezclas del 10% de alcohol carburante con las gasolinas.

De otro lado, en lo que a las mezclas de biodiesel al 5% con el diesel de origen fósil se refiere, en la regulación vigente se señala que a más tardar el primero de enero del 2008, se deberá distribuir la referida mezcla en las principales ciudades del país, fecha que hoy y de acuerdo con las excelentes perspectivas del programa, se ha adelantado para el mes de agosto en la Costa Atlántica y a más tardar en el mes de marzo para el resto del país. Con base en las señales tributarias, regulatorias, de calidad de producto, de precios y técnicas que el Gobierno Nacional ha expedido, hoy somos optimistas por cuanto se tienen ya en curso cerca de 9 proyectos de producción de biodiesel a partir de aceite de palma en diversas regiones de la geografía nacional, e inclusive con participación en uno de ellos de Ecopetrol S.A. con inversiones que superarán los US\$20 millones y que le apuntan a producir cerca de 2 millones de litros de biodiesel por día, que permitirán cubrir la demanda del país hasta un 20% de mezcla e inclusive pensar en mercados de exportación, adicional a los más de 100.000 empleos sostenibles a partir de este proyecto y los más de 400.000 colombianos que tendrían en el biodiesel un sustento.

Es de resaltar que entre el 2006 y lo corrido del presente año se dieron importantes avances al expedirse ajustes a la nueva regulación del sector de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, la cual contribuye al desarrollo del mismo, estableciéndose claridad en las reglas de juego para todos los agentes participantes y mayores condiciones de seguridad, confiabilidad y calidad en beneficio del consumidor final.

Por otra parte, como resultado de la estrategia integral implementada, se continuó reduciendo de manera importante el hurto de combustibles. A 31 de diciembre de 2006 en promedio se tenían pérdidas de 942 barriles por día, 6.328 barriles por día menos que los 7.270 barriles por día que se registraron durante el 2002.

Los 586 barriles por día en promedio a abril 30 de 2007 significan una reducción del 38% en relación a 2006 (942 barriles por día) y 92% en relación a 2002 cuando se tuvo el valor más alto de la historia.

En cuanto al sector de gas combustible, se han dado eventos de gran relevancia que inciden en el desarrollo del sector y en la calidad de vida de los colombianos.

A la fecha de corte de este informe, la cobertura se aproxima a los 4'400.000 usuarios conectados al servicio, pertenecientes al sector no regulado y en un alto porcentaje pertenecientes a los estratos 1, 2 y 3. Se destaca como hecho importante el número de vehículos convertidos que aumentó en 70% en el último año.

Con relación al abastecimiento futuro de gas natural, es de gran importancia mencionar que este año se dio la suscripción del contrato de suministro de gas entre Colombia y Venezuela, lo cual permitirá

a nuestro país garantizar el suministro para consumo interno de hasta 150 MPCD durante 16 años, contados a partir del 2011.

También es de resaltar el aporte de los Fondos Cuota de Fomento y Nacional de Regalías, que durante el segundo semestre 2006 aprobaron \$9.000 millones, mientras en el primer semestre de 2007 aprobaron \$15.200 millones para ejecución de proyectos de gas combustible en diferentes municipios del territorio colombiano.

La venta de los activos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas a la Empresa de Energía de Bogotá y la constitución de la empresa Transportadora de Gas del Interior, se constituyó en otro hecho relevante para la economía y el desarrollo del sector.

Igualmente se destaca que dentro del programa de reposición y mantenimiento de cilindros, se han repuesto aproximadamente 3 millones de cilindros para distribución de GLP.

La dinámica que ha venido registrando la industria minera en los últimos años, se evidencia en el mejoramiento de los principales indicadores sectoriales, los cuales muestran que la minería viene incrementando su participación en la economía nacional, constituyéndose en una importante fuente de empleo y desarrollo para las regiones y el país.

El valor promedio anual de la producción minera durante el período 2003-2006 fue de \$2,8 billones¹, destacándose el valor de la producción de carbón, el cual pasó de \$1.304 billones en el 2003, a \$1.764 billones en el 2006.

Igualmente, durante el período señalado las exportaciones mineras tuvieron un crecimiento promedio anual del 28%, incrementándose la participación de la minería en el comercio internacional del país, al representar cerca del 20% del total de los bienes exportados.

Lo anterior es reflejo de los cambios introducidos por el Código de Minas al favorecer la realización de nuevas inversiones, las alzas registradas en los precios internacionales del carbón, los metales preciosos, el ferróníquel y los metales básicos, y la confianza que se ha generado en el país para el flujo de nuevas inversiones directas en minería.

Buscando contribuir al logro de la visión de futuro plasmada en el Plan Nacional de Desarrollo Minero Visión 2019, el Ministerio de Minas y Energía formuló en el 2006 tres políticas articuladas para el sector minero, que se vienen ejecutando: Una política de "Administración del recurso minero", orientada a mejorar la respuesta de la institucionalidad minera frente a los empresarios y potenciales inversionistas; una política de "Promoción del país minero", que busca promover la actividad minera como renglón productivo de la economía nacional, atrayendo nuevas y mayores inversiones; y una política de "Mejoramiento de la productividad y competitividad del sector minero", enfocada al segmento de minería a pequeña y mediana escala, caracterizado por un incipiente desarrollo minero.

Adicionalmente, en el campo social se ha avanzado en el trámite de 11 solicitudes de áreas de reserva especial para la explotación de arcillas, carbón y material de arrastre en distintos departamentos, incluyendo la realización de visitas técnicas de reconocimiento geológico-minero y de delimitación de las áreas de reservas especiales solicitadas.

Con todas estas acciones, el Ministerio de Minas y Energía, y sus entidades adscritas y vinculadas para el sector minero, en su rol de facilitador, fiscalizador del cumplimiento de las obligaciones contractuales, y promotor de los aspectos atinentes a la industria minera, vienen adelantando la ejecución de estrategias en pro del crecimiento y competitividad del sector minero, como contribución al mejoramiento de las condiciones de vida no sólo de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los proyectos mineros, sino de las de todos los habitantes del país.

En el sector de energía se continuó en la consolidación de las políticas regulatorias en todos los eslabones de la cadena de la prestación de servicio de energía eléctrica, dentro de las cuales se

¹ A pesos constantes de 1994

destaca la expedición del nuevo esquema de Cargo por Confiabilidad, mediante el cual se introduce un mecanismo de mercado que permite garantizar en el largo plazo la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia a precios eficientes. El Cargo por Confiabilidad se soporta en las denominadas Obligaciones de Energía Firme, lo cual incentiva el uso de recursos disponibles en el país como el potencial hidroenergético y el carbón, primordialmente.

En el 2006, el Gobierno Nacional en cumplimiento de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y el Plan Nacional de Desarrollo (Ley 812 de 2003) entregó \$205.859 millones a través del Presupuesto General de la Nación y se redistribuyeron \$56.000 millones de recursos de excedentes de contribuciones del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, para cubrir el total de los subsidios de los usuarios del servicio de energía eléctrica de los estratos socioeconómicos con bajos ingresos. En cuanto al servicio de gas combustible por red física de tubería, se redistribuyeron el total de los recursos excedentes de contribución del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos para cubrir el déficit en subsidios por valor de \$36.738 millones.

A mayo de 2007 se han distribuido recursos de excedentes de la contribución generados por las empresas superavitarias a través Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, por valor de \$165.757 millones para el sector eléctrico y \$15.000 millones para el sector gas combustible distribuido por red de tubería.

En cumplimiento con la normatividad establecida, en el 2006 se giraron recursos del Fondo de Energía Social para las Áreas Especiales, reportadas por los comercializadores de energía por un valor de \$161.100,4 millones y se benefició un promedio de 2'062.114 usuarios-mes. Para el 2007 se han distribuido recursos por valor de \$74'708.8 millones y se han beneficiado un promedio de 2'267.252 usuarios-mes.

En el año 2006 el Comité de Administración del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas- FAER asignó recursos por \$39.618 millones beneficiando a 7287 usuarios potenciales del servicio. Para la vigencia 2007 el Comité ha asignado \$18.668 millones beneficiando a un total de 3550 usuarios potenciales. Como parte de los recursos del FAER se encuentra el Programa de Normalización de Redes Eléctricas de acuerdo con el Artículo 63 de la Ley 812 de 2003, que busca la optimización del servicio y reducir las pérdidas no técnicas asociadas a los Barrios Subnormales, donde el Comité de Apoyo para la Administración del PRONE aprobó recursos en la vigencia 2006 por mas de \$6.500 millones beneficiando a 5595 usuarios.

En cuanto al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas, FAZNI, durante el 2006 se distribuyeron recursos para financiación de infraestructura en las ZNI por un total de \$29.500 millones en ocho departamentos. Con ello se beneficiaron 12.675 usuarios de menores ingresos en las zonas no interconectadas del país. Para el 2007 se asignó un presupuesto de \$59.102 millones.

El Ministerio de Minas y Energía, en el ámbito empresarial, ha continuado con la labor de saneamiento y posicionamiento de sus empresas de energía en el último año, obteniendo todas por primera vez en su historia utilidades operativas por más de \$178.000 millones. Las cifras reflejan los buenos resultados obtenidos en materia comercial, operativa y administrativa.

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,

HERNÁN MARTÍNEZ TORRES
Ministro de Minas y Energía

SECCIÓN A

SECTOR HIDROCARBUROS

1. POLÍTICA SECTORIAL

Los resultados obtenidos durante el 2006 y lo que se lleva en lo corrido del 2007 han sido muy satisfactorios y demuestran el éxito en la aplicación de las estrategias, en lo que hace referencia a política petrolera.

Las actividades del Ministerio durante el periodo continuaron enmarcadas en las políticas del Plan Nacional de Desarrollo, las cuales están direccionadas asegurar el abastecimiento en materia de hidrocarburos y al cumplimiento de los siguientes objetivos estratégicos:

IMPUSO A LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS, A TRAVÉS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS SIGUIENTES ACCIONES:

- o El aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos; para ello se revisará el alcance del Decreto Ley 1760 de 2003, buscando fortalecer la separación de competencias en materia de formulación de políticas públicas, regulación, ejecución y control de las actividades sectoriales.
- o La intensificación por parte de la ANH de las labores de promoción y asignación de áreas para la exploración y producción de hidrocarburos. Así mismo, se proseguirá monitoreando la viabilidad de las operaciones que desarrolla la industria petrolera en el país, dando continuidad a las estrategias de seguridad y a mecanismos como el acuerdo Gobierno - Industria. De esta manera, se tendrán las siguientes metas para el presente cuatrienio: (1) suscribir en promedio 30 nuevos contratos anuales de exploración y producción; (2) adquirir 32.000 kilómetros equivalentes de sísmica en dos dimensiones; y (3) lograr la perforación de, en promedio, 40 nuevos pozos exploratorios por año (pozos A-3). De otro lado, la financiación y puesta en marcha de proyectos de upgrading y transporte de crudos pesados, y de explotación incremental de reservas de crudo en campos maduros, descubiertos no desarrollados o inactivos, serán desarrolladas por inversionistas estratégicos.
- o El Ministerio de Minas y Energía promoverá el desarrollo de proyectos de explotación integrada de campos de producción de gas, para lo cual estudiará ajustes en las regalías aplicables a este tipo de proyectos, en especial en lo relacionado con la inyección de gas entre campos para optimizar la explotación del recurso. En igual sentido, avanzará en el desarrollo de proyectos de gas metano asociado al carbón, en los cuales el país tiene una gran potencial y sobre la base que se maximice para el país la explotación de ambos recursos naturales no renovables, es decir el carbón y el gas como tal.

En todo caso, las medidas que el Ministerio de Minas y Energía adopte en este sentido tendrán en cuenta el propósito de asegurar que con las reservas probadas de gas se atienda prioritariamente la demanda interna regulada, respetando los costos de oportunidad de los productores de gas y crudo.

- o Ecopetrol S.A., en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, está desarrollando las actividades tendientes a capitalizar la empresa hasta en un 20% de su valor patrimonial, con el fin de destinar esos recursos prioritariamente a la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos. Se espera en septiembre estar realizando la primera ronda de colocación de acciones prevista para el efecto.

Una vez se consolide este proceso de capitalización, la empresa tendrá una nueva estructura societaria, lo cual hará necesario adoptar medidas que permitan continuar dinamizando el desarrollo de la empresa y el del sector.

FORMACIÓN DE PRECIOS ENERGÉTICOS, A TRAVÉS DEL IMPULSO DE LAS SIGUIENTES ACCIONES:

- o Desmote de subsidios a combustibles líquidos. Durante el periodo 2006-2010 el Gobierno Nacional avanzará en el proceso de desmote de los subsidios implícitos a los combustibles líquidos (gasolina corriente y diesel), con el propósito de incentivar la competencia y la inversión en la industria de refinación e importación de estos combustibles, lo cual permitirá asegurar su abastecimiento en el mediano plazo.

Para esto el Ministerio de Minas y Energía: (1) establecerá una nueva metodología para el cálculo del ingreso al productor, que tomará como referencia precios de mercado de productos derivados del petróleo comercializados en la Costa del Golfo de Estados Unidos, ajustados según la calidad del producto nacional; y (2) con el fin de mitigar el impacto del proceso de ajuste de precios, definirá sendas de desmote de los subsidios implícitos.

Por su parte, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, modificará la estructura tributaria de los combustibles líquidos, eliminando las distorsiones existentes en los marcos tributarios, sin generar un impacto fiscal negativo sobre los municipios, los departamentos y la Nación.

Adicionalmente, en el transcurso del desmote, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público continuará las gestiones necesarias para apropiarse en el Presupuesto General de la Nación los recursos requeridos para cubrir los subsidios implícitos a los combustibles líquidos. Una vez concluyan los periodos de desmote, el Ministerio de Minas y Energía evaluará la liberación de los precios de la gasolina corriente y el diesel. Como complemento de lo anterior, el Gobierno Nacional implementará mecanismos que permitan mitigar los efectos de la volatilidad de los precios.

- o Competencia en el mercado de biocombustibles. El Gobierno Nacional promoverá la competencia entre los diferentes biocombustibles, con criterios de sostenibilidad financiera, ambiental, y abastecimiento energético. Para estos efectos el Ministerio de Minas y Energía evaluará la viabilidad y conveniencia de liberar los precios de los biocombustibles y eliminar los aranceles a estos productos en un término de tiempo que no supere el plazo establecido para el desmote de los subsidios implícitos a los combustibles líquidos, considerando en todo caso el esquema actual de fijación de precios basados en costos de oportunidad de estos energéticos, de sus sustitutos y de las materias primas utilizadas en su producción.

Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía adoptará las medidas necesarias para establecer en todo el país la mezcla de biocombustibles con combustibles de origen fósil, de manera que la gasolina contenga un 10% de alcohol carburante y el diesel un 5% de biodiesel, y evaluará ir a porcentajes superiores de mezcla, de acuerdo con la factibilidad técnica y económica.

REGULACIÓN DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS, A TRAVÉS DE LAS SIGUIENTES ACCIONES:

- o Distribución de combustibles líquidos. Durante el presente cuatrienio el Ministerio de Minas y Energía avanzará en la expedición de: (1) las reglas de acceso a la infraestructura para la importación y el transporte de combustibles líquidos, y (2) los reglamentos técnicos de la cadena de distribución de combustibles. Así mismo, avanzará en el desarrollo y puesta en operación de un sistema de información que integre las actividades de todos los agentes que conforman la cadena de distribución de combustibles.

Adicionalmente, el Gobierno Nacional dará continuidad a la estrategia de control contra el hurto de combustibles líquidos, de tal forma que se reduzca en 400 barriles promedio por día con respecto al hurto reportado como promedio de enero a agosto de 2006 (1.000 barriles diarios).

En el mismo sentido, el Gobierno Nacional bajo el liderazgo de la DIAN, fortalecerá la estrategia de control en materia de contrabando de combustibles, teniendo como meta para el cuatrienio una reducción del contrabando en 40% frente a las estadísticas de 2006.

Por otra parte, el régimen especial para los combustibles líquidos en zonas de frontera no ha sido un mecanismo eficaz para evitar el comercio ilícito entre fronteras y generar el desarrollo económico y social de esas zonas. Por el contrario, esto ha generado distorsiones en el mercado de distribución de combustibles de los departamentos y municipios vecinos no cobijados con este beneficio. Por lo anterior, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, evaluará un nuevo mecanismo que propenda por el logro de los objetivos planteados.

2. AVANCES EN LAS METAS GENERALES DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO

2.1 CONTRATOS

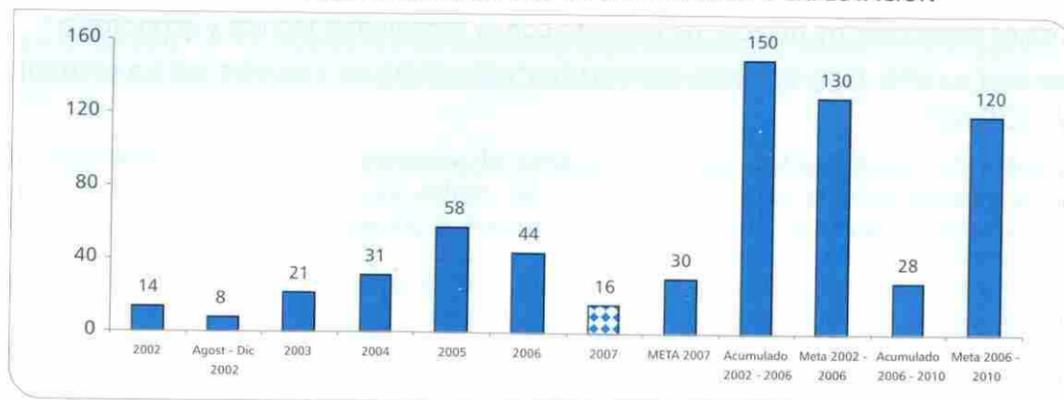
Durante el año 2006 y lo transcurrido del año 2007 se han suscrito por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos 61 nuevos contratos; 44 de ellos corresponden a contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos y 17 de Evaluación Técnica. Al 31 de mayo del 2007 se han firmado 16 nuevos contratos: 11 de Exploración y Producción de Hidrocarburos y 5 de Evaluación Técnica.

Es importante mencionar que de los contratos de Evaluación Técnica, 47 firmados en el periodo 2002-2006 y 5 firmados en lo corrido del año 2007 (para un total de 52), 35 cambiaron a contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos, lo que ratifica lo beneficioso del esquema de evaluación técnica como una fase contractual previa, de obtención de información y evaluación, a la suscripción de contratos y compromisos de largo plazo.

Es de anotar que la dinámica de esta actividad de acuerdo a las solicitudes aprobadas y en proceso de firma, continuará aumentando en el transcurso del año y que permitirá incrementar la cifra de 28 contratos suscritos en el presente cuatrienio y cumplir así con la meta propuesta para el efecto de 80 nuevos contratos.

La gráfica 1 muestra la evolución de los contratos suscritos durante los últimos seis años, en donde se destaca el repunte de los años 2005 y 2006 y el avance durante el presente año, en el cual a siete meses de su finalización ya se alcanzó el 53% de la meta prevista para el año de 30 nuevos contratos.

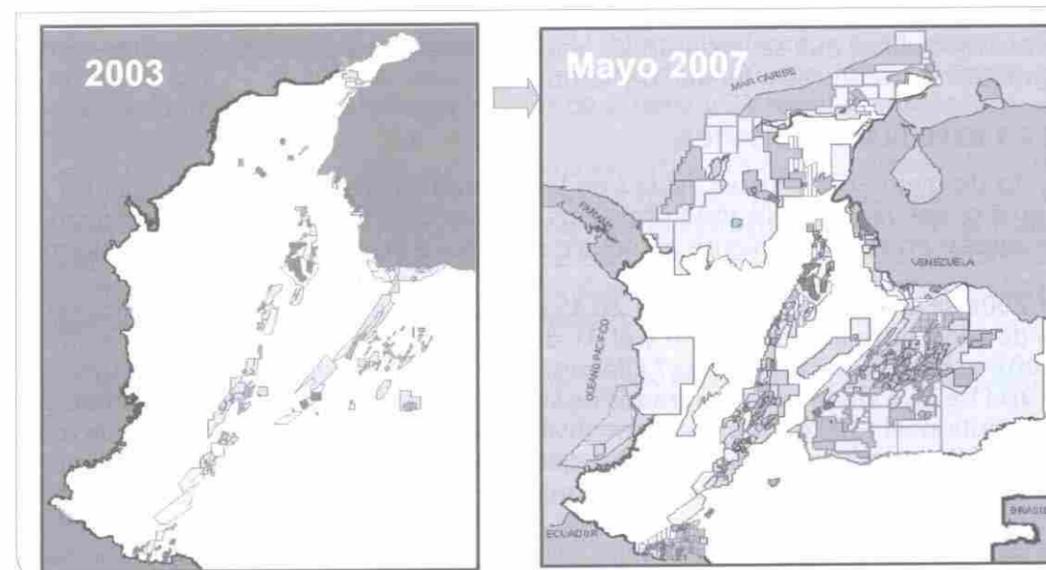
GRÁFICA 1. EVOLUCIÓN CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

De otro lado, bajo esta perspectiva de actividad, los contratos suscritos por la Agencia han permitido incrementar el área sedimentaria del país en actividades de exploración del 14% en el año 2003 al 43,87% a mayo de 2007, tal como se muestra en la siguiente gráfica.

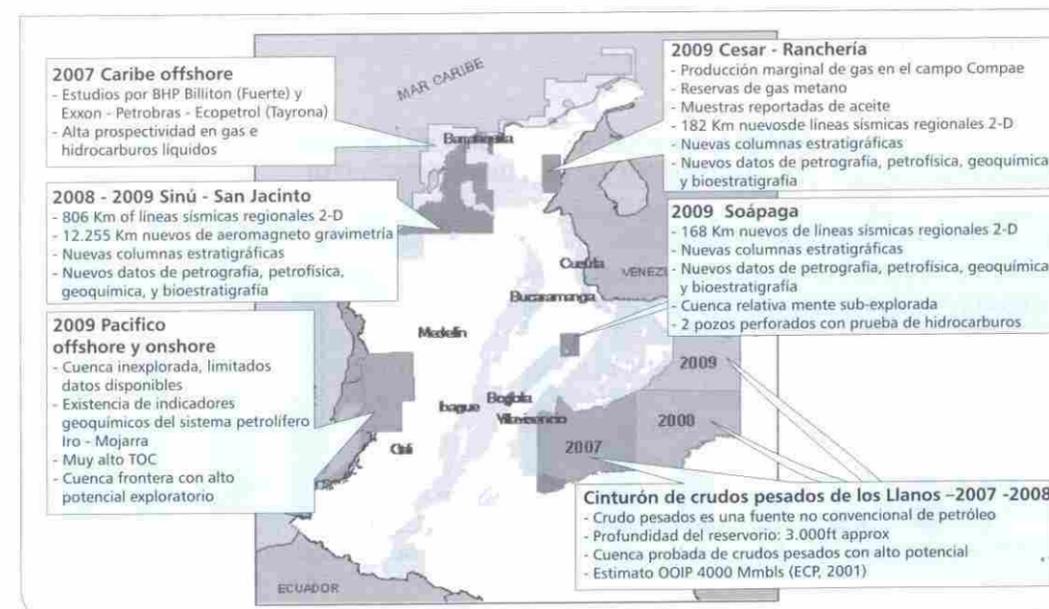
GRÁFICA 2. EVOLUCIÓN ÁREA SEDIMENTARIA DEL PAÍS EN ACTIVIDAD EXPLORATORIA



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Durante el 2007 se destaca el avance de las rondas licitatorias para áreas exploratorias, en especial la Ronda Caribe y la de crudos pesados que deben tener contratos asignados en firme entre el último trimestre del presente año y el primer trimestre del 2008.

GRÁFICA 3. RONDAS LICITATORIAS PARA ÁREAS EXPLORATORIAS



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

2.2 EXPLORACIÓN

El tema exploratorio continúa siendo muy significativo teniendo en cuenta los objetivos establecidos a corto plazo, en donde se resaltan las importantes inversiones para la adquisición de sísmica y la realización de estudios geológicos en cuencas conocidas y áreas de frontera, lo cual permitirá conocer el verdadero potencial de nuestro país, con el fin de ofrecer mejores oportunidades a la industria.

Es importante mencionar que se iniciaron las actividades exploratorias en el Pacífico, zona en la cual se tienen grandes expectativas a mediano y largo plazo.

2.2.1 EXPLORACIÓN SÍSMICA

Con el objeto de mejorar la prospectividad de las diferentes áreas del país, la Agencia Nacional de Hidrocarburos se encuentra realizando proyectos propios de adquisición de información técnica con el fin de progresar en el conocimiento geológico nacional e incentivar el interés en algunas zonas.

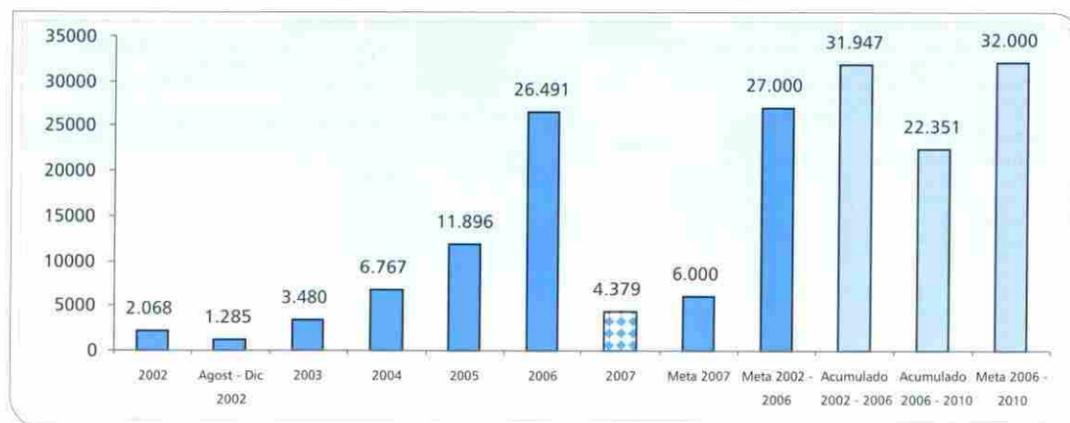
Durante el 2006 se ejecutaron un total de 26.491 kilómetros equivalentes de sísmica en 2D, 17.972 kilómetros de ellos entre el 7 de agosto y el 31 de diciembre del año en mención. A su vez, a 31 de mayo de 2007 se habían efectuado 1.537 kilómetros de sísmica 2D y 1.671,6 kilómetros cuadrados de sísmica en 3D (1.671,6 kilómetros cuadrados de sísmica 3D equivalen a 2.841,7 kilómetros de sísmica 2D). En este sentido, el total de kilómetros equivalentes de sísmica 2D corridos a 31 de mayo de 2007 era de 4.378,7 kilómetros, que sumados a los ejecutados en el período agosto - diciembre del 2006, señalan un acumulado de 22.398 kilómetros equivalentes disparados en el presente cuatrienio.

El total de kilómetros equivalentes de sísmica 2D ejecutados a dicha fecha corresponden al 73% de la meta programada para el año, la cual es de 6.000 kilómetros de sísmica 2D equivalentes. De otro lado, es importante señalar que se tiene como objetivo desarrollar 11.218 kilómetros equivalentes de sísmica 2D en el año.

En este sentido, la Agencia Nacional de Hidrocarburos tiene como meta llevar a cabo 1.050 kilómetros totales, Ecopetrol S.A en forma directa y fuera de los contratos que tiene con la ANH 250 kilómetros y los privados 9.918 kilómetros, de los cuales 7.962 son en contratos con la ANH y 1.956 en contratos de asociación con Ecopetrol S.A.

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

GRÁFICA 4. EVOLUCIÓN ADQUISICIÓN DE SÍSMICA EQUIVALENTE EN DOS DIMENSIONES (2D)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

2.2.2 POZOS EXPLORATORIOS (A-3)

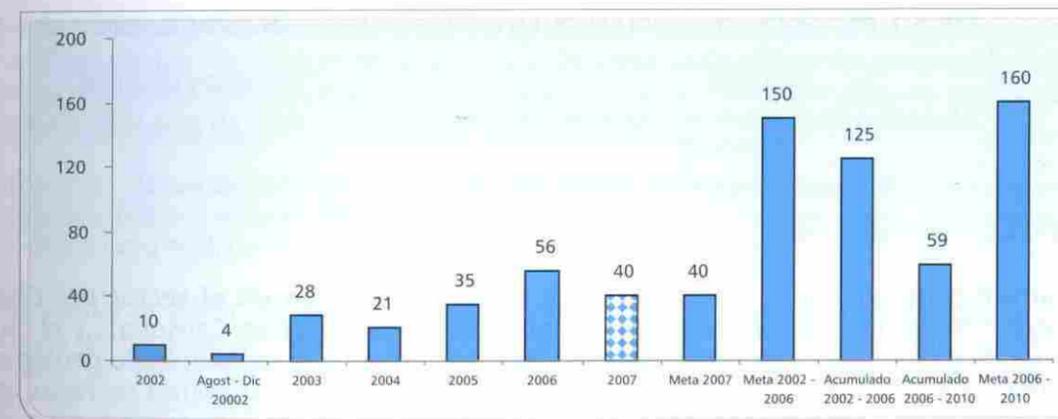
Durante el 2006 se perforaron 56 pozos exploratorios, cuatro de operación directa de Ecopetrol S.A., 22 por parte de los asociados y 30 de los contratos de la ANH. Durante lo corrido del 2007 con corte a 31 de mayo, se han perforado 40 pozos, siete por parte de los asociados de Ecopetrol S.A. y 31 en contratos suscritos por la ANH.

A su vez, de los pozos perforados durante el 2006, 11 fueron declarados productores, 21 pozos se encuentran en pruebas y 24 resultaron secos. En lo corrido del 2007 con corte 31 de mayo, doce pozos han sido productores, siete están pendientes de prueba y 21 resultaron secos.

De otro lado, se tienen otros 22 pozos confirmados en cronograma de perforación, tres de ellos movilizándose equipos y próximos a iniciar perforación, lo que nos permite asegurar que durante el presente año como mínimo se perforarán 71 pozos. Adicionalmente se tiene un portafolio de 14 pozos adicionales, de los cuales nueve están tramitando licencia ambiental, dos tienen pendiente el trámite de la licencia, dos se encuentran en consulta indígena y uno tiene problemas de disponibilidad de equipo, para un gran total de 85 pozos exploratorios para el presente año.

En el siguiente gráfico se aprecia la evolución de los pozos exploratorios perforados en los últimos años.

GRÁFICA 5. EVOLUCIÓN POZOS EXPLORATORIOS (A-3) PERFORADOS



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

2.2.3 INVERSIÓN EXPLORATORIA

La ANH ha definido un ciclo exploratorio de cuatro fases que marca la pauta con respecto al tipo de proyecto a desarrollarse, de acuerdo con cada fase del ciclo. En las fases uno y dos de este ciclo, los proyectos técnicos están encaminados a la adquisición de información técnica en cada cuenca sedimentaria, la cual debe ser analizada e interpretada a través de proyectos de integración de información en la tercera fase del ciclo. Los modelos de cuenca que resulten de las dos fases anteriores conducen a un mayor conocimiento de éstas, lo cual se traduce en un incremento del nivel de confianza de los potenciales inversionistas. Durante la cuarta y última fase del ciclo de las cuencas, deben desarrollarse los procesos de contratación ya sea a través de rondas licitatorias o de otros procesos diseñados con base en la información técnica obtenida y las condiciones del mercado.

Durante el 2006 y el 2007, el plan general de inversión de esta área continuó orientado a la adquisición de información técnica especialmente en las cuencas frontera. Los resultados obtenidos complementan la información adquirida durante el 2005 y permiten contar en las áreas de interés con la siguiente información:

- Aeromagnetogravimetría
- Sísmica 2D de alto cubrimiento
- Cartografía geológica

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

- Geoquímica de superficie
- Geoquímica de rocas y crudos

El 2006 fue el segundo año de la primera fase del ciclo exploratorio en algunas cuencas, por lo tanto buena parte de los proyectos técnicos ejecutados durante este periodo fueron estudios técnicos orientados a la adquisición de nueva información en diferentes cuencas sedimentarias.

2.2.3.1. Inversiones en Proyectos Exploratorios

En el 2006 se inició la ejecución de proyectos que buscan complementar el conocimiento de algunas de las principales cuenca frontera. Para el efecto, se han atendido las recomendaciones contenidas en el estudio "Strategies of Investment Planning and Implementation for the Upstream Hydrocarbon Industry in Colombia", realizado por IHS Energy para la ANH (2005), en el cual se da una prioridad de inversión alta y media a las cuencas Llanos Orientales, Sinú-San Jacinto, Cordillera Oriental y Cauca-Patía.

2.2.3.1.1 Cuenca Sinú - San Jacinto

La cuenca Sinú San-Jacinto, es considerada de alta prioridad en términos de necesidad de inversión (IHS, 2005). En ella se ha avanzado en la fase de adquisición de información a través de la ejecución de los siguientes programas ejecutados en vigencias anteriores:

TABLA 1. PROYECTOS DESARROLLADOS EN LA CUENCA SINÚ SAN JACINTO, 2006

PROYECTO	CANTIDAD ADQUIRIDA
Adquisición y Procesamiento de Líneas Sísmicas en el Proyecto 2D	806 km.
Cartografía Geológica escala 1:25000	390 km ²

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

El "levantamiento de columnas estratigráficas y toma de muestras en el sector del Chalán", la "reconstrucción de la historia termal en los sectores de Luruaco y Cerro Cansona", y el "análisis e interpretación bioestratigráfica de muestras", permiten incrementar el conocimiento geológico de las cuencas a partir de información sedimentológica, geoquímica y bioestratigráfica de rocas asociadas a sistemas petrolíferos, permitiendo conocer las características de las formaciones acumuladoras, generadoras y sello, así como los procesos de generación y entrapamiento de hidrocarburos.

El levantamiento de columnas estratigráficas a escala 1:100.000 en el Cinturón Plegado de San Jacinto, se planteó como siguiente fase del proyecto de cartografía geológica de superficie, encaminada a obtener nueva información estratigráfica, sedimentológica, estructural y geoquímica de las unidades de roca generadora, sello y almacenadora.

En otras palabras, se pretende conocer la composición, edad, distribución espacial, espesores, cambios faciales, ambientes de depósito y propiedades obtenidas a partir de análisis sobre las muestras de roca de las formaciones de la cuenca.

Asociado con el levantamiento de columna estratigráfica, se desarrollan las labores de muestreo sistemático de las unidades litológicas de edad cretáceo y paleógeno que afloran en el sector (formaciones Cansona, San Cayetano y Tolú viejo, entre otras), para posteriores análisis petrofísicos, sedimentológicos y bioestratigráficos.

Los resultados de este proyecto son columnas estratigráficas a escala 1:200, poligonales estratigráficas y un documento con el estado del conocimiento geocientífico actualizado de las áreas estudiadas, con la interpretación de la correlación de las unidades superficie/subsuelo, basado en la información sísmica y de pozos existentes en el área. Este mismo proyecto fue planteado para la cuenca Cauca - Patía en las áreas Pasto-El Bordo, Cali-Buga y Buga-Cartago.

Por otra parte, con el fin de reevaluar el potencial hidrocarburífero de la cuenca a través de un análisis detallado de la evolución térmica de las rocas generadoras, la ANH diseñó y contrató el estudio de "reconstrucción de la historia termal de unidades del cretáceo y paleógeno" tanto para la cuenca Sinú - San Jacinto como para la cuenca Cesar - Ranchería. El resultado de esta investigación permite determinar los momentos en que las rocas fuente alcanzaron la madurez necesaria para generar hidrocarburos, además brinda información sobre los procesos de compactación y diagénesis que afectaron las rocas, la evolución estructural de la cuenca y la preservación de los hidrocarburos, entre otros.

2.2.3.1.2 Cuenca Cordillera Oriental

A pesar de que en la Cordillera Oriental se han ejecutado múltiples estudios, muchos de ellos se han desarrollado con base en información de baja calidad o que no ha sido soportada con datos de sísmica y de pozo que generen información en profundidad.

Con el fin de reevaluar los modelos estructurales propuestos y generar información confiable referente a la estratigrafía, límites de unidades, configuración y evolución estructural de la cuenca, elementos esenciales para que la ANH pueda obtener una prospección de hidrocarburos más ajustada, se propuso desarrollar un proyecto denominado "cortes estructurales".

2.2.3.1.3 Cuenca Cesar - Ranchería

El estudio de "análisis e interpretación bioestratigráfica de muestras" planteado, permite comprender la geocronología de las formaciones generadoras, sello y reservorio aflorantes y entender el sincronismo en los procesos de generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos dentro del sistema petrolífero en cada una de ellas.

En los proyectos de cartografía geológica ejecutados en el 2005 se exigió la toma de muestras de roca, previendo realizar análisis de distintos tipos. De éstas se seleccionaron en cantidad y calidad muestras útiles para realizar la evaluación y análisis bioestratigráfico.

Se espera contar a partir de estos análisis con información bioestratigráfica nueva y confiable, expresada en gráficos de distribución estratigráfica, diagramas palinológicos y micropaleontológicos que permitan un mejor conocimiento de los procesos geológicos que componen y dan lugar a la formación del sistema hidrocarburífero de cada cuenca analizada. Por otra parte, también se busca actualizar y adicionar nuevo material bioestratigráfico de las unidades sedimentarias presentes en el área.

2.2.3.1.4 Cuenca del Chocó

Además del proyecto descrito en el apartado anterior, se planteó la ejecución del estudio "cartografía geológica y geoquímica de rocas y crudos", para complementar los estudios realizados en el 2005. Esta segunda fase tiene como zona de influencia un área de 1.200 kilómetros cuadrados, compuesta por las subcuencas de Atrato - San Juan y está enfocada a aumentar el conocimiento actual sobre las características geoquímicas de la Formación Iró en particular.

2.2.3.1.5 Litoral Pacífico

Para este sector se planteó la ejecución del estudio "adquisición de batimetría en la cuenca offshore del Pacífico colombiano". La batimetría permite determinar la topografía del fondo del mar. Actualmente las mediciones son realizadas por medio de GPS diferencial para obtener una posición exacta y con sondadores hidrográficos mono o multihaz para determinar la profundidad, todo ello procesado en un computador a bordo de una embarcación, para obtener el mapa batimétrico entre otros productos.

Una investigación sistemática de la batimetría en las cuencas offshore permitirá mejorar los modelos geotectónicos y será un insumo básico para la exploración de esta parte del territorio colombiano. El conocimiento de la geomorfología del suelo marino permite establecer e interpretar marcos

geotectónicos regionales y locales y hace posible la cartografía de los rasgos morfobatimétricos del relieve marino, productos del tectonismo y otros procesos geológicos. Así mismo, permite interpretar las relaciones de la morfología con los depósitos sedimentarios sub-superficiales.

■ 2.2.3.2 Proyectos de Adquisición de Sísmica 2D – Cuencas de los Llanos Orientales, Cauca - Patía, Chocó y Valle Inferior del Magdalena

La adquisición de nueva información sísmica 2D se diseñó para ser ejecutada en cuencas con características geológicas únicas y diferencias sustanciales en cuanto a su evolución estratigráfica y estructural. Esto permitirá definir con mayor precisión las características geológicas de cada cuenca. Las herramientas tecnológicas actuales más avanzadas para adquisición, permitirán obtener información de mejor calidad en comparación con los programas sísmicos de años anteriores, y con esta nueva información se podrán redefinir y diferenciar los mejores leads o plays presentes en cada una de las regiones objeto de evaluación en estas cuencas.

En el caso de los Llanos Orientales, el proyecto de adquisición de sísmica busca proporcionar información complementaria al proyecto de crudos pesados con el objeto de implementar el marco estratégico para el aprovechamiento de este recurso. Consta de la adquisición de aproximadamente 400 kilómetros de sísmica 2D, distribuidos en ocho líneas sísmicas.

Por su parte la cuenca de Cauca-Patía, en particular el sector norte con su compleja historia tectonoestratigráfica, presenta un alto potencial para el entrapamiento de hidrocarburos. Sin embargo la información disponible es insuficiente a todas luces, lo cual genera un nivel de incertidumbre considerable. Como parte de la estrategia para “calentar” el área para futuras inversiones se planeó la adquisición de 260 kilómetros de sísmica 2D regional de alta resolución. Adicionalmente, para otras cuencas que bajo el concepto de los geólogos de la ANH también requieren alta inversión, para lo cual se plantearon los siguientes estudios:

La cuenca del Chocó, catalogada como la cuenca frontera con las mejores condiciones geológicas, presenta excelentes plays estructurales asociados a la roca generadora con los más altos índices de carbón orgánico total (formación Iró). Por tales condiciones se hace necesario adquirir un programa sísmico 2D de alta resolución con el fin de obtener una mejor definición geométrica de las trampas de hidrocarburos que pueden localizarse en particular en el sector de Buenaventura norte. Este proyecto está orientado a la adquisición de 380 kilómetros de información, por un valor de \$42.800 millones.

En la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, sector Ariguaní, el descubrimiento de algunos campos de gas y de crudos livianos ha generado un creciente interés por incrementar el conocimiento sobre los diferentes componentes del sistema hidrocarburífero, no obstante la información disponible de sísmica y pozos es insuficiente. Por esta razón la ANH planteó la adquisición de 360 kilómetros de sísmica regional 2D.

2.2.4 GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN

■ 2.2.4.1 Información Cargada en el Sistema de Información de Exploración y Producción (EPIS)

Con base en los compromisos que las compañías tienen dentro de los diferentes esquemas contractuales vigentes en Colombia, durante el 2006 fueron recibidos en el EPIS 4.854 kilómetros de sísmica de campo equivalentes (22 programas sísmicos 2D y 18 programas 3D), 32.336 kilómetros de sísmica de proceso (244 programas sísmicos 2D y ocho programas 3D), información de 359 pozos, 3.097 nuevos documentos y 889 mapas adicionales.

Durante el primer trimestre del 2007 fueron recibidos 2.832,48 kilómetros de sísmica de campo equivalentes (ocho programas sísmicos 2D), 10.230,85 kilómetros de sísmica de proceso (148 programas sísmicos 2D y cuatro programas 3D), información de 81 pozos, 512 nuevos documentos y 579 mapas adicionales.

La información recibida es cargada con los mejores estándares de calidad, lo que permite disponer de información totalmente confiable almacenada en bases de datos, que a su vez se convierten en un

insumo más para las actividades de E&P en Colombia, y garantiza que la ANH cumpla con su misión de preservar la información técnica y geológica que se adquiere en el país.

■ 2.2.4.2 Suministro de Información

Durante el 2006 se suministró información de 54.322 kilómetros de sísmica 2D de campo y 88.135 kilómetros de sísmica 2D de proceso a los usuarios del Banco de Información Petrolera. Adicionalmente se atendió información de 532 pozos, se suministraron 13.434 unidades de información entre documentos y mapas, y se atendieron 272 sesiones de Dataroom (sala de visualización de información de exploración y producción), para un promedio de 22 sesiones mensuales, superando en más de 100 sesiones las atendidas en el año 2005.

Durante el primer trimestre de 2007 se suministraron 25.446 kilómetros de sísmica 2D de campo y 20,223 kilómetros de sísmica 2D de proceso a los usuarios del Banco de Información Petrolera. Se atendió información de 132 pozos. Se suministraron 4.127 unidades entre documentos y mapas y se atendieron 60 sesiones de Dataroom.

Las cuencas de mayor demanda de información fueron: Llanos, Valle Medio del Magdalena, Caribe Offshore, Putumayo y Valle Inferior y Superior del Magdalena, en orden descendente.

Las compañías que mayor número de solicitudes realizaron fueron: BP, ENI, BHP Billiton, Ecopetrol, Hocol S.A., entre otras, lo cual refleja igualmente la fuerte actividad de estas compañías durante el 2006 y el primer trimestre de 2007. Compañías nuevas, sin presencia en Colombia que visitaron la sala de Dataroom fueron ENI de Italia y Shell de Holanda.

■ 2.2.4.3 Inversiones para Mejorar

La ANH realizó inversiones por \$1.758 para mejorar la infraestructura tecnológica y la planificación futura del EPIS, con el objetivo de prepararlo tecnológicamente para prestar nuevos servicios a los usuarios en el mediano plazo, dentro de las cuales se destacan:

- Crecimiento de la solución de conectividad actual del EPIS: se llevó a cabo el proyecto de conectividad a través del cual se implementó un canal de banda ancha dedicado entre la ANH y el EPIS, la Litoteca Nacional y el EPIS y la Cintoteca NRP y el EPIS, lo que garantiza la autonomía en la administración de los enlaces de comunicaciones y ayudará a prestar el servicio de autoatención a los usuarios.
- Nuevo portal Web EPIS: con base en las encuestas de satisfacción y en especial como resultado de la encuesta realizada a través del Centro Nacional de Consultoría, se definió la necesidad de modificar el portal Web del EPIS con el fin de mejorar la navegabilidad y uso del sitio, mejorar su imagen y lograr un acceso más rápido y eficiente de la información.

En este sentido se realizó el proyecto de rediseño del portal Web con el apoyo de expertos en el tema, lográndose cumplir con el 100% de las necesidades identificadas (www.epis.com.co).

■ 2.2.4.4 Planificación BIP Corto, Mediano y Largo Plazo

Como parte de la planificación de la futura operación del EPIS se realizaron los siguientes proyectos, en el marco del contrato denominado: “Consultoría técnica, administrativa y contable al contrato actual del Banco de Información Petrolera, y su alineación y proyección con el plan estratégico de la ANH en el corto, mediano y largo plazo”:

1. Identificar y definir el mapa de datos técnicos de E&P que deben estar contenidos e integrados en línea en el EPIS.
2. Diagnóstico de procesos actuales, recomendaciones para su mejora y evaluación de estrategias para el Banco de Información Petrolera.

3. Elaboración de términos de referencia técnicos para contratar los servicios del BIP, de acuerdo con la nueva visión.

Con base en esta consultoría y en el análisis hecho por la Agencia, se elaboraron y publicaron los términos borrador de la contratación de la nueva operación del EPIS cuyo objeto es "Servicio de gestión, organización, manejo, administración y operación de un centro de recepción y verificación física, verificación técnica, carga y suministro de información de exploración y producción; y administración e implementación de software y medios físicos en el Banco de Información Petrolera".

■ 2.2.4.5 Publicación del Manual de Suministro de Información

El Manual de suministro de información técnica y geológica es el documento mediante el cual se definen las normas bajo las que las compañías operadoras deben entregar la información relacionada con sus actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

El manual fue aprobado el 20 de abril en sesión del Consejo Directivo, adoptado mediante Acuerdo 24 del 7 de julio y publicado el 9 de septiembre de 2006.

Durante el 2007 se llevarán a cabo reuniones de carácter técnico en las cuales se resolverán las dudas relacionadas con la aplicación de este documento.

2.2.5 PROMOCIÓN

La ANH tiene dentro de sus funciones "diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de las áreas hidrocarburíferas de la Nación", para lo cual desarrolló el proyecto de promoción de dichos recursos.

La fase de promoción busca incentivar la visita a Colombia. Se pretende llegar a 200 visitas: 10 empresas operadoras y 190 multiplicadores, a través del desarrollo de las siguientes actividades.

■ 2.2.5.1 Organización de Eventos en Colombia

III Colombia Oil & Gas Investment Conference

Durante el primer semestre de 2007 se ha venido organizando el III Colombia Oil & Gas Investment Conference que se realizará en febrero del año 2008. Al evento se invitarán representantes de empresas nacionales y extranjeras, habrá un espacio para exhibición de stands y contará con una ambiciosa agenda con conferencistas internacionales de alto nivel.

Adicionalmente, con la ayuda de la Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del petróleo, lograron que el "AAPG" American Association Of Petroleum Geologist, apoyara la realización del evento "International Congress of Conventional and Unconventional Hydrocarbon Resources", que se realizará conjuntamente con el evento de la ANH, formando así un solo gran evento que espera convocar a 1.200 personas.

2.2.6 NEGOCIACIÓN

Continuando con el compromiso de promover la exploración de hidrocarburos en el territorio nacional, la cual puede verse reflejada prontamente en el hallazgo de nuevas reservas, la ANH orientó sus esfuerzos hacia la asignación de áreas en las que se desarrollarán actividades tales como la adquisición de sísmica 2D, 3D, perforación de pozos exploratorios, así como trabajos de evaluación técnica que estuviesen acordes con los requerimientos de cada área. De las 106 propuestas que se recibieron en el 2006, 36 quedaron en trámite pendiente para el 2007.

La cuenca que despierta mayor interés entre las compañías exploradoras es la de los Llanos, debido a su alta prospectividad y a la infraestructura de transporte ya desarrollada, lo cual se ve reflejado en que el 50% de las propuestas recibidas en el 2007 son en esta cuenca. El otro 50% de propuestas están divididas entre las cuencas del Valle Medio y Superior del Magdalena, Guajira, Tumaco y Cordillera Oriental.

■ 2.2.6.1 Relación de Inversiones Vs. Contratos

De los contratos de Exploración & Producción suscritos en el 2006, se presentó un promedio de inversión por hectárea de US\$66 por hectárea, siendo el contrato de Platanillo de la cuenca Putumayo el que cuenta con el más alto nivel de inversión por hectárea con cerca de US\$380 por hectárea, y Niscota en el Piedemonte Llanero con US\$1.364 por hectárea, dadas sus características especiales de asignación. Para los contratos TEA, el nivel promedio de inversión de los contratos suscritos fue de tres dólares por hectárea.

En cuanto a los contratos de Exploración & Producción suscritos en lo corrido de 2007, se tiene un promedio de inversión por hectárea de US\$70, encontrándose el contrato Fenix de la cuenca del Valle Medio del Magdalena con el más alto nivel de inversión por hectárea con cerca de US\$103. En relación con los contratos TEA, el nivel promedio de inversión de los contratos suscritos fue de US\$1,05 por hectárea.

2.2.7 ACTIVIDAD EXPLORATORIA DE ECOPETROL S.A.

Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil Ltda., con un aporte inicial de dos millones de dólares (US\$2), es el nombre de la primera filial que se constituye fuera de Colombia y que marca un hito histórico en Ecopetrol S.A., al concretar el primer negocio internacional como parte del nuevo marco estratégico que busca convertirla en una empresa internacional de petróleo y gas.

Ecopetrol S.A., con el 30%, será el operador del bloque Tucano (TUC-T-156) en Brasil, que le fue asignado en desarrollo de la 8ª ronda de licitación de bloques de exploración realizada por la Agencia Nacional de Petróleos de ese país. Petrobras posee el restante 70%. Además, Ecopetrol S.A. fue calificado como operador tipo A, la máxima calificación en Brasil.

Durante el primer trimestre de este año el negocio que adelantaba Ecopetrol S.A. en Argentina fue suspendido temporalmente y se acordó con Petrobrás y Petroperú la participación en tres TEA's (Technical Evaluation Agreement) en Perú. Igualmente se avanza el negocio de Perú – Bloque 101 y en el análisis de tres bloques de exploración adicionales, dos en Perú y otro en Argentina.

La estrategia definida por Ecopetrol S.A. en Colombia incluye la exploración en áreas frontera, es decir, con bajo conocimiento exploratorio, costa afuera y cerca de campos productores. En 2006 se avanzó en la materialización de esta estrategia, especialmente en la costa afuera del mar Caribe y a lo largo del Valle del río Magdalena.

Uno de estos negocios se concretó con la compañía australiana BHP Billiton para explorar 950 mil hectáreas que comprenden los bloques Fuerte Norte y Fuerte Sur en el Caribe colombiano, en los que Ecopetrol S.A. participa con un 25%. Esta área se suma a las 197 mil hectáreas en la baja Guajira del contrato de evaluación técnica que se suscribió con la ANH y con la que amplió su actividad exploratoria en el norte de Colombia, una región altamente prospectiva.

Platanillo, en Putumayo, fue el contrato de exploración y producción que Ecopetrol S.A. suscribió con la ANH para explorar 14.204 hectáreas en asociación con Repsol y Chaco. Este contrato es resultado de los estudios realizados en el TEA Alea que concluyó en 2005.

Durante 2006 también se concretó la firma de 14 convenios de exploración y explotación con la ANH sobre áreas de operación directa de Ecopetrol S.A. Está pendiente la firma de los convenios para las áreas De Mares, Playón y El Pital, mientras la ANH da trámite a los contratos Las Águilas y Bosques, cuyas áreas se superponen con las de la operación directa.

Se destaca el primer Farm out suscrito por Ecopetrol S.A., que vinculó a CEPESA Colombia S.A. (Cepcolsa) a la exploración del bloque Bituima en el Valle Medio del Magdalena, mediante un acuerdo que le otorga una participación del 50% en el área de interés y la operación de dicho sector. En cuanto al proyecto de crudos pesados en los Llanos, Ecopetrol S.A. tiene previsto vincular a un socio estratégico para el desarrollo del potencial en el bloque Caño Sur.

En el marco de esta estrategia se desarrollaron las campañas exploratorias que muestran al 2006 como un año prolífico en pozos productores de hidrocarburos. En el país se reportaron 15 pozos con presencia de hidrocarburos, de los cuales 11 se terminaron en 2006 y fueron perforados por Ecopetrol S.A. y sus socios. Los demás corresponden a campañas de años anteriores.

Los recursos contingentes asociados a estos pozos ascienden a 118,1 millones de barriles de petróleo equivalente, de los cuales Ecopetrol S.A. participó con 47. El éxito exploratorio del país en 2006 fue del 32%; sin embargo es importante señalar que la mayor parte de estos recursos corresponden a descubrimientos de menor magnitud, que en alguna medida le aportan al portafolio de reservas del país.

Los resultados positivos de Ecopetrol S.A los reportaron los pozos Guariquíes y Lisama 158 P en el Valle Medio del Magdalena. Lisama 158 P probó hidrocarburos a una tasa de hasta 3.000 barriles de aceite por día y tres millones de pies cúbicos de gas por día. El potencial de recursos de estos descubrimientos se encuentra en evaluación mediante la ejecución de pruebas extensas durante el presente año. Los dos descubrimientos son resultado de la estrategia de explorar cerca de campos productores. Una vez se establezca su carácter comercial, podrían ser puestos en producción de manera rápida gracias a la infraestructura existente en el área.

Por otra parte, avanzaron los trabajos previos a la perforación en los prospectos de alto impacto como Zeus, Tierra Negra y Tayrona, mientras Ecopetrol sigue consolidándose como la compañía con mayor actividad exploratoria en el país con participación en cerca del 62% de las áreas actuales en exploración.

El repunte de la actividad exploratoria demandó inversiones de Ecopetrol y sus asociados por US\$353,3 millones, de los cuales US\$119,6 millones fueron recursos propios.

2.3 RESERVAS

A 31 de diciembre de 2006 las reservas probadas de petróleo del país eran de 1.509,4 millones de barriles, lo que muestra una reposición de reservas del 128% comparado con la producción total del año, de 192,5 millones de barriles. Esto corresponde a un incremento de las reservas probadas durante el 2006 de 246,1 millones de barriles.

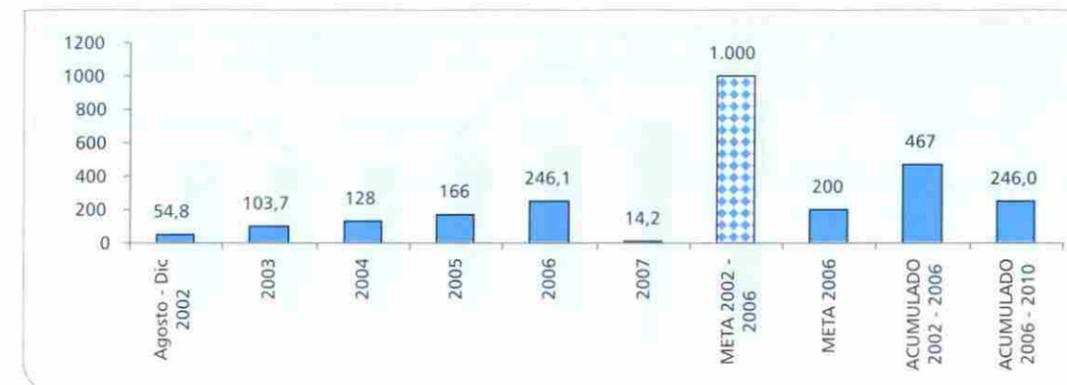
A 31 de diciembre de 2006, las reservas probadas de hidrocarburos de Ecopetrol fueron de 1.752 millones de barriles de petróleo equivalente, cifra superior en un 9% a la de 2005, cuando se registraron 1.610 millones de barriles de petróleo equivalente; en este valor se incluyen tanto las reservas de crudo como las de gas natural.

En términos del índice de reposición de reservas, Ecopetrol S.A reemplazó el 199% de éstas a través de la incorporación de 28 millones de barriles equivalentes, debido principalmente al aumento del factor de recobro en campos maduros (111 millones de barriles equivalentes) y al desarrollo de proyectos de crudos pesados (46,6 millones de barriles equivalentes) y gas (87,98 millones de barriles equivalentes). La actividad exploratoria aportó 24,8 millones de barriles de reservas probadas, de las cuales 12,4 corresponden a la participación de Ecopetrol S.A.

En las reservas probadas no se incluyen los 118,1 millones de barriles de recursos contingentes asociados a los 11 pozos productores en 2006, ya que se requieren pruebas adicionales y trabajos de delimitación durante los próximos meses.

En relación con las reservas de crudo, Ecopetrol S.A reemplazó el 167% de ellas al incorporar 195,6 millones de barriles de petróleo, finalizando el año con 1.177 millones de barriles de reservas probadas. En la gráfica 6 se muestra la reposición de reservas en el país en los últimos años:

GRÁFICA 6. REPOSICIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO DEL PAÍS

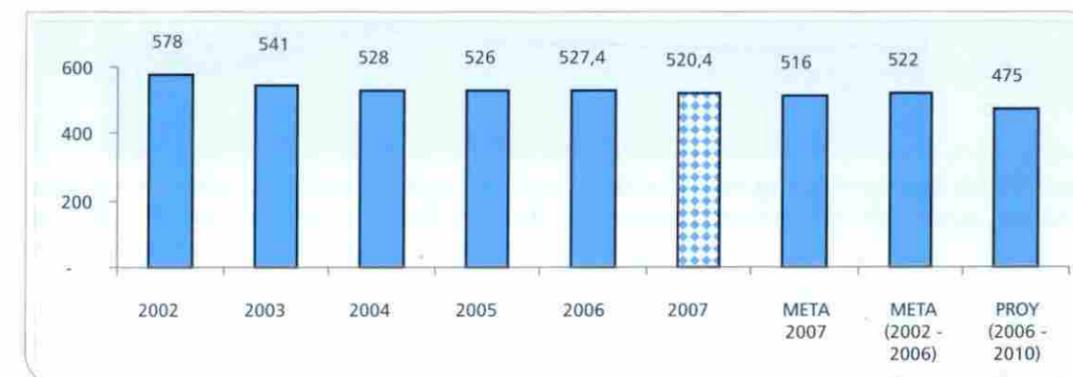


Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

2.4 PRODUCCIÓN

Por primera vez en seis años, Ecopetrol S.A., sus socios y los privados reportan un ligero incremento en la producción de petróleo, al lograr 527.407 barriles promedio día en el 2006, 1.22 miles de barriles de petróleo por día más que en 2005, producto del esfuerzo conjunto por mitigar la curva de declinación e incorporar nuevos volúmenes de reservas en todos sus campos. Adicionalmente, al 30 de abril de 2007, la producción promedio del país estaba en quinientos veinte mil cuatrocientos 520.400 barriles por día, que si bien es cierto es inferior a la alcanzada durante el 2006, es superior a la proyección de 516.000 barriles por día para el presente año, tal y como se muestra en la gráfica 7:

GRÁFICA 7. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
KBPD A 30 DE ABRIL DE 2007

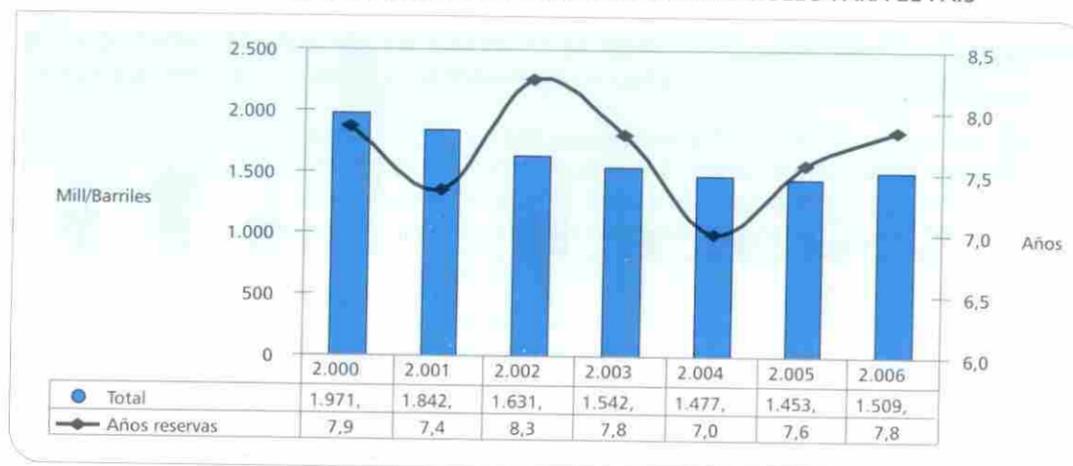


Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

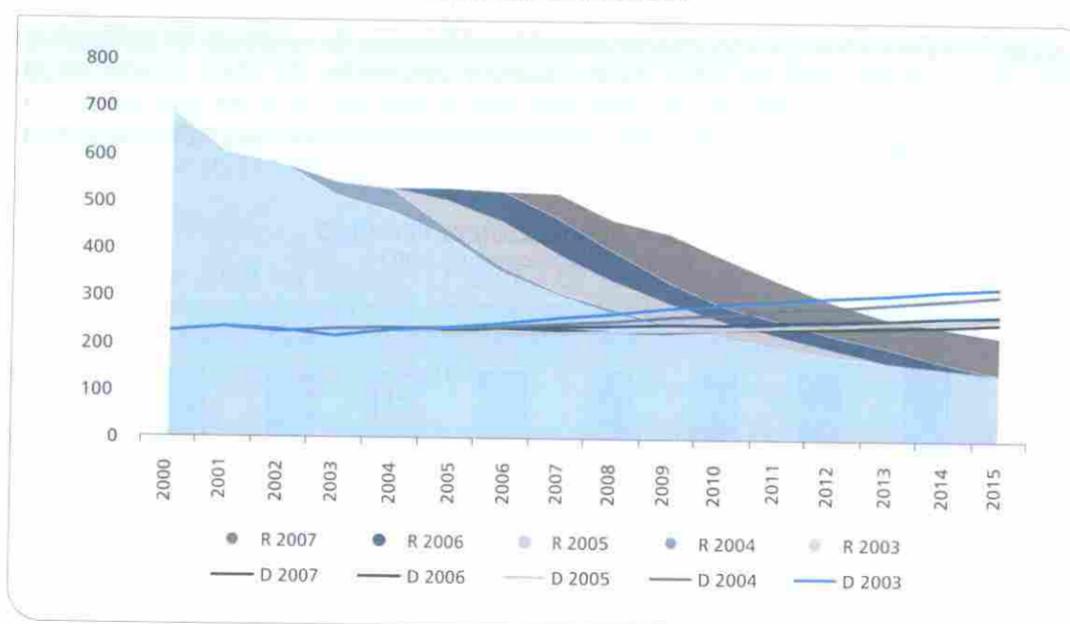
El mayor aporte lo hizo Ecopetrol con sus campos de operación directa, al lograr 14% más que en 2005, pues pasó de 138.000 a 157.000 barriles por día en 2006, principalmente por el buen comportamiento de los campos Castilla, Tenay, La Cira-Infantas, Orito y Tello.

La producción de los campos bajo contratos de asociación con terceros alcanzó 371.000 barriles por día, incluidos contratos de solo riesgo, operación bajo riesgo, pruebas y concesiones, como resultado de las campañas de perforación en Guando, Balcón y Corocora, entre otras. Dichas actividades lograron contrarrestar los menores volúmenes de Caño Limón y Cusiana.

GRÁFICA 8. RELACIÓN RESERVAS / PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PARA EL PAÍS



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

GRÁFICA 9. DESPLAZAMIENTO DE AUTOSUFICIENCIA PETROLERA
MILES DE BARRILES DÍA

Fuente: Ecopetrol S.A.

2.4.1 NUEVOS NEGOCIOS

Como parte de la estrategia a desarrollar en campos maduros, Ecopetrol S.A. y el consorcio Tibú, conformado por Petrobrás Colombia y Petrobrás Energía Internacional, suscribieron un acuerdo para el desarrollo de este campo que pretende recuperar 100 millones de barriles en reservas y subir la producción de 1.800 A 15.000 barriles por día.

La primera parte del proyecto contempla una etapa de 2,5 años en la que el socio realizará inversiones por US\$40 millones en estudios y trabajos para determinar el potencial del yacimiento. Ecopetrol S.A., operador del campo, participará con el 45% de las inversiones del Plan de Desarrollo (segunda fase) y recibirá el 60% de la producción total del campo después de regalías.

Por otra parte, durante 2006 Ecopetrol S.A. participó como socio en el desarrollo de los campos Rubiales en el Meta, Matambo en el Huila, Abejas 2 en el Casanare, Elizita y Peguita en el Meta, entre otros, que le significaron un aporte de 15.000 barriles por día. Como socios se cuentan las compañías Metrapetroleum, Emerald Energy Plc, Perezco Colombia y Hupecol LLC, respectivamente.

Así mismo, Ecopetrol consolidó la relación con sus principales socios, entre los que se cuentan BP, Total, Chevron-Texaco, Petrobras, Oxy y Hocol, con los que se ha mejorado la producción y el factor de recobro de los campos maduros, en especial en el caso de la Cira Infantas, en el cual hoy ya se tienen cerca de 4.900 barriles por día de producción incremental y en proceso de crecimiento.

2.4.2 SEGUIMIENTO CONTRATOS DE E&P

A 31 de marzo de 2007, la producción acumulada proveniente de contratos E&P suscritos por la ANH fue de 238.224 barriles de aceite provenientes de la cuenca Llanos, Putumayo y Cordillera Oriental, y 90 millones de pies cúbicos de gas proveniente del Valle Inferior del Magdalena.

2.5 CONCESIÓN TELLO

Como resultado de las revisiones conjuntas con Ecopetrol S.A. para la elaboración del contrato de operación del campo Tello, surgió el memorando de entendimiento del 5 de septiembre de 2005, documento en el cual inició el desarrollo de un esquema de negocio para la operación de la concesión Tello 1161, cuya fecha de reversión estaba planteada para el 13 de febrero de 2006.

El día de la reversión, se firmó el segundo acuerdo previo de términos y condiciones básicas entre la ANH y Ecopetrol S.A., en el cual se acuerda que Ecopetrol actuará como operador de los campos comerciales Tello y la Jagua, dentro de la concesión. El tercer acuerdo se firma el 26 de julio de 2006, que autoriza a la administración para iniciar la negociación que tienda a la enajenación a Ecopetrol de los activos y derechos de producción provenientes de la reversión de la concesión Tello, lo que implica ampliar la vigencia del memorando de entendimiento hasta el 30 de octubre de 2006.

Con el fin de ampliar la vigencia del acuerdo, se ha firmado el cuarto, quinto, sexto, séptimo y octavo acuerdos, períodos en los cuales se ha continuado la evaluación por parte de la ANH de la propuesta de Ecopetrol S.A. para la enajenación de los activos. El octavo acuerdo fue firmado el 30 de marzo de 2007 y tiene vigencia durante el año 2007 y mientras se avanza en una nueva negociación.

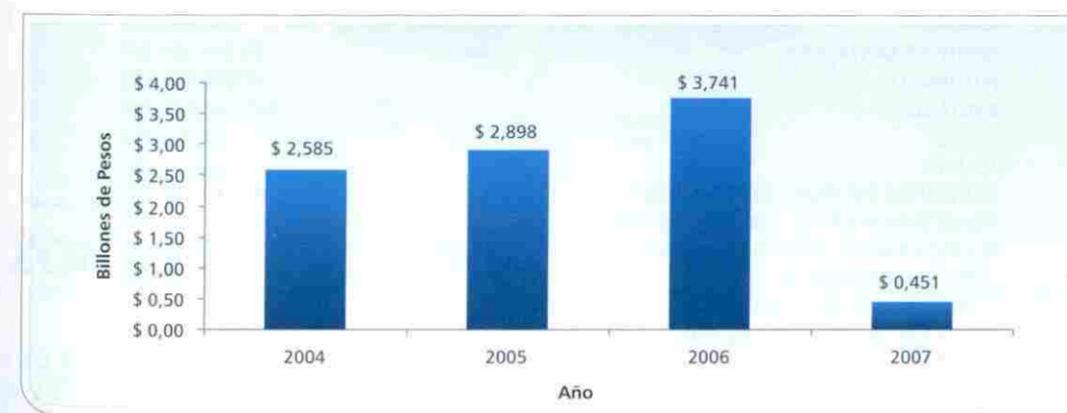
3. REGALÍAS

3.1 DISTRIBUCIÓN DE REGALÍAS

La liquidación provisional y definitiva de regalías la viene realizando el Ministerio de Minas y Energía y le corresponde a la ANH efectuar los giros respectivos a las entidades beneficiarias, de acuerdo con lo establecido en la normatividad reglamentaria.

Las regalías generadas en el territorio nacional por la explotación de hidrocarburos y que han sido recaudadas por la ANH, presentan el siguiente comportamiento:

GRÁFICA 10. REGALÍAS RECAUDADAS



Fuente: ANH

GRÁFICA 11. RECAUDO Y GIRO DE REGALÍAS



Fuente: ANH

El Ministerio de Minas y Energía ha considerado de vital importancia tener informada a la comunidad respecto del giro de regalías. Una de sus políticas de divulgación ha sido la publicación trimestral de los pagos efectuados en un diario de circulación nacional. De igual forma, la actualización permanente de la información en la página Web de la entidad y la de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se ha consolidado como una importante herramienta para el suministro ágil y oportuno de los datos históricos y detallados mes a mes.

En el siguiente cuadro se puede observar el acumulado de regalías pagadas durante las vigencias 2006 y 2007, agrupadas por departamento y puertos.

TABLE 2
REGALÍAS GIRADAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS
PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 1 DE ENERO Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006
Pesos Moneda Legal

BENEFICIARIO	2006
ANTIOQUIA	68.249.027.691
ARAUCA	205.532.445.624
BOLIVAR	46.861.229.875
BOYACA	87.604.838.077
CASANARE	575.135.378.603
CAUCA	10.276.242.849
CESAR	9.112.158.268
CORDOBA	290.794.450
CUNDINAMARCA	13.661.678.916
GUAJIRA	87.279.555.172
HUILA	297.430.319.353
META	366.812.805.957
NARIÑO	354.350.912
NORTE DE SANTANDER	23.551.401.621
PUTUMAYO	57.019.094.332
SANTANDER	180.036.841.704
SUCRE	1.243.550.413
TOLIMA	121.558.043.664
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE	70.421.321.170
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CORDOBA	68.305.661.998
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	61.315.765.738
FNR. ESCALONAMIENTO	5.451.204.449
COMISION NAL. REGALIAS 1% Ley 756	26.224.394.299
DIRECCION DEL TESORO NAL. FNR.	375.751.822.940
FONPET	140.160.312.126
TOTAL	2.899.640.240.201

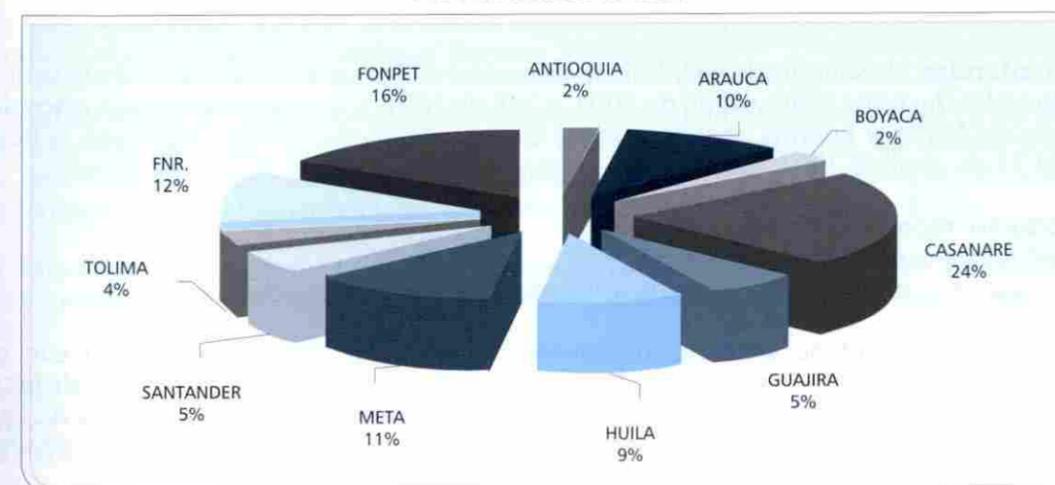
Fuente: ANH.

TABLE 3
REGALIAS GIRADAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS
PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 Y EL 31 DE MARZO DE 2007
Pesos Moneda Legal

BENEFICIARIO	2007
ANTIOQUIA	15.381.531.995
ARAUCA	69.129.066.896
BOLIVAR	11.198.690.111
BOYACA	16.642.434.063
CASANARE	156.053.085.465
CAUCA	1.638.057.675
CESAR	1.889.516.570
CORDOBA	55.919.209
CUNDINAMARCA	2.300.678.206
GUAJIRA	37.473.221.192
HUILA	62.389.464.050
META	78.662.266.682
NARIÑO	-
NORTE DE SANTANDER	4.581.184.610
PUTUMAYO	12.324.784.923
SANTANDER	36.091.009.693
SUCRE	297.192.542
TOLIMA	26.132.400.071
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE	15.969.219.829
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CORDOBA	15.876.281.961
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	10.408.417.366
FNR. ESCALONAMIENTO	1.384.439.025
COMISION NAL. REGALIAS 1% Ley 756	6.374.851.055
DIRECCION DEL TESORO NAL. FNR.	80.465.175.770
FONPET	108.191.223.189
TOTAL	770.910.112.148

Fuente: ANH.

GRÁFICA 12. PARTICIPACIONES DE REGALÍAS MÁS ALTAS
A 31 DE MARZO DE 2007



Fuente: ANH.

4. ZONAS DE FRONTERA

De acuerdo con lo establecido en el Artículo Primero de la Ley 681 del 2001, el Ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol S.A. han seguido implementando acciones de mejoramiento y actualización de los planes de abastecimiento para cada uno de los doce departamentos que hacen parte de zonas de frontera del país.

4.1 ASPECTOS RELEVANTES POR DEPARTAMENTO

Guajira: El esquema de distribución de combustibles para este departamento se encuentra enmarcado en los decretos 1980 de 2003, 3353 de 2004 y 386 de 2007. Bajo lo establecido en estos decretos, el Ministerio de Minas y Energía aprobó nuevos Planes de Abastecimiento tanto para las estaciones de servicio como para los grandes consumidores y grandes consumidores no intermediarios de ACPM, mediante las resoluciones 124106 y 124107 del 23 de abril de 2007, las cuales contemplan el suministro de combustibles importados de la República de Venezuela o producidos en el país en situaciones de emergencia.

Se destaca que desde el 27 de diciembre de 2005 empezó a funcionar el esquema con producto importado desde Venezuela para el suministro a estaciones de servicio, y que entre el 14 de agosto y el primero de noviembre de 2006 se paralizó el esquema debido al atentado terrorista a 86 carrotaques que transportaban el combustible entre Venezuela y Colombia, y que se encontraban estacionados en las plantas de abastecimiento ubicadas en el municipio de Maicao.

Es importante anotar que el Gobierno Colombiano a través de diferentes esquemas y bajo el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol S.A y Acción Social de la Presidencia de la República, logró la consecución de los recursos para la reposición de los señalados vehículos y el reinicio del programa a partir de noviembre del 2006.

Dentro del desarrollo de este esquema se resalta que el Ministerio de Minas y Energía, teniendo en cuenta que el Gobierno Venezolano fija el precio de exportación de los combustibles hacia nuestro país tomando como referencia la estructura de precios en Colombia, modificó algunos rubros con el fin de estabilizar los precios internos, de tal forma que los mismos no pierdan competitividad frente al producto que pueda ingresar de forma ilícita al territorio colombiano.

Cesar: Este departamento se abastece con producto nacional producido en las refinerías de Barrancabermeja y/o Cartagena, tanto para las estaciones de servicio como para los Grandes Consumidores y Grandes Consumidores Individuales No intermediarios de ACPM.

Los planes de abastecimiento a la luz del Decreto 386 de 2007 para las estaciones de servicio y grandes consumidores, respectivamente, fueron aprobados mediante las resoluciones 124102 y 124105 del 23 de abril 2007.

Norte de Santander: El esquema de distribución de combustibles para este departamento se encuentra enmarcado en los decretos 2340 y 4236 de 2004, y 386 de 2007. Bajo lo establecido en estos decretos, el Ministerio de Minas y Energía aprobó nuevos Planes de Abastecimiento mediante la Resolución 124103 del 23 de abril de 2007, los cuales contemplan tres esquemas de abastecimiento:

- 1) Con producto importado de Venezuela
- 2) Con producto procedente de Venezuela
- 3) Con producto nacional, el cual se puede implementar de manera exclusiva o mixto.

A partir del mes de abril de 2006 se implementó el esquema de abastecimiento con gasolina procedente de Venezuela para todo el departamento. Estas ventas se realizaron a través de los Centros de Acopio aprobados por el Ministerio de Minas y Energía y cesionarios de Ecopetrol S.A., los cuales fueron Dispinar, La Orquídea y Villapetrol, esquema que fue necesario cancelar por falta de una oferta permanente de producto.

En igual sentido, debido a que no se dispuso de una oferta suficiente de ACPM para cubrir la demanda del departamento, éste se abasteció únicamente con producto nacional.

En cuanto a la implementación del esquema con producto importado de Venezuela, con base en el desarrollo del Comité Técnico, Legal y Logístico Binacional que se viene desarrollando entre Venezuela y Colombia para definir los esquemas de suministro de combustible importado a los departamentos zonas de frontera, se espera implementar el esquema de importación a Norte de Santander a más

tardar en julio de 2007, una vez firmado por parte de PDVSA el contrato específico de suministro de combustibles para el departamento Norte de Santander, y una vez se finiquiten algunos aspectos asociados a la logística de importación de los combustibles desde la planta de abasto venezolana hasta el centro de acopio en Aguilinda (Los Patios - Norte de Santander).

Boyacá: En este departamento está autorizado sólo un municipio llamado Cubará, el cual se abastece de producto nacional de acuerdo con lo aprobado por la Resolución 124114 del 23 de abril de 2007.

Arauca: El Gobierno Nacional expidió los decretos 2337 y 4237 del 2004, en los cuales se adoptan mecanismos especiales y flexibles para la distribución de combustibles en dicho departamento. Se abastece actualmente con producto nacional, en concordancia con lo señalado en el Decreto 386 de 2007, de acuerdo con la Resolución 124104 del 23 de abril de 2007.

Contempla tres esquemas de abastecimiento:

- 1) Con producto importado de Venezuela
- 2) Con producto procedente de Venezuela
- 3) Con producto nacional el cual se puede implementar de manera exclusiva o mixto.

El esquema de abastecimiento con producto procedente de Venezuela y suministro de combustibles de los puntos de recolección a la planta de abasto ubicada en el municipio de Arauca, se implementó en octubre de 2005, inicialmente en el municipio de Arauca y posteriormente en los municipios de Puerto Rondón y Tame, sólo con gasolina, debido a la baja oferta del ACPM venezolano.

Actualmente el departamento se abastece con ACPM Nacional y con gasolina procedente de Venezuela únicamente para los municipios de Arauca y Puerto Rondón.

Al igual que Norte de Santander, y teniendo en cuenta la misma problemática descrita, se espera que una vez se firme el contrato específico para suministro de combustibles al departamento y se superen los inconvenientes de tipo logístico y legal en el área, se pueda implementar el suministro con producto venezolano en el departamento (previsto para segundo semestre de 2007).

Vichada: Este departamento presenta la misma situación 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 124112 de abril 23 de 2007. Actualmente el departamento se abastece con producto nacional. Se espera implantar el esquema con producto importado de Venezuela una vez se firme el contrato específico y se superen los inconvenientes de tipo logístico y legal (previsto para segundo semestre de 2007).

Guainía: Para 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 124112 del 23 de abril 2007.

Actualmente el departamento se abastece con producto nacional. Se espera implantar el esquema con producto importado de Venezuela una vez se superen los inconvenientes de tipo logístico y legal (previsto para segundo semestre de 2007).

Vaupés: Se abastece con producto nacional transportado vía terrestre desde Mansilla hasta Aguazul y luego por vía aérea hasta Mitú, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124123 del 9 de mayo de 2007.

Amazonas: De acuerdo con lo establecido en la Resolución 124109 del 23 de abril de 2007, el departamento se puede abastecer con producto importado de Perú o Brasil y/o nacional, los cuales se ponen en funcionamiento simultáneamente, cuando las condiciones así lo ameriten, en especial en lo referente a la oferta de combustible, el precio y la disponibilidad de vías de acceso.

El producto nacional 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 S.A. ubicada en Leticia. Actualmente se abastece con producto mixto.

Putumayo: Se abastece con producto nacional de las plantas de Neiva y Puerto Asís, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124108 del 23 de abril de 2007. No obstante, en situaciones de orden público, se autoriza el suministro de combustibles desde la planta de Mulaló – Yumbo, tal y como ocurrió en el mes de marzo de 2006.

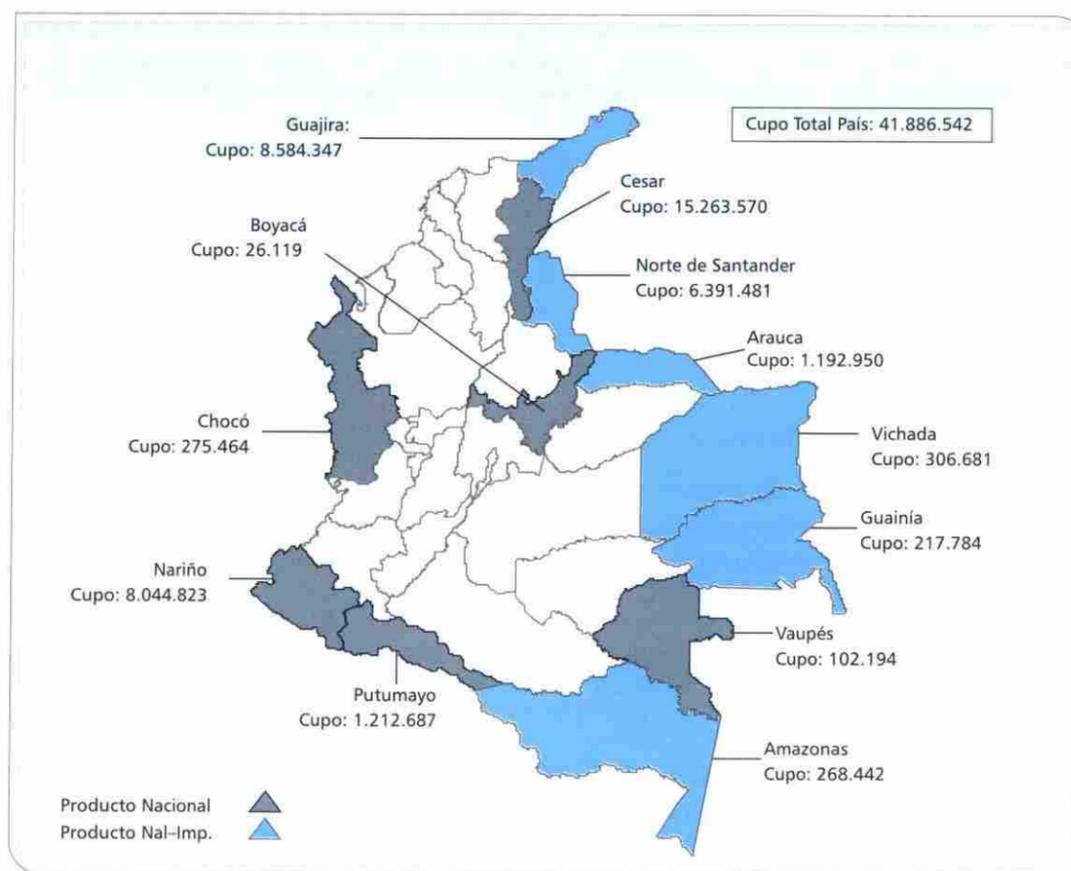
Durante las últimas semanas del mes, ante el consumo de los cupos establecidos por la UPME para algunos municipios del Norte del Departamento, ha sido necesario autorizar ventas por encima del cupo UPME.

Nariño: Se abastece con producto nacional de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124101 del 23 de abril de 2007.

Chocó: Se abastece con producto nacional de acuerdo con lo establecido en las resoluciones 124110 y 124111 del 23 de abril de 2007.

En el siguiente mapa se presentan los cupos aprobados en cada uno de los departamentos fronterizos y se incluyen los volúmenes asignados a Grandes Consumidores en los departamentos de Guajira, Cesar, Norte de Santander y Guainía. Se discrimina igualmente si el abastecimiento se realizará con producto nacional o con importaciones de países vecinos. Dicha información se estará revisando a la luz de los resultados de la auditoría que se está realizando durante el presente año y que se describe más adelante:

GRÁFICA 13. DEPARTAMENTOS DE ZONAS DE FRONTERA. CUPOS APROBADOS UPME
CIFRAS EN GALONES MES



Fuente: UPME.

4.2 ACCIONES DE TIPO GENERAL

4.2.1 AUDITORIA A ESTACIONES DE SERVICIO

El 24 de noviembre de 2006 se firmó el convenio interadministrativo de Gerencia de Proyectos, suscrito entre el Ministerio de Minas y Energía, el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo - FONADE y Ecopetrol S.A., cuyo objeto es la verificación del cumplimiento de los requisitos previstos en los decretos 1521 de 1998 y 4299 de 2005 o en las normas que lo modifiquen o sustituyan, así como verificar la existencia de una certificación o aforo de la capacidad real de almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo para las estaciones de servicio ubicadas en departamentos y municipios de zonas de frontera.

A la fecha se contrató a la firma SAYBOLT DE COLOMBIA para realizar la auditoría a las estaciones de servicio y a la firma JARAMILLO Y JARAMILLO como interventora para la auditoría anteriormente descrita, habiendo iniciado labores a partir del 2 de mayo del presente año y esperando terminar el trabajo de campo el 30 de julio de 2007. A 31 de mayo del año en curso se han auditado 389 estaciones de las 937 previstas en los diferentes departamentos.

4.2.2 RECONVERSIÓN SOCIO LABORAL DE PIMPINEROS

Para el diagnóstico en ocho municipios y cuatro departamentos, se han realizado dos convocatorias declaradas desiertas. Se contrató en forma directa y se iniciaron actividades durante el mes de mayo del año en curso.

Fase I del programa: Se realizó evaluación y ajuste a los planes de negocio presentados por los pimpineros capacitados (369), con el propósito de hacerlos viables, ajustándolos a los recursos existentes.

Se han realizado comités de crédito en forma quincenal para estudio y aprobación y a la fecha se han aprobado 16 créditos, con 102 beneficiarios por valor \$153 millones.

Se están adelantando gestiones para conseguir a los demás pimpineros capacitados y que presentaron proyectos productivos para seguir otorgando créditos.

Fase II del programa: Se adelantan gestiones para capacitar 500 nuevos beneficiarios. Para este efecto se abrió invitación pública a nivel nacional a empresas que cumplieran con requisitos técnicos establecidos previamente en términos de condiciones para garantizar la capacitación.

Se recibieron propuestas de seis firmas, de las cuales sólo cuatro superaron la evaluación jurídico financiera y se encuentran en proceso de evaluación técnica, el cual se espera tener finalizado en el mes de junio.

Adjudicada la licitación a la firma seleccionada, se iniciará a partir del mes de julio y durante cinco meses el proceso de capacitación a los pimpineros y luego el programa de asignación de créditos con capital semilla (previa evaluación y aprobación de los proyectos productivos presentados).

Fase III del programa: Se encuentra en proceso el proyecto de emprendimiento, el cual consiste en generar un acompañamiento y asesoría sobre una idea de negocio para estructurarla y convertirla en competitiva.

4.3 ACCIONES DE CONTROL

Ecopetrol S.A. tiene un convenio con la DIAN y la Policía Fiscal y Aduanera – POLFA, con el objeto de realizar labores destinadas a prevenir, reducir y/o erradicar la introducción ilícita de combustibles al país, su distribución y consumo ilegal.

En este sentido, adicional a los operativos que realiza la Policía en estaciones de servicio, se han establecido puestos de control, algunos temporales y otros permanentes, en lugares claves por los cuales deben pasar los carrotanques en las rutas establecidas para cada departamento.

Durante el 2006 y lo corrido del 2007 se han realizado jornadas de sensibilización con los diferentes actores de la cadena de distribución, mayoristas, minoristas y terceros. Así mismo con autoridades de control como gobernaciones y alcaldías en los municipios y departamentos zonas de frontera.

También se ha capacitado al personal de la POLFA, Fiscalía, DIAN, SIJIN y Fuerzas Militares, sobre el esquema de abastecimiento en zona de fronteras frente a la normatividad vigente y a las responsabilidades de las estaciones al distribuir combustibles exentos de impuestos.

A partir de noviembre de 2006 se implementó el comité de control de desvío y contrabando para el departamento de La Guajira, buscando minimizar los niveles de contrabando y desvío en la región.

4.4 ASPECTOS A DESARROLLAR

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.

El Ministerio de Minas y Energía en conjunto con Ecopetrol S.A. y otras entidades, continuará participando en el desarrollo de la estrategia de control al contrabando y desvío de combustibles, liderada por la DIAN.

Se espera que en el segundo semestre del 2007, de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 4299 de 2005, se implemente el esquema de control con GPS de los carrotanques utilizados en zonas de frontera.

5. TRANSPORTE

En 2006 se fortaleció la gestión operativa en la materia, se incorporaron nuevas operaciones y se consolidó el sistema de gestión para proveer servicios de transporte competitivo para Ecopetrol S.A. De igual forma, dicha empresa avanzó en su reto de posicionarse en el primer cuartil de los mejores transportadores de América Latina.

La totalidad de los procesos de Ecopetrol S.A en transporte fueron certificados bajo la norma ISO 9001 y en 2006 obtuvo la recomendación de ICONTEC para certificar todas sus plantas con las normas ISO 14001 y OHSAS 18001.

Los resultados obtenidos en indicadores tales como la optimización de costos, el cumplimiento de los compromisos volumétricos por encima de las metas establecidas, la reducción constante del hurto, el incremento en la satisfacción de sus clientes y la generación de valor, demuestran el mejoramiento sostenido del negocio en los últimos años.

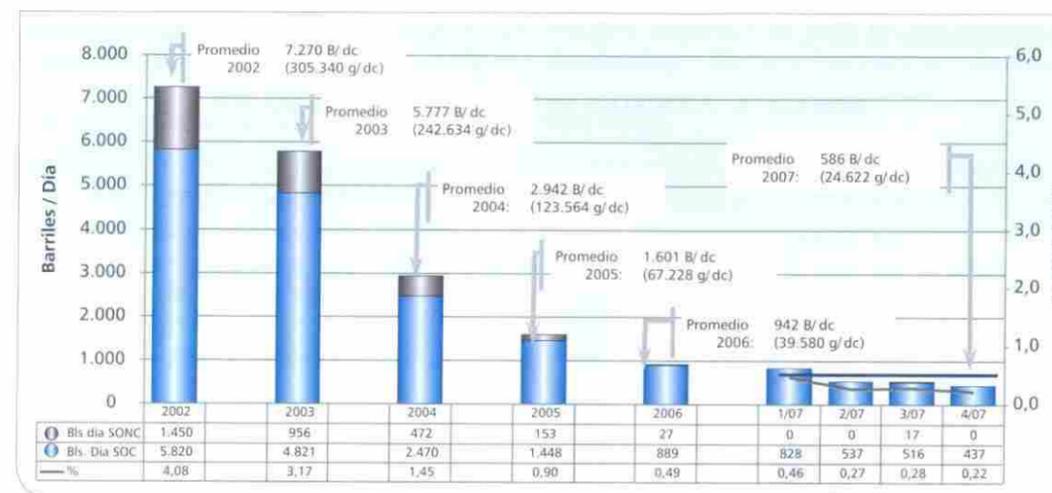
5.1 RESULTADOS

5.1.1 REDUCCIÓN HURTO DE COMBUSTIBLES Y ATENTADOS

Como resultado de la estrategia integral implementada se continuó reduciendo de manera importante el hurto de combustibles. A 31 de diciembre de 2006 en promedio se tenían pérdidas de 942 barriles por día, 6.328 barriles por día menos que los 7.270 barriles por día que se registraron durante el 2002.

Los 586 barriles por día en promedio a 30 de abril de 2007, significan una reducción del 38% en relación con el 2006 (942 barriles por día) y 92% en relación a 2002 cuando se tuvo el valor más alto de la historia. La evolución sobre el particular se presenta en la gráfica 14.

GRÁFICA 14. EVOLUCIÓN REDUCCIÓN HURTO DE COMBUSTIBLES



Fuente: Ecopetrol S.A.

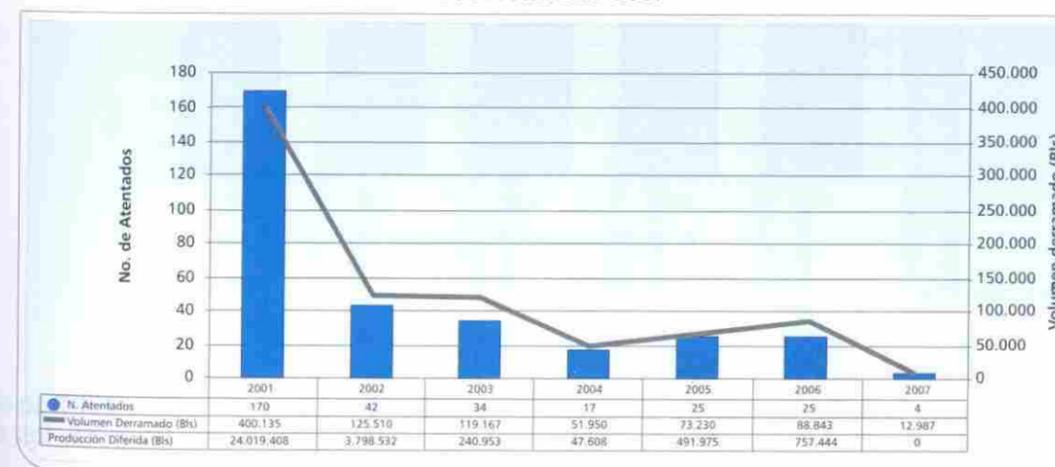
La concentración del problema continuó, estando en su mayoría en la zona del Magdalena Medio, en donde el hurto representó en volumen el 58,27% del total nacional.

Adicional a las acciones adelantadas conjuntamente con las autoridades para prevenir y controlar el hurto en los poliductos, se logró la aprobación, por parte del Congreso de la República, del nuevo Código Penal para endurecimiento de penas por la comisión de este delito, y se renovaron los convenios celebrados con los municipios de Bucaramanga y Pereira a fin de controlarlo en toda la cadena de distribución de combustibles. Estos tienen como objetivo facilitar los medios y la información para que los municipios, mediante el establecimiento de unas metas de recaudo por sobretasa a la gasolina, tomen las medidas para que se comercialicen combustibles legalmente adquiridos y se fortalezca en sus comunidades la cultura de la legalidad y la protección al medio ambiente.

De manera complementaria, para informar a la ciudadanía sobre las consecuencias que tiene involucrarse en al comisión de ese delito, se difundieron mensajes radiales en 43 emisoras entre independientes o afiliadas a las principales cadenas radiales del país para un cubrimiento de más de 70 municipios de seis diferentes departamentos; se emitió un comercial de 30 segundos en televisión por el Código Cívico Institucional en los canales nacionales y privados, y se imprimieron y distribuyeron 2.000 afiches y 7.500 volantes con contenidos alusivos a evitar el hurto de combustibles en diferentes regiones del país.

En cuanto a los atentados a oleoductos y como producto de la implantación de la estrategia de control de atentados, en 2006 se evitó el incremento de este delito en el Oleoducto Caño Limón - Coveñas con respecto a 2005, siendo significativamente inferior al promedio de los años recientes.

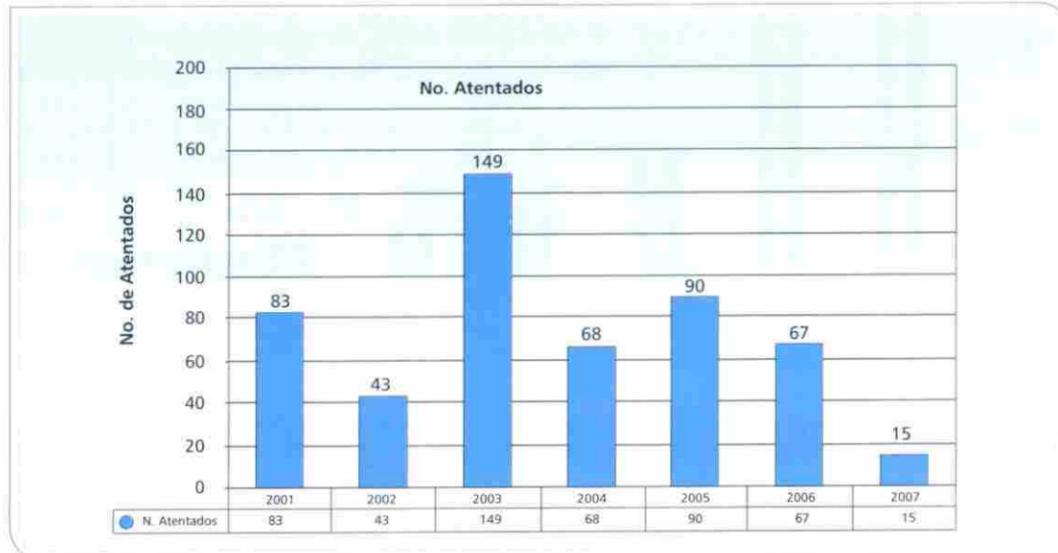
GRÁFICA 15. ATENTADOS A INFRAESTRUCTURA PETROLERA 2001 A MARZO 2007



Fuente: Ecopetrol S.A.

Referente a los sistemas de oleoductos del sur del país, se logró una reducción en el número de atentados equivalente al 25%.

GRÁFICA 16. ATENTADOS SISTEMAS OLEODUCTOS DEL SUR

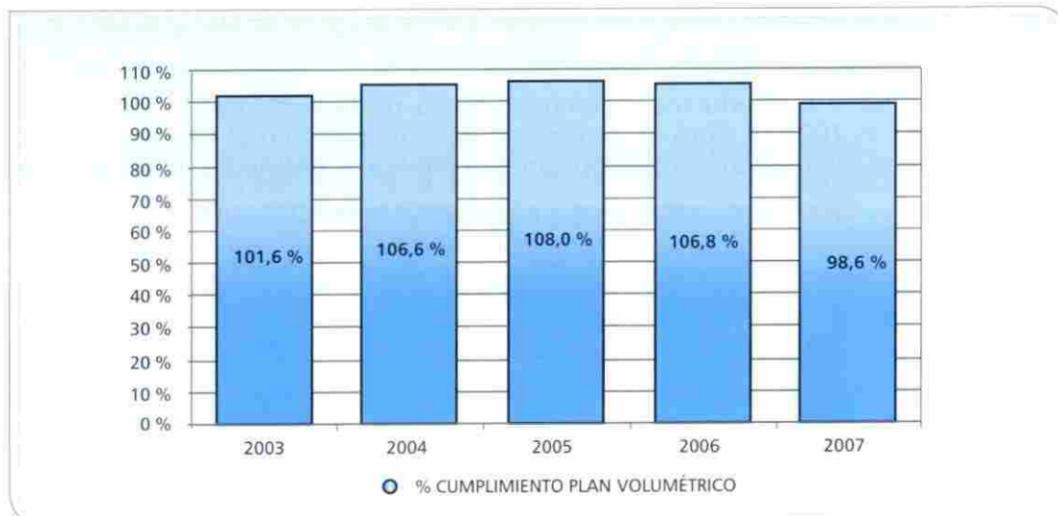


Fuente: Ecopetrol S.A.

5.1.2 CUMPLIMIENTO VOLUMÉTRICO

El fortalecimiento de la gestión operacional lograda mediante el control centralizado, la optimización del proceso de programación y de uso de la infraestructura, el aseguramiento del proceso de transporte por carrotanque y los índices logrados en disponibilidad de planta, aportaron al cumplimiento del 106% en los compromisos de transporte de crudo y refinados en 2006 y 98,5% a marzo de 2007, con disminución en quejas y reclamos de clientes y mejora en las entregas con un índice de entregas perfectas de 96%.

GRÁFICA 17. VOLÚMENES TRANSPORTADOS



Fuente: Ecopetrol S.A.

5.1.3 OPTIMIZACIÓN OPERACIONAL

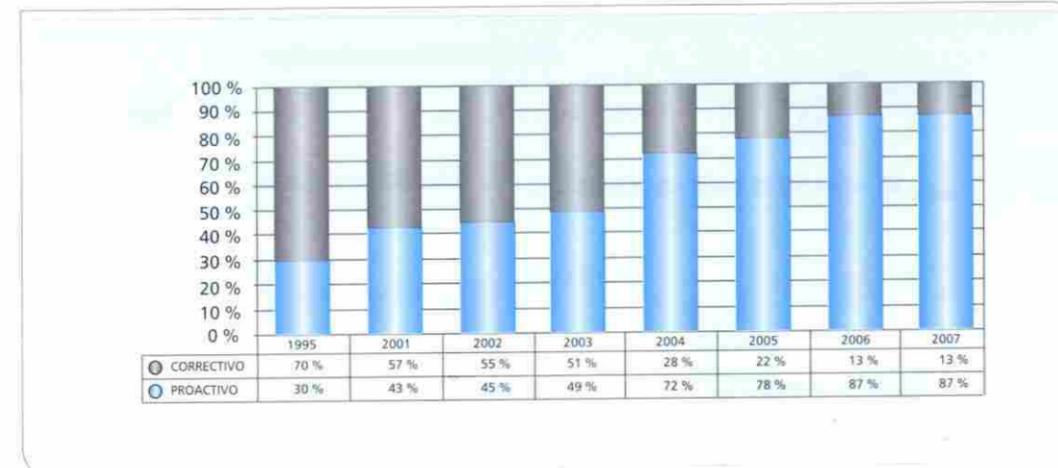
Dentro del plan para la optimización de la operación, durante 2006 y lo corrido de 2007 se sumaron a la operación remota desde el Centro de Control Maestro de Operaciones en Bogotá, los sistemas

Galán - Sebastopol - Salgar 8", 12" y 16", Puerto Salgar Mansilla de 8" y 10"; también se mejoró la confiabilidad de la operación remota con un margen superior al 95% en los sistemas Galán - Bucaramanga, Mansilla - Puente Aranda, Salgar - Gualanday - Neiva y Cartagena - Baranoa.

5.1.4 MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA

Como parte de la estrategia de mantenimiento, se puso en marcha el sistema de gestión de integridad de ductos al nivel de los mejores del mundo, el cual garantizará la preservación de las tuberías y tanques, evitará afectaciones e impactos a las comunidades y medio ambiente, y disminuirá los riesgos asociados al transporte una vez se implemente totalmente. El mantenimiento proactivo se sostiene en el 87%, de acuerdo con los estándares internacionales.

GRÁFICA 18. ÍNDICE DE MANTENIMIENTO PROACTIVO

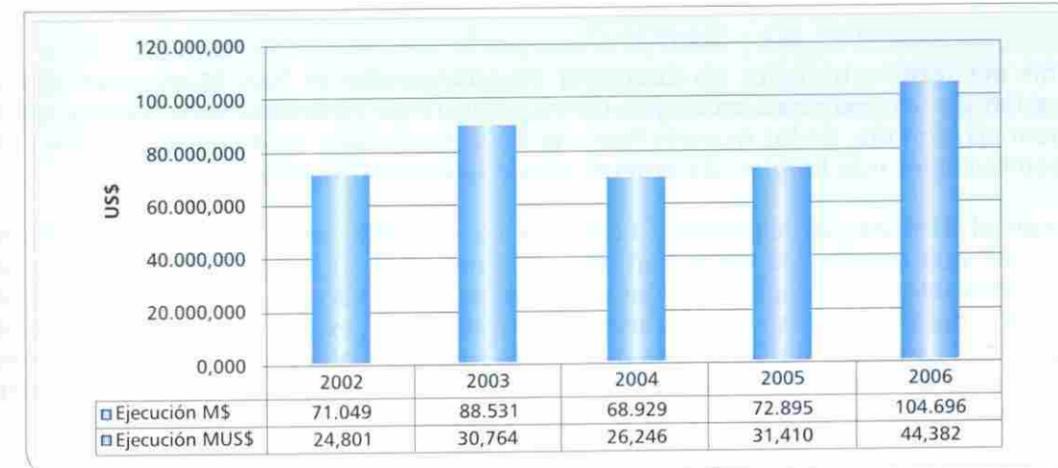


Fuente: Ecopetrol S.A.

5.2. INVERSIONES

En 2006 se adelantaron 51 proyectos por valor de US\$57,5 millones, principalmente orientados al control de hurtos, mejoramiento de confiabilidad, seguridad industrial y optimización operativa. Para 2007 está en ejecución un presupuesto de inversiones de US\$127 millones, orientado principalmente a la ampliación de la capacidad de transporte de crudos pesados, mejoramiento de integridad de líneas, tanques y estaciones del sistema nacional de transporte.

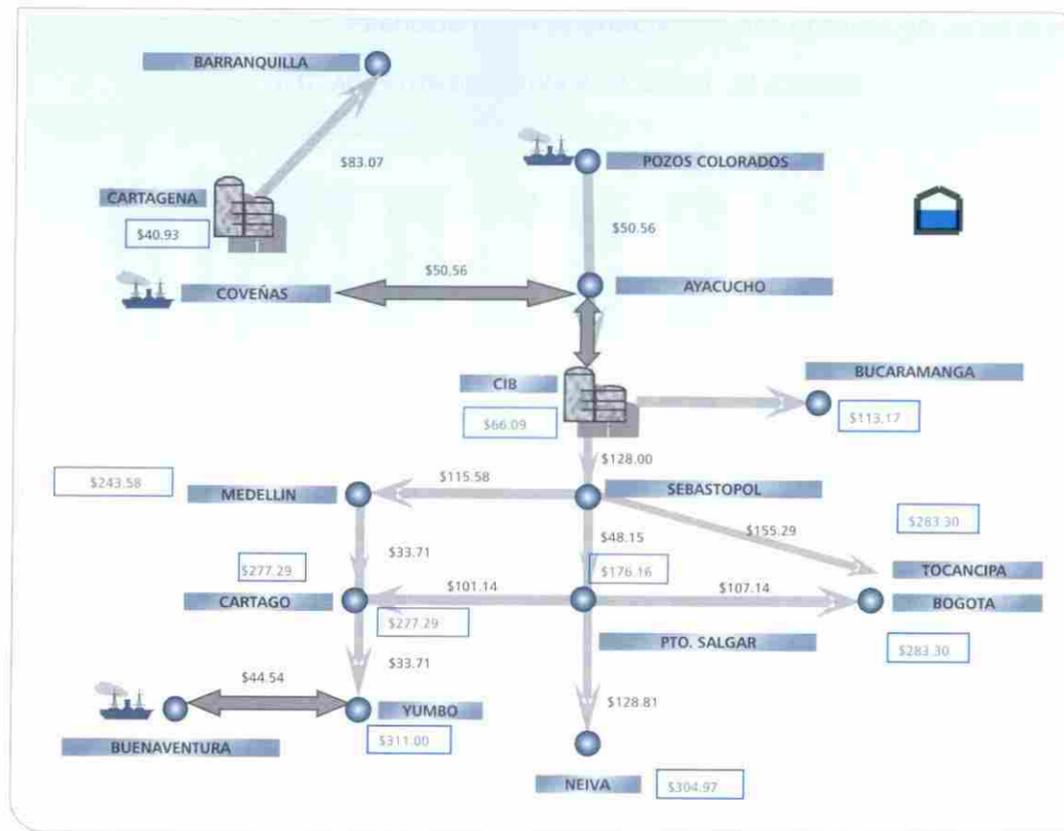
GRÁFICA 19. INVERSIONES



5.3 TARIFAS POR DISTANCIA

Se continúa aplicando el cobro las tarifas por distancia a través del sistema de poliductos de Ecopetrol S.A., 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.

GRÁFICA 20. TARIFAS POR DISTANCIA



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

6. REFINACIÓN

La selección del socio estratégico de Ecopetrol para desarrollar el Plan Maestro de Cartagena y la adjudicación de los contratos para ejecutar el proyecto de hidrotreatmento de la refinería de Barrancabermeja, son dos de los grandes hitos de 2006 en materia de refinación, que le permitirán producir combustibles más limpios, de acuerdo con la legislación vigente.

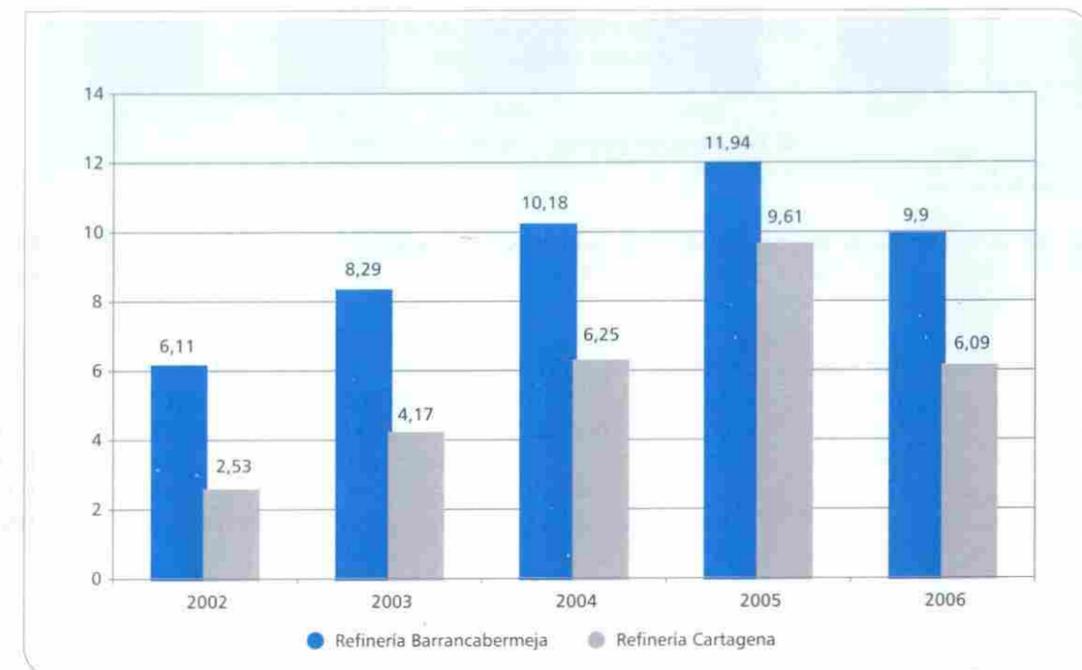
Glencore con el 51% de participación y Ecopetrol con el 49%, crearon la sociedad Refinería de Cartagena S.A., que ampliará la capacidad de carga, mejorará su factor de conversión y permitirá producir combustibles más limpios que cumplan estándares internacionales de calidad. Durante el primer trimestre del año en curso se realizaron las actividades necesarias para realizar la transferencia de los activos de la refinería de Cartagena a la nueva sociedad, la cual se realizó el 31 de marzo de 2007, y a partir de abril Ecopetrol S.A. realiza su función de mandatario en el cual opera, mantiene y comercializa los productos de Refinería de Cartagena S.A.

En el transcurso del año se debe definir la configuración final y la contratación del EPC. (ingeniería, compras y contratación) del proyecto de ampliación y modernización de la refinería.

La planta de hidrotreatmento en Barrancabermeja es otro gran proyecto en refinación, con inversiones estimadas en más de US\$420 millones, que permitirán cumplir los estándares de calidad en los combustibles producidos en ese complejo industrial, entre los que se cuentan un diesel para transporte masivo con un máximo de 50 partes por millón de azufre en 2010. Durante los primeros tres meses del 2007 se empezó la ejecución de los contratos, que fueron firmados a finales de 2006; se realizaron los talleres de constructibilidad del proyecto y se continúa con las ingenierías detalladas. Hasta el momento presenta un avance del 1,33% de ejecución física. Se espera terminar la ingeniería detallada, adjudicar las compras de largo plazo y avanzar en el desarrollo de la infraestructura.

Estos dos proyectos se unen a los resultados alcanzados en 2006, como la disminución en la frecuencia de accidentalidad, el incremento en la carga de crudo, los resultados de satisfacción del cliente, los beneficios en caja del programa de optimización y el EVA, que buscan posicionar a las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena en el primer cuartil en Latinoamérica en 2010, según los indicadores de la firma Solomon.

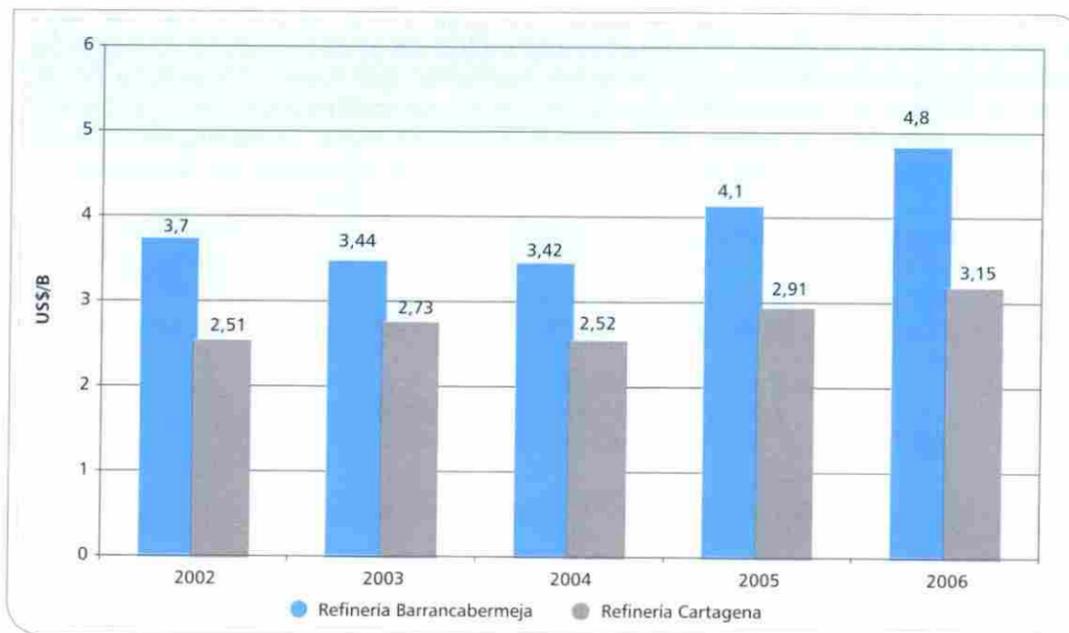
GRÁFICA 21. MARGEN BRUTO DE REFINACIÓN
DÓLARES POR BARRIL



Fuente: Ecopetrol S.A.

El margen bruto de refinación fue inferior al registrado en 2005 y estuvo influenciado por el crack spread (diferencial de precios internacionales de productos vs. materia prima); sin embargo se registraron mayores rendimientos de productos valiosos y se optimizaron procesos y dietas de crudo a las refinerías.

GRÁFICA 22. COSTOS OPERACIONALES TOTALES
DÓLARES POR BARRIL

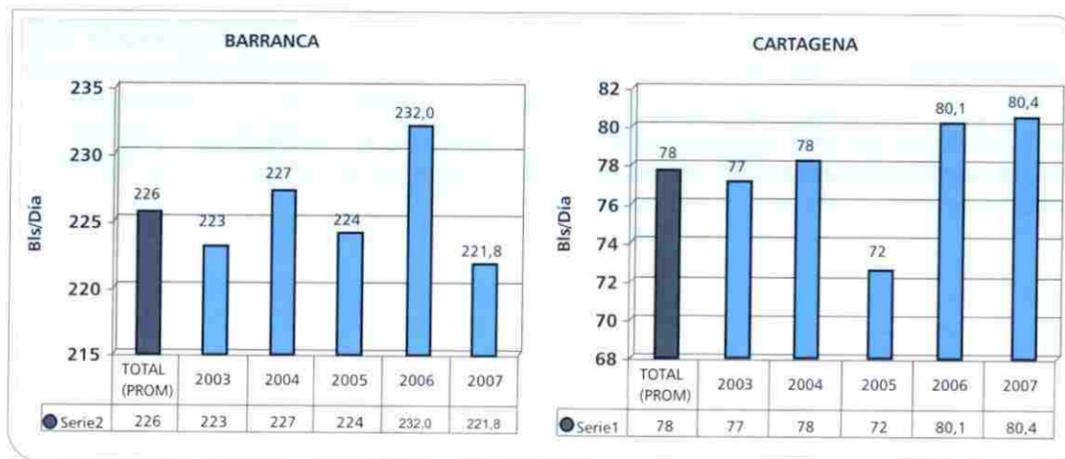


Fuente: Ecopetrol S.A.

En el caso de la refinería de Barrancabermeja, el margen descendió en US\$2,04 por barril al pasar de US\$11,94 en 2005 a US\$9,90 en 2006; en Cartagena bajó en US\$3,52 por barril, al pasar de US\$9,61 en 2005 a US\$6,09 en 2006.

Los dos complejos industriales reportaron en 2006 la mayor carga histórica registrada en cada una de las refinerías. En Barrancabermeja, y pese a la parada general de la Unidad de Crudo 2100, se alcanzaron 232 mil barriles por día, en tanto que Cartagena logró 80,2 barriles por día, que dieron un promedio total de 312,2 miles de barriles por día, cifra superior en 6% frente a la registrada en 2005 cuando se obtuvieron 295,8 miles de barriles por día. La carga de crudo a las refinerías a 30 de abril del año en curso, estaba en 302,2 miles de barriles por día, de una meta para el 2007 de 306,6 miles de barriles por día KBDC, tal como se muestra en la gráfica siguiente:

GRÁFICA 23. CARGA DE CRUDO A LAS REFINERÍAS



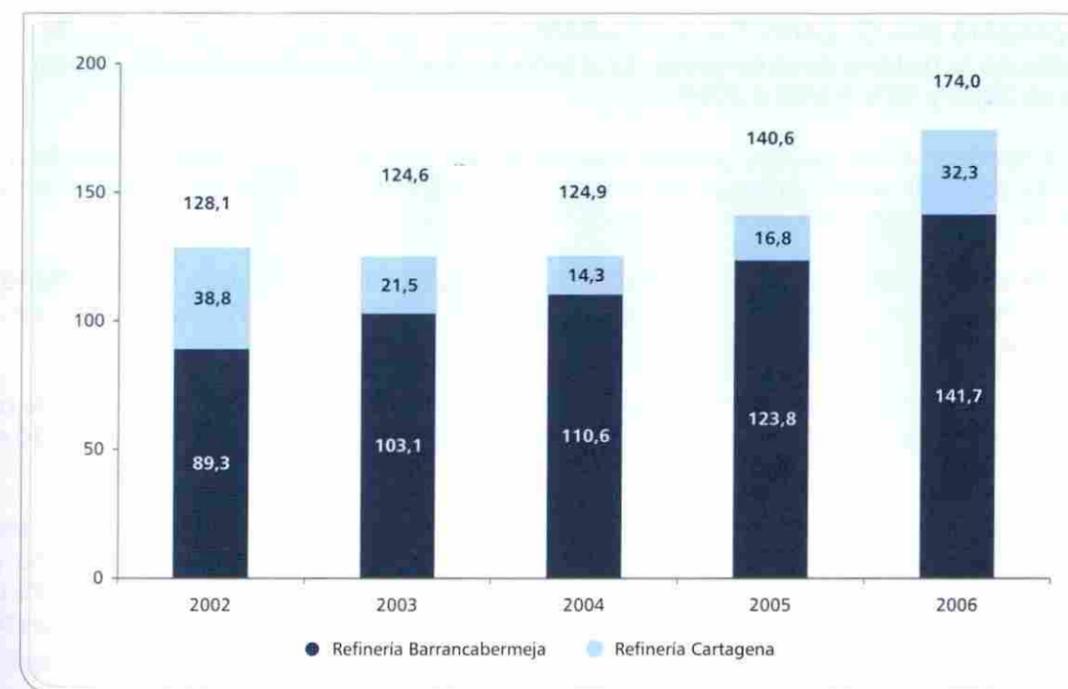
Fuente: Ecopetrol S.A.

El costo unitario operacional total aumentó con respecto a los años anteriores, afectado principalmente por el procesamiento de crudos más pesados que implicó un mayor consumo de combustibles, la mayor capitalización de proyectos como Sensor, Plan Maestro de Desarrollo de Cartagena y otros factores asociados al programa de optimización. De igual manera, en Barrancabermeja influyó la mayor compra de energía eléctrica a terceros, debido a fallas en los sistemas de generación y el incremento en actividades de mantenimiento por problemas operacionales.

El factor de utilización también presentó una disminución en relación con los dos años anteriores. La refinería de Barrancabermeja descendió de 88% al 87%, debido a menores cargas en las unidades de cracking y a los mayores días de parada no programados. En Cartagena también se presentó una ligera disminución.

Las inversiones en los dos complejos de refinación ascendieron a US\$174 millones, superiores en 17% frente a 2005, y cuya distribución representó un 45% en la financiación de nuevas oportunidades de negocio, 32% en proyectos requeridos para operar y 23% con destino a mejorar la calidad de los combustibles mediante la construcción de la planta de hidrotreatmento.

GRÁFICA 24. INVERSIONES EN REFINACIÓN
MILLONES DE DÓLARES



Fuente: Ecopetrol S.A.

Adicionalmente se destaca la finalización del Programa de Optimización de Refinería suscrito con Shell para un periodo de seis años y que alcanzó US\$289,9 millones en el indicador de beneficios en caja acumulados, de los cuales US\$98,8 millones se generaron en 2006. En 2007 se viene adelantando la ejecución del Programa Líderes 2010, que busca asegurar la sostenibilidad de las buenas prácticas implementadas, fortalecer las competencias de los líderes de la organización y cerrar las brechas frente a los mejores refinadores de Latinoamérica.

Durante el primer trimestre de 2007 el negocio de Refinación y Petroquímica de Ecopetrol S.A. ha presentado unos retos importantes en materia de cumplimiento de sus principales indicadores, los cuales se han visto impactados especialmente por el accidente de los hornos de la Unidad U - 250. Dentro de los indicadores se destacan la disminución en la frecuencia de accidentalidad, el mayor margen bruto de refinación, y el control en los costos operacionales de caja.

El margen acumulado a marzo de 2007 era de US\$9,48 por barril, el cual es superior en US\$1,13 a la meta propuesta en el pronóstico volumétrico. Por el efecto de los precios aumentó en US\$0,57 por barril, mientras que por efecto de dietas y aumento de rendimientos en las refinerías aumentó en US\$0,56 por barril.

De otro lado, el factor de utilización de las refinerías fue de 83,4% frente a una meta de 84,6%. Es importante anotar que el mismo se ha visto afectado en la Refinería de Barrancabermeja por la menor carga de crudo y de cracking, motivado principalmente por los daños de los H - 253 y H - 254 de la unidad U - 250, que afectó la carga durante los meses de febrero y marzo.

Cabe destacar que a 31 de marzo del año en curso, el proyecto de propileno tiene un avance del 58,7% en Cartagena y del 14,7% en Barrancabermeja. Adicionalmente se están realizando las pruebas con el aditivo para aumentar la producción de propileno en la unidad de ruptura catalítica de Cartagena, además que se continúa con la instalación de la splitter concentradora del mismo. Se espera empezar a entregar producto en el mes de julio de 2007.

7. SUMINISTRO Y MERCADEO

El 2006 representó para Ecopetrol S.A. los mayores ingresos por ventas internacionales de petróleo y sus derivados en la historia de la empresa: \$7,8 billones (US\$3.312 millones), 17% por encima de lo registrado en 2005 y 58% frente a 2004.

Este récord obedece a los buenos precios internacionales del petróleo (US\$66,22 por barril) y sus derivados, así como al mayor volumen de exportación registrado en los últimos años, al colocar 174 mil barriles de petróleo por día en los mercados internacionales.

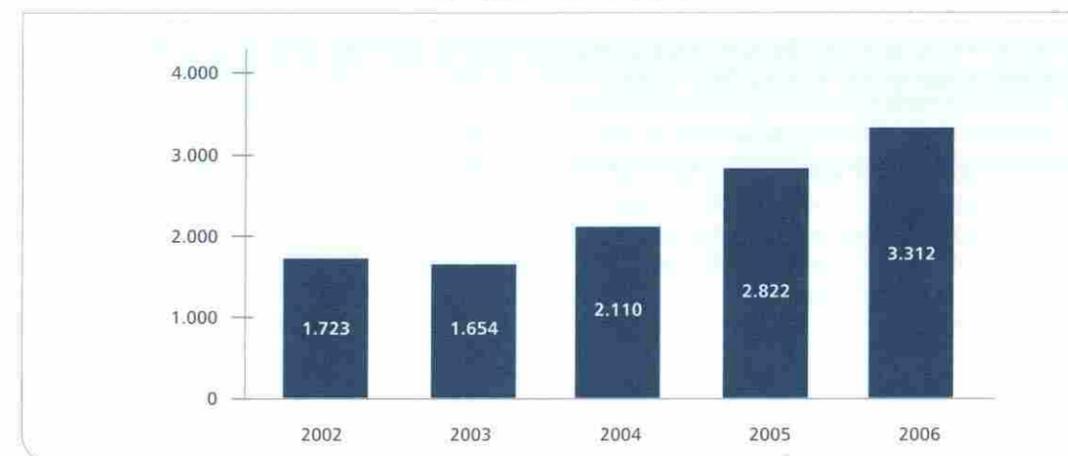
Dentro de la canasta de productos, Ecopetrol S.A. exportó fuel oil, crudos Castilla Blend, South Blend y Vasconia, nafta virgen, gasolina Ron 91,5, gasolina Ron 95 y nafta crackeada, con destino principalmente al mercado norteamericano.

En términos de balanza comercial, Ecopetrol S.A. registró una positiva gestión en el área de mercado internacional, al alcanzar \$6,98 billones (US\$2.960 millones), un 21% superior a lo obtenido en 2005 y cerca del doble (92%) del resultado de 2003.

Mientras las exportaciones presentaron un importante incremento en 2006, el volumen de las importaciones se redujo en 12% frente al año anterior y 4% en costos frente al mismo periodo evaluado. En 2006 se importaron 14,2 miles de barriles por día de productos, cuyo valor fue de \$830 millones (US\$352,2 millones) debido principalmente a la mejora del sistema de producción de diesel en la refinería de Barrancabermeja.

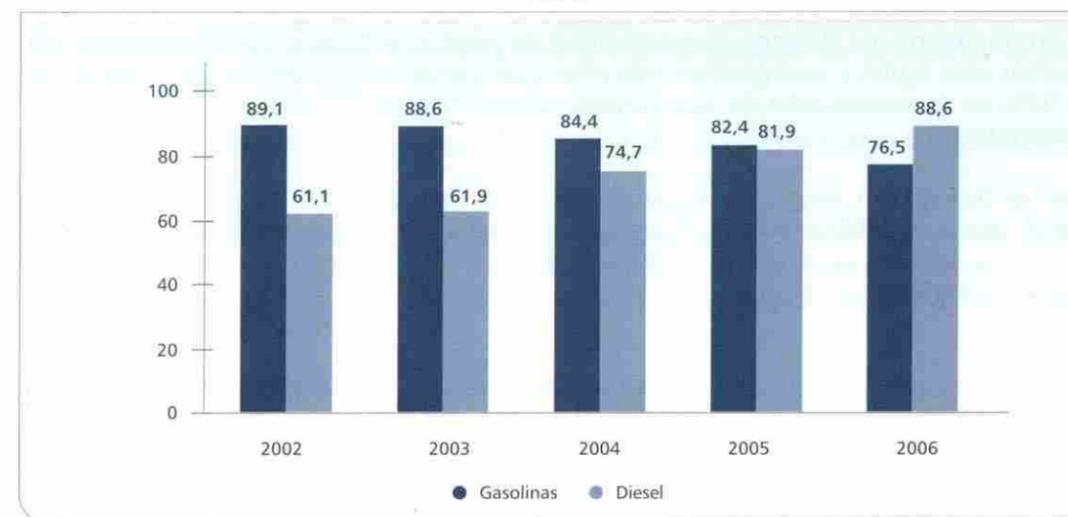
En ventas nacionales durante el año, mientras el consumo de gasolina disminuyó en un 7% frente a 2005, al pasar de 82,4 miles de barriles por día a 76,9 miles de barriles por día, el diesel se incrementó en 8% en el mismo periodo, al pasar de 81,9 miles de barriles por día a 88,6 miles de barriles por día. Se estima que la baja en las ventas de gasolina obedeció al aumento de más del 10% en el precio de este combustible, mayor utilización del gas natural vehicular y el menor costo del diesel.

GRÁFICA 25. EXPORTACIONES ECOPETROL
MILLONES DE DÓLARES



Fuente: Ecopetrol S.A.

GRÁFICA 26. VENTA NACIONAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS
KBPD



Fuente: Ecopetrol S.A.

De otro lado, durante el primer trimestre del año en curso se registraron ventas por 289.000 barriles por día, es decir un 3,9% más que las registradas en el mismo periodo del año anterior.

Haciendo una comparación de las ventas con el periodo comprendido entre julio de 2005 y marzo de 2006, y julio de 2006 y marzo de 2007, se encuentra el siguiente comportamiento de los productos: La gasolina motor ha caído en ventas (aproximadamente 3,9%) debido al efecto de la conversión de vehículos a gas natural y el fenómeno de dieselización, que a su vez ha generado el aumento de las ventas de ACPM en 12,11% aproximadamente. El diesel marino aumentó en alrededor de 5,7%, en especial por las ventas a naves en rutas internacionales. El Jet A1 aumentó cerca de 1% por el incremento en carga y flota de pasajeros.

Se han realizado exportaciones continuas de disolventes aromáticos (xileno y tolueno) al mercado venezolano y del Caribe; la estabilidad de las plantas de aromáticos ha permitido alcanzar niveles record en las entregas de ciclohexano y orthoxileno, mientras las ventas de disolventes alifáticos se han mantenido estables. En el primer trimestre del 2007 se presentó la parada programada de la planta de parafinas y bases lubricantes, que permitirá aumentar los niveles de producción; por lo

tanto se realizó la declaratoria de producto escaso que establece los lineamientos comerciales que minimicen el impacto sobre los clientes durante el periodo de escasez de producto.

Se ha optimizado el esquema de entregas y producción de asfalto para responder al incremento en la demanda generado por el plan 2.500 y responder al reto con el desarrollo de la infraestructura vial del país.

Con respecto al primer trimestre del 2007, en el mercado internacional se observa una disminución del volumen de exportación de un 8% y de su valor en un 19%. El volumen disminuyó por varias razones: el cambio de exportador a importador de diesel, el mayor uso de naftas como diluyente del crudo Castilla y por menor carga a refinerías. El volumen exportado de crudo Vasconia ha disminuido por menor producción de crudos livianos, contrario al crudo Castilla y South Blend cuya producción se ha incrementado.

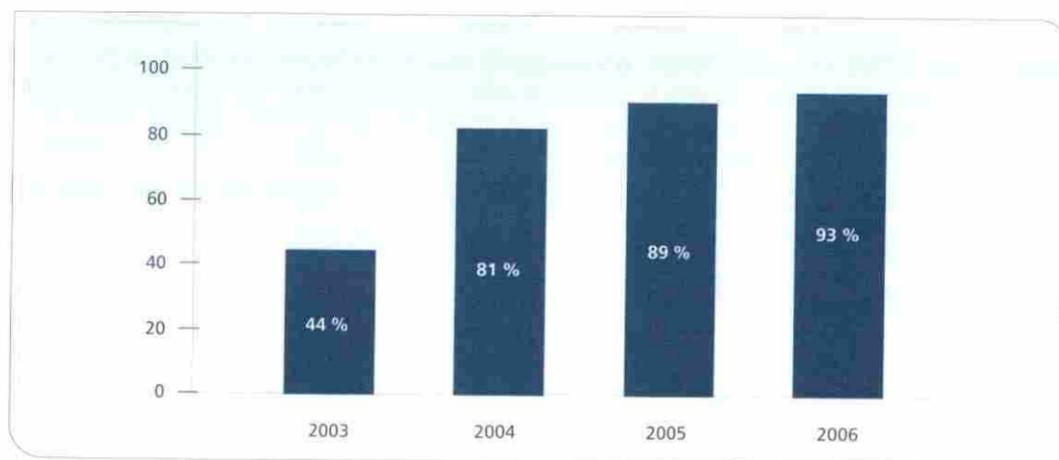
El menor valor de las exportaciones se debe a una menor cotización del precio del WTI y de los marcadores de referencia para la venta de los productos refinados, situación que puede cambiar para los siguientes trimestres del 2007. Con respecto a las importaciones, el primer trimestre del 2007 representa un 7% más de volumen importado que en el mismo periodo del 2006, debido a mayores importaciones de crudo.

7.1 SATISFACCIÓN DE CLIENTES

Un mayor contacto con los clientes, disponibilidad de medios virtuales, asesoría técnica posventa, así como procesos más ágiles y una gestión más eficiente, llevaron a Ecopetrol S.A. a pasar en tres años de 44% a 93% en la satisfacción de sus clientes, superando en 15 puntos el estándar internacional Quality Service Index.

En 2006 se entrevistaron 462 clientes externos, 86% del mercado nacional y 14% del mercado internacional, quienes calificaron la calidad general del servicio con un 93% de satisfacción, entre excelente y muy buena. La encuesta fue realizada por una firma especializada y con la misma metodología utilizada en años anteriores.

GRÁFICA 27. ENCUESTA SATISFACCIÓN CLIENTES ECOPETROL S.A.
% EXCELENTE Y MUY BUENO



Fuente: Ecopetrol S.A.

Parte de la estrategia de Ecopetrol para mejorar su nivel de satisfacción con los clientes implicó la puesta en marcha, desde julio de 2006, de la solución CRM (customer relationship management) bajo el estándar mundial SAP (systems applications and products in data processing).

8. TEMAS REGULATORIOS Y LEGALES

8.1 POLÍTICA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Hasta diciembre de 1998, la política para fijar el incremento de precios de la gasolina y el ACPM, estaba ligada directamente con políticas macroeconómicas de control a la inflación y se hacían aumentos escalonados en dos o tres momentos del año. Esta situación generaba un ambiente especulativo, con un importante impacto en la inflación.

Desde mediados del mismo año se inició una situación coyuntural de caída del precio internacional del crudo. Esta situación fue aprovechada en su momento por el Ministerio de Minas y Energía para establecer la política de liberación del precio de la gasolina regular y del ACPM.

Con esto se buscó principalmente lograr la competitividad de mercado de estos productos, para incentivar la participación del privado en el esquema de refinación o de importación de los mismos. También se buscó independizar la indexación del precio de la gasolina con la inflación y evitar así los espacios especulativos.

Es por ello que a partir de 1999 el Ministerio de Minas y Energía adoptó una nueva forma de fijación de precios de la gasolina motor corriente y el ACPM, basada en la metodología de paridad de precios de importación, en la cual el ingreso al productor (precio de venta de Ecopetrol o de un importador), fluctuaba mensualmente de acuerdo con la variación internacional de los precios de la gasolina y el ACPM, y el comportamiento de la tasa de cambio.

La metodología para determinar el ingreso al productor era la de paridad importación en el Puerto de Barrancabermeja. Para calcularlo se hacía un ejercicio teórico en el que se agregan todos los costos y gastos en los que se incurría al importar gasolina de la costa del Golfo de los Estados Unidos de América. Los costos que hacían parte del ingreso al productor son: precio FOB Costa del Golfo, flete internacional, seguros, arancel, costos de inspección, impuesto de timbre, y por último, la tarifa del poliducto Pozos Colorados Galán (donde se transporta la gasolina desde Santa Marta hasta Barrancabermeja).

La estructura establecida en dichas Resoluciones implicaba que los precios fluctuaran de acuerdo con los precios internacionales y la tasa de cambio, pero entre finales de 1999 y el 2002, el Gobierno no trasladó la totalidad de la variación de precios internacionales de los combustibles hacia los precios internos, buscando ajustes moderados de precios y evitar grandes variaciones en los mismos, que debieron ocurrir como consecuencia de los incrementos registrados en el precio internacional del petróleo y en la tasa de cambio. Esta decisión tuvo un alto costo porque se generó un subsidio económico por parte de ECOPETROL, representado en los ingresos dejados de percibir en la venta de combustibles.

La decisión del Gobierno Nacional de modificar algunos elementos de la fórmula de cálculo de los precios de la gasolina, se tomó en su momento sin afectar la esencia de la medida y consciente del alto subsidio que se estaba generando.

Durante el 2002 y ante la incertidumbre en los precios internacionales, el Gobierno decidió mantener la política de paridad precios de importación pero referida a US\$20 el barril, precio de referencia aprobado para el presupuesto de ingresos y gastos de Ecopetrol y por el Consejo Superior de Política Fiscal (CONFIS) para la vigencia fiscal de 2002, y no a los precios spot del crudo.

En el caso del ACPM, debido a los compromisos adquiridos por el Gobierno con el sector transportador, los precios internos durante el 2002 no reflejaron la variación de los precios internacionales de este combustible, generándose un subsidio mayor para este energético.

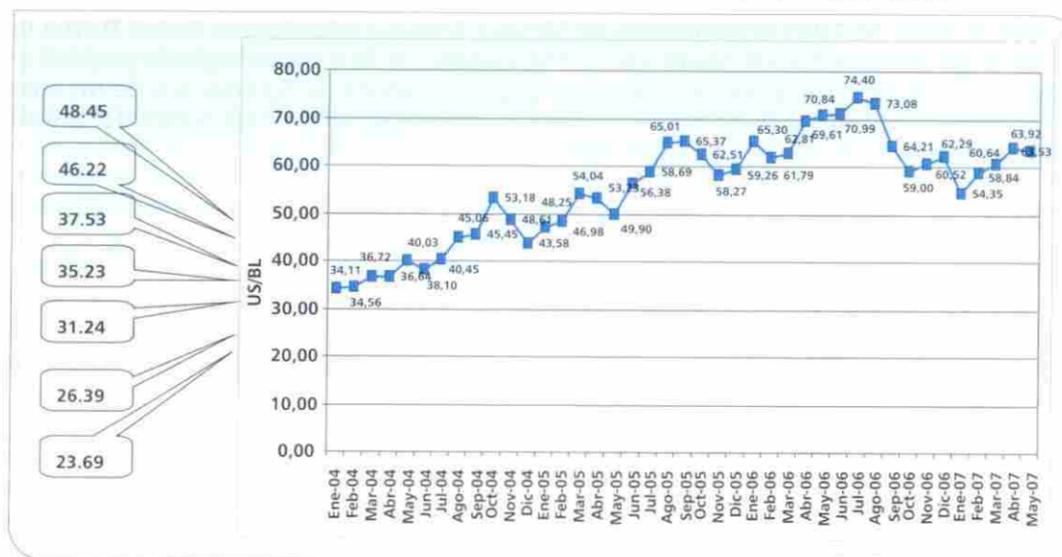
Durante el cuatrienio 2002 - 2006 se continuó con la política de determinación de los precios internos de la gasolina motor corriente y ACPM con base en los costos de oportunidad, con el fin de dar señales

apropiadas a los usuarios respecto al costo real y de oportunidad de producción y comercialización de dichos combustibles, y a los agentes de la cadena de distribución en la búsqueda de la expansión de infraestructura de producción, venta y comercialización de dichos bienes.

La coyuntura internacional de precios del petróleo de los años 2005 y 2006 situó al crudo de referencia WTI por encima de los US\$50 por barril y a los combustibles líquidos derivados de este, en niveles superiores a los US\$70 por barril en los mercados de referencia. El trasladar la totalidad de las variaciones internacionales de los precios de los combustibles al precio doméstico hubiera resultado inviable en las actuales condiciones económicas y sociales del país, ya que se requeriría aumentar de manera instantánea en al menos 50% los precios nacionales.

Por tal razón, este Gobierno desde sus inicios tomó la decisión de fijar los precios nacionales de la gasolina motor corriente a partir del precio esperado de largo plazo del petróleo WTI con referencia a la Costa del Golfo de México, el cual tuvo como su última proyección US\$ 48,45 por barril y así eliminar en gran medida la alta volatilidad que en la actualidad tienen los precios de coyuntura en el mercado mundial.

GRÁFICA 28. PRECIO WTI ESPERADO DE LARGO PLAZO VS. PRECIO REAL



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Es importante señalar que este precio correspondía al promedio de las proyecciones de los expertos internacionales para los próximos cinco años. El anterior precio era adicionado con un margen de refinación de US\$2,5 dólares por barril para determinar un precio internacional de los mencionados combustibles de mediano plazo de US\$50,95 por barril en la Costa del Golfo de México. A partir de allí y tal como se señaló anteriormente, se calcula la paridad de importación.

Esta metodología dista mucho de reflejar la dinámica de precios de los combustibles, en primer lugar porque la proyección del precio del petróleo está muy alejada del precio spot y en segundo lugar porque un margen de refinación fijo no da cuenta de los spreads que se presentan entre los derivados del petróleo y el precio del crudo.

En particular, los diferenciales entre los combustibles y el crudo WTI, que reflejan los márgenes de refinación, se han venido ampliando de forma estructural reflejando de una parte un mercado cada vez más restringido por la oferta, y de otra los mayores costos asociados con las actualizaciones tecnológicas que se requieren para cumplir los estándares de calidad ambiental cada vez más exigentes. Esto se traduce en que rangos que a finales de la década de los 90 oscilaban entre 2 y 5 dólares por barril, han dado transición a rangos entre 7 y 15 dólares por barril.

El efecto generado por este tipo de distorsiones en los precios ha ocasionado que combustibles como el diesel, para los que el país no tiene la suficiente capacidad de producción, tengan mayor demanda, y que combustibles más limpios, abundantes y con mayor ventaja en el precio como el gas natural no tengan una demanda consolidada en el sector transporte. En los últimos años se evidenció un aumento significativo de la participación del diesel dentro de la composición del mercado de los combustibles para transporte; hoy en día es utilizado no sólo en el transporte de carga y pasajeros intermunicipal, sino en otras modalidades como el servicio público municipal, los sistemas de transporte masivo, taxis y vehículos particulares.

En concordancia con lo señalado en el Plan Nacional de Desarrollo para el periodo 2006-2010, el Gobierno Nacional viene avanzando en el proceso de desmonte de los subsidios implícitos a los combustibles líquidos (gasolina corriente y diesel), con el propósito de incentivar la competencia y la inversión en la industria de refinación e importación de estos combustibles, lo cual permitirá asegurar el abastecimiento de estos energéticos en el mediano plazo.

De acuerdo con lo anterior, en el cálculo de los precios bajo la metodología de costos de oportunidad paridad exportación, se toman como referencia los precios de mercado de los productos de calidad colombiana en la Costa del Golfo de los Estados Unidos, y los costos de transporte entre la costa colombiana y la Costa del Golfo, los cuales se descuentan dependiendo del caso de cada producto, lo que reconoce hoy el mercado como costo de oportunidad a los mismos.

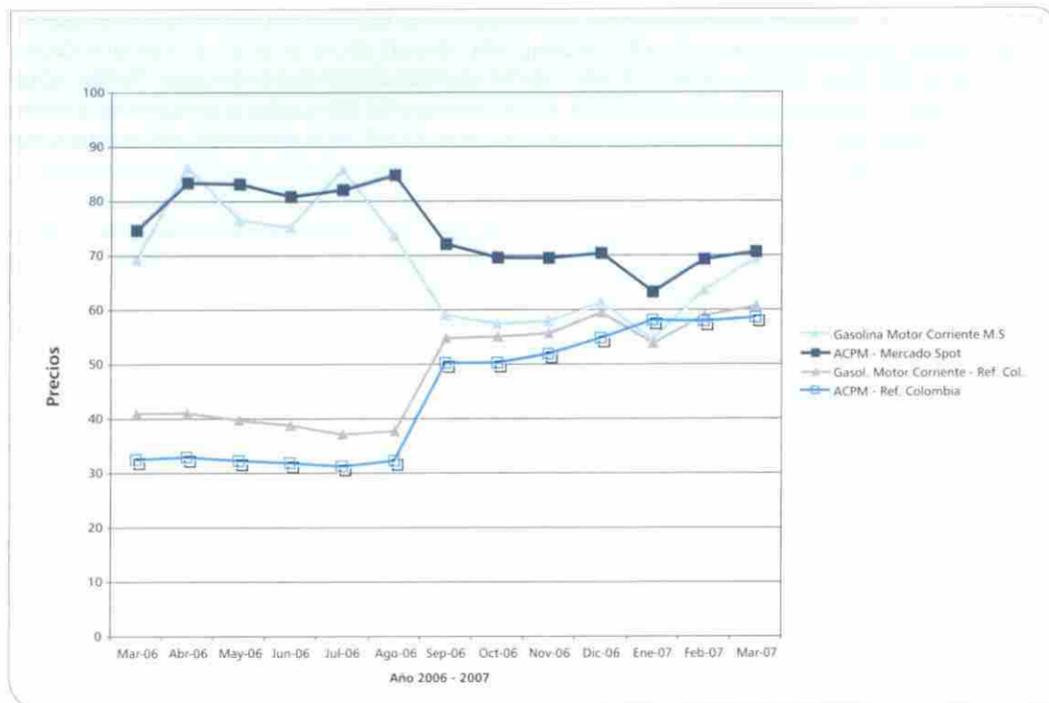
Como ejemplo, el mercado hoy reconoce a los países latinoamericanos el costo de oportunidad paridad exportación del diesel como el índice del golfo en la Costa del Golfo, e inclusive reconoce un premium adicional por encima de dicho índice.

Con el fin de mitigar el impacto del proceso de ajuste de precios, se definirán sendas de desmonte de los subsidios implícitos que no irán más allá de junio de 2008 para la gasolina y de junio de 2009 para el diesel, tomando como referencia la diferencia entre el ingreso al productor nacional y los precios spot de los señalados productos en el mercado internacional. Una vez alcanzados los anteriores procesos se seguirían utilizando los precios spot, a su vez que se evaluaría la liberación de los precios de la gasolina corriente y el diesel, buscando implementar mecanismos que permitan mitigar los efectos de la volatilidad del mercado.

Ahora bien, es importante anotar que para la fijación de los precios de los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio del año en curso, se continuó con la política de desmonte gradual de los subsidios a los combustibles bajo el esquema mencionado anteriormente, en donde a primero de junio de 2007, el precio de referencia en la Costa del Golfo para la gasolina corriente es de US\$69,61 por barril, que corresponde al 73,4% del costo de oportunidad de la gasolina, que era de US\$93,58 por barril.

En el caso del ACPM, el precio de referencia del mismo en la Costa del Golfo corresponde a US\$66,90 dólares por barril, que es equivalente a un 83,5% del costo de oportunidad del ACPM, que era de US\$79,94 por barril.

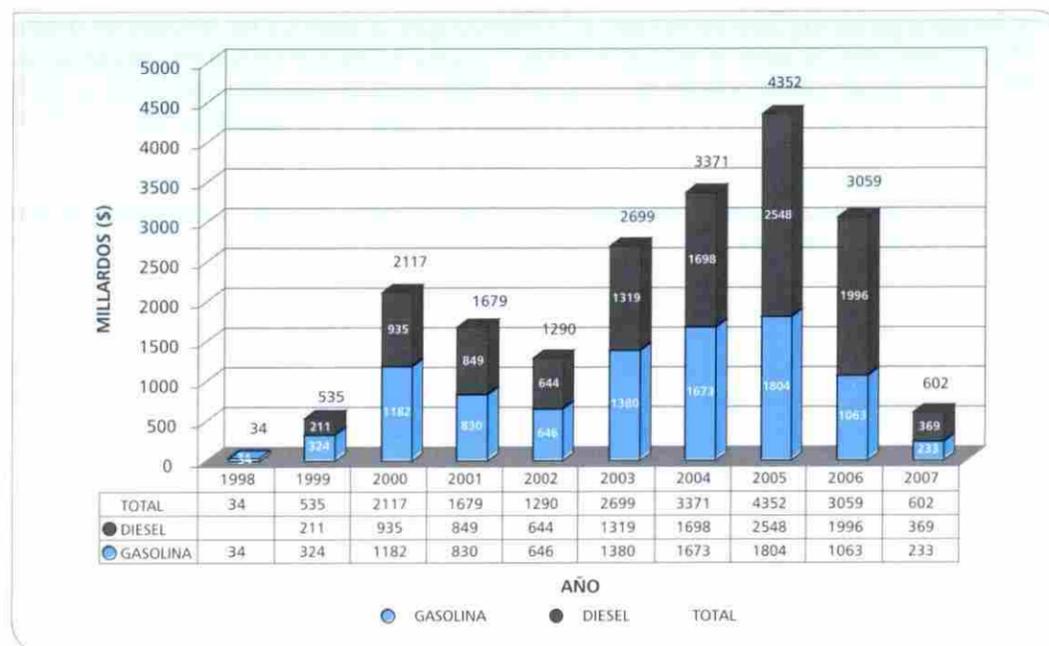
GRÁFICA 29. GASOLINA & ACPM
MERCADO SPOT VS. REFERENCIA LOCAL



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

En conclusión, los precios nacionales de los combustibles a nivel del ingreso al productor, pese a los incrementos realizados, están aún por debajo de los costos precios de oportunidad, lo que significa que se ha generado subsidio. La cuantificación de los subsidios desde 1998 hasta mayo del presente año, se muestra a continuación.

GRÁFICA 30. SUBSIDIOS A LA GASOLINA Y AL DIESEL



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Estos recursos son indispensables y vitales para la economía del país y por ello resulta altamente conveniente seguir utilizando una política de internacionalización de precios para un recurso natural no renovable que además es escaso. Es además una política coherente que garantiza que los subsidios se destinen a los sectores que generen una mayor rentabilidad social (como saneamiento básico y salud) y no a quienes consumen combustible en forma directa o indirecta, que son una fracción reducida de la población Colombiana.

En el Artículo 48 de la Ley 1110 del 27 de diciembre de 2006, Ley del Presupuesto Nacional para el año 2007, se dispuso que la diferencia entre el ingreso al productor regulado y el precio en el mercado internacional referenciado al mercado del golfo de los Estados Unidos para los refinadores o importadores, que venía siendo asumida por éstos, podría ser financiado durante la vigencia fiscal de 2007 con cargo a los recursos de la Nación, en cumplimiento de las finalidades sociales del Estado en los términos previstos en la Constitución Política.

Para el efecto, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 180481 de 23 de marzo de 2007, en la cual se determinaron las bases, criterios y procedimientos para su asignación y traslado, la cual viene siendo aplicada durante el presente año y con un estimado de ejecución para la vigencia de \$1,5 billones.

8.2 DECRETO 1333 DE 2007 - MODIFICACIÓN MARCO REGULATORIO DEL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

A través del Decreto 4299 de 2005, el Gobierno Nacional reglamentó el Artículo 61 de la Ley 812 de 2003, señalando un nuevo marco regulatorio para el sector de distribución de combustibles líquidos en el país, buscando contar con unos agentes fuertes y consolidados que generen valor a la cadena de distribución de los combustibles y por ende mejoren la prestación del servicio público, y en tal sentido se han venido señalado reglas claras que permitan la competencia en igualdad de condiciones para todos los actores, que finalmente se constituyen en elementos de protección del Estado a los diferentes agentes que ejercen su actividad bajo el estricto cumplimiento de las normas legales definidas para el efecto.

No obstante que el Decreto 4299 de 2005 otorgó plazos para su cumplimiento, fue necesario conceder nuevos términos para lograr que los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo se ajustaran a los requisitos establecidos, en aras de ofrecer a los usuarios la prestación del servicio con las condiciones de seguridad y de abastecimiento suficientes; así mismo, resultó pertinente realizar algunas precisiones a los requisitos y a las obligaciones estipuladas en el citado decreto, entre las cuales cabe señalar las siguientes:

- **Inexistencia de organismos de certificación acreditados**

Teniendo en cuenta que solamente existe un organismo de certificación acreditado para estaciones de servicio automotriz y fluvial, y dentro de los requisitos para obtener la autorización es necesaria la presentación de dicho certificado, es pertinente que la Dirección de Hidrocarburos continúe realizando dicha labor, en ejercicio de las funciones que le confiere el Decreto 70 de 2001, hasta tanto se acrediten los organismos de certificación.

- **Clasificación de los grandes consumidores**

Se clasificó al gran consumidor con el fin incluir algunas industrias y usuarios, que de conformidad con los requisitos y obligaciones del Decreto 4299 de 2005 estaban imposibilitados para abastecerse de combustibles.

Se clasificaron como (i) gran consumidor con instalación fija (ii) gran consumidor temporal y (iii) gran consumidor sin instalación.

- **Certificado de carencia de informes por narcotráfico**

Se eliminó de conformidad con lo previsto en el Decreto 2150 de 1995 y la Ley 962 de 2005.

- **Estación de servicio automotriz y fluvial**

Se estableció la obligación de celebrar un contrato de suministro de combustibles con un distribuidor mayorista. Esta obligación estaba sólo para la estación de servicio automotriz.

- **Estaciones de servicio de aviación y marítima**

Se pretende eliminar la restricción establecida en el Decreto 4299 de 2005 para que estos agentes puedan recibir combustibles de los refinadores y los importadores, sin la condición de inexistencia de distribuidor mayorista.

- **Ampliación de plazos**

Dado el vencimiento de los términos fijados y ante el difícil cumplimiento de los requisitos por parte de los agentes, incluido entre ellos la presentación del certificado de conformidad, se concede para el efecto un nuevo plazo hasta el 26 de noviembre de 2007, para obtener la autorización.

Para la exhibición de la marca comercial se amplió el plazo hasta el 25 de mayo de 2008.

- **Regulación de la venta de combustible en recipientes, la cual no estaba contemplada en el Decreto 4299 de 2005**

Se pretende dar mayor cobertura a la prestación del servicio de distribución de combustibles en los sectores agrícola, industrial y comercial, por parte de las estaciones de servicio automotriz y fluvial.

Para efectos de control, se estableció la obligación al distribuidor minorista a través de estaciones de servicio automotriz y fluvial ubicadas en zona de frontera, de respaldar los despachos al consumidor final con la presentación de la factura de venta.

- **Distribuidor Mayorista**

Se incorporó un mecanismo para evitar la cancelación de la autorización a los distribuidores mayoristas que incumplan con el requisito del volumen de venta máxima, mediante una fórmula que genera disminución en el margen mayorista.

Se incluyó la planta de abastecimiento ubicada en el Municipio de Turbo (Antioquia) con el fin de exceptuarla del cumplimiento del volumen señalado en el Numeral 7 del Artículo 14 del Decreto 4299 de 2005.

Se aclaró que el volumen de 2.600.000 galones/mes de venta es por distribuidor mayorista y no por planta de abastecimiento, como estaba estipulado en el Parágrafo Tercero del Artículo 14 del Decreto 4299.

- **Comercializador Industrial**

Se eliminó la obligación de tener una estación de servicio.

Se amplió el volumen a distribuir de un máximo de 10.000 a 20.000 galones/mes.

La restricción de volumen no aplica cuando la venta sea a aeronaves, buques o naves.

8.3 REGLAMENTO DE TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES POR POLIDUCTO

A través del Artículo 13 de la Ley 681 de 2001, se declaró de acceso abierto a terceros el sistema de transporte de poliductos de propiedad de Ecopetrol S.A. El mismo artículo estableció la obligación del Gobierno Nacional de reglamentarlo con base en el principio de no discriminación. En concordancia con lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía ha venido trabajando en el proyecto de decreto "por el cual se regula el transporte de combustibles por poliductos".

Dicho proyecto de decreto establece las regulaciones generales aplicables al transporte de combustibles por poliductos, con el fin de que se pueda asegurar la continuidad, regularidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y generalidad de los servicios y de promover el transporte de combustibles por poliductos para el recibo y entrega a precios justos y razonables, así como la competencia leal y efectiva en la prestación de tales servicios, bajo los siguientes principios:

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

Dicho 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 a terceros, de conformidad con las regulaciones generales y reglamentaciones específicas de transporte establecidas por la autoridad de regulación, control y vigilancia.

La última versión del citado proyecto de decreto, fue dada a conocer a los interesados a través de la página Web del Ministerio de Minas y Energía, con el objeto de recibir observaciones al mismo, el cual venció el pasado 23 de febrero de 2007. Se espera la expedición del mismo, antes de finalizar el presente año.

8.4 DECRETO 386 DE 2007 – DECRETO ESTRUCTURAL FRONTERAS

El Gobierno Nacional decidió unificar en el Decreto 386 de 2007 el marco regulatorio asociado a la distribución de combustibles en las Zonas de Frontera. La medida pretende mejorar la logística para distribución y fortalecer los controles en el suministro de combustibles líquidos derivados del petróleo en dichas zonas.

Las siguientes son las principales modificaciones del Decreto 386 de 2007:

- Ratifica que la función de distribución de combustibles líquidos en las Zonas de Frontera, que comprende las actividades de importación, transporte y almacenamiento, es responsabilidad de Ecopetrol S.A.
- Los vistos buenos para los planes de abastecimiento tendrán una vigencia de dos años y se renovarán automáticamente hasta por una vez (dos años más), si el plan de abastecimiento inicial no se modifica.
- Los volúmenes máximos para las estaciones de servicio se establecerán en cuotas mensuales y corresponden al periodo comprendido entre el primer y el último día del respectivo mes calendario. El volumen asignado se dividirá entre los días calendario del mes y la estación de servicio podrá adquirir la proporción correspondiente a los días restantes del mes.

- Los volúmenes asignados por la UPME tendrán una vigencia de dos años y serán fijados durante el primer trimestre del primer año del respectivo período.
- Para la asignación de los volúmenes, las estaciones de servicio deberán entregar al Ministerio de Minas y Energía una certificación expedida por un organismo de certificación acreditado.
- La estación de servicio que pierda el derecho de continuar operando como consecuencia de la comisión de una conducta penal imputable a su propietario y/o administrador, no tendrá derecho a que se le conceda un volumen máximo por lo menos durante las dos siguientes asignaciones generales.
- Cuando la sanción impuesta en contra de la estación de servicio tenga orígenes administrativos y/o derivados del contrato o cesión con Ecopetrol S.A., siempre que no involucre actividades ilícitas, el propietario de la estación podrá, luego de haber transcurrido una asignación general, solicitar nuevamente la asignación de un volumen máximo frontera. Requiere aprobación de Ecopetrol S.A. y del Ministerio de Minas y Energía.
- Ecopetrol S.A. deberá establecer rutas específicas y horarios para el transporte de combustibles hacia los municipios de las zonas de frontera, e incluirlas en los planes de abastecimiento.
- Las guías de transporte establecidas en el Decreto 4299 de 2005 o la norma que lo modifique, aclare o sustituya, tendrán una fecha de expiración que será definida por Ecopetrol S.A., con visto bueno del Ministerio de Minas y Energía a través de la aprobación de los respectivos planes de abastecimiento.
- Los transportadores solamente podrán inscribir sus vehículos para transportar combustibles a un único departamento de frontera.
- Se autoriza la cesión de volúmenes entre estaciones de servicio ubicadas en un mismo municipio (únicamente). Esta se deberá realizar a título gratuito y con previa autorización de Ecopetrol S.A.
- Se autoriza bajo las mismas condiciones señaladas en el párrafo anterior, la cesión de volúmenes máximos a estaciones de servicio que se constituyan como nuevas dentro de una respectiva vigencia, siempre y cuando dichas estaciones cumplan con lo señalado en el Artículo 5 de este Decreto.
- Se autoriza bajo las mismas condiciones señaladas, la cesión de volúmenes máximos a estaciones de servicio que se constituyan como nuevas dentro de una respectiva vigencia.
- La UPME no tendrá en cuenta la información presentada en forma extemporánea para la asignación de cupos a las estaciones de servicio. Por tanto, Ecopetrol S.A. debe llevar un control detallado de los reportes enviados mensualmente por las estaciones de servicio.
- Se auditará el cumplimiento de las estaciones de servicio de los Decretos 1521 de 1998 y 4299 de 2005 (Reglamento técnico de las estaciones de servicio y marco regulatorio del sector de distribución de combustibles), en concordancia con el plazo que les otorgó el Decreto 4227 de 2005 a las referidas estaciones para ajustarse al 100% de cumplimiento de los requisitos.
- Se otorgarán cupos solo a las estaciones que cumplan el 100% de los requisitos señalados en las referidas normas.

8.5. REGLAMENTOS TÉCNICOS DE LA CADENA DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Con el propósito de modificar las disposiciones técnicas en materia de almacenamiento, manejo y distribución de los combustibles líquidos derivados del petróleo, así como de armonizar las normas vigentes de conformidad con las nuevas disposiciones sobre la materia consagradas en la Ley 812 de

2003 y el Decreto reglamentario 4299 de 2005, modificado por el Decreto 1333 de 2007, se adelantan acciones tendientes a actualizar los siguientes reglamentos técnicos para esta cadena comercial: i) distribuidor mayorista y almacenador (plantas de abastecimiento), ii) distribuidor minorista (estación de servicio de aviación y marítima), iii) distribuidor minorista (estación de servicio automotriz y fluvial) y iv) gran consumidor.

En concordancia con el cronograma de esta actividad, se tiene previsto contar con una versión preliminar de los reglamentos para el tercer trimestre del 2007, documento que será puesto a consideración de los agentes, gremios y terceros interesados en estas actividades, con el fin de conocer sus comentarios sobre el particular.

8.6 NORMAS TÉCNICAS SOBRE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

Continuando con el desarrollo de la política adoptada por el Gobierno Nacional en materia de hidrocarburos, se adelantan las gestiones tendientes a la actualización del Decreto 1895 de 1973, que establece disposiciones técnicas y de suministro de información por parte de las compañías operadoras de los campos de exploración y explotación de petróleo y gas.

El proyecto de expedición de una nueva reglamentación, mediante el cual se pretende igualmente incorporar a las normas vigentes los avances tecnológicos en materia de exploración y explotación de petróleo y gas, y luego de dos fallidos procesos de contratación de una firma consultora durante los años 2005 y 2006, se iniciará su desarrollo durante el tercer trimestre de 2007 con la expectativa de contar con un documento debidamente ajustado y revisado con el concurso de los agentes interesados, durante la vigencia del 2007.

9. MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE LOS COMBUSTIBLES

El Ministerio de Minas y Energía ha venido adelantando una serie de acciones tendientes a lograr el mejoramiento de la calidad de los combustibles en el país, con el fin de llevar la calidad de los mismos a estándares internacionales y colaborar así con el mejoramiento de la calidad del aire y el desarrollo sostenible del país.

El plan contempla inversiones por US\$1.500 millones hasta el 2010 en cinco grandes proyectos, que van desde la construcción de unidades de hidrotreatmento en las refinerías para reducir el contenido de azufre en los combustibles (con especial énfasis en el tema del diesel), la producción de biodiesel a partir del segundo semestre del 2007 y la conversión masiva de vehículos a gas natural, un combustible limpio y amigable con el medio ambiente. Lo anterior sin contar con el Plan Maestro de Desarrollo de la Refinería de Cartagena - PMD, en el cual a través de la vinculación de Glencore Internacional como socio estratégico, se modernizará y ampliara este importante centro de refinación, no sólo aumentando la capacidad de producción de combustibles líquidos del país, sino llevando los mismos a estándares internacionales de calidad, tipo mercado Costa Oeste del Golfo, en especial en lo que a las gasolinas y el diesel se refiere, lo cual permitirá cumplir hacia el año 2011 no sólo con los límites máximos de 500 partes por millón señalados en la regulación vigente para el diesel, sino avanzar a mejores estándares de hasta 50 partes por millón.

Entre los avances del plan de mejoramiento se avanza en la distribución de un diesel de mejor calidad en todo el territorio colombiano a partir de enero de 2007, seis meses antes de lo establecido en la regulación, la cual señala que a partir del primero de julio de 2007, el diesel país debe ser de 4.000 partes por millón de contenido de azufre y el de Bogotá de 1.000 partes por millón, frente a las 4.500 y 1.200 partes por millón que se tenían como límites máximos. Es importante anotar que, no obstante la entrada de los proyectos de refinación se dará hacia finales del 2010, el Gobierno se

ha impuesto un plan de mejoramiento gradual, tanto para las gasolinas como para el diesel, que tendrán igualmente metas de mejoramiento en los años 2008 y 2009.

El menor contenido de azufre se logró gracias a adecuaciones operativas en las refinerías de Ecopetrol de Barrancabermeja y Cartagena y a importaciones de diesel de alta calidad que se está mezclando con el producido en Colombia, anotando que en el diesel importado el Estado asume en beneficio de todos los colombianos el subsidio de caja que significa traer un combustible de más alto precio y venderlo a un menor precio en el territorio nacional.

Las importaciones de diesel de alta calidad para mezclar con el nacional ascenderán a cerca de 6.000 barriles por día en 2007, con un costo cercano a los US\$200 millones, según estimaciones de Ecopetrol S.A.

En transporte público la Ley 1083 de 2006 obliga a utilizar combustibles limpios a partir del primero de enero de 2010, lo cual implica reducir a 50 partes por millón el contenido de azufre en el combustible diesel, tal como se señaló anteriormente. Para el efecto, el Ministerio de Minas y Energía ha expedido en conjunto con los Ministerios de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y el de Protección Social, la reglamentación que señala los combustibles limpios a utilizar en el país, los cuales son: hidrógeno, alcohol carburante o etanol anhidro desnaturalizado, gas natural, gas licuado de petróleo, biocombustible para uso en motores diesel (biodiesel), diesel hasta de 50 partes por millón de azufre, gasolina reformulada y energía eléctrica.

10. BIOCOMBUSTIBLES

Desde hace más de una década algunas entidades del país, organizaciones no gubernamentales, gremios, los sectores energético y ambiental, y algunas entidades educativas, se han venido integrando al desarrollo de las fuentes de energía no convencionales, entre ellas la biomasa, la energía eólica, la geotermia, el alcohol carburante y más recientemente el biodiesel.

Este interés es mundial y hace parte de las políticas ambientales y energéticas internacionales y de las agendas de las principales potencias del mundo, esto sin contar los diversos convenios y acuerdos internacionales que existen hoy en la materia. La producción y masificación del uso de los biocombustibles tiene varios objetivos y se fundamenta en la necesidad de garantizar el abastecimiento energético de los países, disminuir su dependencia de los combustibles fósiles, adicional a los beneficios sociales, ambientales y económicos que se pueden obtener con la generación de empleos permanentes, el fortalecimiento del sector agrícola y de las economías regionales, el desarrollo agroindustrial, el mejoramiento de la calidad del aire y la sustitución de cultivos ilícitos, entre otros beneficios.

Para el caso colombiano, adicional al deterioro ambiental que se percibe en las grandes ciudades por la excesiva contaminación, bajo esta política existen consideraciones estrechamente vinculadas a la seguridad y sostenibilidad energética nacional ante el conocido agotamiento de los yacimientos petroleros del país, así como a la generación de una verdadera revolución social en materia de empleo y desarrollo rural. En la actualidad Colombia consume más de 89.000 barriles diarios de combustible diesel; una parte importante de este consumo se puede trasladar a biodiesel, combustible en el que el país tiene para su producción una enorme ventaja comparativa en relación con los derivados del petróleo, en los cuales hoy somos deficitarios.

Por otra parte, el Gobierno Nacional y en particular el señor Presidente de la República, ha expresado públicamente su intención de promover y fortalecer el sector de producción de biocombustibles, cuyo primer paso fue el impulso al alcohol carburante y más recientemente el uso de biodiesel, no sólo pensando en este programa con una visión nacional, sino enfocados en ser fuente de suministro de biocombustibles para cubrir las necesidades del escenario mundial en un futuro cercano.

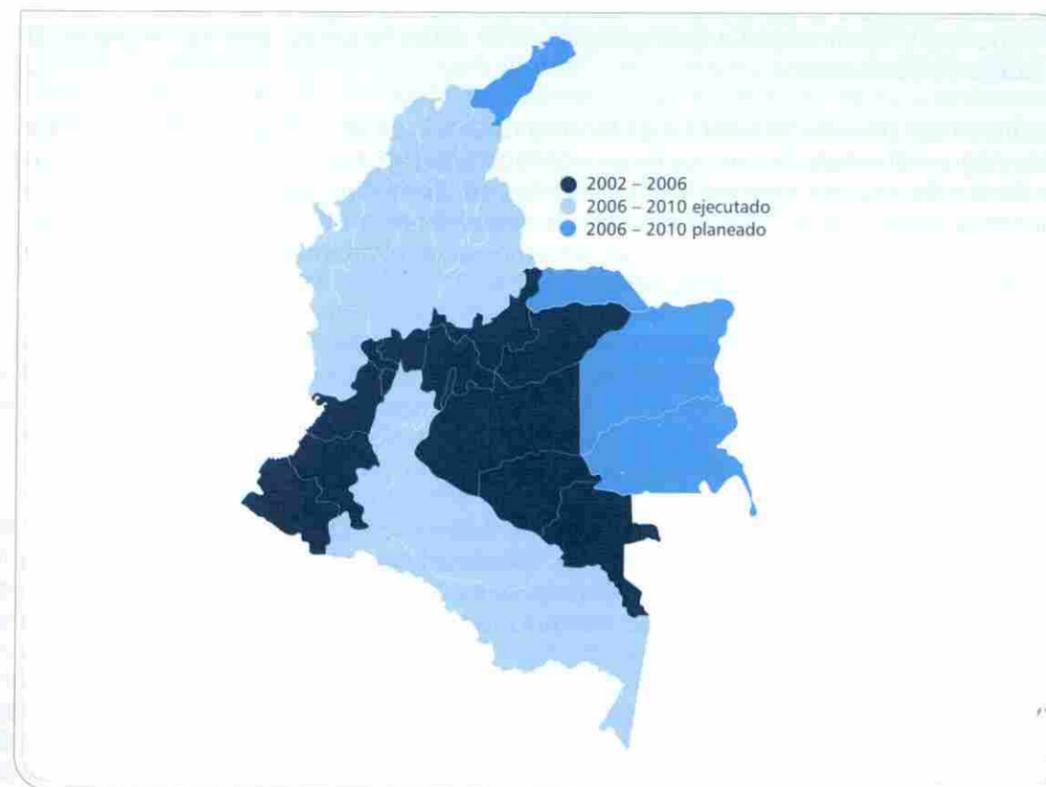
En el caso del uso del alcohol carburante, este se ha promovido en la mezcla con las gasolinas, mezcla que hoy es conocida como la biogasolina por sus claros beneficios ambientales, principalmente en

materia de menores emisiones de monóxido de carbono e hidrocarburos volátiles no quemados, y por supuesto por el uso de un oxigenante de origen biológico. En el 2001 se sancionó la Ley 693 mediante la cual se reglamentó este uso, se crearon estímulos para su producción, comercialización y consumo, y se dictaron otras disposiciones, que han permitido que hoy ya en el 75% de las gasolinas que se distribuyen en el territorio nacional se mezcle alcohol carburante al 10%, con un consumo estimado de 950.000 litros por día, y que se tengan cinco destilerías en producción y más de diez proyectos adicionales en fase de conceptualización, que permitirían cubrir el déficit de la demanda nacional a un 10% de mezcla y avanzar a porcentajes superiores en no más de cinco años, además de abrir un escenario de exportación a otras naciones que vean en este proyecto un elemento de desarrollo social y sostenible.

A partir del primero de junio del año en curso, con la entrada de la Biogasolina a los departamentos de Santander, sur de Cesar y Norte de Santander, (este en forma provisional mientras se finiquita el proceso de importación de combustibles provenientes de la República de Venezuela) se incrementó a 16 el número de departamentos que tienen mezclas del 10% de alcohol carburante con las gasolinas.

Entendiendo la importancia del tema, se vislumbra la posibilidad de generar un gran estímulo al desarrollo del agro, particularmente al sector de la caña de azúcar, por ser éste un excelente cultivo para producir energía dado su elevado nivel de eficiencia en el proceso fotosintético (más de 8,7 veces de unidades de energía producida por cada unidad de energía utilizada) y sus excelentes condiciones de rendimiento por cada hectárea cultivada, con cifras cercanas a los 9.000 litros por año; todas estas condiciones la ubican como la primera opción para la producción de etanol combustible. No obstante lo anterior, cultivos como la yuca y la remolacha se encuentran en consideración para regiones de características agroecológicas que hagan rentable su utilización, o para zonas en que se tiene una alta tecnificación y optimización en su desarrollo; de hecho ya existen en Colombia diversos proyectos avanzando en esta dirección.

GRÁFICA 31. ZONAS CON MEZCLA DE ALCOHOL AL 10%



Es de resaltar que existen todavía grandes desafíos para poder aprovechar todo el potencial de mano de obra y producción que esta alternativa representa. En Colombia tan sólo se dedican alrededor de 50.000 hectáreas a la producción con destino al alcohol carburante, de las más de tres millones que existen con posibilidades de producir este biocombustible, sin afectar las necesidades para la industria alimenticia del país. La meta es dedicar un millón de hectáreas para este propósito, con lo cual se podría tener en este sector cerca de un millón de empleos agrícolas adicionales y fácilmente entre tres y cuatro millones de colombianos que tendrían un sustento en este biocombustible, además de la posibilidad de producir cerca de 25 millones de litros por día de alcohol carburante. En el mismo sentido y sólo para ver que es factible alcanzar esta meta, basta resaltar que países como Brasil dedican hoy por hoy tres millones de hectáreas al cultivo de caña, con la idea de aumentar este volumen a cinco millones para el 2010.

Otro aspecto que se vislumbra como un escenario atractivo para el país, es el futuro aumento de la demanda por parte de los Estados Unidos, anunciado por el Presidente Bush con su programa veinte en diez, con miras a reforzar la seguridad energética reduciendo en 20% el uso de gasolina durante los próximos 10 años. Parte de esta estrategia consiste en aumentar el suministro de combustibles renovables y alternativos mediante el establecimiento de un estándar obligatorio de combustibles que requerirá 35.000 millones de galones de combustibles renovables y alternativos en 2017, casi cinco veces el objetivo dispuesto por la ley para el 2012. En 2017, esto reemplazará 15% del uso anual proyectado de gasolina. Adicionalmente, la reciente visita del Presidente Bush a Colombia, así como las bases suscritas en el Tratado de Libre Comercio (el cual se espera sea ratificado próximamente), le abren un panorama interesante al país en la materia. Se han sentado las bases para un acuerdo marco con los Estados Unidos para la promoción y el desarrollo de programas de producción de biocombustibles y para que Colombia se constituya en una importante fuente de abastecimiento para el programa propuesto por el Gobierno Americano.

De otro lado, el programa del uso de la Biogasolina se ha desarrollado en forma satisfactoria en las poblaciones donde actualmente se distribuye y ha dejado muchas enseñanzas que solamente hubieran podido ser adquiridas en el terreno práctico, que ayudarán a mejorar su implementación. A fin de darle permanencia y continuidad a este programa, se están llevando diversas acciones adicionales, entre las cuales se destacan:

- La expedición del Decreto 383 del 12 de febrero de 2007, en el cual se abre la posibilidad para que proyectos agroindustriales como los de biocombustibles, y bajo el compromiso de los mismos con la vinculación de empleo agrícola y unos montos mínimos de inversión por proyecto, puedan ser considerados como Zonas Francas con los correspondientes beneficios en materia de reducción de impuesto de renta y aranceles. Este es claramente un elemento adicional para el desarrollo de estos proyectos con una visión exportadora.
- Se avanza en el proceso de expedición de un decreto reglamentario que señale las fechas en las cuales el país iría a porcentajes superiores de mezcla del 10% con alcohol carburante. Sobre este asunto se ha desarrollado un proceso de discusión y concertación con la industria automotriz a la luz de los tamaños de los mercados, los beneficios, la factibilidad técnica económica, entre otros, pero sin sacrificar los objetivos del país en la materia.
- La expedición de la Resolución 180158 del 2 de febrero de 2007, por la cual se determinan los combustibles limpios de conformidad con lo consagrado en el Parágrafo del Artículo primero de la Ley 1083 de 2006 y entre los cuales se incluye al alcohol carburante, y teniendo como referencia que a partir del año 2010 serán de uso obligatorio en los sistemas de transporte en las ciudades del país.
- El Establecimiento de un fondo de capital semilla con un capital inicial de US\$30 millones para el impulso al desarrollo de proyectos de biocombustibles en el país, en el cual hacia el futuro es fundamental la participación del sector privado. El Fondo participaría como capital de riesgo en el desarrollo de proyectos en ciertas áreas del país, tal como hoy ya lo hace en un proyecto de producción de alcohol carburante en el departamento de Sucre en su etapa de factibilidad, o como financiación y respaldo de algunos otros que tienen problemas de cierre financiero.

- Revisión permanente de las señales de precios del alcohol carburante en el país, teniendo en cuenta los costos de oportunidad de las materias primas utilizadas en su producción, de tal forma que exista un incentivo real a la producción de alcohol carburante y no a la destinación de las materias primas para el desarrollo de otros mercados.

El programa también debe acometer desafíos a corto plazo entre los cuales se pueden mencionar los siguientes:

- Cubrir la totalidad del país al 10% de mezcla; esto es que a más tardar en el 2010, en el país se estén produciendo 1.500.000 litros por día de alcohol carburante.
- Mantener e incrementar la oferta de alcohol carburante versus la coyuntura actual de los precios internacionales de las materias primas utilizadas en su producción. Revisión permanente de los precios del alcohol carburante, teniendo como referencia los costos de oportunidad de las materias primas utilizadas en su producción.
- La promoción de la entrada de nuevos proyectos como fuente de empleo agrícola y desarrollo rural. El Estado debe pasar de sólo un regulador a ser promotor para el impulso y viabilización de proyectos en ciertas áreas.
- Entrada de porcentajes superiores de mezcla (20% en el 2012).
- Modernización del parque vehicular colombiano.
- Analizar la posibilidad de apertura de nuevos mercados (no sólo nacionales) junto con los Tratados de Libre Comercio que abre, entre otros, el mercado Americano como una oportunidad para el desarrollo de proyectos en esta materia.

Con respecto al impulso del biodiesel en su mezcla con diesel de origen fósil, el Gobierno Nacional propuso el proyecto de Ley 139 / Senado "Por medio de la cual se estimula la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diesel", para lo cual se basó en que el consumo de combustibles de origen vegetal tiene un impacto ambiental positivo 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 del mundo en un compromiso para reducir su consumo, surgiendo los combustibles de origen vegetal como la alternativa más plausible.

Dentro de las ventajas técnicas que ofrece este combustible y que justifica generar incentivos a su producción, se destacan su seguridad para el almacenamiento y transporte 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.

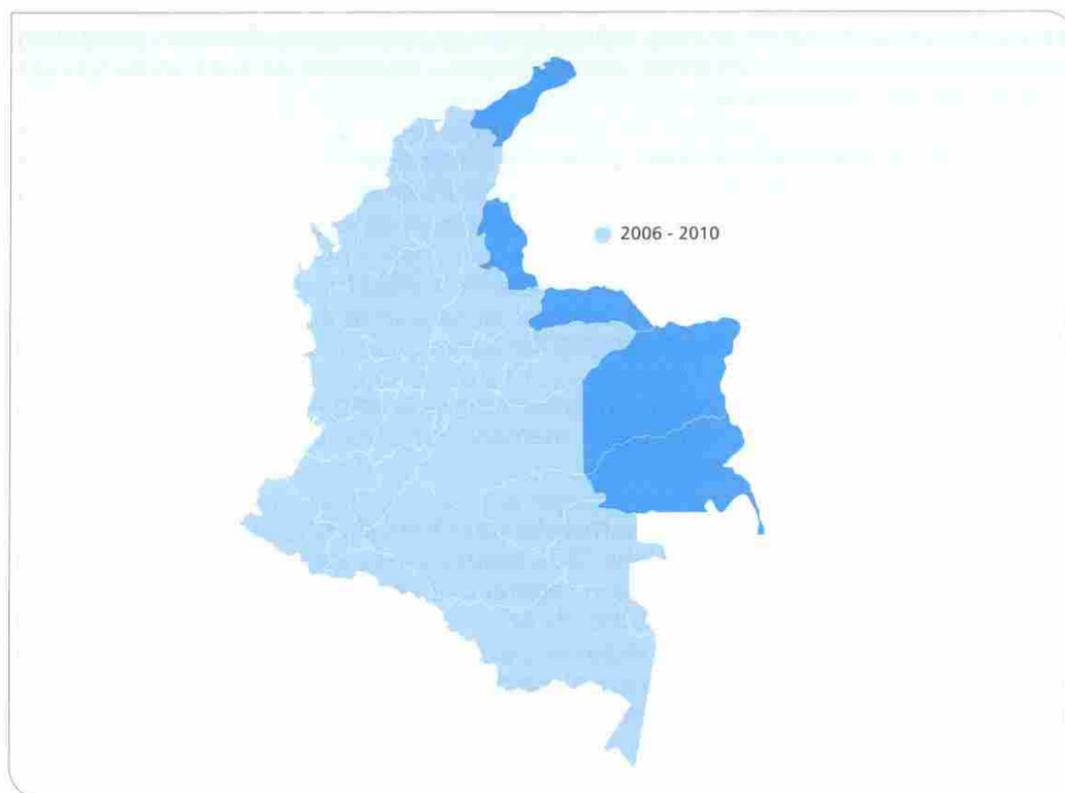
Después del trámite respectivo en el Congreso de la República, fue promulgada la Ley 939 de 2004, la cual está actualmente en proceso de reglamentación. En este sentido, en conjunto con el Ministerio del Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, se expidió la Resolución 1289 de 2005, por la cual se establecieron los requisitos técnicos y ambientales del biocombustible para uso en motores diesel y sus mezclas con diesel de origen fósil, cuya base fundamental fueron las normas técnicas y los estándares mundiales fijados en la materia. Sobre dicha resolución se expidió una modificación en mayo del presente año, que ajusta algunos de los parámetros señalados para el biocombustible para uso en motores diesel, teniendo como referencia las características de las materias primas disponibles en el país para su producción, y a su vez afianza las reglas de juego para el desarrollo del programa de biocombustibles en Colombia a través del establecimiento de una señal que genere garantías de la mezcla del diesel fósil con el biocombustible para uso en motores diesel.

En dicha resolución se estableció que a más tardar el primero de enero del 2008 se deberán distribuir mezclas de 5% de biocombustible para uso en motores diesel con un 95% de diesel de origen fósil

en las principales ciudades del país, fecha que hoy y de acuerdo con las excelentes perspectivas del programa, se ha adelantado para el mes de agosto de 2007 en la Costa Atlántica y a más tardar para el mes de marzo de 2008 en el resto del país.

Toda vez que los biocombustibles para uso en motores diesel aún no se producen en el país, el Ministerio de Minas y Energía consideró necesario dar señales claras orientadas a promover el desarrollo de este mercado, para lo cual expidió los actos administrativos a través de los cuales se definieron la estructura de precios del ACPM o diesel de origen fósil que se mezclará en las principales regiones del país con el biodiesel.

GRÁFICA 32. ZONAS CON MEZCLA DE BIODIESEL AL 5%



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

En dichos actos se definió una señal de precios basada en los costos de oportunidad de las materias a utilizar en la producción del biodiesel y el costo de oportunidad del diesel de origen fósil, además de la garantía en la recuperación de las inversiones a realizar (factor de producción eficiente). Dichas señales fueron modificadas recientemente de tal forma que el ingreso piso del biodiesel promueva la expansión de cultivos, especialmente orientados al sector energético, que adicionalmente permitan asegurar el abastecimiento nacional del biocombustible y las materias primas requeridas para su producción.

El Gobierno Nacional es hoy optimista por cuanto se tienen en curso cerca de nueve proyectos de producción de biodiesel a partir de aceite de palma en diversas regiones de la geografía nacional (con participación de Ecopetrol S.A. en uno de ellos), que le apuntan a producir cerca de dos millones de litros diarios de biodiesel, lo que permitirá cubrir la demanda del país hasta un 20% de mezcla, e incluso pensar en mercados de exportación.

Cabe recordar que en el país existen igualmente más de tres millones de hectáreas con posibilidades de producir este biocombustible sin afectar las necesidades alimentarias y sin afectar los bosques naturales. La meta es dedicar dos millones de hectáreas para este propósito, con lo cual se podría tener en este sector cerca de 700.000 empleos agrícolas adicionales, además de la posibilidad de producir cerca de 38 millones de litros diarios de biodiesel.

Entendiendo la importancia del tema, se ha venido trabajando en el desarrollo del agro, particularmente el sector del aceite de palma, por ser éste un excelente cultivo para producir energía por su elevado nivel de eficiencia en el proceso fotosintético (más de 6,6 veces de unidades de energía producida por cada unidad de energía utilizada), además de sus excelentes condiciones de rendimiento por cada hectárea cultivada, con cifras cercanas a los 5.550 litros por año, condiciones estas que la ubican como la primera opción para la producción de biodiesel. No obstante lo anterior, cultivos como la jatropha y la higuera se encuentran en consideración para otras regiones, al punto que ya existen en Colombia diversos proyectos iniciando estudios sobre el particular.

En el caso del programa de biodiesel y con el fin de dar comienzo a una nueva etapa en el desarrollo de los biocombustibles en Colombia, están en curso acciones importantes entre las cuales se destacan:

- La reglamentación de logística, la cual comprende la expedición de la regulación para la comercialización de este producto y las mezclas con el diesel de origen de fósil, con una primera fase en la expedición de la reglamentación que señale las obligaciones y requisitos que deben cumplir los productores, de tal forma que se garantice la calidad del producto, la infraestructura adecuada para su manejo y unos inventarios mínimos para garantizar el abastecimiento del mismo. Ambos procesos deben finalizar en el mes de agosto del año en curso, y en el caso del registro de productores antes de finalizar el mes de julio.
- El ya mencionado decreto de Zonas Francas para productores de biodiesel, que al igual que para los productores de alcohol carburante, busca otorgar los beneficios de Zonas Francas bajo el compromiso de los mismos con la vinculación de empleo agrícola y como elemento adicional para el desarrollo de este proyecto con una visión exportadora.
- El desarrollo de pruebas en laboratorio (caracterización de muestras de biodiesel y sus mezclas) en bancos de prueba (comportamiento en motores estacionarios) y en ruta, sobre el comportamiento del biodiesel y sus mezclas con el diesel de origen fósil en diferentes porcentajes en diferentes motores y en vehículos de transporte masivo. El periodo de pruebas viene en ejecución desde junio del 2005 y abarcará hasta diciembre del 2007, con la fase final de pruebas en ruta por periodos de más de 100.000 millas. Adicionalmente en el 2008, en un proyecto conjunto sector público y sector privado, se desarrollarán pruebas en otro tipo de vehículos diesel, buscando identificar los efectos de las mezclas en diferentes porcentajes y condiciones de operación.
- En la misma dirección que en el caso del alcohol carburante, utilizar recursos del Fondo de Capital Semilla para el desarrollo de proyectos de biodiesel, en el cual hacia el futuro es fundamental la participación del sector privado.
- Expedición de la normatividad que establezca la obligatoriedad de la producción e importación de vehículos al país a partir del 2012, que permitan su uso con mezclas de diesel de origen fósil y biodiesel en porcentajes del 20% como mínimo.
- El desarrollo conjunto entre sector público y privado (con participación activa de agencias y entidades como el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Agricultura, la ANH, Ecopetrol S.A, Fedepalma, la Federación Nacional de Biocombustibles, el sector mayorista y minorista de la distribución de combustibles, entre otros) de una campaña de socialización que de a conocer a los usuarios el biodiesel como alternativa para la sustitución del diesel fósil y sus beneficios sociales, energéticos, ambientales y económicos, buscando generar confianza en la utilización del biodiesel, promoviéndolo como un producto beneficioso para el país y con proyección para el futuro de Colombia en la nueva era de los combustibles alternativos.
- La contratación de un gerente que se encargue de liderar todo el proyecto de biocombustibles y la coordinación interinstitucional sobre el particular.
- Finalmente, la expedición de un documento Conpes antes de finalizar el 2007, que establezca con claridad el direccionamiento a futuro del programa.

El programa de biodiesel en Colombia se enfrenta a los siguientes retos de corto y mediano plazo, aunados al objetivo de largo plazo antes señalado:

- Cubrir la totalidad del país al 5% de mezcla.
- Incrementar la oferta de biodiesel. Avanzar en el establecimiento de porcentajes superiores de mezcla, con el objetivo alcanzar un 20% en el 2012, con un escalón al 10% en el 2010, que representaría cerca de 400.000 toneladas de aceite de palma destinadas a este propósito y con la posibilidad de destinar más de 300.000 toneladas adicionales para producción de biocombustibles con destino a otras latitudes.
- Modernización del parque vehicular colombiano.
- Apertura de nuevos mercados.

10.1 PLANTA DE BIODIESEL DE ECOPETROL S.A.

En desarrollo del proyecto de inversión que adelanta Ecopetrol S.A. para la producción de biodiesel, se destaca como uno de los principales logros la constitución de ECODIESEL COLOMBIA S.A., sociedad que inicialmente se encargará de construir y operar una planta en Barrancabermeja que producirá 100.000 toneladas anuales de biodiesel, equivalentes a 2.000 barriles por día de dicho producto. La inversión en esta planta se estima en US\$23 millones.

Esta empresa tiene como socios a Ecopetrol S.A. (50%) y a siete plantas extractoras de aceite de la zona centro: Extractora Central S.A., Palmas Oleaginosas Bucarelia, Extractora Monterry, Oleaginosas Las Brisas, Palmeras Puerto Wilches, Palmas del Cesar y Agroince Ltda.

La mezcla del biodiesel que producirá la nueva planta con el diesel de la refinería de Barrancabermeja, permitirá reducir el contenido de azufre en cerca de 2% y las emisiones de material particulado en aproximadamente 5%.

La construcción de la planta tomará alrededor de un año y concluirá a finales de 2008 cuando se comenzará a mezclar 2% de biodiesel al diesel de la refinería de Barrancabermeja.

Respecto al avance en el desarrollo de otras inversiones, se citan los análisis que se vienen realizando para la obtención de aceites para producción de biodiesel a partir de otro tipo de cultivos y las sinergias que se han venido consolidando con potenciales socios nacionales e internacionales para el desarrollo de este tipo de cultivos y posterior instalación de plantas extractoras de aceites y productoras de biodiesel.

Es importante destacar las inversiones realizadas por Ecopetrol S.A. en el desarrollo de talento humano en temas relacionados con los biocombustibles, lo cual se refleja en la participación de la empresa en diferentes foros y congresos científicos nacionales e internacionales sobre el uso y consumo de los biocombustibles y sus efectos en los combustibles derivados de hidrocarburos.

11. ESTUDIOS Y PROYECTOS ESPECIALES

11.1 ESTRATEGIA NACIONAL DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO

Dentro del marco del convenio interadministrativo de cooperación suscrito entre la UPME y la ANH, se desarrolló el estudio para la formulación de una estrategia nacional de abastecimiento energético. En este proyecto se analizaron los diferentes escenarios de oferta y demanda para el abastecimiento energético colombiano, bajo condiciones de eficiencia económica, considerando fuentes convencionales y no convencionales de energía primaria, la infraestructura disponible, las señales económicas del mercado y el marco institucional vigente.

11.2 DISEÑO DE UNA POLÍTICA INTEGRAL DE PRECIOS PARA EL CASO COLOMBIANO

Para cada cadena energética se analizaron las posibles políticas de precios que dieran lugar a una oferta de corto, mediano y largo plazo adecuada a la demanda final, bajo el criterio de abastecer dicha demanda con una canasta diversificada de productos para, de ser posible, incrementar o al menos sostener la capacidad exportadora de Colombia e impedir escenarios de disminución de los ingresos fiscales a corto, mediano y largo plazo.

Este análisis integrado tiene la ventaja de enfrentar el diseño de la futura política de precios bajo un criterio que satisfaga cuantitativa y cualitativamente las metas deseadas de la política energética, ambiental, macroeconómica y social, brindando un panorama de alternativas acompañadas de consecuencias relativamente previsibles.

Por lo tanto tiene la virtud de ser un instrumento útil para la discusión de las implicaciones de las alternativas que se presentan frente a un panorama que es incierto, en particular respecto a la incorporación de reservas de hidrocarburos líquidos y también, en menor medida según la prospectiva base, de aquellos gaseosos.

12. CAPITALIZACIÓN DE ECOPETROL

En el 2003 el Gobierno Nacional adelantó una profunda reforma institucional al sector de los hidrocarburos con la expedición del Decreto Ley 1760, retirando de Ecopetrol el rol de regulador y administrador de los recursos hidrocarburíferos del país y entregando estas funciones a la ANH, creada para tal fin. Ecopetrol dejó de ser el "socio obligado" y entró a competir directamente con otras empresas petroleras como un jugador más en la industria, sin ningún tipo de preferencia.

Los retos de Ecopetrol implican que la empresa deberá, en los próximos cinco años, aumentar de manera significativa la actividad exploratoria, esto es: aumentar el conocimiento geológico apoyado en mayor actividad sísmica, incrementar la perforación de pozos A3 y finalmente la adición de reservas. Para cumplir con estos retos la empresa deberá aumentar considerablemente el monto de inversiones, pasando de cerca de US\$1.400 millones en el 2006 a un promedio anual del orden de US\$2.500 millones por año en los próximos cinco años.

Con el fin de lograr estos objetivos, el Congreso de la República aprobó la Ley 1118 de 2006 que autoriza la emisión de acciones de Ecopetrol S.A. para que sean colocadas en el mercado y puedan ser adquiridas por personas naturales y jurídicas, garantizando que la Nación conserve como mínimo el 80% de las acciones en circulación, con derecho a voto.

Dados los lineamientos y respectivas autorizaciones, Ecopetrol S.A. puso en marcha el proceso de contratación de los asesores legales internacionales y nacionales, dando como resultado la contratación de la firma Shearman & Sterling LLP con el objeto de asesorar integralmente a Ecopetrol para llevar a cabo su proceso de capitalización en los términos de la Ley 1118 de 2006 y a la Unión temporal Duran & Osorio - Edgar París, con el objeto de realizar la asesoría legal e integral del proceso de capitalización y la transformación de Ecopetrol de sociedad pública por acciones a sociedad de economía mixta.

Así mismo, el 17 de abril de 2007 se realizó la contratación de dos consorcios de bancas de inversión internacionales que reúnen los requisitos de idoneidad y experiencia de que trata el parágrafo primero del Artículo primero de la Ley 1118 de 2006. El Consorcio conformado por JP Morgan y Credit Suisse, quienes se harán cargo de acompañar al equipo de Ecopetrol S.A. en todo el proceso de valoración, estructuración, emisión y colocación de las acciones de la Empresa. A este consorcio de bancas de inversión se unirá la banca de inversión nacional Bancolombia. En el mismo proceso se escogió al consorcio conformado por las bancas City y Merrill Lynch para realizar la segunda valoración de la Empresa.

La realización de la valoración por dos distintos grupos de banca de inversión, como lo exige la citada ley, le permitirá a la Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol S.A. contar con información para determinar el valor de las acciones que se ofrecerán en la primera ronda de colocación.

12.1 LINEAMIENTO DE CRECIMIENTO

El lineamiento de crecimiento de la empresa incluye el aumento de las reservas de crudo y gas mediante la exploración y adquisición de activos en Colombia y en el exterior y el aumento de la producción mediante el desarrollo de los campos maduros, los crudos pesados y el gas.

Adicionalmente, el crecimiento requiere del fortalecimiento de las áreas de Refinación, Transporte y Comercialización consolidándose como negocios rentables y competitivos.

GRÁFICA 33. ORIENTADORES DEL LINEAMIENTO DE CRECIMIENTO DE ECOPEPETROL



Fuente: Ecopetrol

12.1.1 EXPLORACIÓN EN COLOMBIA

Objetivo: Aumentar las reservas de crudo y gas mediante la exploración diversificando el riesgo.

Acciones:

- Explorar cerca de campos de producción, en cuencas probadas relativamente inmaduras y en zonas de frontera selectivamente.
- Explorar solos y mediante alianzas con socios.

12.1.2 INTERNACIONALIZACIÓN

Objetivo: Pasar de ser una empresa local a ser una empresa internacional, diversificando el riesgo y ampliando el portafolio de oportunidades.

Acciones:

- Comprar reservas o intercambiar activos.
- Firmar contratos de exploración y producción.
- Concretar alianzas con socios.
- Aprovechar condición de empresa estatal.

12.1.3 CAMPOS MADUROS

Objetivo: Optimizar el factor de recobro en campos maduros para aumentar la producción.

Acciones:

- Fortalecer capacidades técnicas y de incorporación de tecnología.
- Focalizar acciones en los campos de mayor materialidad.
- Identificar y seleccionar socios con conocimiento y tecnología cuando se requiera.

12.1.4 CRUDOS PESADOS

Objetivo: Desarrollar el potencial de crudos pesados en toda la cadena.

Acciones:

- Aumentar reservas comerciales de crudos pesados con socios y tecnología.
- Maximizar posibilidades de campos actuales.
- Adaptar la infraestructura de transporte, refinación y comercialización.
- Identificar y desarrollar mercado para crudos pesados.

12.1.5 GAS

Objetivo: Fortalecer el negocio de gas.

Acciones:

- Aumentar reservas comerciales de gas.
- Maximizar posibilidades de campos actuales.
- Maximizar oportunidades de monetización.
- Promover el incremento en la demanda nacional.
- Empezar y materializar proyectos de exportación.
- Evaluar e implementar nuevas tecnologías.

12.1.6 REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA

Objetivo: Valorizar el crudo y el gas transformándolos en productos valiosos.

Acciones:

- Aumentar rendimientos y conversión de productos valiosos.
- Aprovechar oportunidades en gas y petroquímica
- Generar y desarrollar nuevos negocios.
- Operar con estándares de excelencia.

12.1.7 TRANSPORTE

Objetivo: Proveer servicios de transporte competitivos para Ecopetrol y terceros.

Acciones:

- Ser la mejor opción en transporte de hidrocarburos.
- Ofrecer el servicio de operación y mantenimiento de redes de transporte de hidrocarburos.
- Viabilizar el transporte del portafolio de productos de Ecopetrol.
- Operar con estándares de excelencia.

12.1.8 COMERCIALIZACIÓN

Objetivo: Maximizar el valor de los productos y servicios para el cliente.

Acciones:

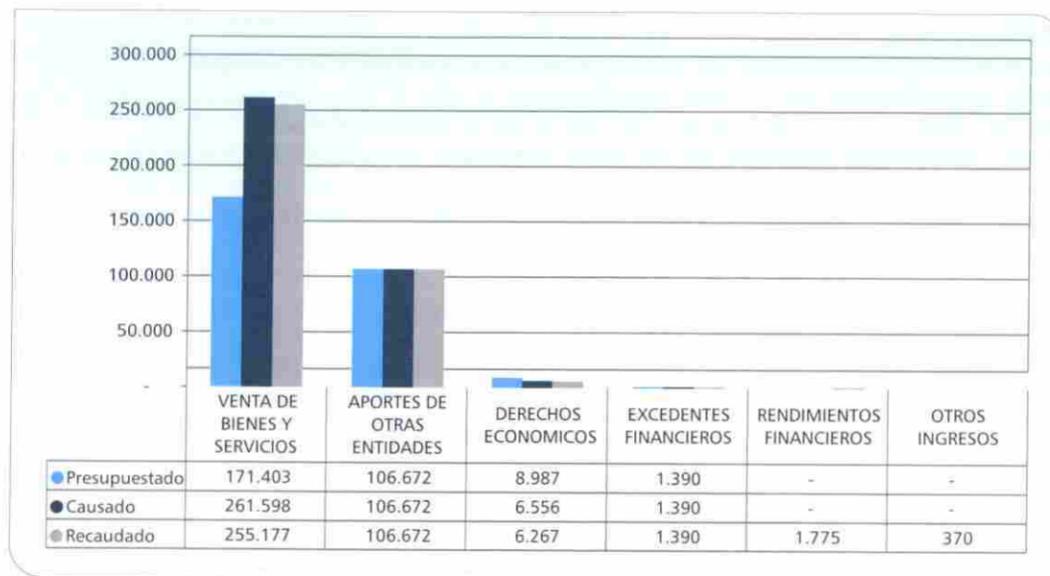
- Ser la mejor opción de suministro de hidrocarburos para el país.
- Desarrollar nuevos mercados nacionales e internacionales.
- Asegurar la satisfacción del cliente con excelencia en el servicio.

13. FINANZAS

13.1 AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH

13.1.1 EJECUCIÓN DE INGRESOS

El comportamiento de los ingresos se ha caracterizado por pasar de una financiación total de Ecopetrol S.A. (2003, 2004 y 2005) a una diversificación en las fuentes de ingresos propios, generados por la venta de crudo del campo Tello, los derechos económicos, venta de información petrolera, rondas y excedentes financieros.

GRÁFICA 34. EJECUCIÓN DE INGRESOS 2006
CIFRAS EN MILLONES

Fuente: ANH

13.1.2 EJECUCIÓN DE GASTOS

Para ilustrar el comportamiento histórico del presupuesto de gastos de la ANH, a continuación se presenta el comparativo de las apropiaciones presupuestales por las vigencias 2004, 2005 y 2006.

GRÁFICA 35. PRESUPUESTO DE GASTOS
CIFRAS EN MILLONES

RubroPptal	2004	2005	2006
Funcionamiento	14.518	12.469	10.149
Cuota Auditaje	3.741	4.852	4.654
Operación	0	0	84.349
Inversión	17.299	214.017	189.300
Total Ppto	35.558	231.338	288.452

Fuente: ANH

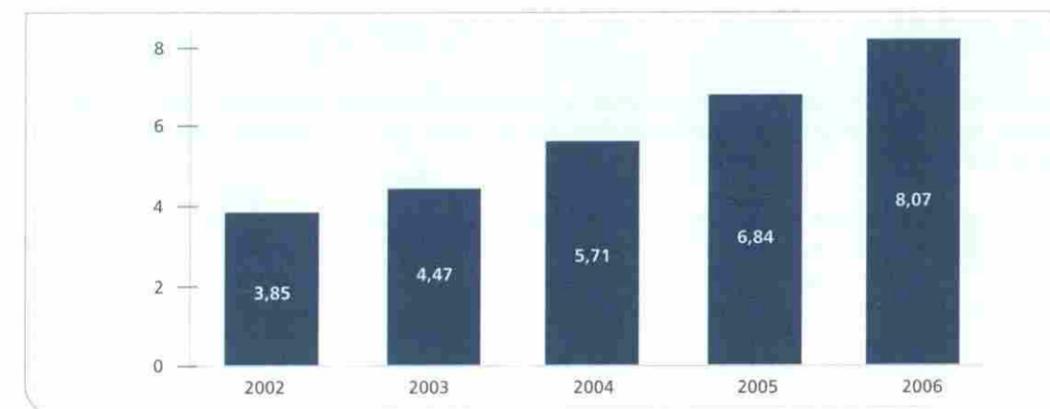
13.2 ECOPETROL S.A.

El crecimiento en la producción, las altas cotizaciones del petróleo y el avance en los indicadores de la gestión operativa y administrativa, le permitieron a la compañía obtener una utilidad neta en el 2006 de \$3,39 billones, \$137 millardos más que el año anterior (4%).

Este resultado se explica básicamente por los siguientes factores: ingresos operacionales por \$2,88 billones frente al incremento en el costo de ventas por \$2,2 billones, gastos operacionales por \$412 millardos, mejor utilidad no operacional por \$345 millardos y mayor provisión para el impuesto de renta por \$465 millardos.

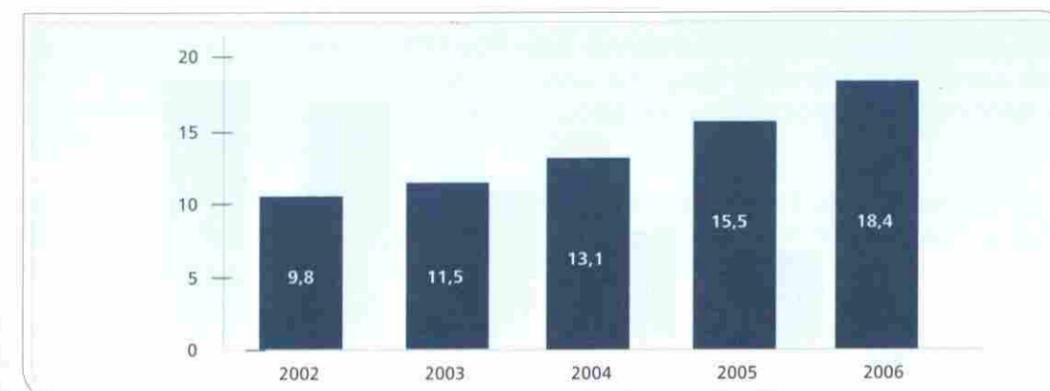
Estos resultados garantizaron el giro de transferencias a la Nación por \$9,6 billones, \$2,3 billones más que en 2005; la ejecución de un plan de inversiones superior a \$2,2 billones; el ahorro de \$774 millardos en el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, 3,6% más que el año anterior; y asegurar el presupuesto para atender las actividades operativas del negocio.

De los recursos girados a la Nación, la mayor participación corresponde a las regalías sobre producción de crudo con \$3,7 billones, seguida por las transferencias de utilidades del año 2005 por \$2 billones, el impuesto sobre la renta y otros por \$1,7 billones, el impuesto global por \$1,2 billones y el impuesto al valor agregado (IVA) por \$1 billón.

GRÁFICA 36. EBITDA ECOPETROL
BILLONES DE PESOS

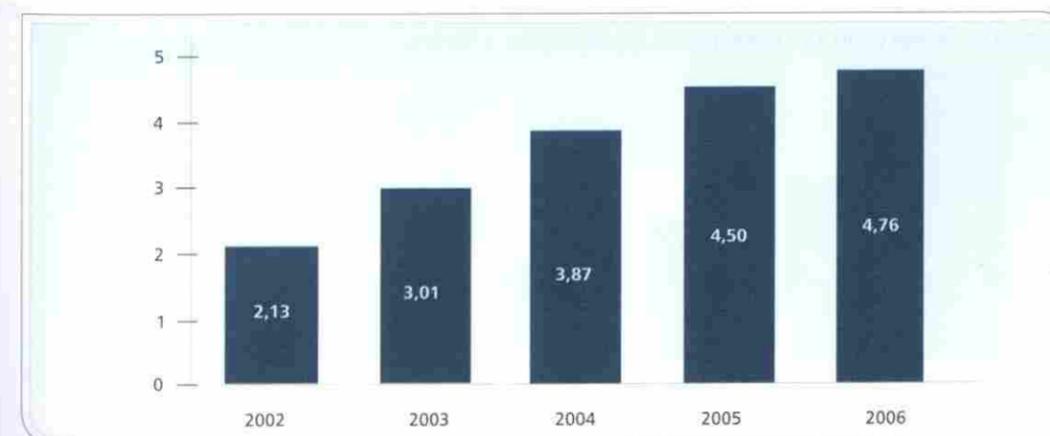
Fuente: Ecopetrol S.A.

Los ingresos operacionales alcanzaron \$18,39 billones, 19% más que en 2005, de los cuales el 61% se originó en el mercado doméstico y el resto en exportaciones. Las ventas en el mercado nacional reportaron \$11,3 billones, con un crecimiento de 18% frente al año anterior, como resultado de mejores precios en venta de gasolina regular, diesel, gas natural y turbosina.

GRÁFICA 37. INGRESOS OPERACIONALES
BILLONES DE PESOS

Fuente: Ecopetrol S.A.

En exportaciones, Ecopetrol S.A. registró transacciones por \$7,86 billones, superior en 20% frente a 2005.

GRÁFICA 38. UTILIDAD OPERACIONAL
BILLONES DE PESOS

Fuente: Ecopetrol S.A.

Las ventas al exterior fueron impulsadas tanto por los mayores volúmenes de crudo (2.000 barriles por día más que en 2005) como por los mejores precios del crudo y de productos. El WTI en el mercado internacional ascendió a US\$66,2 el barril promedio acumulado año, comparado con US\$56,3 por barril del año 2005.

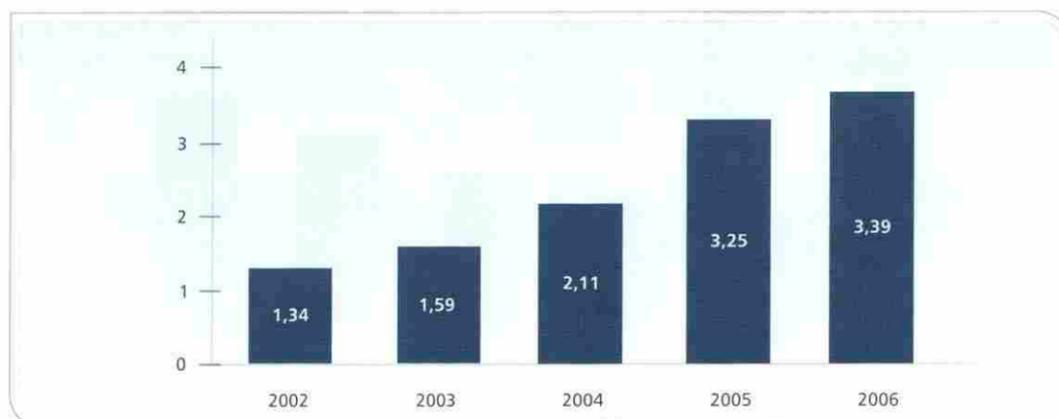
Pese al incremento del 18% en los precios internacionales del crudo, los costos de ventas aumentaron su proporción sobre los ingresos operacionales en tan solo en dos puntos frente al año anterior, al situarse en el 65%.

El total del costo de ventas superó en 23% al registro del periodo anterior, con \$11,95 billones, debido principalmente al crecimiento de 3% en los costos variables que ascendieron a \$1,97 billones, en especial por la mayor capitalización de aportes de la Nación, incremento en las regalías causadas y aumento en la compra de crudo proveniente de contratos de asociación y concesiones.

En cuanto a los costos fijos, éstos se elevaron 7%, representados en \$235 millones que obedecen a la contratación de servicios petroleros para incrementar la producción en los campos directos y asociados.

Los gastos de administración registraron \$16 millones, 5% más que en 2005 por mayores servicios profesionales de consultoría en gestión empresarial, aportes a fondos de pensiones e impuesto a las ventas no descontable, que se contrarrestan con menores gastos por depreciación de activos fijos.

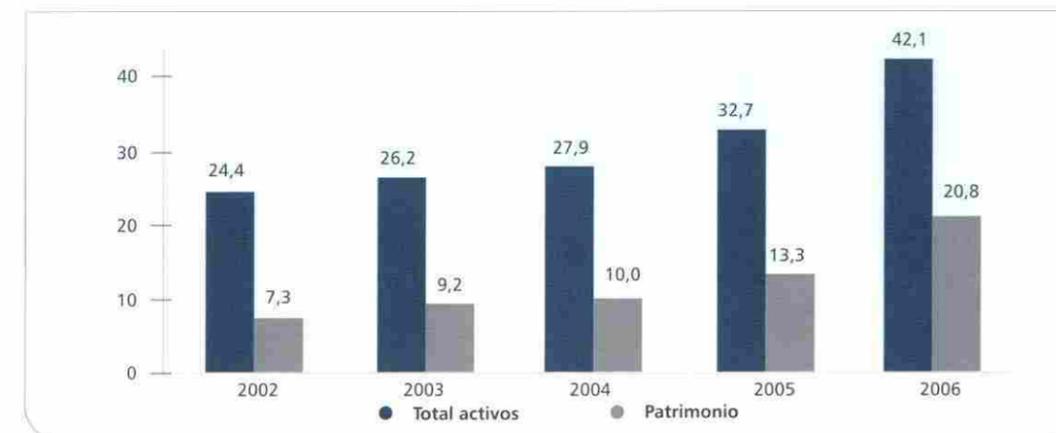
GRÁFICA 39. UTILIDAD NETA
BILLONES DE PESOS



Fuente: Ecopetrol S.A.

Los gastos de comercialización y proyectos crecieron 42% frente al año anterior, reflejados en las actividades para el desarrollo de los campos de producción Castilla, Apiay, La Cira, Casabe y Yariguí, el plan maestro de mantenimiento, el hidrotreamiento de combustibles y el aseguramiento de confiabilidad eléctrica, entre otros, cuyo costo fue de \$848 millones. Lo anterior se contrarresta con menores costos de servicio de transporte de terceros y fletes.

GRÁFICA 40. TOTAL ACTIVOS - PATRIMONIO
BILLONES DE PESOS



Fuente: Ecopetrol S.A.

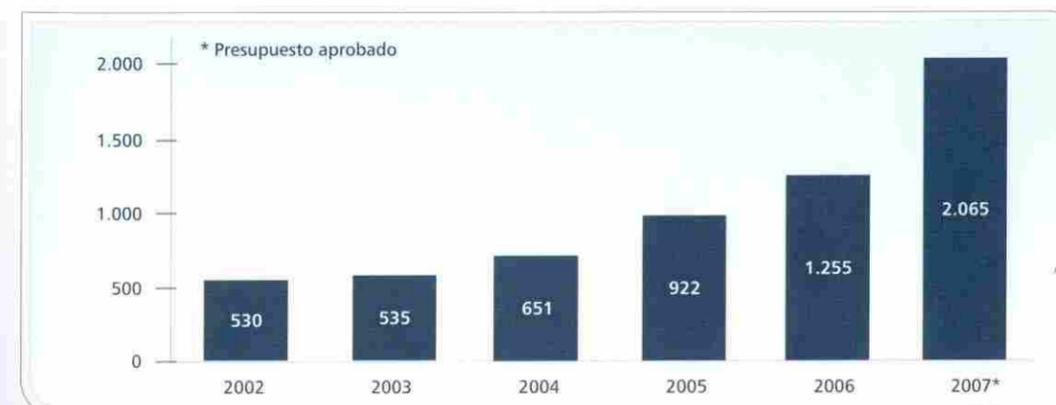
La actividad no operacional generó una utilidad de \$345 millones, al pasar de una pérdida de \$210 millones en 2005 a una utilidad de \$135 millones, que obedece principalmente a la mayor recuperación de provisiones por el cambio de método en el cálculo del efecto del impuesto diferido por \$771 millones y a menores gastos de provisiones ejecutadas en 2006 por \$453 millones.

Los activos de la empresa crecieron 29% al terminar en \$42,1 billones. Se destacan el incremento de activos no corrientes en más de \$7,6 billones en lo correspondiente a la mayor valorización de propiedades, plantas y equipos por \$3,797 millones, los títulos en dólares por \$1 billón en entidades en el exterior, el Fondo Latinoamericano de Reservas por \$465 millones, y el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera por \$656 millones. Por su parte, los activos corrientes aumentaron en \$1,9 billones, reflejados en mayores excedentes de tesorería.

El pasivo total cerró en \$21,3 billones, 10% superior al registrado en 2005, impulsado por el ahorro en el FAEP (\$656 millones), pasivo laboral por cálculo actuarial (\$539 millones) y aumento del pasivo estimado en el abandono de instalaciones (\$503 millones).

El patrimonio sumó \$20,8 billones y representa el 49% del total activos de la compañía, que creció en 57% respecto al año anterior, \$7,6 billones, fundamentalmente por la utilidad neta del presente ejercicio (\$3,39 billones), los aportes de reservas de hidrocarburos realizados por la Nación por \$2,37 billones, las mayores valorizaciones de propiedades, plantas y equipos e inversiones permanentes (participación accionaria en otras compañías) por \$3,91 billones, y por la incorporación de activos de los contratos sólo riesgo Matambo y Nare, con Emerald Energy y Mansarovar, por \$31 millones.

GRÁFICA 41. INVERSIONES DE ECOPETROL
BILLONES DE PESOS



Fuente: Ecopetrol S.A.

SECCIÓN B

SECTOR MINAS

1. MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR MINERO

El sector minero colombiano incluye al Ministerio de Minas y Energía, con sus dependencias de apoyo en la Dirección Técnica de Minas y la Oficina Asesora Jurídica, así como a las siguientes entidades:

Entidades Adscritas

Instituto Colombiano de Geología y Minería, INGEOMINAS
Unidad de Planeación Minero Energética, UPME

Entes Territoriales con funciones delegadas

Gobernaciones de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander

Otras entidades con funciones mineras

IFI – Concesión Salinas

1.1 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Es la autoridad minera, y su función principal es la de formular las políticas para el sector minero, reglamentar el Código de Minas, administrar el recurso minero mediante delegación de funciones en INGEOMINAS y algunas gobernaciones; fiscalizar a dichas delegadas y unificar en ellas los conceptos técnico jurídicos; y hacer la promoción de la actividad minera como sector productivo de la economía nacional.

1.2 INGEOMINAS

Tiene una función propia de Servicio Geológico, y funciones delegadas para la administración del recurso minero, en el Servicio Minero.

1.3 GOBERNACIONES DELEGADAS

En términos generales, las gobernaciones de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander, tienen delegadas las funciones de contratación y fiscalización de los títulos mineros de los minerales en su área de influencia, con las siguientes exclusiones:

Departamento	Delegación	Minerales excluidos
Antioquia	Plena	Ninguno
Bolívar	Plena	Ninguno
Boyacá	Plena	Carbón y esmeraldas
Caldas	Plena	Carbón y esmeraldas
Cesar	Plena	Carbón y esmeraldas
Norte de Santander	Plena	Carbón y esmeraldas

1.4 UPME

La Unidad de Planeación Minero Energética, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, tiene como objetivo la planeación de los sectores minas y energía en forma integral, indicativa y permanente, formulando planes para el adecuado aprovechamiento de los recursos mineros y para garantizar el abastecimiento óptimo y oportuno de los recursos energéticos.

1.5 MINERCOL LTDA

La empresa Minercol Ltda se liquidó el 30 de abril de 2007.

2. RESULTADOS MACROECONÓMICOS

2.1 VALOR ANUAL DE LA PRODUCCIÓN MINERA

El valor promedio anual de la producción minera durante el cuatrienio 2003 - 2006 fue \$2,8 billones constantes de 1994 (ver tabla 1). De esta suma, aproximadamente el 62% corresponde a la producción de las empresas del segmento cuatro que operan en las ramas de carbón y ferróniquel.

TABLA 1. VALOR DE LA PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES MINERALES 2003 -2006
EN MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE 1994

Producto	2003	2004	2005e	2006e
Carbón	1.304.025	1.469.405	1.594.563	1.764.081
Materiales de construcción	391.308	479.010	535.358	612.247
Metales preciosos	591.554	513.127	453.243	252.265
Esmeraldas	83.976	76.119	69.809	nd
Ferróniquel	227.869	232.381	251.096	243.420
Otros	68.350	74.592	68.138	nd
TOTAL	2.667.082	2.844.634	2.972.207	3.021.003

Datos: DANE Cálculos: UPME

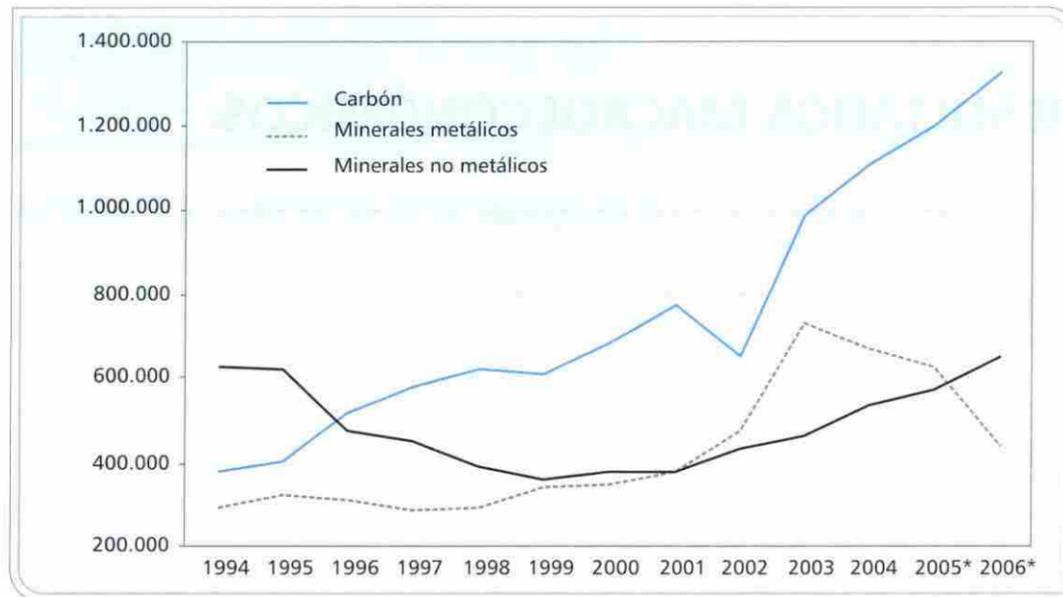
2.2 PIB MINERO

Mirado en el conjunto de la economía nacional, el peso de la minería es aún relativamente bajo. Durante los últimos años su mayor contribución al PIB se registró en 2004 cuando alcanzó el tope de 2,8% (ver tabla 2). Es de destacar que su aporte al PIB durante el cuatrienio 2003 - 2006 fue notoriamente más alto que en el periodo 1999 - 2002, debido principalmente al crecimiento de la minería carbón, tal como se puede observar en la gráfica 1.

TABLA 2. PARTICIPACIÓN DEL SECTOR MINERO EN EL PIB 1999 -2006
(MILES DE MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE 1994)

Año	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006p
PIB TOTAL	72.251	74.364	75.458	76.917	79.884	83.772	88.178	93.692
PIB Minas e Hidrocarburos	4.072	3.653	3.430	3.413	3.880	3.983	4.102	4.090
Participación PIB minas e hidrocarburos en PIB Total	5,60%	4,90%	4,50%	4,40%	4,90%	4,80%	4,65%	4,37%
PIB Minas sin Hidrocarburos	1.308	1.414	1.535	1.559	2.176	2.306	2.427	2.419
Participación PIB minas sin hidrocarburos en PIB Total	1,80%	1,90%	2,00%	2,00%	2,70%	2,80%	2,75%	2,58%

GRÁFICA 1. EVOLUCIÓN DEL PIB MINERO POR RAMAS MINERALES 1994 -2006P
MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE 1994

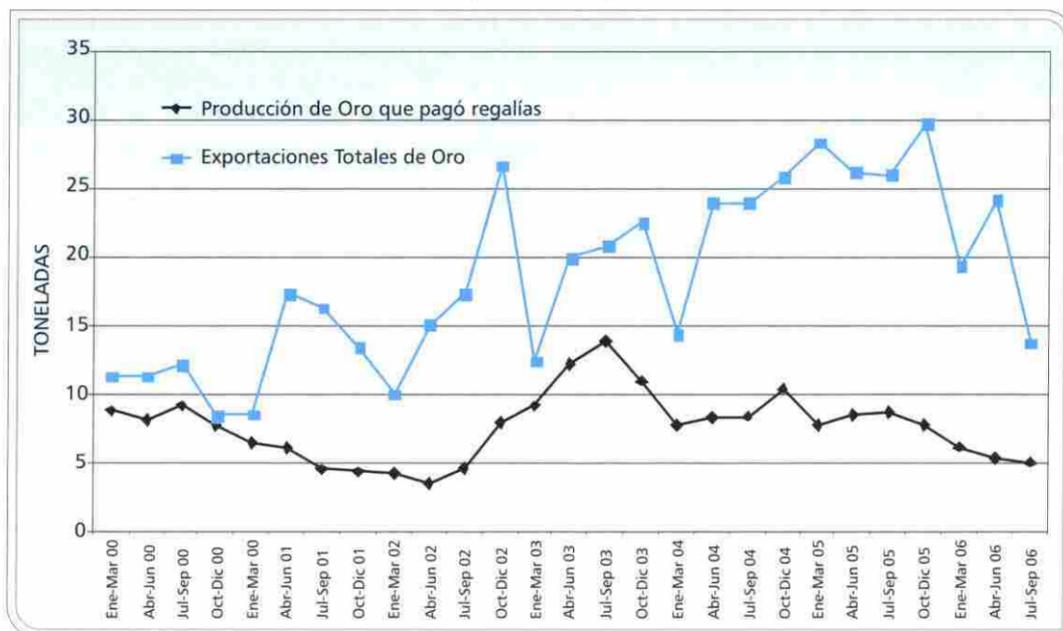


Fuente: DANE Cálculos: UPME

2.2.1 IMPACTO DE LA DISMINUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ORO EN EL PIB MINERO

En la última década se ha venido presentando una tendencia de disminución de la producción de oro, que ha impactado el PIB minero y que posiblemente es el resultado de dos factores: la exportación de oro en forma de pigmentos metálicos y la exportación de oro en forma de oro en desuso (chatarra).

GRÁFICA 2. VOLUMEN DE LA PRODUCCIÓN DE ORO VS. VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES TOTALES DE ORO (TONELADAS)

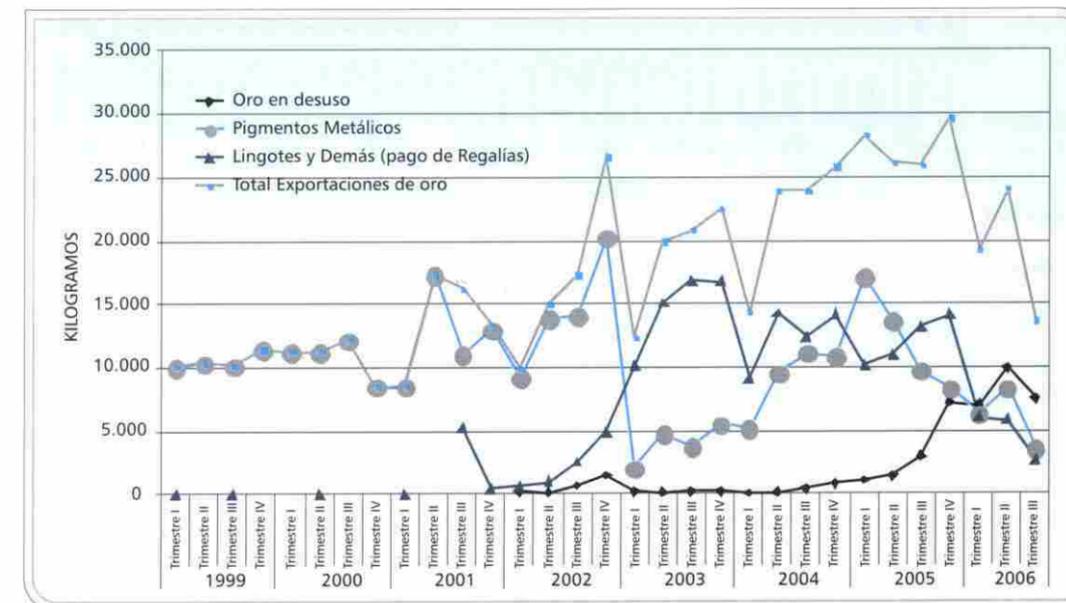


Fuente: DANE (Exportaciones), INGEOMINAS (Producción).

arancelarias 7108 (que corresponden a las formas en bruto para uso no monetario). Para este mismo periodo se incrementan las exportaciones correspondientes a pigmentos de metales (soluciones de oro que contienen entre el 94% y el 96% de oro en peso). Estas exportaciones de pigmentos, aunque disminuyeron, se han ido recuperando en los últimos tres años. Para la exportación de este tipo de productos no se exige el certificado de pago de regalías, no obstante que se desconoce la proveniencia de la materia prima para la fabricación de estos productos en los que posiblemente puede incluirse oro de mina sin el correspondiente pago de la regalía.

Exportación de oro en forma de oro en desuso (chatarra): De la gráfica 3 se puede observar que las exportaciones de esta partida (7112910000 Desperdicios y desechos de oro o de chapado (plaqué) de oro, excepto las barreduras que contengan otro metal precioso) iniciaron en el año 2002 con una tendencia de crecimiento leve hasta finales de 2004, y han tenido un crecimiento más pronunciado desde el 2005.

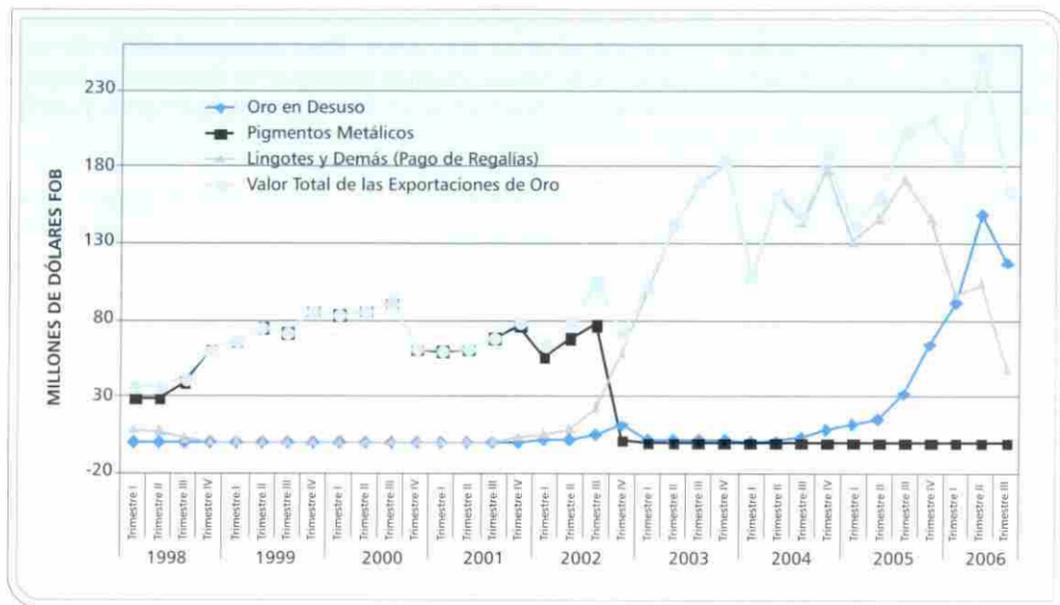
GRÁFICA 3. VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES POR PARTIDAS ARANCELARIAS (KILOGRAMOS)



Fuente DANE

En conclusión, la gráfica 2 muestra que la producción de oro que paga regalías ha disminuido si se compara con la producción total de oro exportada. De otra parte como se puede observar en la gráfica 3, las partidas arancelarias que explican la diferencia entre el oro que paga regalías y el total de oro exportado, son fundamentalmente los pigmentos metálicos y el oro en desuso.

GRÁFICA 4. VALOR DE LAS EXPORTACIONES DE ORO POR PARTIDAS ARANCELARIAS (MILLONES DE DÓLARES FOB)



Fuente DANE

Entre las soluciones están:

- Control efectivo de la DIAN en la inspección de las exportaciones de oro, de manera que se verifique la presentación física de las mismas al momento de las exportaciones para comprobar que corresponda con la partida que estaría exenta de pagar regalías
- Control efectivo de la DIAN en la verificación de la proveniencia del oro utilizado en los pigmentos metálicos (que como ya se indicó pueden contener del 94% al 96% en peso de oro) para determinar que haya pagado sus correspondientes regalías, antes de ser exportado.
- Establecer un impuesto a la exportación de oro en desuso presentado en lingotes, equivalente al mismo porcentaje de regalías. Con ello se busca desestimular posibles evasiones del pago de regalías de oro de mina.

2.3 EXPORTACIONES MINERAS

Durante los últimos años, la participación de la minería en el comercio internacional del país ha sido muy destacada. Desde el 2003, el valor anual de las exportaciones de productos mineros (Tabla 3) representa alrededor del 20% del total de los bienes exportados por el país, mientras que en el cuatrienio 1999 – 2002 fue en promedio del 15%. En el cuatrienio 2003 – 2006 las exportaciones mineras tuvieron un crecimiento promedio anual del 28 %. Este notable crecimiento refleja en parte las alzas registradas en los precios internacionales del carbón, del oro y del ferróniquel, así como los incrementos en los volúmenes de producción, principalmente de carbón, que entre 2003 y 2006 tuvo un crecimiento del 30%. No obstante en este mismo periodo se registro una reducción en la producción de oro del 66%.

TABLA 3. VALOR DE LAS EXPORTACIONES MINERAS 1999 -2006 (MILLONES DE DÓLARES)

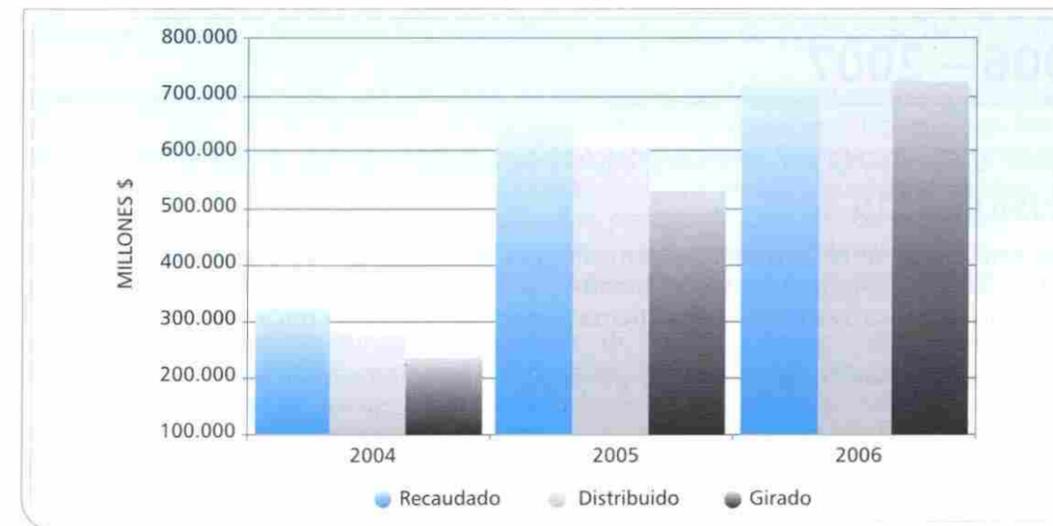
Mineral	1999	2000	2001	2002	2003	2004*	2005*	2006*
Carbón y Coque	847,9	861,2	1.178,80	990,2	1.422,50	1.853,70	2.598,19	2.913,0
Ferróniquel	154,1	211,4	235,2	272,5	414,7	627,9	737,76	1.107,1
Esmeraldas	112,7	96,8	89,2	91,7	79,7	74,2	71,98	89,8
Oro	89,1	90,7	54,5	94,4	585,2	560,7	516,92	281,2
Minerales no metálicos	199,5	218,2	245,8	288	294,8	-	-	-
Otros sector minero	130,1	241,3	9,3	11	13,8	203,7	377,53	817,08
Total minería	1.533,40	1.719,60	2.083,50	1.747,90	2.810,70	3.320,20	4.302,38	5.208,15
Total exportaciones país	11.563,40	13.098,80	12.219,50	11.897,60	13.092,20	16.730,20	21.187,15	24.390,83
Minería / Total país	13,20%	13,10%	17,00%	12,90%	21,90%	19,80%	20,31%	21,35%

Datos: DIAN – DANE. Cálculos: UPME. * Cifras provisionales

2.4 REGALÍAS E IMPUESTOS MINEROS

Las regiones mineras se beneficiaron durante el 2006 con \$739,26 millones en regalías mineras distribuidas, de las cuales el 76,7% ha sido generado por producción de carbón, el 18,4% por ferróniquel, y el 3,6% por metales preciosos, entre otros.

GRÁFICA 5. REGALÍAS E IMPUESTOS MINEROS 2004 –2006

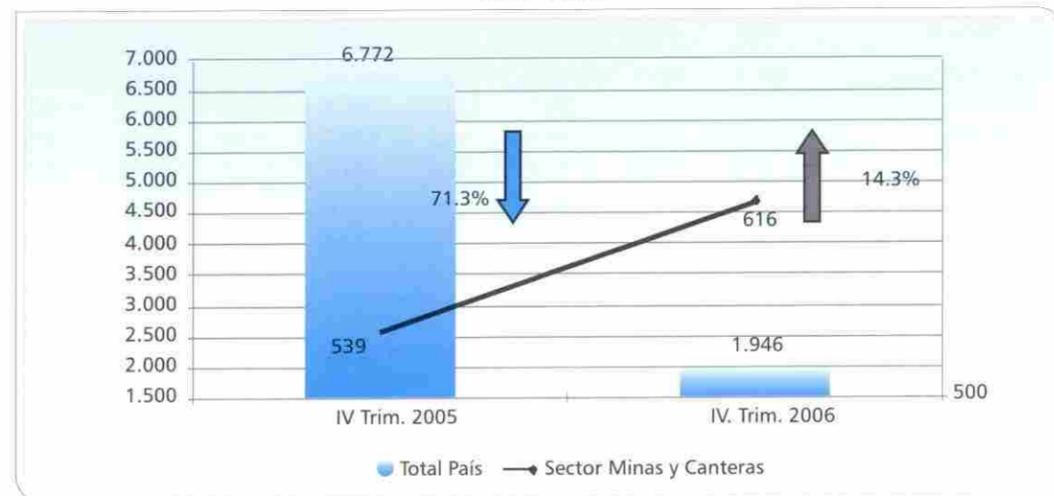


Fuente: INGEOMINAS

2.5 INVERSIÓN EXTRANJERA

Comparando la inversión extranjera directa en minería registrada en el cuarto trimestre de 2005, con respecto al mismo período de 2006, se encuentra que mientras en el primero de los casos se registró una inversión de US\$539 millones, en el cuarto trimestre de 2006 dicha inversión fue de US\$616 millones, lo que representa un crecimiento del 14,3%; por el contrario, la inversión extranjera total en el país decreció en los períodos analizados en un 71,3%. En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento señalado.

GRÁFICA 6. INVERSIÓN EXTRANJERA EN MINERÍA IV TRIMESTRE 2005 -2006



• Unidad: Millones de Dólares
 • Frecuencia: Trimestral
 • FUENTE: DANE – Banco de la República
 • Fecha última actualización: 31 de Mayo de 2007

OBSERVACIONES:

1. Inversión Extranjera según Balanza de Pagos
2. El reporte al Primer Trimestre de 2007, no ha sido publicado hasta la fecha

3. EJECUTORIAS Y AVANCES DEL PERIODO 2006 – 2007

3.1 OBJETIVOS Y METAS PLAN NACIONAL DE DESARROLLO MINERO VISIÓN 2019

El Plan Nacional de Desarrollo Minero desarrolla una visión de Estado para el sector propuesta para el año 2019: "La industria minera colombiana será una de las más importantes de Latinoamérica y habrá ampliado significativamente su participación en la economía nacional".

Para el logro de dicha visión, el desarrollo del sector minero se enmarca en los siguientes principios de acción:

- Aprovechar las ventajas comparativas del país representadas en el potencial geológico - minero de su territorio.
- Atraer un mayor número de inversionistas al mercado de acceso al recurso minero, buscando con ello centrar la atención de la institucionalidad minera en la actividad básica para lograr la expansión del sector.
- Lograr para el Estado una mayor captura de valor de los resultados exitosos de la actividad minera, el cual busca propiciar las mejores condiciones para un mejor desempeño de la industria minera y lograr para el Estado un balance satisfactorio entre los gastos y costos de administración del recurso minero y el valor que crea y captura directamente dicha actividad.
- Optimizar los procesos de soporte que la institucionalidad minera requiere para satisfacer las propuestas de valor que estructure para los diferentes segmentos de clientes.

Además, en la ley del Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, se consideró que para el desarrollo del potencial minero del país se requiere la consolidación de una política que permita, de una parte,

aumentar la productividad de las explotaciones mineras tradicionales legales, y de otra, incentivar la participación de inversionistas estratégicos en la exploración, explotación y desarrollo sostenible de los yacimientos mineros. Para el efectivo cumplimiento de estos objetivos, la política minera se fundamentará en los principios de: (1) aumento de la productividad minera con criterio de sostenibilidad; y (2) eficacia, coordinación y complementariedad de la gestión estatal.

En desarrollo de esta política, el Gobierno Nacional implementará las reformas institucionales y normativas, así como las siguientes estrategias:

- El Ministerio de Minas y Energía liderará un proceso de fortalecimiento del marco institucional del sector minero, con el fin de consolidar la separación de competencias en materia minera y aumentar la eficiencia de los procesos desarrollados por las instituciones públicas. En este marco, el Ministerio de Minas y Energía adelantará las reformas necesarias para fortalecer la acción del Estado en materia de promoción de la inversión privada en la exploración y explotación minera. Así, el Ministerio pondrá en marcha las acciones que le permitan transformar o reestructurar al INGEOMINAS como administradora de los recursos mineros. Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía adelantará las gestiones necesarias para ajustar las funciones y competencias de la UPME, eliminando las asignadas a esta entidad en materia de planeación minera.
- Productividad de explotaciones legales. El Ministerio de Minas y Energía implementará acciones orientadas a promover un aumento en la productividad de las explotaciones mineras legales. Para la puesta en marcha de las acciones descritas, el Ministerio de Minas y Energía definirá las estrategias para al menos el 50% de los distritos mineros y adelantará las gestiones definidas para al menos cuatro de esos distritos, como proyectos piloto que podrán ser replicados en otros distritos mineros del país. Así mismo, el Ministerio adelantará las acciones necesarias para promover los cambios normativos que permitan financiar estas actividades con cargo a los recursos del Fondo Nacional de Regalías, orientados a fomentar los proyectos y programas de promoción de la minería.
- Código de Minas y la normativa relacionada. El Ministerio de Minas y Energía liderará un proceso de ajuste del Código de Minas, de manera que esta norma sea consistente con las reformas institucionales e iniciativas de promoción minera planteadas en los anteriores incisos. Además, el Ministerio de Minas y Energía realizará un estudio para elaborar un modelo que determine los porcentajes óptimos de regalías a ser cobrados para cada uno de los minerales, así como el esquema y el procedimiento para fijar el precio con el cual se liquiden las regalías. Con base en los resultados de este estudio se analizará la conveniencia de realizar cambios normativos.
- Programa de legalización de minas. El Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con el administrador de los recursos mineros, adelantará las gestiones necesarias para concluir el programa de legalización de minas a que hace referencia el Código de Minas. Lo anterior con el objetivo de generar las condiciones apropiadas para promover la exploración y explotación legal de recursos minerales en aquellas regiones ocupadas por explotadores de minas de propiedad estatal sin título inscrito en el Registro Minero Nacional.

3.2 LÍNEAS PARA FACILITAR LA ACTIVIDAD MINERA

Con estas líneas se busca que a través de la acción facilitadora de Estado, se genere un incremento en la labor exploratoria y en el establecimiento de nuevos proyectos mineros.

3.2.1 AGENDA PARA PROMOVER LA INVERSIÓN MINERA

El Ministerio de Minas y Energía, en el marco de las funciones encomendadas en el Artículo 317 del Código de Minas, y buscando promover la actividad minera como renglón productivo de la economía nacional, con el fin de atraer nuevas y mayores inversiones formuló en el 2006 una "Política de Promoción del País Minero", resultante de haber identificado dos segmentos básicos de clientes: los medianos y grandes inversionistas (entre los que se encuentran las empresas mayores y junior), y otro segmento de minería a pequeña y mediana escala, caracterizado por un incipiente desarrollo minero.

Las empresas juniors constituyen el segmento que más interés tendría en invertir en el país; se trata básicamente de empresas con alta capacidad de inversión y conocimiento especializado en el área de exploración.

La política formulada se enfoca hacia:

- Atención personalizada a los clientes, ofreciéndoles soluciones bajo un solo techo para sus trámites mineros, ambientales y tributarios, entre otros.
- Orientar y acompañar a los clientes en la identificación de las rutas críticas del proceso, garantizándoles confidencialidad en el manejo de la información compartida.
- Garantizar a los inversionistas la seguridad jurídica de los términos contractuales.
- Brindar a los clientes información oportuna, confiable y libre de costo, sobre aspectos geológico – mineros, geográficos, económicos y sociales del país, que puedan ser de su interés.

El efecto de las gestiones tendientes a lograr un aumento de la participación en el mercado de acceso al recurso, se verá reflejado en el comportamiento de los siguientes indicadores:

- El área contratada para proyectos mineros triplicará la registrada hasta diciembre de 2005. El avance en esta meta se evaluará mediante el seguimiento anual a la variación en el número de hectáreas contratadas.
- El crecimiento de la inversión minera en Colombia será sostenido y el país se habrá posicionado como uno de los tres mayores captadores de inversión en Latinoamérica, lo cual se constatará mediante el seguimiento respectivo.

Dentro de las acciones específicas ejecutadas en el marco de esta política, se encuentran:

- Convenio de Cooperación Técnica con la CEPAL para desarrollar la Estrategia de Información y Comunicación, que tiene con fin mejorar la percepción sobre la minería en públicos objetivos tales como: congresistas, corporaciones autónomas regionales, las comunidades de los distritos mineros, y demás instituciones nacionales, regionales y locales que tienen ingerencia en el sector minero.

Así mismo se desarrollará un portal web para publicar entre otros el Banco de Proyectos Mineros de Colombia y se diseñará una imagen corporativa de Colombia como País Minero que sirva de base para las futuras participaciones del Ministerio en distintos escenarios.

- Socialización de la Estrategia de Promoción de Colombia como País Minero- EPPM: se realizó la concertación y socialización de la EPPM con los principales actores del sector minero colombiano, entre los cuales se encontraban Fedesmeraldas, Asogravas y CIMCO, Anfalit, ANH, Embajada de Canadá, Anglogold Ashanti, UPME, Proexport, Asjoyería Bogotá, INGEOMINAS, Asomineros y Geominas S.A. Las observaciones de dichos actores se tuvieron en cuenta para la puesta en marcha de dicha estrategia.
- Propuesta preliminar en asocio con la ANH, de la "Ventanilla única de atención al inversionista de los recursos mineros y petroleros", la cual es una iniciativa para la racionalización y automatización de trámites. En lo relativo al sector minero, en su etapa inicial se desarrollarán guías de inversión y atención al cliente minero.
- Participación de Colombia como país minero en el "Prospectors and Developers Association of Canada - PDAC 2007 en Toronto". En el ámbito Internacional se participó en PDAC en marzo de 2007, el evento más importante del mundo para la presentación y negociación de nuevos proyectos de exploración y explotación de minerales. La delegación colombiana en cabeza del

Ministro de Minas y Energía organizó una "Sesión País", en la que se presentaron los últimos desarrollos del sector minero, sus potencialidades y sus avances en materia económica, política y de seguridad.

- Banco de Proyectos Mineros de Colombia. Se está trabajando en el marco conceptual del Banco de Proyectos Mineros de Colombia, como una agrupación de opciones de inversión en el sector minero expresada en información técnica debidamente validada y en sus planes de inversión correspondientes, aportados por los dueños de los proyectos ubicados en todo el territorio nacional. Este banco tiene por objetivos fomentar y promover el desarrollo minero del país, servir de instrumento operativo de la EPPM, constituir la oferta confiable y respaldada de oportunidades para la inversión minera nacional e internacional, e incrementar la inversión minera tanto de origen nacional como internacional.
- Información y atención al minero. Durante el periodo julio 2006 - abril de 2007 INGEOMINAS atendió a más de 25.000 usuarios que se acercaron a la entidad para adelantar diferentes trámites, lo que significa que son atendidos en promedio más de 125 usuarios diarios, no obstante que a partir del mes de julio de 2006 se tomaron algunas medidas por parte del Instituto orientadas a definir procedimientos de préstamo y consulta de expedientes para garantizar tanto la consulta de los mismos en los términos señalados por la ley, como los principios de economía, eficacia y celeridad de las actuaciones administrativas por parte de la Autoridad Minera. Durante el periodo diciembre de 2006 - marzo de 2007, estuvo congelada la recepción de contratos de concesión.

TABLA 4. TRÁMITES GRUPO DE INFORMACIÓN Y ATENCIÓN AL MINERO
PERIODO JULIO 2006 - ABRIL DE 2007

TIPO DE TRÁMITE	TOTAL
RESOLUCIONES OFICIADAS	2.530
NOTIFICACIONES	5.158
OFICIOS CORPORACIONES Y ALCALDIAS	770
CORRESPONDENCIA INGRESADA EXPEDIENTES	5.390
EXPEDIENTES PRESTADOS	10.284
TOTAL	24.132

Fuente: Subdirección de Contratación y Titulación Minera INGEOMINAS

Se observa durante el período que el trámite que mayor demanda tuvo fue el préstamo de expedientes, correspondiente a 10.284 solicitudes, mostrando que este aspecto es un punto neurálgico en la administración del Servicio Minero a pesar de que en la página web de la entidad se publican diariamente las notificaciones y el público puede consultar el estado tanto de las propuestas como de los expedientes de títulos.

Con base en la revisión de publicaciones internacionales se ha realizado un seguimiento permanente a las inversiones mineras en Latinoamérica. Además, dada la relevancia de que Colombia figure en el contexto mundial de la inversión, se establecieron contactos con reconocidas instituciones dedicadas a la medición del clima para la inversión en minería en varios países. Se logró que el Instituto Fraser de Canadá incluyera a Colombia dentro del objeto de estudio de su encuesta a empresas.

Adicionalmente se efectuaron acercamientos con Behre Dolbear & Company, desarrolladores de un ranking de países para la inversión minera, quienes manifestaron su visión positiva acerca del potencial de Colombia y del alto nivel de actividad que se presentará en el país en un futuro cercano momento en el cual esa compañía incluirá a Colombia en la medición.

De manera permanente se hace seguimiento del aporte del sector minero a la producción nacional a través del carbón, los minerales metálicos y los no metálicos. Los resultados de esta actividad son publicados en el Boletín Mensual Minero Energético de la UPME y utilizados en análisis comparativos con otros países latinoamericanos.

Se cuenta con el análisis detallado del régimen tributario de la minería en Colombia y su impacto en la competitividad del país frente a otros países latinoamericanos.

Actualmente se cuenta con proyecciones de producción, realizadas con información suministrada por los agentes mineros en diferentes escenarios. Estas proyecciones fueron incluidas en el texto final del PNDM 2019.

Durante el presente año se ha revisado la evolución de las empresas exploradoras de recursos minerales que cotizan en la bolsa de Toronto. Se busca con esta actividad incrementar el conocimiento de este segmento de clientes de la institucionalidad minera. Se hizo además el estudio de mercados de productos mineros en la Unión Europea.

3.2.2 PROCESOS ÁGILES Y EFECTIVOS

3.2.2.1 Contratación

El cumplimiento de la propuesta de valor contenida en la Política de Promoción, requiere, entre otros aspectos, contar con procesos ágiles en las entidades administradoras del recurso minero:

- Una contratación y fiscalización efectivas
- Disponer de una normatividad clara
- Un trabajo articulado entre todas las instancias gubernamentales relacionadas con el sector minero
- Contar con información geológica minera básica que sirva de insumo a los potenciales inversionistas.

Para alcanzar progresivamente los términos de respuesta óptimos de parte de la institucionalidad minera hacia los empresarios, el Ministerio de Minas y Energía formuló en el 2006, y viene ejecutando desde entonces, una "Política de Administración del Recurso Minero", con el fin de establecer los requisitos de orden técnico, económico, tecnológico y de disponibilidad de personal, que no solo deben alcanzar las entidades en las que actualmente el Ministerio tiene delegadas funciones de administración del recurso minero, sino aquellas gobernaciones o ciudades capitales interesadas en recibir la delegación señalada.

Las actividades en las cuales se viene trabajando para ello son las siguientes:

- Simplificar y agilizar el proceso de contratación minera.
- Implantar la atención en línea de trámites y consultas relacionadas con la contratación minera.
- Buscar mayor eficiencia en la atención al cliente, explorando la posibilidad de combinar los esquemas de delegación de funciones de autoridad minera con los de tercerización de servicios.
- Unificación de criterios técnico jurídicos entre todas las delegadas y el Ministerio de Minas y Energía.

Gobernaciones Delegadas: La gestión desarrollada desde junio de 2006 por las gobernaciones delegadas en la función de contratación se resume así:

GOBERNACIÓN	CONTRATADAS	ARCHIVADAS
Antioquia	167	240
Bolívar	22	67
Boyacá	118	39
Caldas	104	32
Cesar	36	9
Norte de Santander	100	11

* Fecha de corte: febrero de 2007

INGEOMINAS: En el periodo julio de 2006 – abril de 2007 se recibieron 3.065 solicitudes de contrato, correspondiendo 2.764 a Contratos de Concesión y 301 a Autorizaciones Temporales; es decir, un poco más del 90% de las solicitudes radicadas son para Contratos de Concesión. Un hecho que afectó este aspecto fue la expedición por parte del Ministerio de Minas de la Resolución 181612 del 29 de noviembre de 2006, que suspendió durante el periodo comprendido entre el primero de diciembre de 2006 y el 23 de marzo de 2007, los términos para recibir solicitudes de contratos de concesión. Una vez recibidas las solicitudes, el Servicio Minero las atiende en un plazo máximo de 30 días contados a partir de su fecha de presentación.

En lo que respecta al Registro Minero Nacional, el número de títulos inscritos a 31 de marzo de 2007 es de 6.261 como se muestra en la tabla 5.

TABLA 5. INSCRIPCIÓN DE TÍTULOS MINEROS POR MODALIDAD EN EL REGISTRO MINERO

MODALIDAD	A MARZO 31 DE 2007			Total Títulos Vigentes
	2005	2006	2007	
Contratos de Concesión	504	819	349	2.748
Autorizaciones Temporales	72	309	63	503
Otros	120	88	17	2.935
TOTAL	696	1.216	429	6.261

Fuente: RMN Mar 31/2006

Las áreas tituladas por mineral se muestran en la tabla 6. Los minerales que tienen mayor área titulada son metales preciosos con el 29% y carbón con el 26% del área titulada. Si se tiene en cuenta que el área total del territorio nacional es según el IGAC de 114'891.000 hectáreas, sólo el 2,3% se encuentra adjudicado a la minería.

TABLA 6. TÍTULOS Y ÁREAS INSCRITAS POR MINERAL EN EL REGISTRO MINERO NACIONAL

MINERAL	A MARZO 31 DE 2007	
	CANTIDAD	AREA
Carbón	991	686.111
Esmeralda	312	49.279
Materiales de Construcción	2.012	249.205
Metales Preciosos	1.032	769.965
Otros	1.914	848.256
TOTAL	6.261	2'602.816

Fuente: RMN Mar 31 de 2007

Con respecto a las diferentes actuaciones que realiza la Subdirección de Contratación y Titulación Minera de INGEOMINAS, se muestran en la tabla 7 algunas de las más significativas.

TABLA 7. ACTUACIONES REALIZADAS
SUBDIRECCIÓN DE CONTRATACIÓN Y TITULACIÓN MINERA DE INGEOMINAS
JULIO 2006 – ABRIL 2007

TIPO DE ACTUACIÓN	CANTIDAD
SOLICITUDES RECIBIDAS	3.065
CONTRATOS FIRMADOS	878*
SOLICITUDES RECHAZADAS	538*
AUTOS DE REQUERIMIENTO	1688*
RESPUESTA A DERECHOS DE PETICIÓN	1.057

*Incluye solicitudes de vigencias anteriores

En materia de solicitudes de contratos, la Dirección del Servicio Minero ha firmado entre julio de 2006 y marzo de 2007, 998 solicitudes de contrato y 178 autorizaciones temporales. Es importante anotar que un Título queda suscrito en el momento en que el solicitante del mismo firme el contrato, si éste no efectúa esta diligencia en un término de dos meses una vez haya sido notificado, la Autoridad Minera entiende por desistida la propuesta y procede a descongelar el área. El comentario es pertinente para entender por qué a pesar de la gran cantidad de solicitudes sólo unas pocas (cerca del 10%) se convierten en Títulos; muchas solicitudes que han sido aceptadas no se formalizan por negligencia o abandono de los solicitantes.

■ 3.2.2.2 Catastro Minero Colombiano

El Catastro Minero Colombiano - CMC es el sistema de información desarrollado para facilitar e integrar la gestión minera del país. Es un sistema flexible que permite parametrizar las necesidades tanto de INGEOMINAS como de las Gobernaciones con Delegación Minera, y en el que se incorporaron las mejores prácticas en Gestión Minera, fruto de los talleres realizados para este efecto.

El Catastro Minero Colombiano incluye información sobre áreas libres, restricciones ambientales e infraestructura, entre otros. El sistema está soportado en tecnología Web, de tal manera que el único requisito para ser usuario de dicho sistema es tener el acceso correspondiente a Internet.

Con la entrada en operación del CMC, se busca adicionalmente establecer la conectividad entre todas las delegadas, como herramienta para agilizar los procesos de contratación de áreas. Si bien el proceso de implementación ha tenido algunos traumatismos, se espera que en el transcurso del segundo semestre del 2007 se superen los inconvenientes puntuales y se disponga del pleno funcionamiento en línea y en tiempo real de los módulos de contratación, fiscalización y sistema gráfico, para todos los ciudadanos y potenciales inversionistas.

Uno de los aportes que el CMC hace a la minería colombiana es que facilita la integración y unificación del catastro minero nacional, el cual reside en una base cartográfica que integra todo el país, permitiendo agilizar la gestión relacionada con las competencias y concentrar la información en un sólo sitio para los diferentes actores del sector minero colombiano.

En el último año se ha trabajado en la consolidación de la infraestructura del sistema y en la homogenización de los datos, de tal manera que CMC pueda responder finalmente a la gestión minera del país. En lo referente a la infraestructura se contrataron los canales de acceso a Internet tanto de INGEOMINAS como del administrador del sistema y de las gobernaciones delegadas. Se definió el mecanismo de alta disponibilidad del sistema, así como el plan de contingencia correspondiente.

En lo concerniente a la homogenización de datos, se trabajó en los procesos de migración de la información tanto alfanumérica como geográfica procedente de cada uno de los sistemas con los que contaban las entidades delegadas, para consolidar la información en la base de datos dispuesta para este efecto. Este trabajo ha permitido realizar una evaluación minuciosa de la información que actualmente procesa el Catastro Minero.

Se realizaron los ciclos de capacitación correspondientes y se llevaron a cabo las pruebas de operatividad del sistema, etapa que aún se encuentra en ejecución. Se ha realizado la actualización de la componente geográfica, por cuanto en la pruebas se detectaron aspectos que requerían mejoras sustanciales.

El CMC en el corto plazo se convertirá en una herramienta al servicio de la comunidad minera en vista de que los trámites notificados, las actuaciones y modificaciones sobre los expedientes, el vencimiento de las obligaciones técnicas, económicas, jurídicas, y las inscripciones en el Registro Minero Nacional serán publicados en la página Web del Catastro Minero Colombiano www.cmc.gov.co.

El CMC interactuará con el Sistema desarrollado para el manejo del Formato Básico Minero, y una vez queden operativos lo hará con los Sistemas de Información para el manejo de las contraprestaciones económicas asociadas a la minería y al salvamento minero.

■ 3.2.2.3 Simco

En cuanto al Sistema de Información Minero Colombiano SIMCO, la gestión debe centrarse en el corto plazo en las siguientes líneas de acción:

- Actualizar los protocolos y procedimientos para la producción, cargue y administración de información de las diferentes instituciones que alimentan al Simco.
- Trasladar a formato digital toda la información geológico – minera del país en poder de las entidades del Estado e incorporarla al Simco.
- Establecer procedimientos para realizar periódicamente un análisis comparativo sobre la información geológico – minera suministrada al público, vía web, por parte de los gobiernos de otras naciones.

Como autoridad minera, las acciones emprendidas hasta el primer semestre del 2007 y las nuevas acciones a ejecutar, se orientan a disponer de una información centralizada que sirva como orientadora del inversionista, y permita a la vez agilizar la respuesta de parte de las entidades administradoras del recurso minero hacia los inversionistas mineros.

■ 3.2.2.4 Áreas con Inversión del Estado

INGEOMINAS adelantó un primer proceso licitatorio sobre las Áreas de Inversión del Estado, correspondientes a los depósitos poli metálicos denominados: "Pantanos – Pegadorcito" (Antioquia) y "Acandi" (Chocó) y del depósito aurífero "Taraira" (Vaupés).

El proceso fue revocado por decisión del Consejo Directivo de INGEOMINAS, con el fin de rediseñar el modelo de contraprestaciones económicas para el Estado y lo relativo a la inversión social, y concertar con el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial el tema de reservas forestales. El proceso se reabrió el pasado 2 de abril y se estaría adjudicando a finales de agosto del presente año.

El proceso de licitación de las áreas carboníferas Alto San Jorge (Córdoba); Tibitá (Cundinamarca) y Páramo del Almorzadero (Santander) será abierto a principios del segundo semestre del 2007.

Por su parte, las áreas carboníferas de San Luis (Santander) y El Hoyo (Cauca) y la aurífera La Vega – Almaguer (Cauca), fueron sometidas al régimen común, tal como lo exige la ley. Quedan pendientes por liberar una parte del Área de Catatumbo (Norte de Santander) y el área carbonífera de Venecia - Bolombolo (Antioquia), esta última pendiente de un pronunciamiento de la Gobernación de Antioquia para continuar con el trámite de liberación.

■ 3.2.2.5 Áreas de reserva especial

Durante el período junio del 2006 a mayo del 2007 el Ministerio de Minas y Energía no declaró Áreas de Reserva Especial.

En este periodo se recibieron once solicitudes de área de reserva especial para los siguientes municipios y minerales: Ráquira (arcilla), Sogamoso (arcilla), Socotá (carbón), Tunja (arcilla), Cucunubá (carbón), Taraira (oro), Puerto Boyacá (material de arrastre), La Uvita (carbón), Jericó (carbón), Nemocón (arcilla) y Sinifaná (carbón).

En el periodo se realizaron seis visitas técnicas con el fin de constatar que en las áreas se encuentran laborando los mineros que realizaron la solicitud de declaratoria y que las explotaciones que adelantan son tradicionales de minería informal, las visitas corresponden a las siguientes solicitudes:

- Ráquira (arcilla)
- Sogamoso (arcilla)
- Socotá (carbón)

- Tunja (arcilla)
- Cucunubá (carbón)
- La Uvita (carbón)

En el mismo periodo se negó una solicitud correspondiente a Taraira, en el departamento del Vaupés, debido a que el concepto técnico de INGEOMINAS informó que se superponía con el Área con Inversión del Estado de Taraira y la misma saldría a licitación.

Queda pendiente el inicio del trámite de las siguientes solicitudes, una vez los interesados alleguen al Ministerio la documentación requerida y se conceptúe sobre la conveniencia del inicio del mismo.

- Jericó (carbón)
- Nemocon (arcilla)
- Sinifaná (carbón)

En el 2006 la Dirección de Minas firmó los Convenios 32 y 33 con las Universidades de Caldas y Nacional de Medellín, por valores de \$338,7 millones y \$395,7 millones respectivamente. Estos recursos se destinarán al desarrollo de proyectos de minería especial o proyectos de reconversión en las Áreas de Reserva Especial declaradas por el Ministerio de Minas y Energía en Quinchía, Risaralda y en Carmen Catatumbo, Norte de Santander.

Actividades a realizar: Las principales actividades que se realizarán en el marco del convenio serán:

- Recopilar toda la información disponible de las zonas
- Realizar un reconocimiento geológico de superficie a escala regional de las Áreas de Reserva Especial decretadas, mediante fotointerpretación geológica y levantamientos geológicos de campo
- Realizar un programa de exploración detallada empleando diferentes metodologías, a fin de delimitar volúmenes de existencia de minerales
- Caracterizar las estructuras mineralizadas encontradas
- Diseñar un proyecto de explotación racional del recurso (PTO) que incluya entre otros: capacidad de producción mensual y anual, vida útil, definición del método de explotación y operaciones auxiliares, requerimientos de infraestructura y equipos, precios de venta de mineral precioso y evaluación de la rentabilidad
- Diseñar el esquema básico de beneficio para los minerales encontrados, requerimientos de infraestructura y equipos de beneficio
- Definir los requerimientos de manejo ambiental del proyecto, tanto en su etapa de explotación como de las actividades de cierre y monitoreo post cierre
- Elaborar los documentos o protocolos exigidos por la autoridad ambiental (CARDER) para este tipo de operaciones (EIA, PMA, Plan de Cierre)
- Informar a la comunidad minera acerca de los hallazgos realizados y proponer formas asociativas adecuadas para la organización empresarial de proyectos mineros de explotación
- Capacitar a la comunidad minera en aspectos técnicos y empresariales
- Realizar análisis de transferencia de tecnología que permita el mejoramiento de los métodos de explotación actuales, y formular y socializar un proyecto de reconversión en caso de no existir potencial minero en la zona.

Recursos para Áreas de Reserva Especial: para el año 2007 se asignaron por parte del Departamento Nacional de Planeación \$1.230,6 millones, con el fin de atender las áreas de reserva especial declaradas y por declarar.

■ 3.2.2.6 Zonas mineras indígenas y de comunidades negras

En el periodo se recibieron las siguientes solicitudes de delimitación:

Zonas Mineras Indígenas: Comunidades indígenas Embera Chamí (Armenia), Cardón (Guajira), Mokaná (Atlántico), Pocará y Sortija (Tolima), Tagual La Po (Antioquia), Jambaló y Yanacona (Cauca), Yaberararadó (Antioquia)

Comunidades Negras: Consejos Comunitarios Novita Cocomán, Paimadó, Villacontó, Cantón de San Pablo en el departamento de Chocó; comunidad negra de Guaimia, Danubio, Limones, Llano Bajo, Taparal Humanes, Zacarías, Campo Hermoso, Agua Clara en el departamento de Valle del Cauca y Río Porce en Antioquia.

En el 2006 se delimitaron y declararon 2 zonas mineras indígenas y 4 zonas de comunidades negras.

Zonas Mineras indígenas declaradas:

- Resguardo de la Alta y Media Guajira perteneciente a la comunidad Wayú Pushaina.
- Comunidad de Puracé, en el Departamento del Cauca.

Zonas Mineras de comunidades negras declaradas:

- Consejo Comunitario de Cugucho (Chocó)
- Consejo Comunitario Asocasán
- Consejo Comunitario Condoto
- Consejo Comunitario Unión Panamericana en el departamento de Chocó.

En el marco del Convenio suscrito en el 2006 con la Universidad Nacional de Colombia sede Medellín, \$300 millones aportados por el Ministerio de Minas y Energía estarán destinados a delimitar Zonas Mineras Indígenas y de Comunidades Negras, y a realizar seguimiento a las zonas declaradas en años anteriores.

■ 3.2.2.7 Expropiaciones a favor de la minería

El Ministerio de Minas y Energía ha atendido 18 solicitudes de expropiación de predios en el período comprendido entre junio de 2006 y junio de 2007, las cuales se relacionan a continuación:

Empresa	Departamento	Número solicitudes
Drummod Ltda.	Cesar	15
Carbones del Cesar	Cesar	1
Agrom Ltda	Cundinamarca	1
Carrizal	Atlántico	1

■ 3.2.2.8 Formato Básico Minero - FBM

El Ministerio de Minas y Energía tiene delegada en INGEOMINAS la administración del Formato Básico Minero y la responsabilidad de automatizar dicha información.

INGEOMINAS ha venido implementando el Catastro Minero Nacional, en el cual se espera contar con un módulo destinado a la administración y consolidación de la información estadística extraída a partir de los formatos básicos presentados por los titulares mineros. Una vez se establezca dicho módulo, los concesionarios mineros podrán reportar su información por vía electrónica a INGEOMINAS y las gobernaciones delegadas para la administración del recurso minero.

El Ministerio expidió la Resolución 181602 del 28 de noviembre de 2006, a través de la cual se modificó la periodicidad en la presentación del Formato Básico Minero, la cual pasó a ser semestral y anual.

Se modifica así tales Formatos por parte de los concesionarios mineros

■ 3.2.2.9 Adopción del sistema de auditores mineros externos

Por medio de la Resolución 180869 del 21 de julio de 2004, el Ministerio de Minas y Energía delegó en INGEOMINAS la implementación y administración del Registro Único de Auditores Mineros Externos,

entidad que a su vez profirió la Resolución D-320 del 26 de octubre de 2006, mediante la cual se implementa el Registro Único de Auditores Mineros Externos.

Con la implementación de dicho Registro, el Manual de Auditorías Mineras Externas y la Guía Procedimental de Auditorías Mineras Externas adoptados por el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 180804 del 30 de junio de 2004, se cuenta con las herramientas necesarias para que las personas naturales o jurídicas obtengan autorización para ejercer funciones como Auditor Minero Externo.

3.2.2.10 Contrato de administración parafiscal de la esmeralda

El 23 de agosto de 2004 el Ministerio de Minas y Energía suscribió un contrato con la Federación Nacional de Esmeraldas de Colombia – FEDESMERALDAS, para la administración de la contribución parafiscal de la esmeralda. Con ese fin se creó un Comité Directivo en el cual el Director General de INGEOMINAS o su delegado y el Director del SENA o su delegado, representan al Gobierno Nacional.

Los recaudos totales del Fondo Parafiscal de la Esmeralda, desde su creación hasta el 30 de abril de 2007, superaron los \$4.618 millones, los cuales son administrados por Fedesmeraldas a través de un encargo fiduciario.

Actualmente se avanza en el proyecto Laboratorio de Investigaciones Gemológicas, para lo cual la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico de la Esmeralda Colombiana - CDTEC se encuentra adelantando el montaje de los equipos importados, esperándose que dicho laboratorio entre en funcionamiento en el mes de julio de 2007.

3.2.2.11 Seguridad y salvamento minero

Al interior del Comité Nacional de Salud Ocupacional para el Sector Minero, en el que tienen asiento los Ministerios de Minas y Energía, y de la Protección Social, y entidades como INGEOMINAS, el Centro Nacional Minero del SENA en Boyacá y la ARP Seguro Social, gremios mineros y representantes de empresas del sector productivo, se viene trabajando en la actualización del Decreto 1335 de 1987 o Reglamento de Seguridad en las Labores Subterráneas, y el Decreto 2222 de 1993 o Reglamento de Higiene y Seguridad en Labores Mineras a Cielo Abierto. Este trabajo, que busca actualizar la normatividad minera en materia de seguridad e higiene minera a las nuevas disposiciones del Código de Minas y la normatividad en materia de riesgos profesionales, se espera concluir en el 2007 expidiendo simultáneamente los dos nuevos decretos, recogiendo en ellos además las medidas de prevención y seguridad establecidas en el Decreto 35 de 1994.

Una vez expedidos los decretos se procederá de manera conjunta con el Ministerio de la Protección Social e INGEOMINAS para realizar la socialización de los reglamentos contenidos en ellos.

La operación del Servicio de Salvamento Minero en INGEOMINAS se ha desarrollado de acuerdo con lo establecido en la normatividad vigente, atendiendo el 100% de las emergencias reportadas y tomando las medidas correctivas del caso. El Instituto atiende en promedio 5 emergencias mensuales; los departamentos más afectados son Boyacá y Cundinamarca y las principales causas de estos accidentes son caídas, incendios, explosiones y derrumbes. En el periodo comprendido entre junio 2006 y abril de 2007, de estos accidentes se logró rescatar con vida a 111 personas, 46 de ellas ilesas, pero lamentablemente 80 personas fallecieron.

TABLA 8. EMERGENCIAS MINERAS ATENDIDAS POR INGEOMINAS
JUNIO 2006 - ABRIL 2007

DEPARTAMENTO	EMERGENCIAS REPORTADAS	%	ESTACIÓN	PERSONAL AFECTADO		
				Ilesos	Heridos	Fallecidos
BOYACÁ	25	47	Nobsa	12	25	24
CUNDINAMARCA	12	22	Ubaté	4	6	14
ANTIOQUIA	7	12	Amaga	27	30	1
NORTE DE SANTANDER	9	17	Cúcuta	2	4	39
CESAR	1	1		1		1
VALLE	1	1	Jamundí			1
TOTAL	53		100%	46	65	80
				24%	34%	42%

Para prevenir la ocurrencia de este tipo de acontecimientos, el INGEOMINAS continuó con las visitas de seguridad e higiene minera para verificar el cumplimiento de la normatividad vigente sobre la materia, disminuir la accidentalidad y minimizar el número de personas afectadas. Entre junio de 2006 y abril de 2007 se adelantaron un total de 442 visitas a títulos mineros.

En diciembre de 2006 se adjudicó el suministro de los Posicionadores Geoespaciales - GPS para las estaciones de Salvamento Minero; se firmó el contrato para la compra de cámaras digitales y brújulas.

Se gestionó un nuevo proceso para la adquisición de sensores y baterías para detectores de gases, la compra de absorbedores y calibración de válvulas para los equipos W-70 por un monto cercano a los \$100 millones.

El 9 de marzo de 2007 se inauguró el punto de salvamento minero de Samacá, a través de un convenio entre el SENA, INGEOMINAS y la Cooperativa de Mineros de Samacá. Igualmente, se firmó un Convenio entre la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia e INGEOMINAS para la capacitación de socorredores mineros en todo el país.

Actualmente se viene estructurando el plan de salvamento minero para el área de influencia de la Estación de Apoyo y Salvamento Minero de La Jagua de Ibérico. Para esta labor se llevaron a cabo varias actividades:

- Inventario de las IPS con sus respectivas logísticas y capacidad de atención en la zona de influencia.
- Consolidación de la información técnica sobre las minas del área de influencia de la estación, con el fin de identificar las de mayor riesgo de accidentalidad.
- Actualización de las bases de datos de socorredores capacitados y certificados que pueden apoyar la atención de emergencias.
- Establecimiento de la base de datos de minas legales en el área de influencia de la Estación de La Jagua de Ibérico.

En la Tabla 9, se presenta la gestión de INGEOMINAS en relación con la capacitación del personal necesario para apoyar el servicio de salvamento minero en el país.

TABLA 9. PERSONAL CAPACITADO EN SALVAMENTO MINERO

DEPARTAMENTO	ESTACIÓN	PERSONAL CAPACITADO			
		Socorredores	Socorredores Actualizados	Auxiliares Socorro	Aux. Seg. E Higiene
SANTANDER	B/manga	12	0	15	99
VALLE	Jamundí	21	13	33	156
TOLIMA	Ibagué	0	0	20	0
BOYACÁ	Nobsa	21	14	30	361
CUNDINAMARCA	Ubaté	20	20	17	280
NORTE DE SANTANDER	Cúcuta	24	12	16	0
CESAR	La Jagua	10	0	0	79
NARIÑO	Pasto	0	0	21	0
ANTIOQUIA	Amagá	38	18	13	808
TOTAL		146	77	165	1783
			2.171		

En la actividad de capacitación se ha dado principal importancia al tema de la prevención, como elemento fundamental para disminuir la accidentalidad y mejorar las condiciones de explotación de la minería. La mayoría de personas capacitadas en Salvamento Minero ha sido como Auxiliares de Seguridad e Higiene Minera.

■ 3.2.2.12 Minercol Ltda. Liquidada

El 30 de marzo de 2006 se expidió el Decreto 110 de 2007 que señaló a la Nación como responsable del pasivo pensional de Minercol y posteriormente se emitió el Decreto 1430 de 27 de abril de 2007, que designó a CAPRECOM como responsable del reconocimiento de las pensiones de Minercol. En la misma fecha el cálculo actuarial fue aprobado por la Dirección General de Presupuesto del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Durante el segundo semestre de 2006 se efectuó la venta de los activos más representativos y se inició el trámite de la solución a los temas pensionales. Sin embargo, teniendo en cuenta que los mismos no se pudieron finiquitar antes del 31 de diciembre, se prorrogó por Decreto 4555 de 2006 el plazo de liquidación.

Cumplidos los requisitos establecidos en la normatividad vigente, el 30 de abril de 2007 se publicó en el Diario Oficial el acta de liquidación final entre el Ministro de Minas y Energía y el Gerente Liquidador de Minercol, y se llevó a cabo la junta de socios que aprobó la cuenta final de la liquidación, tramites estos con los que se puso punto final al proceso liquidatorio.

■ 3.2.2.12 IFI Concesión de Salinas

Durante el segundo semestre de 2006 IFI Concesión de Salinas continuó con la administración de los Centros de Explotación de Manaure, Zipaquirá, Nemocón, Upin y Galerazamba, en cumplimiento del contrato de administración delegada que tiene suscrito con el Ministerio. En el primero de ellos se prestó todo el soporte requerido por Salinas de Manaure Limitada SAMA LTDA, para que adelantase la contratación del operador privado en cumplimiento de lo ordenado por la Ley 773 de 2003 y la escritura pública 135 de 2004. Infortunadamente, a la fecha SAMA no ha honrado los compromisos y no ha llevado a cabo el proceso de selección respectivo.

Actualmente se adelanta el proceso de apoyo para que los demás Centros de Explotación se entreguen a particulares a través de procesos licitatorios en cumplimiento de lo ordenado por el Código de Minas, adelantando los procesos de contratación que permitan la mejora de la infraestructura e incrementos de productividad de los mismos.

3.2.3 NORMAS CLARAS Y ESTABLES

Si bien el Código de Minas constituye una legislación minera moderna, su implementación a lo largo de los últimos cinco años ha evidenciado la necesidad de realizarle algunos ajustes, para lo cual el Ministerio de Minas y Energía presentará en el mes de julio de 2007 al Congreso de la República un proyecto de ley en ese sentido, el cual está orientado a:

- Facultar al Gobierno Nacional para delimitar áreas especiales en las cuales exista información geológica que indique la existencia de potencial minero importante, con el fin de establecer una selección objetiva de los concesionarios a partir de la determinación de la capacidad técnica y económica.
- Facilitar la integración de áreas mineras, como mecanismo para lograr un desarrollo más eficiente de los proyectos mineros, incluyendo los contratos en áreas de aporte contratadas en la vigencia del Decreto 2655 de 1988 o anterior Código de Minas.
- Extender a otras obras de infraestructura de interés nacional las autorizaciones temporales para la explotación de minerales con destino a dichas obras.
- Imponer la cancelación del canon superficiario al momento de la presentación de la propuesta, con el fin de evitar que el Estado entregue derechos sobre las áreas mineras de su propiedad, sin percibir nada a cambio como sucede en la actualidad.
- Centralizar la presentación de la propuesta únicamente en las entidades delegadas para la administración del recurso minero, con el fin de evitar los permanentes conflictos que se generan de la presentación vía correo certificado, en alcaldías y notarías del país.
- Asignación de áreas con base en criterios de orden técnico y económico para adelantar proyectos mineros en áreas mayores a 20 hectáreas.
- Cobro de las actividades de fiscalización minera, con el fin de asegurar recursos para la realización de las visitas de fiscalización a cargo de la autoridad minera.

Además, y con el fin de corregir la distorsión generada por la presumible exportación de oro de mina como oro en desuso, el Ministerio de Minas y Energía presentará al Congreso un proyecto de ley para crear un impuesto al oro.

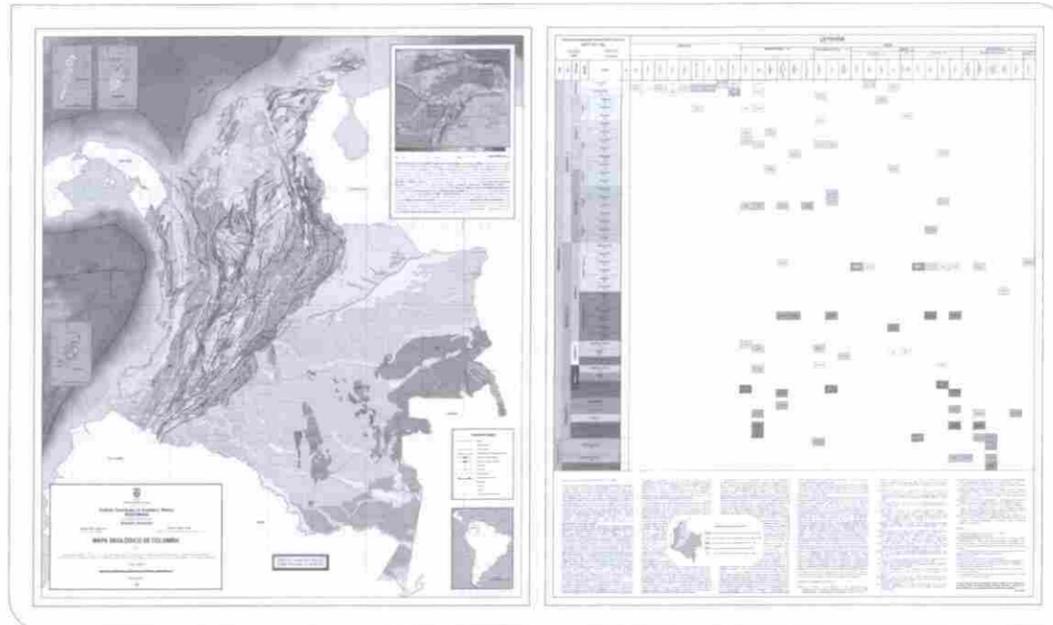
3.2.4 INFORMACIÓN GEOLÓGICA MINERA DE LIBRE Y FÁCIL ACCESO

Con el fin de apoyar la estrategia orientada a atraer nuevas inversiones en minería al país y competir en mejores condiciones con varios países latinoamericanos, resulta prioritario avanzar en el diseño y establecimiento de mecanismos que permitan difundir ampliamente toda la información geológico - minera disponible en las entidades estatales, y la información relacionada con prospectos mineros o proyectos que demandan inversiones para su desarrollo y fortalecimiento.

■ 3.2.4.1 Modelo geológico y potencial de recursos - Meta SIGOB

Para difundir el conocimiento geológico del territorio colombiano, INGEOMINAS culminó el Mapa y Atlas Geológico de Colombia, versión 2007, obteniéndose para divulgación una versión resumida. Esta información es de vital para la exploración minera, la evaluación de áreas expuestas a amenazas geológicas y la planificación territorial.

GRÁFICA 7. MAPA GEOLÓGICO DE COLOMBIA - VERSIÓN DE DIVULGACIÓN



Durante el período se completaron 59.200 kilómetros cuadrados de información geológica y geoquímica para aportar al avance del conocimiento del potencial de recursos del subsuelo del territorio colombiano.

Las áreas en donde se desarrolló este cubrimiento fueron la Zona Cauca-Romeral (Valle del Cauca, Cauca y Nariño), sector norte de la Cordillera Occidental (Antioquia y Chocó), Macizo de Garzón (Cauquetá y Huila) y Subcuenca de Neiva del Valle Superior del Magdalena (Huila).

Los resultados de esta información se plasmaron en mapas e informes, en donde se muestran y describen áreas anómalas para uno o varios elementos químicos, que pueden indicar zonas de interés para exploración detallada de recursos minerales.

Para conocer el potencial de aguas subterráneas se exploraron 2.300 kilómetros cuadrados en la zona central del departamento de Santander (Provincia Guanentina) y el Altiplano Nariñense (municipios de Ipiales, Túquerres, Cumbal, Guachucal, Aldana, Guaitarilla e Imués). Estas zonas presentan deficiencia en el abastecimiento de agua para consumo humano.

3.2.4.2 Evaluación y monitoreo de amenazas geológicas

Se refiere al conocimiento y seguimiento de los fenómenos geológicos que generan amenaza para la población, bienes e infraestructura en el territorio nacional.

El monitoreo de la actividad sísmica viene siendo realizado por INGEOMINAS a través de la Red Sismológica Nacional - RSN y la Red Nacional de Acelerógrafos - RNA que constan, respectivamente, de 18 y 110 estaciones distribuidas en el territorio colombiano. La zona de mayor actividad sísmica en Colombia durante este período fue el sector conocido como "Nido de Bucaramanga", ubicado alrededor de los municipios de Los Santos, Betulia, San Vicente de Chucurí y Zapatoca, en donde se registró cerca del 50% de la sismicidad reportada en el territorio colombiano, destacándose el sismo ocurrido el 5 de mayo de 2007. Durante el período no se registraron pérdidas humanas ni daños materiales de importancia asociados a la sismicidad.

En cuanto a la actividad volcánica, se mantuvo el seguimiento permanente a los volcanes Cerro Bravo, Nevado del Ruiz, Nevado Santa Isabel, Nevado del Tolima, Cerro Machín, Nevado del Huila, Puracé

y Galeras. Los volcanes con mayor actividad fueron el Galeras que tuvo una erupción el 12 de julio de 2006 y el Nevado del Huila con dos erupciones el 19 de febrero y el 18 de abril de 2007; esta última ocasionó daños materiales importantes en la cuenca del río Páez (departamentos de Cauca y Huila) y debido a la oportuna información suministrada por INGEOMINAS no se presentaron pérdidas humanas.

Con los recursos provenientes del proyecto nacional "Reducción de la Vulnerabilidad Fiscal del Estado Colombiano frente a Desastres" se adquirieron equipos para siete estaciones satelitales de la Red Sismológica Nacional, 22 acelerográficas, 45 sismológicas para volcanes, diez estaciones sismológicas portátiles y 14 estaciones para redes sísmicas locales. Estos equipos están en proceso de montaje.

3.3 LÍNEAS DE FISCALIZACIÓN DEL APROVECHAMIENTO MINERO

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

Durante el período comprendido entre junio de 2006 y mayo de 2007, INGEOMINAS adelantó las actividades de recaudo, liquidación, distribución y giro de regalías, y demás contraprestaciones económicas por la explotación de carbón, níquel, metales preciosos, esmeraldas, hierro y calizas.

TABLA 10. RECAUDO, DISTRIBUCIÓN Y GIRO DE REGALÍAS CONSOLIDADO 2006

TOTALES	RECAUDO	DISTRIBUCIÓN	GIRO
	727.988.216.985	739.259.688.836	713.693.608.794

TABLA 11. RECAUDO, DISTRIBUCIÓN Y GIRO DE REGALÍAS CONSOLIDADO A ABRIL 30 DE 2007

TOTALES	RECAUDO	DISTRIBUCIÓN	GIRO
	257.625.372.270	215.170.652.943	271.075.593.141

En términos relativos, la distribución de regalías en el 2006 fue del 101,54%, en 2007 del 83,52%; esto es la relación que existe entre el valor distribuido y el valor recaudado. De otra parte, los montos girados con respecto a la distribución en 2006 fueron del 96,54% y en 2007 de 125,98%.

3.3.2 PROCESOS EFECTIVOS DE FISCALIZACIÓN INTEGRAL DE LA ACTIVIDAD MINERA

Como administradora del recurso minero, la autoridad minera tiene como función fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las obligaciones que contractualmente se establecen a los concesionarios mineros, procurando con ello el aprovechamiento racional de los recursos minerales bajo criterios de sostenibilidad ambiental y seguridad e higiene minera para el personal operativo.

El seguimiento y control a la ejecución de actividades en los títulos mineros, se realiza a través de la presentación de los informes técnicos que la legislación minera le impone a los concesionarios (Programa de Trabajos y Obras - PTO, Programa de Trabajos e Inversiones - PTI, según el caso, y Formato Básico Minero - FBM), de la constitución y actualización de pólizas de cumplimiento minero ambiental y en algunos casos de cumplimiento de obligaciones laborales y responsabilidad civil extracontractual, y la realización de visitas técnicas de fiscalización a las explotaciones mineras y áreas contratadas, con el fin de verificar las condiciones de operación en cuanto a cumplimiento de estándares técnicos y de seguridad e higiene minera.

Con la modificación introducida en el proyecto de ajustes al Código de Minas, se busca permitir que las entidades delegadas por el Ministerio de Minas y Energía para la administración del recurso minero, efectúen cobros por concepto de la fiscalización minera para suplir así los gastos en los que debe incurrir la entidad para realizar tales visitas, y asegurar una mayor frecuencia de tales visitas.

3.3.2.1 Seguimiento y control a títulos mineros en INGEOMINAS

De junio de 2006 a abril de 2007 el INGEOMINAS realizó 1.660 visitas de fiscalización a títulos mineros y 2.966 visitas de fiscalización a bocaminas. Los consolidados que se exponen, son el resultado conjunto de los Grupos de Trabajo Regionales y de la Sede Central del INGEOMINAS.

TABLA 12. VISITAS DE SEGUIMIENTO Y CONTROL
JUNIO 2006 - ABRIL 2007

GRUPOS REGIONALES	VISITAS TITULOS
Ibagué	227
Nobsa	119
Medellín	75
Bogotá	526
Bucaramanga	234
Valledupar	88
Cúcuta	95
Cali	296
TOTAL	1.660

Fuente: Subdirección de Fiscalización y Ordenamiento Minero INGEOMINAS

3.3.2.2 Seguimiento a proyectos de interés nacional

INGEOMINAS hace fiscalización a 20 proyectos de mediana y gran escala, a los cuales se les realizó seguimiento técnico, jurídico y económico conforme a las obligaciones contractuales establecidas. Un resumen de los que se encuentran en explotación se hace a continuación.

TABLA 13. PRODUCCIÓN PROYECTOS DE INTERÉS NACIONAL

DEPARTAMENTO (MINERAL)	PROYECTO	PRODUCCIÓN (Miles de Toneladas)		
		2004	2005	2006
Guajira (Carbón)	Cerrejón Zona Norte	14.674,0	18.423,3	19.002,7
	Consorcio Cerrejón Área Patilla	5.903,7	4.881,2	5.177,6
	Carbones Colombianos- Cerrejón La Comunidad	630,0	853,0	880,5
	Carbones del Cerrejón- Área La Comunidad	2.307,0	1.777,2	2.955,5
	Carbones del Cerrejón- Área Oreganal	1.180,9	1.002,8	1.103,0
	TOTAL GUAJIRA	24.695,3	26.3937,5	29.119,3
Cesar (Carbón)	Drummond Ltd - Área La Loma	20.655,3	22.134,6	22.204,0
	Drummond Ltd - Área Cerro Largo Centro	32,9	0	0
	Carboandes S.A	394,3	684,6	1.315,6
	Carbones de La Jagua S.A	2.366,0	1.836,1	1.947,8
	Carbones del Cesar S.A	0	748,0	1.460,8
	Consorcio Minero Unido S.A	1.070,9	1.349,0	1.225,4
	C.I Prodeco S.A	612,2	1.512,9	2.878,8
	Norcarbón S.A- Área Cerro Largo Norte	111,7	198,3	423,1
	TOTAL CESAR	25.243,3	28.463,5	31.455,5
Córdoba (Niquel)	Cerromatoso	107.624.277,0 Libras	116.291.841,0 Libras	112.736.746,0 Libras

3.3.2.3 Seguimiento y control en las Gobernaciones Delegadas

La gestión desarrollada desde junio de 2006 por las gobernaciones delegadas en la función de seguimiento y control, se muestra de manera resumida en la tabla siguiente:

TABLA 14. GESTIÓN GOBERNACIONES DELEGADAS
JUNIO 2006 A FEBRERO 2007

GOBERNACIÓN	NUMERO DE TITULOS VIGENTES	VISITAS TECNICAS REALIZADAS	EVALUACION DE INFORMES TECNICOS
Antioquia	1073	325	150
Bolívar	234	68	11
Boyacá	545	61	51
Caldas	219	89	124
Cesar	92	67	16
Norte de Santander	228	134	33

3.4 CONTROL EFECTIVO DE LA ILEGALIDAD MINERA

3.4.1 PROGRAMA DE LEGALIZACIÓN MINERA

El Artículo 165 de la Ley 685 de 2001 otorgó a los explotadores sin título minero inscrito, la posibilidad de legalizarse a partir de la promulgación de la ley el 17 de agosto de 2001 y por un término de tres años.

Mediante Decreto 2390 del 24 de octubre de 2002 se reglamentó dicho programa y se aprobó un formato técnico ambiental de visita a las minas que se hubiesen acogido a este programa.

El mencionado Decreto 2390 del 24 de octubre de 2002, estableció las siguientes etapas para ese proceso:

- I. Etapa: Estudio jurídico y de área libre de la solicitud presentada.
- II. Etapa: Visita técnica conjunta de las autoridades minera y ambiental.
- III. Etapa: Elaboración del plan minero (Plan de Trabajos y Obras, PTO) y plan ambiental (Plan de Manejo Ambiental, PMA).
- IV. Trámites de otorgamiento de la Concesión, en caso de no ser rechazada la Solicitud.

Tabla 15. AVANCE PROGRAMA DE LEGALIZACION DE MINERIA DE HECHO
MAYO 2007

Delegada	Total Radicadas	Trámite para visitas	II. ETAPA		III. ETAPA		IV. ETAPA	
			Visitas realizadas	Con viabilidad minera - ambiental	En realización PTO y PMA	Para aprobación PTO y PMA	Firma de contrato	Archivadas
Ingeominas	2.667	127	424	158	47	25	22	2.073
Antioquia	193	0	90	49	20	0	0	120
Caldas	327	101	114	96	0	9	6	118
Cesar	88	0	73	40	40	20	0	48
Bolívar	90		40	25	20	0	2	50
Boyacá	226	37	85	59	7	29	0	100
Norte de Santander	40	0	31	23	8	0	0	9
TOTAL	3.631	265	857	450	142	83	30	2.518

Para el 2006 se obtuvo una asignación presupuestal al programa de \$3.000 millones, los cuales fueron destinados a la elaboración de PTO y PMA a través de convenios firmados entre el Ministerio de Minas y Energía con INGEOMINAS por un monto de \$934 millones, Gobernación de Antioquia \$445 millones, Gobernación de Bolívar \$178 millones, Gobernación de Boyacá \$356 millones, Gobernación de Caldas \$445 millones, Gobernación del Cesar \$356 millones y Gobernación de Norte de Santander \$267 millones.

Dicho recursos se encuentran en ejecución y se está en espera de la terminación de estudios en las entidades delegadas para la culminación del programa en algunas de ellas.

Como actividad complementaria al programa y como una de las estrategias de erradicación de minería ilegal, en el mes de noviembre de 2006, con el apoyo de la Fiscalía General de la Nación, la Procuraduría General de la Nación, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial e INGEOMINAS, se realizó una capacitación en competencias mineras a los alcaldes y demás autoridades locales de los departamentos de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander.

En el 2007 fueron asignados al Ministerio de Minas y Energía \$ 2037 millones, los cuales serán destinados para la ejecución de las actividades faltantes para la terminación del programa de legalización en los departamentos de Bolívar, Caldas y Boyacá; adicionalmente se implementará un estrategia que busca fortalecer la erradicación de minería ilegal.

3.4.2 MESAS DE TRABAJO REGIONALES Y JORNADAS DE CAPACITACIÓN A ALCALDES

La Sede Central y los Grupos Regionales de Trabajo de INGEOMINAS, han realizado eventos regionales con el objetivo de dar a conocer a la comunidad minera sus deberes y obligaciones con respecto al régimen legal vigente e informar y capacitar a las autoridades locales en aspectos normativos, de regalías y en formulación de proyectos.

TABLA 16. MESAS DE TRABAJO REGIONAL Y JORNADAS DE CAPACITACIÓN A ALCALDES
JUNIO 2006 - ABRIL 2007

Grupo de Trabajo Regional	Mesas de Trabajo	Jornadas de Capacitación Alcaldes
BOGOTÁ	6	5
NOBSA	8	14
IBAGUE	1	2
BUCARAMANGA	3	3
CALI	4	3
MEDELLIN	1	0
CUCUTA	2	2
TOTAL	25	29

Fuente: Dirección del Servicio Minero INGEOMINAS

3.5 LÍNEAS PARA PROMOVER EL DESARROLLO SOSTENIBLE EN LA MINERÍA

3.5.1 AGENDA PARA LA MODERNIZACIÓN DE LA MINERÍA TRADICIONAL

Siendo conscientes del segmento de explotaciones legales a mediana y pequeña escala, caracterizados por presentar debilidades en los órdenes técnico y económico en sus operaciones, se debe propiciar que en las regiones y departamentos se incluya la componente minera en sus planes de ordenamiento territorial, considerando la actividad minera como altamente productiva y generadora de empleo, desarrollo regional y mejoramiento de la calidad de vida de sus pobladores.

Con el fin de jalonar el mejoramiento de la productividad y por ende la competitividad de las explotaciones tradicionales legales existentes en el país, el Ministerio de Minas y Energía formuló una "Política de Mejoramiento de la Productividad y Competitividad del Sector Minero Colombiano", la cual busca precisamente mejorar los niveles de productividad a través de la implementación de estrategias focalizadas, tomando como referencia la existencia de explotaciones artesanales, de pequeña escala y con bajos niveles de productividad.

Para ello se han tomado como base los Distritos Mineros identificados por la UPME y las agendas construidas por dicha entidad: Tesalia - Aipe (Huila) para roca fosfórica y materiales de construcción; El Tambo - Dovio (Cauca y Valle del Cauca) para carbón y metales preciosos, Sugamuxi (Boyacá) para

la explotación de carbón y materiales de construcción, y La Llanada (Nariño) para la explotación de metales preciosos.

Actualmente la UPME adelanta la contratación de otros cuatro Distritos Mineros priorizados para carbón en el 2007: La Jagua de Ibirico (Cesar), El Zulia (Norte de Santander), la Cuenca de la Quebrada La Sinifaná (Antioquia) y la Provincia de Ubaté (Cundinamarca).

En el marco de la política de mejoramiento de la productividad y la competitividad, el Ministerio de Minas y Energía celebró un convenio con la Fundación para el Desarrollo del Quindío, en el que el Ministerio aporta \$1.900 millones provenientes de recursos de un proyecto de inversión, y cuyo objeto es implementar la estrategia contenida en la política formulada con miras al desarrollo de los Distritos Mineros priorizados en el país, enfatizando en la generación de asociatividad entre los distintos explotadores mineros.

La participación de comunidades mineras tradicionales en estas agendas será voluntaria y las soluciones que en ellas se adopten no serán asistencialistas ni impositivas, puesto que su objeto es construir capacidades y generar estabilidad en el negocio. No será el Estado quien ejecute la agenda sino la misma comunidad.

Entre las acciones adelantadas se tienen las siguientes:

- Se analizaron los proyectos carboníferos que se encuentran en desarrollo, para establecer la disponibilidad de carbón para alimentar una planta de licuefacción en Colombia, tomando como referencia las reservas medidas, composición química, niveles de producción actual, exportaciones, consumo interno y normatividad vigente, entre otros aspectos relevantes para establecer la viabilidad de un proyecto de este tipo en el país.
- Se estableció contacto con la Bolsa de Valores de Colombia a través del cual se conoció el programa Colombia Capital, ejecutado con recursos del Banco Interamericano de Desarrollo, que busca vincular nuevos emisores al mercado bursátil y la creación de fondos de capital privado.

Durante la etapa de divulgación se apoyó al programa mediante el suministro de los datos de contacto de 275 empresas mineras y de manufacturas de productos mineros, para ser invitadas a los eventos realizados en Bogotá, Cali, Medellín, Barranquilla y Bucaramanga.

Adicionalmente se han realizado contactos directos con empresas para informarles acerca del programa. En este proceso se ha podido notar que el tema no es de fácil aceptación por parte de los empresarios, ya que se tiene poco conocimiento en este ámbito y se percibe una gran aversión a revelar la información necesaria para incursionar en un proceso de este tipo, o bien a permitir la entrada de inversionistas que puedan inducir a una pérdida del control de la empresa. Lo anterior, sumado a la incertidumbre que se ha generado por el comportamiento negativo de las bolsas de valores en el país y en el mundo, incrementa el temor por parte de los posibles emisores.

Además, se avanzó con Bancolombia para el ofrecimiento de créditos a mineros y se planteó un proyecto piloto en este sentido con la mina Reina de Oro en Vetás, Santander. Se identificaron proyectos departamentales que buscan apoyar a pequeños productores con préstamos rotativos como la gobernación del Valle del Cauca.

3.5.2 EXPLORACIÓN BÁSICA DEL TERRITORIO NACIONAL

Teniendo en cuenta que el potencial geológico minero es quizás el factor que mayor incidencia tiene en un país para atraer a nuevos inversionistas, el conocimiento geológico que ha logrado construir INGEOMINAS en los últimos años con la aplicación de criterios geológicos regionales, sugiere la presencia de ambientes de formación muy interesantes para la prospección minera.

Las campañas geológicas llevadas a cabo por INGEOMINAS, incluyen en algunas zonas exploración geoquímica y geofísica aerotransportada. Estas campañas forman parte del programa de exploración

básica del territorio, el cual debe cubrir todo el territorio nacional antes de 2019 con productos cartográficos en escalas 1:100.000 y 1:200.000. Estos productos darán a los inversionistas una mejor visión de las zonas del país que ameritan ser exploradas en forma detallada.

3.5.3 DISTRITOS MINEROS COMPETITIVOS

Con la identificación de Distritos Mineros en el país, se ha buscado focalizar las inversiones estatales con miras a su optimización, en aquellos territorios con actividad minera significativa, y en los cuales la minería constituye uno de los principales renglones productivos de la economía local o regional. Bajo este criterio se busca favorecer el aprovechamiento de las ventajas y oportunidades derivadas del potencial geológico existente en dichos distritos, a partir de un trabajo integrado de autoridades de los órdenes nacional, regional y local, las comunidades mineras y otras entidades y organismos locales, con el fin de propiciar:

- La creación de condiciones favorables a la inversión y al empleo productivo, en un marco de desarrollo sostenible
- La generación de un ambiente propicio a la innovación y al desarrollo tecnológico
- La integración de las políticas y las acciones en materia de infraestructura y conectividad regional, nacional e internacional.

3.5.4 ASPECTOS AMBIENTALES

La actividad minera, como actividad productiva, genera en las zonas en las cuales se lleva a cabo impactos tanto negativos como positivos en el entorno; por ello las empresas mineras, independientemente del tamaño de sus operaciones, han comenzado a asimilar las políticas que en materia de conservación ambiental ha adoptado el Gobierno Nacional.

El Código de Minas integra de manera armónica la componente ambiental con la parte minera, al establecer como obligación a cargo de los concesionarios mineros la elaboración y presentación de un estudio de impacto ambiental, como requisito para obtener licencia ambiental para el proyecto minero.

Teniendo en cuenta que la fiscalización minera es integral, uno de los aspectos que se verifican durante las visitas de seguimiento y control a las áreas contratadas lo constituye la verificación de las condiciones ambientales en las cuales se ejecuta la actividad minera, con el fin de poner en conocimiento de la autoridad ambiental correspondiente, aquellas situaciones anómalas que impliquen deterioros no controlados de la componente ambiental.

Los temas ambientales relacionados con la minería y que se han trabajado en el último año en conjunto con el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, son:

■ 3.5.4.1 Programa de aprovechamiento sostenible de minerales para la Sabana de Bogotá - PASM, mediante procesos de planificación integrada

Durante el segundo semestre de 2006 la UPME contrató con la unión temporal TAU Consultora Ambiental y Ambiental Consultores, el Programa de Aprovechamiento Sostenible - PASM, el cual se basó en la metodología de Evaluación Ambiental Estratégica, esto es, la participación de diferentes actores para la construcción del PASM, entre los que se cuentan los Ministerios de Minas y Energía, de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, la UPME, el INGEOMINAS, la Gobernación de Cundinamarca, la CAR, el DAMA (hoy Secretaría de Ambiente), varios municipios de la Sabana y gremios mineros.

Los objetivos del PASM fueron:

1. Impulsar una modificación del actual modelo minero para hacerlo sostenible
2. Reducir los efectos ambientales actuales de la minería en la Sabana de Bogotá
3. Incrementar la eficiencia de la gestión pública minero ambiental en la Sabana de Bogotá
4. Fortalecer el papel del marco normativo en la gestión minero-ambiental en la Sabana de Bogotá
5. Fortalecer la toma de decisiones estratégicas en materia minero ambiental en la Sabana de Bogotá
6. Avanzar hacia un discurso de sostenibilidad minera compartido por todos los actores

Las conclusiones del PASM se resumen en siete ejes estratégicos y 43 temas claves a desarrollar:

Eje 1. Generación de liderazgo y mecanismos de confianza y diálogo entre los actores centrales del PASM: Comprende la firma de un protocolo o acuerdo de voluntades entre las entidades gubernamentales, conformación de un grupo para la minería en la Sabana, realizar propuestas estratégicas de sostenibilidad, realizar un cronograma de actividades y el seguimiento a los instrumentos de gestión.

Eje 2. Mejora de los procesos de ordenación territorial de la actividad minera. Comprende la revisión del marco normativo y lo relacionado con POTs en minería, criterios para el ordenamiento territorial a escala del POT: ambientales, tecnológicos, mineros, sociales, infraestructura, pasivos ambientales, aplicación y mejora de los instrumentos de planificación y desarrollo de un caso piloto.

Eje 3. Regularización priorizada de la actividad Minera en la Sabana de Bogotá. Comprende la formulación y ejecución de un programa regional con la participación de todos los actores involucrados

Eje 4. Instauración del principio de unidad de acción administrativa minero-ambiental-territorial. Comprende la elaboración de un código de unidad de acción administrativo minero-ambiental-territorial, crear un Consejo Asesor para interpretación de normas y realizar cursos sobre el tema.

Eje 5. Mejorar la imagen y las actitudes sociales hacia la actividad minera. Comprende la realización de un programa de pasivo ambiental, realizar un observatorio de la sostenibilidad minera, fomento de la asociatividad entre los mineros, premios a la sostenibilidad, fomento de buenas prácticas, difusión del PASM y desarrollo de sistemas de acreditación de minería sostenible.

Eje 6. Fortalecimiento de la empresa minera. Comprende la conformación de la ventanilla única, generación de conocimiento para oportunidades del sector, apoyo a la modernización de la empresa minera, capacitación para una minería sostenible, guías y difusión de buenas prácticas, y favorecer los procesos de concentración empresarial.

Eje 7. Innovación y Desarrollo en Minería. Comprende cursos universitarios en gestión minero ambiental, capacitación en I&D, innovación en materiales alternativos para la construcción y mejora del conocimiento minero para el desarrollo sostenible de la región.

La consultoría finalizó en enero de 2007 y se pretende comenzar su implementación con el apoyo de la Vicepresidencia de la República.

■ 3.5.4.2 Sustracción de Áreas de Reserva Forestal

Continuación del trabajo realizado en el período anterior, toda vez que existe una serie de títulos mineros que deben realizar la sustracción de la reserva forestal previo a la explotación. Al respecto el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial otorgó la sustracción de la Reserva Forestal de Los Motilones en el área de la zona carbonífera del centro del Cesar.

■ 3.5.4.2 Problemática minero ambiental de la Jagua de Ibirico- departamento del Cesar

A raíz de los incidentes ocurridos en el municipio de la Jagua de Ibirico- Cesar relacionados con la explotación de carbón en la zona centro del Cesar, el 10 de febrero de 2007 el Presidente de la República realizó un Consejo Comunal de Gobierno en donde le asignó al Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial la responsabilidad del tema. El Ministerio de Minas y Energía firmó un acuerdo de voluntades con la participación de los gobiernos central, regional y local, junto con la comunidad y las empresas mineras. Se trata de la conformación de cinco mesas de trabajo según el tema: ambiental, de transporte y vías, de salud, de compensación por sustracción de la reserva forestal y gestión social.

En la mesa ambiental, donde participa el Ministerio de Minas y Energía, se acordó realizar un Programa de Aprovechamiento Sostenible a los Carbones de la Zona Centro del Cesar mediante procesos de planificación integrada; esto se da utilizando la metodología de Evaluación Ambiental Estratégica. Para ello se realizaron los términos de referencia que fueron socializados en la zona y aprobados por los representantes de la comunidad con la participación de las empresas mineras. El concurso para adjudicar la conducción de este proceso se realizó en el primer semestre del 2007 y el proyecto se llevará a cabo durante el segundo semestre.

Lo que se pretende con este programa es incorporar la dimensión ambiental en las decisiones estratégicas de la explotación minera para articular acciones de cada uno de los proyectos carboníferos que se desarrollen en el departamento del Cesar, lo cual no sustituye los Estudios de Impacto Ambiental, sino que los complementa, de ahí la importancia de realizar este trabajo.

■ 3.5.4.3 Conpes de Fúquene

Con el fin de incorporar un plan de acción en materia minera al Conpes de Fúquene, se vienen realizando una serie de reuniones entre el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, INGEOMINAS, las Gobernaciones de Cundinamarca y Boyacá y la CAR, a fin de incorporar adecuadamente la minería en la sostenibilidad de la Laguna de Fúquene.

3.5.5 ESTUDIOS TÉCNICOS SECTORIALES

■ 3.5.5.1 Análisis y programa para elaboración de censo minero

Se desarrolló un documento en el que se analizan técnicamente los diferentes aspectos requeridos para la realización de un censo minero que permita obtener información con respecto al número de unidades productivas, generación de empleo minero, condiciones de producción, entre otros indicadores.

■ 3.5.5.2 Diseño de la serie "índice de producción minera colombiana" con base en la metodología de la CEPAL

Se está desarrollando la herramienta conceptual para obtener el índice de producción minera colombiana bajo la metodología desarrollada por la CEPAL, de tal forma que permita hacer comparaciones con el resto de Latinoamérica.

SECCIÓN C

SECTOR ENERGÍA ELÉCTRICA

1. PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2006 - 2025

Durante el 2006, la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME orientó buena parte de su esfuerzo a la actualización del Plan Energético Nacional - PEN, el cual contiene lineamientos de política para el desarrollo del sector energético en el largo plazo, en concordancia con las políticas de desarrollo económico y social.

La Ley 143 de 1994 establece que el PEN debe elaborarse en concordancia con el Proyecto del Plan Nacional de Desarrollo. En este sentido el DNP publicó el 16 de noviembre de 2006 el documento preliminar de Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010 y presentó el Proyecto de Ley ante el Congreso de la República en febrero de 2007.

Entre los meses de octubre y noviembre de 2006 la UPME socializó el documento "Propuesta de objetivos y estrategias para el PEN 2006 - 2025", recibiendo así observaciones de los agentes y de la sociedad en general, respecto a los planteamientos que desarrollaría el nuevo PEN, documento concordante con lo planteado en el Plan Visión Colombia 2019 y la Agenda Interna Sectorial, que debe servir de referencia al País para el desarrollo de sus políticas energéticas.

Además de los insumos que genera la UPME tales como las proyecciones de demanda, los planes de expansión, las cadenas de hidrocarburos, entre otros, para la elaboración del PEN se desarrollaron los estudios "Estrategia nacional de abastecimiento energético" y "Diseño de una política integral de precios para el caso colombiano a través de un convenio celebrado con la ANH".

La UPME ha socializado el "Plan Energético Nacional 2006 - 2025 - CONTEXTO Y ESTRATEGIAS" en diferentes eventos como el denominado "Día UPME 2007" y congresos sectoriales como Naturgas. El documento se publicó en el mes de mayo de 2007.

Se debe hacer un seguimiento continuo a los análisis y estrategias propuestas en el PEN (publicado en el mes de mayo de 2007) a fin de evaluar el cumplimiento de su prospectiva y el efecto de la incorporación o no de las estrategias y acciones propuestas, teniendo como prioridades en el sector de energía eléctrica el incentivo al uso del recurso hídrico y del carbón en el negocio de generación.

2. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DURANTE EL 2006 HASTA MAYO DE 2007

2.1 OFERTA Y DEMANDA DE ELECTRICIDAD

2.1.1 CAPACIDAD DE GENERACIÓN

La capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de 2006 alcanzó un valor de 13.277,2 MW, 71,3 MW menos que el año anterior. La capacidad hidráulica representó el 64,1% del total de la capacidad efectiva del SIN, la térmica el 32,1% y menores y cogeneradores el 3,8%.

TABLA 1. CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW) 2006

Tipo de Recurso	MW	%
Hidráulica	8,511.0	64.1
Térmica	4,262.0	32.1
Gas	3,562.0	
Carbón	700.0	
Menores	479.7	3.6
Hidráulica y térmica	461.3	
Eólica	18.4	
Cogenerador	24.5	0.2
Total SIN	13,277.2	100.0

Fuente: XM S.A. ESP

Con respecto al 2005, la capacidad efectiva neta del SIN disminuyó en un 0,5% debido principalmente a la disminución de 91 MW en la capacidad de las plantas térmicas y 21 MW en las plantas hidráulicas, compensada por un aumento en la capacidad instalada de las menores y cogeneradores de 40,7 MW.

La disminución en el parque térmico fue causada fundamentalmente por el retiro de la planta Cartagena 2 con 53 MW (la cual se espera se reincorpore al sistema a finales del 2007), la disminución de la capacidad efectiva neta de la planta Guajira 2 que pasó de 151 MW en el 2005 a 125 en el 2006 y variaciones en la capacidad de las plantas térmicas (12 MW menos): Termocentro, Termoemcali, Termoyopal 2, Central Cartagena, Paipa y Palenque 3. Por su parte, la reducción en 21 MW de la capacidad efectiva neta de las plantas hidráulicas con respecto al 2005 se debió al paso de la planta Río Mayo a no ser despachada centralmente a partir del primero de diciembre de 2006 (su capacidad pasó a 19,8 MW).

Finalmente, el aumento en la capacidad de menores y cogeneradores estuvo dado principalmente por el ingreso de la planta menor Calderas (19,9 MW) y el paso de la única central eólica del SIN, Jepirachi, de 9,8 MW a 18,4 MW a partir de diciembre de 2006.

Por agente administrador, la mayor participación la tiene EPM con el 19,7%, seguido de Emgesa con el 16,7%, Isagén con el 15,9%, Corelca con el 9,9%, EPSA con el 8,2%, Chivor con el 7,5%, y el 22,3% restante está repartido entre 24 agentes.

La capacidad efectiva neta del SIN a 31 de mayo de 2007 es de 13.369 MW, la cual aumentó con respecto al 31 de diciembre 2006 en 91,8 MW, esto debido al cambio de capacidad de Guavio de 1.150 a 1.200 MW el 10 de febrero, al ingreso del Cogenerador Tumaco con 2 MW el día 25 de marzo, la menor Granada con 19,9 MW el 16 de mayo y la menor El Morro 1 con 19,9 MW el 23 de mayo. La capacidad hidráulica representa el 64% del total de la capacidad efectiva, la térmica a gas el 26,6%, la térmica a carbón el 5,2%, y las menores, cogeneradores y eólica el 4,1%.

Con respecto a las interconexiones internacionales la capacidad máxima de importación y exportación permanecieron iguales, disponiéndose actualmente de 420 MW para importación (205 MW desde Venezuela y 215 MW desde Ecuador) y 621 MW para exportación (336 MW hacia Venezuela y 285 MW hacia Ecuador).

2.1.2 PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

La generación total del Sistema en 2006 fue 52.340,1 GWh, de los cuales el 77% fue generado con plantas hidráulicas, el 18,1% con unidades térmicas (13,2% con gas y 4,9% con carbón) y el 4,9% con generación de plantas menores, cogeneradores y eólica.

Con respecto al 2005 la generación hidráulica aumentó en un 3,3% y la generación térmica en un 2,8%. Se destaca que en 2006 se presentó la máxima generación térmica de los últimos cinco años el 15 de octubre con 49,4 GWh superado solo por el presentado el 13 de marzo de 2001 cuando se tuvo una generación térmica de 53,8 GWh. Así mismo sobresale el incremento en la generación de las plantas a carbón la cual aumentó en un 24,1% con respecto a 2005 mientras que la generación de las plantas a gas disminuyó en un 3,4%.

Las unidades térmicas que presentaron mayor aumento con respecto al año anterior fueron: Paipa 3 (115,2%), Zipa 2, 3, 4 y 5 (107,2%) y Termoyopal 1 (103,1%). De otro lado, algunas unidades térmicas que disminuyeron fueron: Central Cartagena 1 (-86,5%), Termodorada (-77,3%), Termosierra (-72,9%) y Palenque 3 (-59,5%).

El 61% de la generación total del Sistema estuvo representada por las siguientes plantas: Guavio (6.110,8, 11,7%), San Carlos (5.929,9 GWh, 11,3%), Chivor (4.714,2 GWh, 9,0%), Tebsa (4.164,7 GWh, 8,0%), Pagua (3.307,2 GWh, 6,3%), Guatapé (2.823,2 GWh, 5,4%), Guatron (2.618,6 GWh, 5,0%) y Betania (2.204,8 GWh, 4,2%).

2.1.3 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ELECTRICIDAD

En el 2006 Colombia importó desde Venezuela 27,0 GWh, todo por el enlace de Cuestecitas - Cuatricentenario 230 kV y desde Ecuador 1,1 GWh, la mayoría (95,7%) por el enlace de Pomasqui - Jamondino 230 kV. Con respecto al año anterior las importaciones disminuyeron en 23,9%.

De otro lado, Colombia exportó a Ecuador 1.608,6 GWh (el 99,6% se realizó por el enlace Pomasqui - Jamondino 230 kV), con un decremento del 8,5% frente a lo exportado en 2005.

2.1.4 APORTES HÍDRICOS Y RESERVAS

En 2006 los ríos asociados al SIN presentaron aportes que alcanzaron a nivel agregado el 108,1% de los valores medios históricos, siendo superiores en aproximadamente un 15% al valor alcanzado durante 2005 (93,9%).

La evolución de los últimos cuatro años, mantuvo una persistencia en valores inferiores a los promedios históricos, caracterizando el año 2003 como parcialmente deficitario. Por otro lado 2004 y en particular 2005, con valores un poco inferiores a los promedios, pueden ser catalogados en forma general como años con aportes hídricos promedios.

Para el caso particular de 2006, se observó un primer semestre con aportes energéticos normales o por encima de los promedios históricos, consistente con lo que la National Oceanic and Atmospheric Administration - NOAA denominó un "evento La Niña débil". El agregado energético para los meses marzo a mayo fue de 148,0%, 153,2% y 134,7% en relación con la media histórica.

En contraste con lo anterior, el comienzo de la segunda mitad del año (julio a septiembre) fue deficitario, lo cual hacía suponer que el comportamiento hidrológico estaría acorde con los eventos "El Niño" anteriores. Las menores contribuciones energéticas -expresadas en porcentaje de la media- se dieron precisamente para estos meses (88,0%, 76,1% y 78,1%, respectivamente). Sin embargo, esta situación cambió abruptamente a finales del año con aportes energéticos agregados normales o por encima de la media. Además los períodos invernales de la región andina (abril-mayo y octubre-noviembre) se han caracterizado por caudales en exceso.

La siguiente tabla presenta el comportamiento de los aportes energéticos mensuales, expresados en energía y porcentaje de la media. La última columna de esta tabla presenta como referencia, el valor medio mensual.

TABLA 2. APORTES HÍDRICOS
2006 A MAYO 2007

Mes	Real (Gwh)	% Respecto a la media	Media histórica (Gwh)
Ene-06	2.363,8	106,1	2.228,3
Feb-06	1.828,3	97,3	1.878,2
Mar-06	3.460,1	148,0	2.338,6
Abr-06	5.387,1	153,2	3.516,9
May-06	6.873,4	134,7	5.103,5
Jun-06	6.119,2	114,7	5.334,9
Jul-06	4.811,2	88,0	5.465,6
Ago-06	3.640,5	76,1	4.781,4
Sep-06	3.258,7	78,1	4.172,7
Oct-06	4.834,9	102,8	4.701,8
Nov-06	5.159,4	114,6	4.503,9
Dic-06	3.387,7	104,3	3.248,5
Total 2006	51.124,3	108,1	47.274,4
Ene-07	2.209,9	100,3	2.204,1
Feb-07	1.222,6	65,6	1.863,4
Mar-07	2.178,3	94,4	2.308,3
Abr-07	4.209,3	120,9	3.482,7
May-07	5.569,8	110,0	5.064,2

Fuente: XM S.A. ESP

Los aportes de febrero y marzo 2007 fueron deficitarios, lo cual en parte se debe a la respuesta de las cuencas nacionales y a la finalización del evento cálido del Pacífico, el cual tuvo una fortaleza entre moderada a débil.

En contraste con lo anterior se observa una rápida transición del clima del Pacífico hacia condiciones de enfriamiento de las aguas ecuatoriales superficiales. Esto en parte podría explicar el recrudescimiento de la primera temporada invernal de la región Andina, con aportes para la región Antioquia muy por encima de los promedios históricos. La siguiente tabla presenta los aportes hidrológicos por región, expresados en energía y porcentaje de la media. Se observa la respuesta hidrológica de las regiones Antioquia y Caribe (serie Urrá), a las intensas precipitaciones ocurridas sobre estas regiones, con aportes porcentuales agregados durante mayo por encima de 140% de la media. Sin embargo, esta situación es diferente a la observada en las regiones Oriente y Centro, donde en general se ha registrado un déficit acumulado bastante notorio hasta mayo de 2007.

TABLA 3. APORTES HÍDRICOS POR REGIÓN
ENERO - MAYO 2007

Aportes energéticos		Ene -07	Feb -07	Mar -07	Abr -07	May -07
Antioquia	GWh día	46,50	27,83	40,52	68,35	98,80
	%media	115,95	76,15	103,97	128,23	144,05
Oriente	GWh día	5,76	3,98	9,83	30,99	42,03
	%media	67,70	43,96	74,89	105,01	83,01
Centro	GWh día	3,97	3,75	7,89	18,56	15,61
	%media	47,42	44,70	79,19	109,80	63,10
Valle	GWh día	10,07	5,31	7,42	12,37	12,07
	%media	113,68	67,41	97,69	129,27	116,10
Caribe	GWh día	1,61	0,67	1,40	4,80	6,42
	%media	85,15	46,39	99,49	193,68	141,68

Fuente: XM S.A. ESP

La evolución de las reservas hídricas útiles (volumen útil diario según lo dispuesto en el Acuerdo 294 del CNO) durante el año 2006, estuvo acorde con el comportamiento de los aportes: presentó un decrecimiento durante el verano (primeros tres meses del año) y a partir de abril con el inicio de la primera etapa invernal de la región Andina empezó su recuperación gradual, aunque acelerándose durante los meses de mayo y junio, con un pico en julio (82,2% de las reservas útiles). Posteriormente, en concordancia con los aportes deficitarios de comienzos del segundo semestre de 2006, estas

reservas disminuyeron hasta el 77,7% a finales de septiembre, pero volvieron a recuperarse para alcanzar el valor máximo anual en noviembre (87,1%).

Las reservas útiles almacenadas en los embalses a 31 de diciembre de 2005 fueron 11.836,95 GWh, equivalentes al 78,23% del volumen útil, mientras para diciembre 31 de 2004 estuvieron en 12.394,77 GWh (81,31%). Las regiones con mayores reservas hídricas frente a su volumen útil fueron Caribe con 93,02% (144,08 GWh), seguida por Antioquia con 84,45% (4.599,04 GWh), Oriente con 78,50% (3.424,99 GWh), Centro con 72,06% (3.415,19 GWh) y Valle con 59,31% (253,65 GWh).

Al finalizar el 2006, las regiones con mayores reservas hídricas frente a su volumen útil fueron: Antioquia con 94,7% (5.071,2 GWh), seguida de Caribe con 93,8% (144,0 GWh), Oriente con 78,2% (3.408,3 GWh), Centro con 77,4% (3.673,7 GWh) y Valle con 75,2% (314,5 GWh).

En relación con los vertimientos, en 2006 estos totalizaron (3.029,7 GWh); muy por encima del valor registrado para 2005 (927,6 GWh), pero comparable al de 2004 (3.245,1 GWh). La mayoría de los vertimientos (igual a lo registrado durante 2005) se concentraron en la región Centro con el 77,0% del total vertido en el SIN (en 2005 fue del 87,1%), destacándose los meses de mayo, junio, julio y noviembre. La región Antioquia vertió el 14,0% del total, Oriente el 9,0% y las regiones Caribe y Valle no vertieron.

2.1.5 CONSUMO DE GAS Y EL SECTOR ELÉCTRICO

El consumo de gas en el país en 2006 fue de 678 MPCD, de los cuales la Costa Atlántica participa con un 48% y el interior del país con un 52%. El comportamiento de consumo de gas en forma sectorial ha señalado al sector industrial como el mayor demandante seguido de la generación termoeléctrica, así como su uso doméstico.

Sector	Consumo Gas	%
Industrial	243	35,8%
Térmico	184	27,2%
Doméstico	104	15,3%
ECP	88	12,9%
GNCV	48	7,1%
Petroquímico	12	1,8%
Total	678	

Fuente: UPME

2.1.6 DEMANDA DE ELECTRICIDAD

En el 2006 la demanda de electricidad del SIN¹ continuó la tendencia creciente iniciada desde el 2000, al finalizar el año alcanzó un valor de 50.814,6 GWh, el más alto en la historia del país y un crecimiento con respecto a 2005 de 4,1%, que se constituye en el tercero más alto en la historia del mercado, superado por el registrado en 1995 (5,7%) y en 2005 (4,1%). Al considerar la demanda en promedio día, ésta registró en 2006 un valor anual de 139,2 GWh/día. En resolución mensual el máximo valor promedio día se presentó en octubre con 142,8 GWh/día, que es el valor más alto en la historia del mercado; la máxima demanda de energía diaria del SIN se presentó el viernes 6 de octubre de 2006 con 153 GWh/día.

¹ Demanda del SIN = generación + importaciones + demanda no atendida - exportaciones.

Con respecto a la demanda no atendida, esta alcanzó 55,1 GWh (0,11% de la demanda del SIN), con un decrecimiento de 54,1% con respecto a 2005, cuando se registró una demanda no atendida de 120,1 GWh. Diciembre de 2006 fue el mes con mayor demanda no atendida, seguido de junio y marzo; el área operativa con mayor demanda sin atender fue Cauca - Nariño con el 25,5% del total de la demanda no atendida.

En este año la demanda comercial fue 52.368,1 GWh, para una tasa de crecimiento de 3,8% con respecto al año anterior. De esta demanda, 50.759,5 GWh corresponden a la demanda doméstica², es decir, el resultante de sumar la demanda de los comercializadores que atienden usuarios finales colombianos y la demanda internacional de despacho económico coordinado³, la cual a su vez corresponde a las exportaciones hacia Ecuador (1,608.6 GWh).

Desde el punto de vista de usuarios, la demanda comercial no regulada en 2006 presentó un promedio de 46,2 GWh/día. Es importante destacar que la demanda de estas fronteras representan un récord histórico de 32,2% de la demanda comercial del SIN. Por su parte la demanda regulada registró un promedio de 92,1 GWh.

En relación con la demanda máxima de potencia, ésta registró un valor máximo de 8.762 MW el lunes 11 de diciembre en el período 20, constituyéndose en el valor más alto de la historia, para una tasa de crecimiento anual con respecto a 2005 del 1,4%.

2.2 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

2.2.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN

Al finalizar el año 2006, el SIN contó con una longitud de la red de transporte de más de 22,585.4 kilómetros, por su parte el Sistema de Transmisión Nacional - STN finalizó con 10.910,9 kilómetros de líneas a 220 - 230 kV y 1.744,6 kilómetros a 500 kV. De las líneas a 220 - 230 kV, 10.827 kilómetros son activos de uso y 83,9 kilómetros constituyen activos de conexión. Respecto al 2005 se presentó un aumento de 20,4% en las líneas de 500 kV debido a que ISA declaró en operación comercial la línea Primavera - Bacatá a 500 kV con 197 kilómetros y dos líneas de transmisión a 500 kV que conectan a la subestación Primavera con la línea existente San Carlos - Cerromatoso 500 kV.

A 31 de mayo de 2007 la longitud de transporte es de 23.282 kilómetros y la longitud de las líneas a 500 kV es de 2.399,27 kilómetros; el aumento se debe a la entrada de las líneas Bolívar - Copey 1 500 kV, Copey - Valledupar 2 220 kV, Ocaña - El Copey 500 kV y Ocaña - Primavera 500 kV. Por otra parte las longitud de líneas a 220-230 kV también se modificó por la entrada de El Copey - Valledupar 2 220 kV, Sabanalarga - Bolívar 1 220 kV, Ternera - Bolívar 1 220 kV, Sabanalarga - Bolívar 2 220 kV y Termocartagena - Bolívar 1 220 kV ubicándose en 10.918,2 kilómetros.

La capacidad total de transformación de 220 - 230 kV a tensiones inferiores registró al finalizar el año un valor de 12.737 MVA. En cuanto a la capacidad de transformación de 500 kV, esta se incrementó en 900 MVA respecto al año 2005 con la entrada de los 2 transformadores Bacatá 1 450 MVA 500/220/13,8 kV y Primavera 1 450 MVA 500/220/34,5 kV. Hasta mayo de 2007 la capacidad de transformación ha aumentado por la entrada de los transformadores La Reforma 2 150 MVA 230/115 kV, Bacatá 500/115 kV 450 MVA y Ternera 7 25 MVA 220/13,8 kV.

En la presente vigencia se hará un análisis integral del STN en los diferentes elementos regulatorios de política, planeamiento y operación, para establecer aspectos que puedan ser fortalecidos con el objeto de contar con un sistema lo suficientemente robusto que garantice una mayor estabilidad y unos procedimientos expeditos para que los agentes tomen las acciones respectivas.

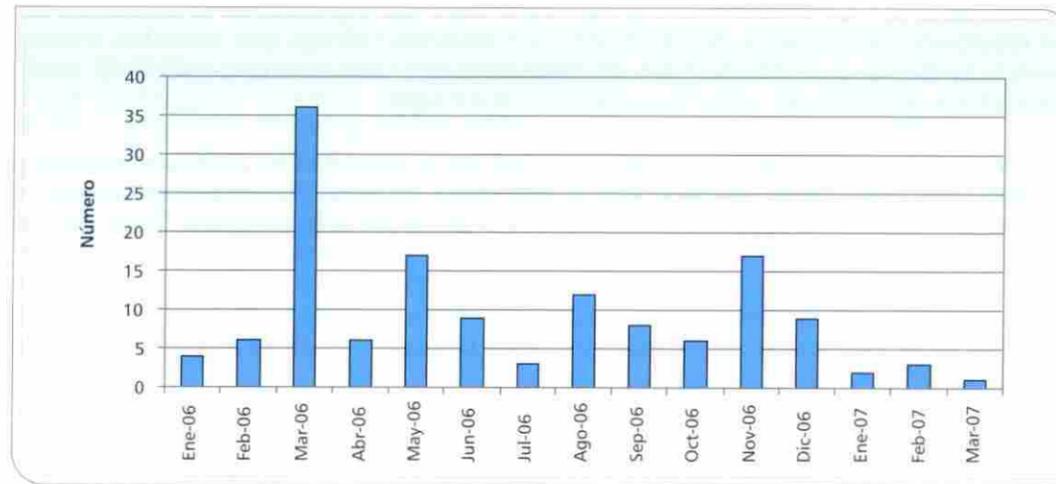
² La demanda total doméstica es la sumatoria de los valores de la demanda doméstica de todos los comercializadores, que incluye los factores de pérdidas para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del STN.

³ La demanda internacional de despacho económico coordinado es la sumatoria de los valores de las demandas correspondientes a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, que son resultado del proceso de Despacho Económico Coordinado, que incluye los factores de pérdidas para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del STN. Actualmente

2.2.2 ATENTADOS A LA INFRAESTRUCTURA

En el 2006 se registró un aumento de los atentados a la infraestructura eléctrica del país en un 31,7% con respecto a los ocurridos en el 2005, registrándose 133 atentados a líneas de tensiones iguales o superiores a 110 kV.

GRÁFICA 1. ATENTADOS A LÍNEAS
2006 - MARZO 2007



Fuente: XM S.A. ESP

De igual forma se incrementó el número de torres derribadas y/o averiadas con respecto a las presentadas en el año anterior, registrándose durante el 2006 un total de 241 torres averiadas, un 6,2% más que las presentadas en el 2005. De las 241 torres averiadas, el 61% (147 torres) pertenecen a ISA. La siguiente empresa más afectada en número de atentados a sus torres fue CENS con un 10% del total de las torres (23 torres).

No obstante el aumento de los atentados a la infraestructura eléctrica durante 2006, la demanda no atendida por esta causa fue solo de 16,4 GWh equivalente a 0,03% de la demanda de energía del SIN en dicho año. Lo anterior se logró gracias a las acciones llevadas a cabo por el CND y a la experiencia adquirida por los diferentes agentes transportadores para restablecer los equipos afectados, así como al apoyo oportuno del Ejército Nacional.

Comparada con el año anterior, la demanda no atendida debido a los atentados pasó de 27 GWh a 16 GWh, de la cual el 63,4% se concentró principalmente en las áreas de Nordeste (3,9 GWh) y Cauca - Nariño (6,6 GWh).

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

Durante el primer cuatrimestre del 2007 la Comisión Asesora de Seguimiento y Coordinación de la Situación Energética del País trató temas que involucraron a diferentes agentes tanto en hidrocarburos como en electricidad. La UPME es la encargada de la secretaría técnica de esta comisión, a la cual además pertenecen XM, ECOPETROL, ECOGAS, ISA y CREG.

En la Comisión se hizo seguimiento a la finalización de los trabajos de ampliación de Chuchupa y se analizó la situación energética del país, en especial la elaboración de los balances de gas natural. Con la colaboración del IDEAM, se hizo seguimiento a la evolución de El Fenómeno de El Niño, aunque sus efectos climáticos sobre el país fueron moderados y casi nulos.

Actualmente se hace seguimiento y coordinación con los diferentes agentes del sector para los trabajos de mantenimiento que se realizarán en la planta de generación de Guavio, así como del sistema de transporte de gas de la Costa Atlántica - PROMIGAS. Igualmente se trabaja en la ampliación del gasoducto Ballena - Barrancabermeja, con el fin de poder atender la demanda en conjunto tanto del sector eléctrico como de gas natural.

4. MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

4.1 AGENTES DEL MERCADO

En la actividad de comercialización de electricidad, el número de agentes registrados a diciembre 31 de 2006 llegó a 133, con tres agentes más que el año anterior. De estos agentes registrados, 71 realizaron transacciones en el Mercado.

En la actividad de generación de electricidad, el número de agentes generadores registrados al finalizar el año fue de 64. En este año, 40 agentes generadores transaron electricidad, cinco menos que en el 2005.

4.2 TRANSACCIONES EN EL MERCADO

El total de transacciones del Mercado en el año 2006 fue de \$5.541.385 millones, de los cuales \$1.773.039 millones (31% del total transado) correspondieron a las transacciones en Bolsa y \$3.808.346 millones al valor anual transado en contratos (69% del total transado).

Las compras en Bolsa disminuyeron cerca del 3,3% con respecto a 2005; la energía transada en Bolsa decreció 1,2%, mientras que la energía transada en Contratos aumentó 3,4%. El porcentaje de la energía transada en Bolsa, como porcentaje de la demanda comercial disminuyó 4,8% en 2006 al compararlo con 2005 y el de Contratos también disminuyó pero en menor proporción 0,4%. Las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista sobrepasaron la demanda comercial en un 34,8%, disminuyendo en 1,5% con respecto al año anterior.

Los costos asociados a restricciones representaron un aumento del 50,5% con respecto a los registros del 2005; esto se debió principalmente a un aumento importante en el número de atentados y la declaración de Condiciones Anormales de Orden Público -CAOP durante el año.

4.2.1 PRECIOS EN BOLSA DE ENERGÍA Y PRECIOS EN CONTRATOS

Para el 2006, el precio promedio anual de la energía en Bolsa fue 72,8 \$/kWh. Junio se caracterizó por ser el mes con el precio promedio mensual de Bolsa más bajo: 53,4 \$/kWh, mientras el máximo valor se presentó en octubre con 128,8 \$/kWh, debido en parte a que el comienzo de la segunda mitad del año (julio a septiembre) fue deficitario en aportes, lo cual hacía suponer que el comportamiento hidrológico estaría acorde con un evento El Niño. El valor del precio de Bolsa horario máximo se presentó el día 18 de octubre con un valor de 281,2 \$/kWh (período 19) y el valor mínimo fue de 26,7 \$/kWh registrado el día 17 de octubre (períodos 4 al 6).

La suma del Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Capacidad - CERE y el impuesto con destino al FAZNI representó en promedio el 38% del precio de Bolsa (CERE: 24,9 \$/kWh, FAZNI: 1,3 \$/kWh), fluctuando entre el 19,2% y el 49,9% del precio de Bolsa.

Para el 2006 el precio promedio anual de la energía en Contratos fue 71,8 \$/kWh, 1,7% por encima del registrado en el 2005; el precio promedio mensual más bajo se presentó en mayo con 69,5 \$/kWh, mientras que el más alto fue en septiembre con 74,6 \$/kWh. Los precios promedios horarios de contratos fluctuaron entre 65,4 \$/kWh y 76,5 \$/kWh.

**TABLA 5. PRECIO BOLSA Y DE CONTRATOS
\$/kWh 2006 - MARZO 2007**

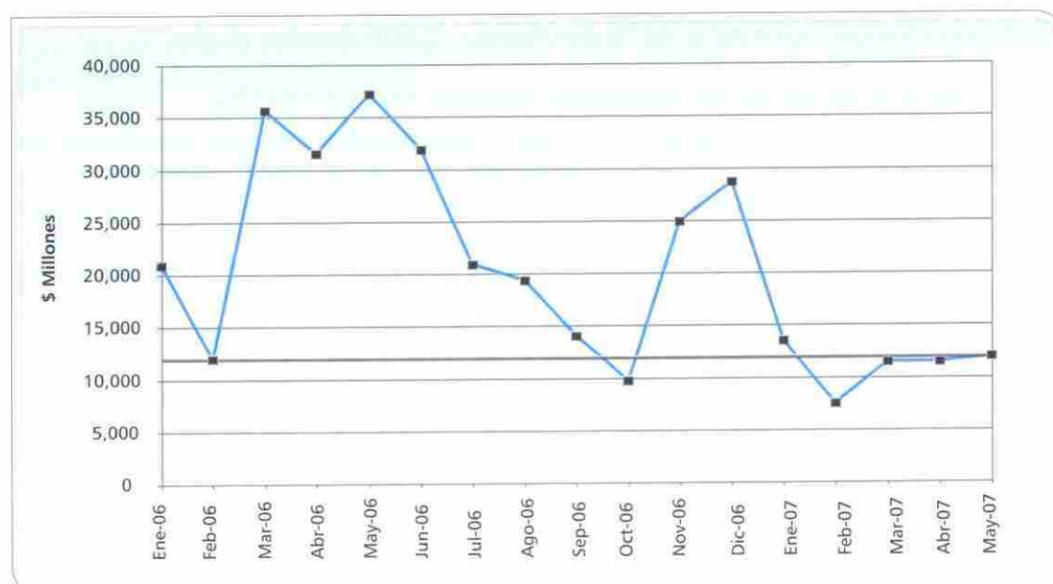
FECHA	Precio Bolsa Nacional (\$/kWh)	Precio de Contratos (\$/kWh)
Ene-06	79,3	72,2
Feb-06	74,7	71,7
Mar-06	65,6	70,8
Abr-06	54,5	70,0
May-06	54,3	69,5
Jun-06	53,4	70,1
Jul-06	59,0	70,1
Ago-06	66,8	71,8
Sep-06	102,5	74,6
Oct-06	128,8	74,0
Nov-06	80,6	73,0
Dic-06	65,4	73,3
Ene-07	87,6	78,2
Feb-07	107,0	80,6
Mar-07	100,4	81,0

Fuente: XM S.A. ESP

4.2.2 RESTRICCIONES DEL SISTEMA

En el 2006, por concepto de limitaciones en la capacidad de transporte en las redes del SIN, se registró un costo total de restricciones de \$290.869 millones. La cifra anterior representó un aumento del 50,5% con respecto al costo obtenido en el año 2005, principalmente por un aumento importante en el número de atentados y la declaración de CAOP durante el año. La evolución mensual de las restricciones desde 2006 se presenta en la siguiente gráfica.

**GRÁFICA 2. EVOLUCIÓN DEL COSTO DE LAS RESTRICCIONES MENSUALES
A CARGO DE LOS COMERCIALIZADORES**



Fuente: XM S.A. ESP

La evolución mensual en el costo de las restricciones, mostró un aumento importante entre los meses de marzo a junio, llegando a un máximo de \$37.146 millones en mayo, cuando estuvo indisponible varios días la línea 1 San Carlos - Cerromatoso 500 kV; en contraparte el mes que presentó menores restricciones fue octubre con \$10.208 millones; lo anterior como consecuencia de mayor disponibilidad 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.

En este año, las dos causas de mayor impacto según la clasificación establecida por la Resolución CREG 063 de 2000, fueron las correspondientes a generación de seguridad asociada con restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje del STN (75%) y las correspondientes a generación de seguridad originadas con situaciones declaradas de CAOP (7%).

Considerando lo establecido en la Resolución CREG 060 de 2006, durante 2006 las restricciones asignables a la demanda doméstica sumaron \$273.184 millones, que con el alivio de Rentas de Congestión corresponde a \$247.386 millones con un mínimo en octubre de \$6.904 millones y un máximo en mayo de \$34.877 millones.

Los agentes generadores que prestaron efectivamente el servicio de Control Automático de Generación - AGC (por sus siglas en inglés Automatic Generation Control) recibieron \$267.762 millones en el 2006, monto inferior en \$6.248 millones al valor de 2005. Por otra parte los agentes generadores incurrieron en el pago de \$113.177 millones por la responsabilidad comercial en la prestación del servicio AGC, aumentando 13,6% con respecto al 2006.

4.2.3 TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

Durante el 2006 el sector eléctrico colombiano exportó a Ecuador 1.608,6 GWh, los cuales representaron para Colombia ingresos por US\$127,1 millones, con una disminución de 16,2% con respecto a 2005. A su vez, Ecuador realizó exportaciones a Colombia por 1,07 GWh que equivalen a US\$0,06 millones.

Las rentas de congestión en 2006 ascendieron a \$134.460 millones, con una reducción de 23,5% al compararlas con 2005. Estas rentas se originan como efecto de la congestión en enlaces internacionales y la consecuente diferencia de precios que se tienen en los nodos frontera. Las rentas de congestión fueron asignadas tanto a la demanda doméstica colombiana como a la demanda internacional del despacho económico coordinado (demanda ecuatoriana). El 80% de las rentas de congestión asignables a la demanda doméstica colombiana se destinaron para alimentar el FOES y un 20% para aliviar las restricciones que pagan los usuarios del sistema eléctrico colombiano. El FOES por su parte disminuyó en 23,4% al compararlo con 2005, en parte por la disminución en las rentas de congestión.

Durante el período marzo de 2003 hasta marzo de 2007, las TIE han permitido al mercado ventas de energía eléctrica por US\$520,29 millones; de este monto, US\$269,95 millones se traducen en rentas de congestión, de las cuales se han destinado cerca del 3% a Ecuador bajo el concepto de demanda internacional del despacho económico coordinado, 73% al FOES, y 24% al alivio de restricciones asignables a la demanda doméstica de electricidad.

4.3 DEL CARGO POR CAPACIDAD AL CARGO POR CONFIABILIDAD

En el 2006 se dio un cambio al vencer la vigencia regulatoria de 10 años del Cargo por Capacidad mediante la Resolución CREG 071 de 2006, al cargo por confiabilidad. Se pasa de remunerar la capacidad instalada y disponible en el sistema, a la capacidad firme con garantías a la demanda de esta firmeza.

A partir de diciembre de 2006 entró en vigencia el nuevo esquema. Este pretende introducir mecanismos orientados a mercado mediante la implementación de una subasta de un producto denominado Energía Firme y se ha previsto un período de transición de 3 años entre 2007 y 2009, en el cual el valor del Cargo por Confiabilidad será de 13.045 US\$/MWh. Para participar en la subasta se

dispuso que el Operador del Sistema certifique la máxima energía firme que cada generador podrá comprometer en la misma.

En la subasta propuesta concurrirían los generadores con sus ofertas de energía firme. Por su parte, la demanda es representada mediante una curva administrada definida por el regulador; dicha curva es similar a la propuesta para los mercados de PJM, NY y California en Norte América (California Public Utilities Comisión, 2005 "Capacity Markets White Papers").

El nuevo Cargo por Confiabilidad, además de disminuir los riesgos para los generadores, actuará como mecanismo de cubrimiento de precio a la demanda en el mercado spot. Para lo anterior el regulador definió un Precio de Escasez a partir del cual los generadores con obligaciones de energía firme cubren la demanda y con lo cual el regulador espera controlar posibles abusos de posición dominante por parte de los generadores en épocas críticas.

Finalmente se prevé la creación de un mercado secundario de energía firme donde los generadores pueden cubrir el riesgo de corto plazo de no disponer de la energía firme asignada. Adicionalmente, se prevén otros mecanismos como la posibilidad de desconexiones voluntarias de demanda, los generadores de última instancia y la reasignación de obligaciones mediante subastas.

Los agentes generadores recibirán diariamente la remuneración del Cargo por Confiabilidad, sujeto a que la disponibilidad horaria promedio iguale o supere la capacidad efectiva del recurso, afectada por el índice de indisponibilidad considerado para el cálculo de la energía firme. El precio al que se remunera el Cargo por Confiabilidad es un promedio que para cada recurso refleja el precio del período de transición y el de cada una de las subastas en las que tuvo asignación de obligaciones de energía firme.

De otra parte, los generadores con obligaciones de energía firme se comprometen a generar diariamente dicho compromiso en la barra de mercado. La barra de mercado es una barra hipotética donde confluye toda la demanda y toda la oferta y que no considera los efectos de la red; corresponde a la barra del mercado spot colombiano. Cuando el precio en esta barra supera el precio de escasez, la demanda paga este último precio y los generadores que incumplen el compromiso de energía firme son responsables de cubrir la diferencia con el precio de mercado spot.

Adicionalmente, la CREG previó un esquema de transición entre el Cargo por Capacidad anterior al nuevo Cargo por Confiabilidad, el cual se inició el primero de diciembre de 2006 y finalizará el 30 de noviembre de 2009 o del año para el cual se realice la primera subasta de obligaciones de energía firme. Durante la transición, la asignación de cargo se hará a prorrata de la energía firme declarada por los generadores y el precio ha sido definido por el regulador para este período.

En el 2006 se asignaron las obligaciones de energía firme con base en la reglamentación de la CREG, la cual fue de 52.543 GWh/año distribuida en 25.430 GWh/año para los recursos hidráulicos y de 27.113 GWh/año para los recursos térmicos.

4.4 ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

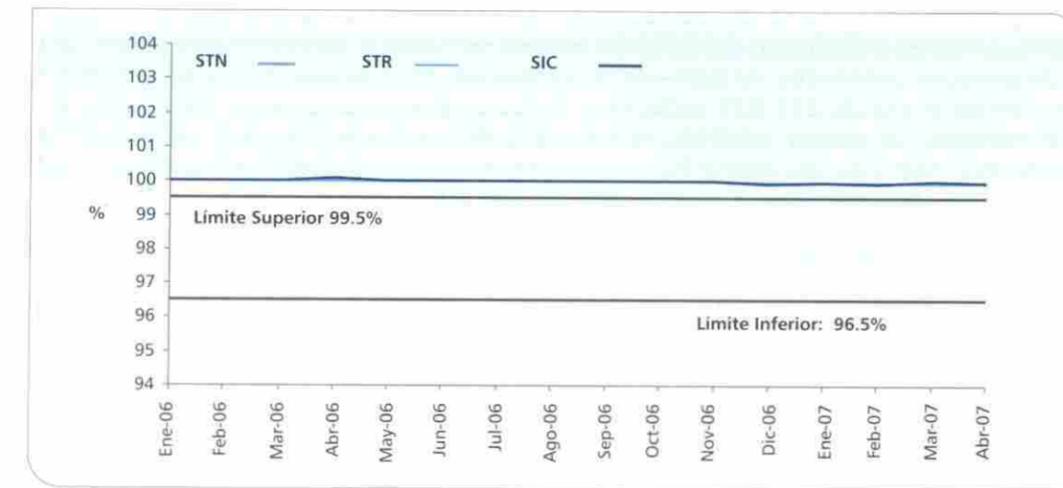
4.4.1. INDICADORES FINANCIEROS

Para atender la labor de Administración de Cuentas establecida en el anexo B de la Resolución CREG 024 de 1995 y en la Resolución CREG 008 de 2003, se definieron una serie de indicadores como metas para la medición de la gestión financiera del Mercado de Energía Mayorista para el año 2006, y que evidencian la gestión financiera detallada anteriormente.

El primero ellos se refiere al nivel de recaudo total del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional (LAC STN) y del Sistema de Transmisión Regional (LAC STR). Este indicador se establece como el porcentaje del recaudo total de los últimos tres meses consolidados respecto de los valores que tenían vencimiento durante el mismo período, sin incluir intereses. Para el cálculo de este indicador se considera el recaudo que corresponda al período evaluado, efectuado dentro de los 15 días siguientes a dicho período. Las metas definidas en

XM para este indicador están entre el 96,5% como límite inferior y el 99,5% para el límite superior. El recaudo durante el 2006 y hasta marzo de 2007 estuvo por encima del límite superior establecido, cumpliendo así con una excelente gestión.

GRÁFICA 3. NIVEL DE RECAUDO TOTAL SIC, STN Y STR

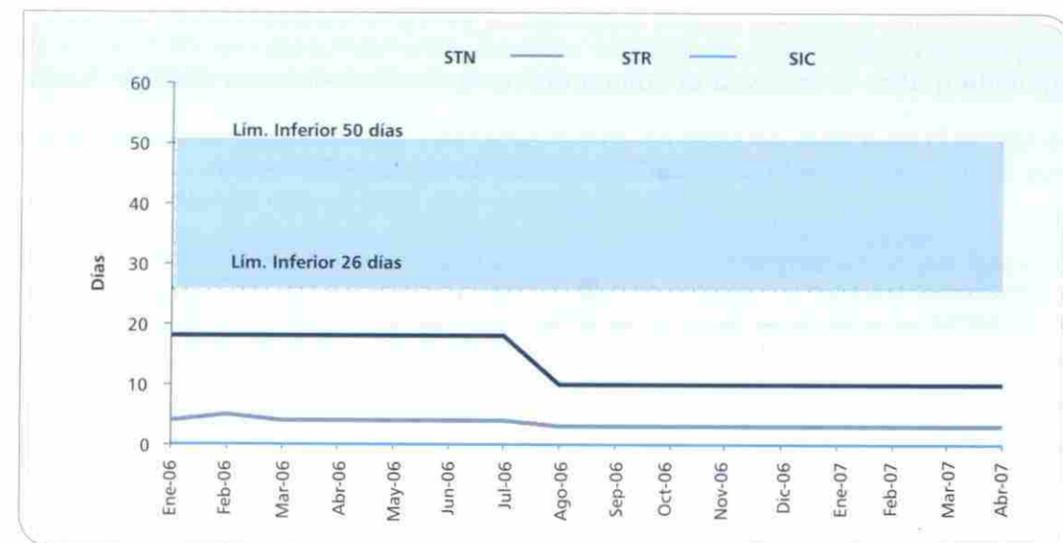


Fuente: XM S.A. ESP

Otro de los indicadores definidos se refiere a la rotación de cartera del Mercado de Energía Mayorista. Para este indicador XM determinó como meta un rango entre 50 y 26 días. En 2006 la rotación de cartera ha cumplido los indicadores, permaneciendo en un excelente nivel.

En cuanto al tiempo que utiliza el ASIC para hacer la distribución de los dineros recaudados, en cumplimiento de la Resolución CREG 024 de 1995, este tiempo no superó durante el 2006 los 2,5 días hábiles, valor por debajo del plazo establecido de tres días hábiles en la citada resolución.

GRÁFICA 4. ROTACIÓN DE CARTERA STN, STR Y SIC



Fuente: XM S.A. ESP

4.4.2 INFORME DE DEUDA

La adecuada gestión de los recaudos mensuales, las garantías financieras para transacciones nacionales e internacionales y la aplicación de la limitación de suministro, contribuyó para que durante el 2006 no se generara ninguna cartera por concepto de las TIE y sólo se generara cartera a cargo de un agente del mercado que al corte de 31 de diciembre ascendía a la suma de \$245 millones.

Adicionalmente, es importante destacar que durante el 2006 se finalizó el acuerdo de pago suscrito entre las Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P. y sus acreedores. Este acuerdo que estuvo vigente desde el 17 de enero de 2002 y culminó con éxito mediante el pago de la última cuota el primero de diciembre de 2006.

A pesar del buen comportamiento del 2006 en materia de cartera, en el mercado existen obligaciones vencidas de períodos anteriores. Al cierre de diciembre de 2006 la deuda a cargo de las empresas en operación comercial era de \$17.823 millones y de las empresas en proceso de liquidación ascendía a \$72.637 millones. La deuda total alcanzó los \$90.460 millones; de éste valor el 87% (\$78.587 millones) corresponde a deuda con la Bolsa de Energía, el 13% (\$11.825 millones) a Cargos por Uso del STN y el 0,06% (\$46 millones) a Cargos por Uso del STR.

4.5 INFORME DE OPERACIÓN DEL SIN

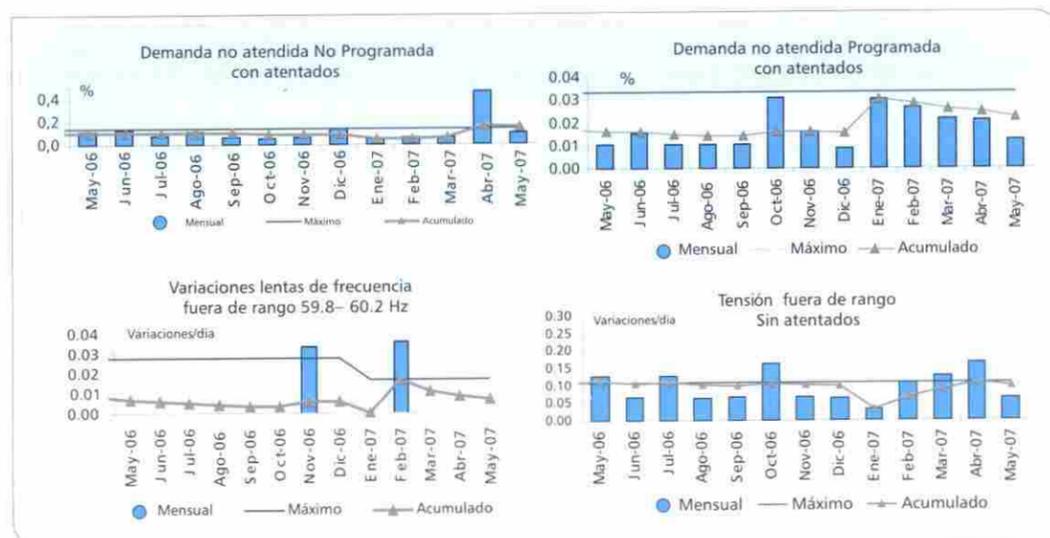
Los indicadores que reflejan la calidad de la operación del SIN durante 2006, muestran resultados satisfactorios al no superar los límites máximos anuales propuestos.

Indicador	2005		2006	
	Acumulado	Limite	Acumulado	Limite
Porcentaje de demanda no atendida por causas programadas (sin atentados)	0.0181	0.0333	0.0143	0.0333
Porcentaje de demanda no atendida por causas no programadas (sin atentados)	0.0929	0.1320	0.0619	0.1320
Variaciones de tensión por fuera del rango (sin atentados)	36 eventos/año	40 eventos/año	36 eventos/año	40 eventos/año
Variaciones lentas de frecuencia	4 eventos/año	10 eventos/año	2 eventos/año	10 eventos/año

Fuente: XM S.A. ESP

En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento de los índices en 2006 y hasta mayo de 2007.

GRÁFICA 5. INDICADORES MENSUALES DE LA OPERACIÓN



Fuente: XM S.A. ESP

El índice de demanda no atendida acumulado para el 2006 por causas programadas fue 0,0151 por debajo del límite máximo establecido para el 2006 de 0,0333. Al excluir los atentados el valor de este índice es de 0,0143.

Para todos los meses del año se mantuvo por debajo del umbral máximo, siendo el valor más alto 0,0309 en el mes de octubre de 2006, en el cual las áreas donde se presentó mayor participación correspondieron a Huila - Caquetá y Guajira - Cesar - Magdalena con 240,37 MWh y 231,04 MWh respectivamente.

El índice de demanda no atendida acumulado para el año 2006 por causas no programadas fue de 0,0932, valor inferior al límite máximo establecido para el 2006 de 0,132. Al excluir los atentados el indicador es 0,0619.

Al observar los índices mensuales se observa que para los meses de marzo y diciembre se presentan valores de 0,134 y 0,132 respectivamente. Para el mes de marzo de 2006 las áreas que presentan mayor demanda no atendida por causas no programadas son Tolima y Antioquia-Chocó, mientras que para el mes de diciembre en Nariño se presentó la mayor demanda no atendida del mes con 2.534 MWh, que representan el 43,56% de la demanda no atendida no programada de diciembre de 2006.

En el 2006 se presentaron en total 47 eventos de tensión por fuera del rango durante un período mayor a un minuto.

Al excluir los eventos ocasionados por atentados, se tienen 36 eventos de tensión en el SIN, para un promedio anual de 0,098 eventos/día, inferior al límite máximo establecido para el año 2006 de 40 eventos de tensión.

Es importante resaltar que de los 36 eventos de tensión por causa diferente a atentados, en 27 se presentó demanda no atendida en el SIN.

La mayor parte de los eventos de tensión del 2006, excluyendo atentados, se presentaron en el primer trimestre del año con 12 ocurrencias en total que representan el 33,3% de los eventos, seguido por el cuarto trimestre con 9 eventos para un 25% y finalmente el tercero y segundo trimestre con el 22,2% y 19,4% de las ocurrencias respectivamente. De estos eventos, las áreas operativas que presentaron la mayor cantidad de eventos fueron Nordeste y Antioquia-Chocó.

Los eventos de tensión ocasionados por atentados fueron en total 11, cuatro en el primer trimestre, tres en el segundo y cuatro en el tercer trimestre del 2006. La zona más afectada fue el sur del país en la sub área Cauca-Nariño con un total de 6 eventos (54,5%).

Durante el 2006 se presentaron en total dos eventos con variación de frecuencia por fuera del rango, para un promedio anual de 0,0065 variaciones/día, siendo inferior al máximo establecido para el 2006 de 10 eventos al año. Estas variaciones de frecuencia se presentaron en el primer y último trimestre del 2006 y corresponden a los siguientes eventos:

- El 23 de marzo a las 11:16 horas se presentó disparo de la unidad 2 de la Tasajera con 102 MW por baja presión aguas arriba válvula esférica. Simultáneamente se dispara en Cuatricentenario el circuito a Cuestecitas por sobrepotencia. Se presentaron inconvenientes con el AGC al perderse la medida de Cuestecitas.
- El 26 de noviembre: Dato errado al ajustar la transferencia con el Ecuador, obligó al AGC a mantener la frecuencia por encima del rango permitido.

Al comparar el resultado de este indicador en el año 2006 con el obtenido en el año 2006, se observa una notable reducción al pasar de 4 a 2 eventos al año.

El índice se mantuvo dentro del rango, entre otros factores debido a una apropiada programación de reservas para regulación de frecuencia, al adecuado manejo operativo de la regulación secundaria de frecuencia, al permanente seguimiento a la programación y coordinación de los programas de generación, incluyendo la permanente gestión sobre la demanda, y al permanente seguimiento y evaluación de la respuesta de regulación primaria de las unidades del SIN.

Durante el 2006 en el SIN se atendió la calidad de frecuencia con reservas para regulación secundaria de frecuencia mediante el Control Automático de Generación AGC. El servicio en cuanto a calidad cumplió durante el año con los índices horarios propuestos por NERC (North American Electric Reliability Council), y respecto a la continuidad de la prestación de este servicio se logró un valor de 99,82% durante el año, esto es, algo menos de 16 horas de indisponibilidad.

Dada la capacidad desarrollada en XM de contar con la funcionalidad del programa AGC en Colombia para hacer simultáneamente control automático de redes eléctricas independientes (islas), se prestó el servicio de control de intercambio y frecuencia (AGC) como respaldo al Sistema Eléctrico Ecuatoriano durante 180 horas en el 2006, con lo cual el operador ecuatoriano pudo realizar los trabajos y pruebas necesarias dentro del proceso de modernización de su centro de control sin indisponer la interconexión internacional Colombia-Ecuador.

4.6 COORDINACIÓN GAS - ELECTRICIDAD

El Sector Eléctrico Colombiano ha tenido a lo largo de la historia una interacción importante con el sector gas, del cual hoy día proviene el combustible que utilizan 3.562 MW (27% del total de la capacidad efectiva instalada) correspondientes a las plantas a gas que tienen a este como principal combustible. Del total de la generación de SIN en el 2006, cerca del 13,2% provino de generación con plantas a gas, principalmente concentrada esta generación en la Costa Atlántica, donde se provee el gas de los campos ubicados en el departamento de La Guajira (Chuchupa y Ballenas). La restante generación térmica a gas se ubica en el interior del país, la cual puede ser alimentada tanto del gas proveniente de los campos de La Guajira, como de Cusiana (zona geográfica de los Llanos Orientales). Sólo se tiene una planta a gas alimentada desde un gasoducto no interconectado (Termoyopal).

Dicha interacción entre los sectores gas y eléctrico se ha gestado fundamentalmente debido a los beneficios que se logran, tales como mejorar el flujo de información entre ellos, simulación de eventos tanto en la red de gas como en la red eléctrica que permiten prever situaciones de riesgo y realizar medidas preventivas para mitigar riesgos de demanda no atendida tanto de gas como de electricidad, y coordinar elementos de ambos sectores minimizando su impacto.

Esta coordinación se ha materializado a través del trabajo mancomunado entre organismos tales como el Consejo Nacional de Operación de Gas (conformado por los productores de gas transportadores de gas, grandes consumidores de gas incluyendo las plantas térmicas y XM), el Consejo Nacional del Sector Eléctrico (conformado por empresas del sector eléctrico exclusivamente) y la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética del País, liderado por el Ministerio de Minas y Energía.

El 2006 estuvo marcado por el desarrollo de los trabajos de ampliación de producción de los campos de Chuchupa que aportan aproximadamente el 70% de la producción de Colombia. Con base en la experiencia de entrada en operación de la planta de gas de Cusiana en el año 2006, se hizo la planeación de los diferentes aspectos a tener en cuenta durante los trabajos que se desarrollaron durante el 2006 en el campo de gas antes mencionado.

Dichos trabajos consistían en perforar nuevos pozos de gas para finalmente lograr una ampliación en los campos de producción de Guajira, pero a su vez y durante los trabajos, se debía disminuir la producción de gas en algunos períodos de tiempo. Los trabajos se iniciaron a las 02:00 horas del primero de enero de 2006 y finalizaron el domingo 18 de junio de 2006 a las 12:35 horas según lo informó Chevron, operador de estos campos. Durante este lapso el Ministerio de Minas y Energía emitió, en cuatro ocasiones, Resolución sobre racionamiento programado de gas.

Debido a las restricciones de gas originada durante los trabajos en los campos de gas de la Guajira, fue necesario operar con combustible alterno (Fuel Oil) en las unidades Térmicas Barranquilla 3 y Barranquilla 4 durante algunos días.

La realización de trabajos planeada (23 diciembre de 2005), comprendía actividades hasta el final de abril de 2006, con reducciones importantes en febrero y especialmente para el retiro del taladro en el mes de abril.

Los trabajos realizados se extendieron hasta el 18 de junio con reducciones de producción de hasta 300 millones de pies cúbicos diarios, con lo cual fue necesario activar decretos del Ministerio de Minas y Energía, medidas de condiciones anormales de orden público, el esquema suplementario de deslastre de carga, y en general los procedimientos de coordinación para reducir los riesgos en la atención de la demanda eléctrica, así como la coordinación en el sector gas por parte de productores y transportadores con los remitentes de los diferentes sectores de la economía, a fin de reducir el impacto de estos trabajos.

Los resultados se calificaron de exitosos y de hecho, a pesar de los grandes riesgos en los que se incurrió que potencialmente podrían ser agravados por atentados malintencionados a la infraestructura del gas o eléctrica, no se registró desatención de demanda eléctrica en la Costa Norte atribuible a estos trabajos.

El Centro Nacional de Despacho propuso a finales del 2006 aprovechar la experiencia lograda con motivo de estos trabajos y se logró formalizar un foro de encuentro semanal con el fin de abordar los aspectos operativos que pueden ser de interés para los participantes de los sectores. En este foro participan los productores de gas (Chevron, Ecopetrol, British Petroleum Co.), los transportadores nacionales (Ecogás y Promigás) y XM, el operador del SIN. De estas reuniones salen modificaciones o relocalizaciones en el horizonte de tiempo de los mantenimientos de equipos de la infraestructura tanto de gas como eléctrica, anuncios de cambios que afectan a uno u otro sector (apertura de líneas, mantenimientos mayores de generación, reducciones de producción de gas, mantenimiento a tramos de gasoductos) y en general se ha dado una mejora en el flujo de información entre ambos sectores.

5. PLAN DE EXPANSIÓN DE COBERTURA DE ELECTRICIDAD

Se continúa con la elaboración del plan indicativo de expansión de cobertura, de acuerdo con la metodología desarrollada en el 2006 y en atención a lo previsto en el Decreto 288 de 2007 que da directrices para asegurar la cobertura del servicio de electricidad y dispone que la UPME debe elaborar el plan indicativo de expansión de cobertura.

Se cuenta con un documento que define la metodología utilizada para el cálculo de la cobertura y las estimaciones de la misma a nivel nacional, departamental y municipal inclusive, y se estimó la cobertura del 2005 como insumo inicial de este plan. Vale la pena anotar que para ello se utilizó la información de facturación reportada por las empresas al SUI, la cual se ajustó con la información recibida de parte de los operadores de red, gracias a las reuniones anuales que se realizan con ellos para el planeamiento del sistema eléctrico. Adicionalmente se utilizó la información de la proyección de viviendas a partir del censo de 1993 suministrada por el DANE.

La metodología se soporta en sistemas de información geográfico a partir de la información de infraestructura de subestaciones suministrada por los operadores de red del año 2004 y/o 2005, y de la información georeferenciada de los centros poblados, y se basa en la valoración de un kilómetro de red necesario para interconectarse al SIN, teniendo en cuenta el análisis de la cercanía a ríos y vías, además del costo por la pendiente del terreno, determinando así una aproximación del costo por

usuario a electrificar. Una vez se cuenta con esta valoración se compara con el costo económico de la prestación del servicio con plantas diesel y se define la frontera de lo interconectable y su costo para el país. De esta forma se cuenta con información para priorizar los recursos de los diferentes fondos con que cuenta el Estado para la ampliación de la cobertura de electricidad.

Para la aplicación de esta metodología en Zonas No Interconectadas - ZNI, fueron ubicadas en el mapa de Colombia las plantas diesel existentes a partir de la información de los inventarios realizados por el IPSE. Se asumió que los centros poblados que tienen una planta, tienen servicio de electricidad.

Con el desarrollo del contrato "Inventario (infraestructura, tecnología) y diagnóstico de la prestación del servicio de electricidad en las áreas rurales de Colombia Fase I", se obtuvo una base de datos con la información de la infraestructura existente en estas zonas, que fue utilizada en el plan de cobertura. Posteriormente se contrató la Fase II del estudio, dirigida a levantar información georeferenciada del departamento del Nariño. El objetivo de la UPME, quien lideró este estudio, era contar con un diagnóstico de las diferentes localidades de las ZNI que le permita realizar el planeamiento en estas localidades. La versión preliminar del Plan fue publicada el 30 de junio de 2007.

6. GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En cumplimiento de las funciones asignadas a la UPME a través de la Ley 143 de 1994 o Ley Eléctrica, reglamentadas por medio de la regulación sectorial de la CREG y el Ministerio de Minas y Energía, la UPME realizó la actualización del Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión en su versión 2006 - 2020, para lo cual, siguiendo los plazos establecidos por la regulación, recibió y dio respuesta a los comentarios del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión y de los demás agentes, los cuales fueron considerados para la versión final.

En cuanto a la expansión del parque de generación para el periodo comprendido entre el 2007 y el 2015, se identificó la necesidad de la instalación de 2.060 MW para un escenario alto de demanda de energía considerando las interconexiones internacionales; de dicha capacidad, 871 MW se hallan en construcción. Para un escenario medio de demanda de energía los requerimientos son de 1,734 MW considerando las interconexiones internacionales, mientras que para un escenario de demanda de energía bajo, los requerimientos serían de 1.034 MW.

Con respecto a la expansión del STN, las recomendaciones del Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2006 - 2020, aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía en su Resolución 181851 de 2006, son:

- Suspender la recomendación del proyecto subestación Sub220 dada en el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2005 - 2019, aplazando su definición a próximas revisiones del Plan de Expansión.
- Iniciar a partir del 2007 el proceso de convocatoria para la construcción de las obras de expansión del STN necesarias para la conexión del proyecto de generación hidráulica Porce III, mediante la reconfiguración del circuito San Carlos - Cerromatoso 500 kV y construcción de la subestación Porce 500 kV, requeridas en operación en el año 2010.
- Adelantar las acciones necesarias para la interconexión Colombia- Panamá, dejando condicionada la apertura de la convocatoria a los acuerdos regulatorios que se logren entre los dos países.

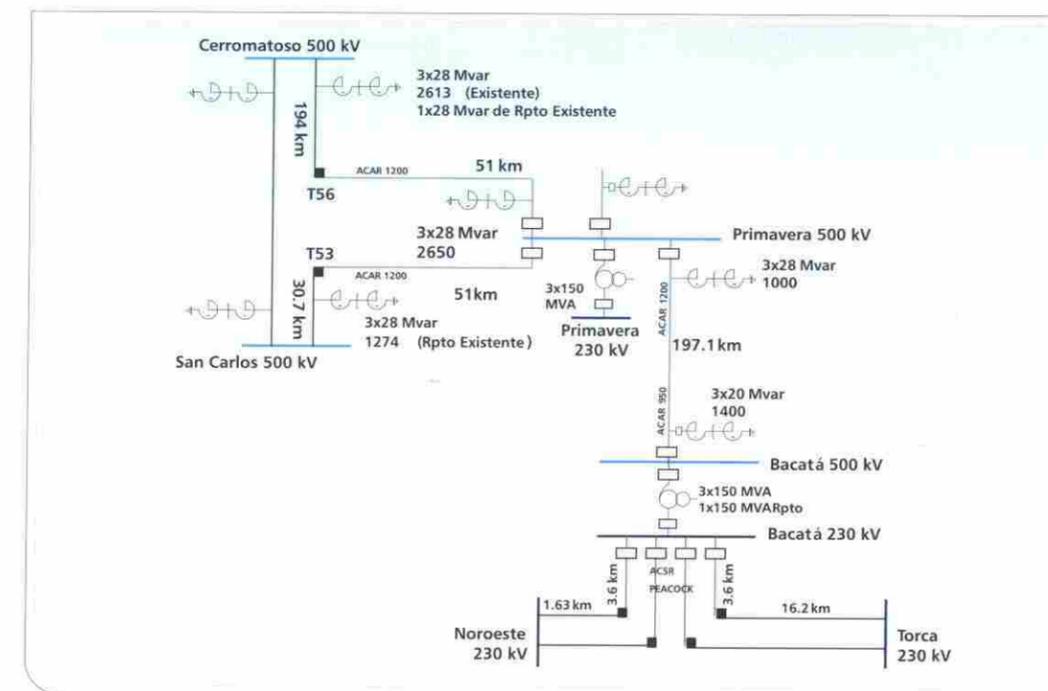
Sobre los proyectos recomendados en versiones anteriores del Plan de Expansión de Referencia, adelantados a través de Convocatorias Públicas, entre los meses de agosto de 2006 y abril de 2007 entraron en operación los siguientes proyectos, los cuales están beneficiando al SINN, al mercado de

energía y a los usuarios, en cuanto a mayor confiabilidad en el suministro, reducción de las restricciones y generaciones de seguridad, optimización del uso de los recursos energéticos e infraestructura eléctrica disponible y potencialización de la conexión de nuevas unidades de generación, y realización de futuras interconexiones internacionales, entre otros aspectos:

6.1 PROYECTO UPME-01-2003

Obras asociadas y línea de transmisión a 500 kV de 300 kilómetros de longitud entre las nuevas subestaciones Primavera y Bacatá ubicadas en el centro del país (Santander) y Bogotá, respectivamente. Este proyecto le fue adjudicado a ISA y entró en operación la última semana de diciembre de 2006.

GRÁFICA 7. PROYECTO UPME-01-2003 PRIMAVERA – BACATÁ 500 kV



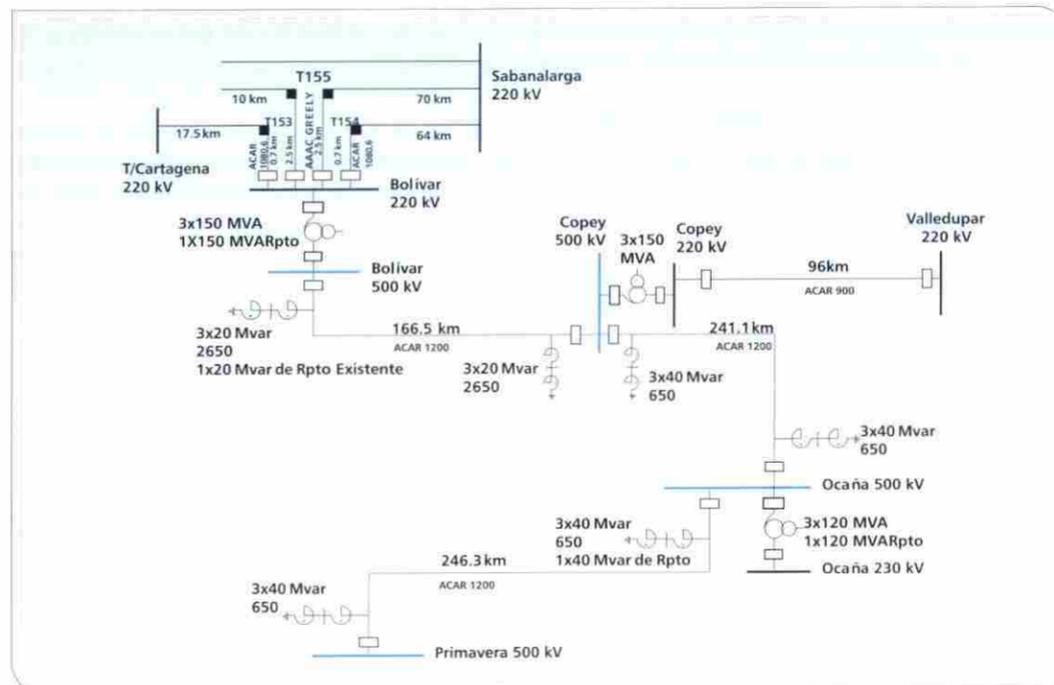
Fuente: UPME

6.2 PROYECTO UPME-02-2003

Línea de transmisión a 500 kV de 654 kilómetros de longitud que interconecta las nuevas subestaciones Primavera (Santander) - Ocaña (Norte de Santander) - Copey (Cesar) - Bolívar (Bolívar) y obras asociadas. Este proyecto le fue adjudicado a ISA y entró en operación en la última semana de marzo de 2007, quedando pendiente la entrada en operación de la línea Copey - Valledupar 230 Kv.

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

GRÁFICA 8. PROYECTO UPME-02-2003 PRIMAVERA - OCAÑA - COPEY - BOLÍVAR 500 kV



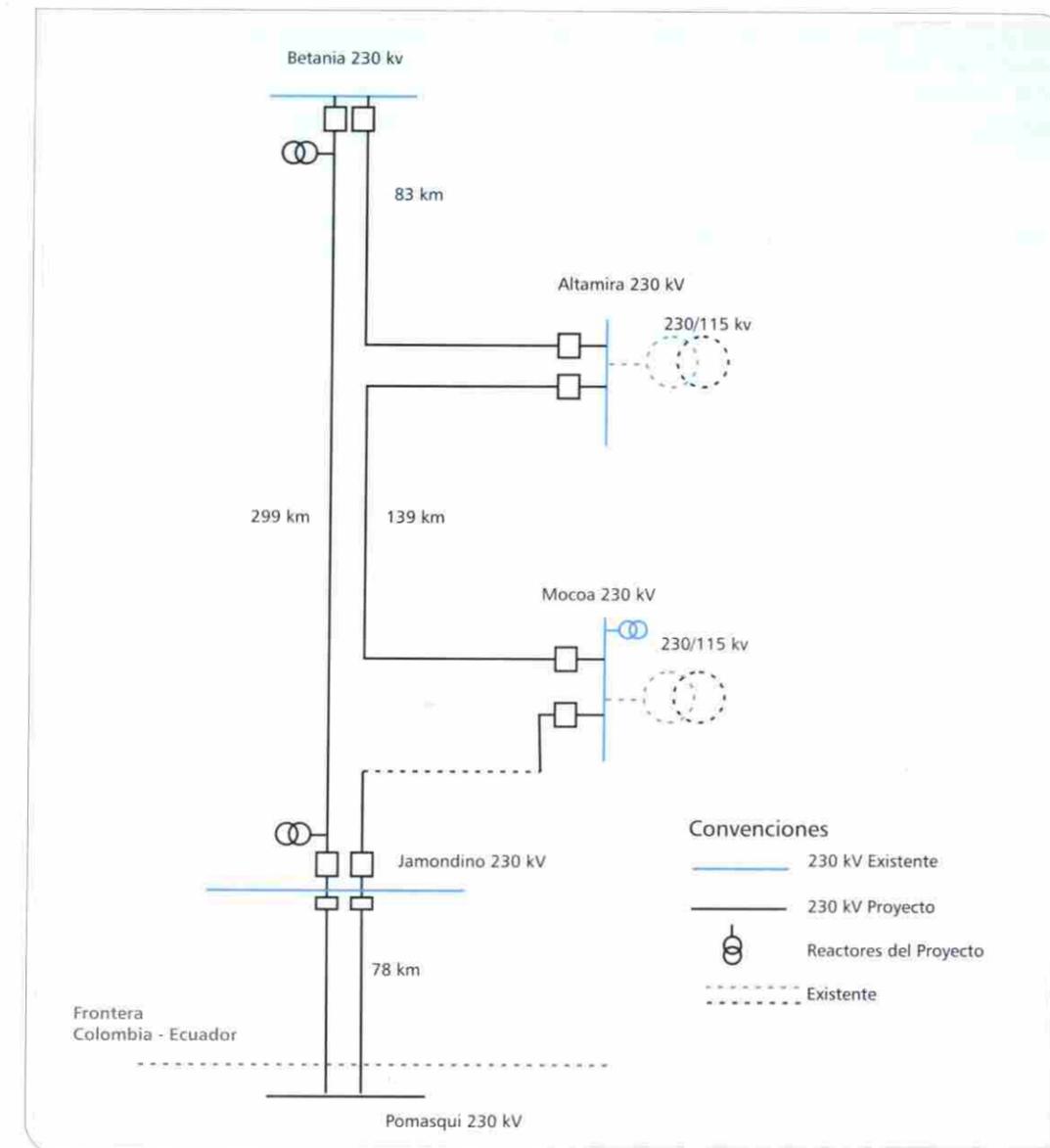
Fuente: UPME

6.3 PROYECTO UPME-01-2005

Actualmente en ejecución por parte de la EEB, quien resultó favorecida en la Convocatoria Pública, tiene por objeto adelantar el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 230 kV circuito doble entre las subestaciones Betania (Huila) - Altamira (Huila) - Mocoa (Putumayo) - Pasto (Nariño) - frontera con Ecuador y obras asociadas, con el fin de ampliar la capacidad de la interconexión con este país y ampliar la cobertura en los departamentos de influencia del proyecto, entre otros beneficios.

A 31 de marzo de 2007, el avance programado de acuerdo con la Convocatoria correspondía a 86,8% y el avance real verificado por la interventoría fue de 67,7%. La EEB solicitó prorrogar la fecha de puesta en operación del proyecto y una vez analizadas la justificación de dicha solicitud, mediante Resolución 180684 del 11 de mayo de 2007, el Ministerio de Minas y Energía modificó la fecha de puesta en operación del proyecto para el 5 de diciembre de 2007.

GRÁFICA 9. PROYECTO BETANIA - ALTAMIRA - MOCOA - JAMONDINO - FRONTERA CON ECUADOR



6.4 RETOS PARA DESARROLLO DE PROYECTOS DEL STN

El principal reto es determinar los requerimientos del STN para satisfacer la demanda de electricidad, con criterios de mínimo costo y apoyados en los resultados del estudio de nuevas tecnologías FACTS.

De otro lado, es necesario continuar con el acompañamiento en las interventorías hechas a los proyectos desarrollados a través de las convocatorias públicas internacionales.

6.5 FUTURAS CONVOCATORIAS PÚBLICAS

En el transcurso del presente año y para el 2008, se tienen por principales objetivos dar inicio al proceso de Convocatoria Pública para la selección del inversionista e interventor encargados de la construcción de las obras de expansión del STN necesarias para la conexión del proyecto de generación hidráulica Porce III, requeridas en operación en el año 2010, y adelantar las acciones necesarias para la interconexión Colombia - Panamá, dependiendo de los acuerdos regulatorios entre los dos países.

En cuanto al Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión, en la revisión del 2007 y 2008 deberá definirse lo concerniente al proyecto de refuerzo de la interconexión a 500 kV del área de Bogotá y la visión de largo plazo del STN con relación a proyectos como el cierre del anillo nacional a 500 kV interconectando el extremo suroccidente del país. En cuanto a expansión de generación para el año 2010, se espera definir la instalación de al menos 150 MW nuevos, adicionales a los 871 MW que actualmente se hallan en construcción, con el fin de atender la demanda de energía nacional así como la requerida por las interconexiones internacionales.

7. PERSPECTIVAS INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

El desarrollo de proyectos de integración energética internacional, constituye uno de los mayores desafíos por la alta influencia que estos tienen en el desarrollo de las economías y el bienestar de las poblaciones, en razón de la complementariedad de los recursos energéticos disponibles en cada uno de los países. Este proceso no es otra cosa que la optimización en el uso conjunto de los recursos y mejores opciones de carácter económico, financiero, ambiental y social para los países.

En este sentido se destacan los siguientes propósitos del Gobierno Nacional y del sector:

- Realización de todas las acciones necesarias e implementación de estrategias tendientes a la integración energética internacional
- En electricidad, interconexión con Panamá y Centro América, y refuerzo de interconexión con Ecuador.
- En Gas Natural, desarrollar el estudio de demanda en Ecuador, con el fin de decidir la factibilidad de interconexión en el corto plazo.
- Estudiar la posibilidad de la interconexión gasífera hasta Perú.
- Dejar completamente operativo el programa MESSAGE, con la representación completa del sistema energético colombiano modelado en subregiones, junto con la integración de los países vecinos, Venezuela, Panamá, Ecuador y Perú, con el fin de optimizar la utilización de energéticos en la región andina.
- Avanzar en el acompañamiento de los proyectos de integración energética entre Colombia - Venezuela y Panamá.

8. ELECTRIFICADORAS DEL GOBIERNO: EN LA RUTA DE LA CONSOLIDACIÓN

En el ámbito empresarial, el Ministerio de Minas y Energía ha continuado con la labor de saneamiento y posicionamiento de sus empresas de energía en el último año, obteniendo todas por primera vez en su historia utilidades operativas por más de \$178.000 millones. Entre las acciones recientes más destacadas se encuentran:

- Puesta en operación de códigos de buen gobierno, ética y transparencia en el ejercicio empresarial
- Asegurar dentro de las actuales condiciones de competencia, la viabilidad de las empresas reforzando sus líneas estratégicas, dando prioridad a la generación de flujo de caja, a la estabilización financiera, al fortalecimiento del balance y a la rentabilidad de sus negocios (implementación de la cultura del valor en las empresas)
- Acciones conjuntas que han permitido obtener importantes sinergias en procesos de compras y contrataciones

- Incorporar las mejores prácticas empresariales, permitiendo a las empresas obtener ahorros derivados de la racionalización y estandarización de los procesos. Lo anterior es fruto de una permanente retroalimentación en lo que todas hacen mediante los comités temáticos conformados para tal fin
- Avanzar en los procesos de Certificación de Calidad
- Programas de reducción de pérdidas de energía estructurados y con una retroalimentación permanente que garantizan los mejores resultados para todas
- Acometer importantes inversiones que garanticen una adecuada expansión, una oportuna reposición de la infraestructura, mayor confiabilidad en la prestación del servicio y una mejor atención a los usuarios finales
- Adoptar como política que las decisiones empresariales se deben basar en criterios de rentabilidad de los negocios.

8.1 RESULTADOS

Como resultados estructurales de la gestión del último año, se encuentran:

- Capitalización de Enertolima por más de \$251.000 millones, superando las expectativas que se tenían en relación con este proceso
- Creación de Gecelca, empresa generadora de energía en la Costa Atlántica que reemplaza a Corelca y cuenta con viabilidad en el largo plazo
- Se estructuró un novedoso esquema de unión temporal entre Gensa y el Sindicato de trabajadores del sector eléctrico, para garantizar la prestación del servicio en Leticia.
- Se certificaron en calidad las empresas del Meta y Santander en todos sus negocios, Norte de Santander en Ocaña, Nariño y Boyacá.

Las cifras reflejan los buenos resultados obtenidos en materia comercial, operativa y administrativa. Los resultados alcanzados en los programas de reducción de pérdidas de energía, explican en buena parte la buena salud financiera de las empresas en la actualidad. En el 2003 las empresas presentaban en promedio un índice superior al 32% y en la actualidad el indicador se encuentra en el 24%, lo cual ha sido posible gracias a los programas incrementados en cada una, que consideran los aspectos técnico, comercial, administrativo y social.

TABLA 7. PERDIDAS COMERCIALES

	Dic -03	Dic -04	Dic -05	Dic -06
EBSA	28,05%	26,89%	25,80%	23,64%
CENS	29,50%	26,78%	23,28%	19,56%
EEC	29,12%	29,95%	29,26%	28,51%
ESSA	26,91%	25,24%	23,28%	21,37%
HUILA	31,44%	26,18%	22,47%	21,07%
NARIÑO	43,57%	39,64%	37,11%	36,15%
CAQUETA	31,02%	28,65%	26,63%	20,00%
DISPAC	39,26%	32,83%	31,76%	26,78%
META	31,59%	26,76%	25,93%	23,70%
PROMEDIO GRUPO	32,27%	29,21%	27,28%	24,53%

Fuente: Electrificadoras

En lo que respecta a la generación de caja para las empresas, representada por el EBITDA, puede observarse cómo en los últimos cuatro años las empresas presentan una recuperación significativa:

TABLA 8. EBITDA

	Dic -03	Dic -04	Dic -05	Dic -06
EBSA	-59.260	-33.973	-17.216	63.607
CENS	18.938	19.664	38.826	34.859
EEC	7.501	16.205	20.763	25.071
ESSA	37.643	49.357	45.403	42.161
HUILA	12.205	26.449	30.889	33.486
NARIÑO	1.071	11.293	13.086	13.179
CAQUETA	1.632	4.935	3.254	5.331
DISPAC	1.539	953	1.246	6.645
META	N.D.	9.916	15.850	18.519
TOTAL GRUPO	21.270	104.799	152.101	242.857

Fuente: Electrificadoras

Lo mismo ocurre con la utilidad operativa, que de ser negativa en \$46.000 millones en el 2003, pasa a revertir su tendencia a positiva en más de \$178.000 millones en el 2006.

TABLA 9. UTILIDAD OPERACIONAL

	Dic -03	Dic -04	Dic -05	Dic -06
EBSA	-42.652	-6.101	1.438	86.956
CENS	3.136	4.848	13.966	22.464
EEC	-6.582	1.014	4.347	15.697
ESSA	11.436	24.396	15.150	13.025
HUILA	-524	15.635	18.394	18.926
NARIÑO	-6.085	1.850	3.667	5.312
CAQUETA	-536	3.546	3.095	4.363
DISPAC	-3.573	-5.261	-7.516	-76
META	-659	4.656	10.546	11.776
TOTAL GRUPO	-46.039	44.583	63.086	178.444

Fuente: Electrificadoras

8.2 NUEVAS ACCIONES POR ADELANTAR

Conscientes de que aún falta mucho por hacer, los aspectos en los cuales aún se trabaja para fortalecer la gestión de las empresas de manera estructural, son los siguientes:

- Culminar el proceso de venta en las empresas Boyacá, Santander, Norte de Santander, Meta y Cundinamarca.
- Saneamiento financiero Urrá, que implica la reestructuración de su deuda externa y la capitalización de la deuda que hoy presenta con la Nación.
- Iniciar el proceso de venta en las empresas de generación de la Costa Atlántica (Gecelca y Urrá).
- Crear una filial de DISPAC que permita atender la prestación del servicio con la mayor eficiencia en las zonas no interconectadas.
- Estructurar una nueva alternativa para la prestación del servicio en la isla de San Andrés.
- Fortalecer el negocio de generación en las empresas del grupo.

9. FONDOS DE FINANCIACIÓN

9.1 FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS - FSSRI

9.1.1 INFORMACIÓN BÁSICA

El Gobierno Nacional mediante las Leyes 142 de 1994 y 286 de 1996 creó el FSSRI del Ministerio de Minas y Energía, como un fondo cuenta para administrar y distribuir los recursos asignados en el Presupuesto General de la Nación y/o en el mismo fondo, para cubrir los subsidios de los usuarios de menores ingresos, de los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible distribuido por red física de tubería.

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 en materia de los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible distribuido por red física. 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.

9.1.2 INFORMACIÓN ESTADÍSTICA

De acuerdo con 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. En el sector de gas combustible distribuido por red física de tubería también se comienza a observar un comportamiento similar, aunque en menor escala, ya que el acumulado más los aportes de los excedentes generados por la contribución de solidaridad recaudada por las empresas superavitarias han sido suficientes para cubrir los faltantes de las empresas deficitarias, por lo que aun no se ha requerido de los recursos del Presupuesto Nacional.

En el 2006, en cumplimiento de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y el Plan Nacional de Desarrollo (Ley 812 de 2003), el Gobierno Nacional entregó \$205.859 millones a través del Presupuesto General de la Nación y se redistribuyeron \$56.000 millones de recursos de excedentes de contribuciones del FSSRI para cubrir el total de los subsidios de los usuarios de los estratos socioeconómicos con bajos ingresos del servicio de energía eléctrica. En promedio, los usuarios del servicio de electricidad del estrato 1 que se beneficiaron con estos subsidios fueron 2.455.569, los del estrato 2 fueron 3.728.731 y del estrato 3 fueron 2.075.125, para un total de 8.259.425 usuarios beneficiados.

En cuanto al servicio de gas combustible por red física de tubería, se redistribuyó el total para cubrir el déficit en subsidios por valor de \$36.738 millones, a 581.810 usuarios de estrato 1 y 1.403.955 del estrato 2.

A mayo de 2007 se han distribuido recursos de excedentes de la contribución generados por las empresas superavitarias a través del FSSRI, por valor de \$165.757 millones para el sector eléctrico y \$15.000 millones para el sector gas combustible distribuido por red de tubería.

9.1.3 PERSPECTIVAS

De conformidad con lo dispuesto en la Ley 1117 de 2006 (Régimen de subsidios) se tienen para la vigencia 2007 asignados recursos por valor de \$454.250 millones, \$26.000 de ellos para el sector gas, con el fin de otorgar subsidios para los usuarios de los estratos 1 y 2 hasta unos topes máximos del 60% y 50% respectivamente (se incluye el estrato 3 con el 15%). Para los siguientes años se tienen previstas las solicitudes de asignación para dar cumplimiento a lo dispuesto en dicha normatividad.

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

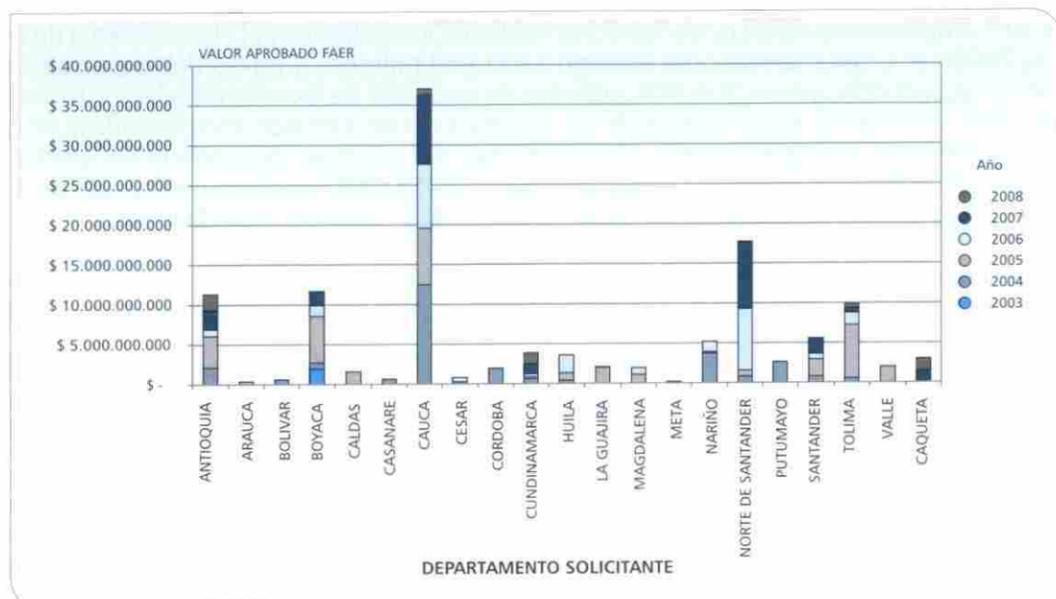
En procura de brindar mayor cobertura en el suministro de energía eléctrica a ciertas zonas rurales del Territorio Nacional, mediante el Artículo 105 de la Ley 788 de 2002 y su Decreto Reglamentario 3652 de 2003, el Gobierno Nacional creó el FAER, el cual estará vigente hasta el año 2009.

Para lograr el desarrollo de los proyectos de electrificación rural, las entidades territoriales con el apoyo de la empresas prestadora del servicio de energía eléctrica en la zona de influencia, deben ser los gestores de planes, programas y proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica, que permita 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, y 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.

De acuerdo con lo anterior, 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 de inversión priorizados de construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica en las zonas rurales interconectadas, tenga en cuenta los requerimientos definidos en el Decreto 3652 de 2003 y los acuerdos del Comité de Administración.

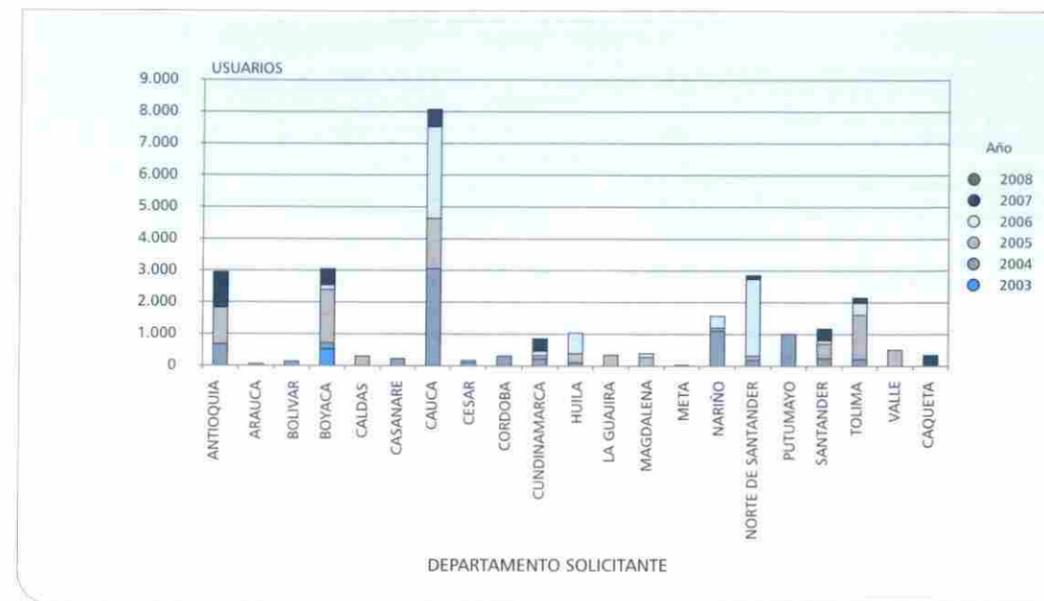
Al 31 de mayo de 2007 el Comité de Administración del FAER ha aprobado la asignación de más de \$123.502 millones a 178 proyectos, dentro de los cuales se debe destacar que el Plan de Electrificación del Macizo Colombiano está conformado por 36 proyectos, con una asignación total de \$37.021 millones; el desarrollo de estos proyectos pretende solucionar la problemática de suministro de energía eléctrica que tienen 27.596 viviendas del sector rural de los departamento de Antioquia, Arauca, Bolívar, Boyacá, Caquetá, Casanare, Cauca, Cesar, Cundinamarca, Caldas, Córdoba, Guajira, Huila, Magdalena, Meta, Nariño, Norte de Santander, Putumayo, Santander, Tolima y Valle del Cauca.

GRÁFICA 10. DISTRIBUCIÓN DE LOS RECURSOS DEL FAER POR DEPARTAMENTO



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

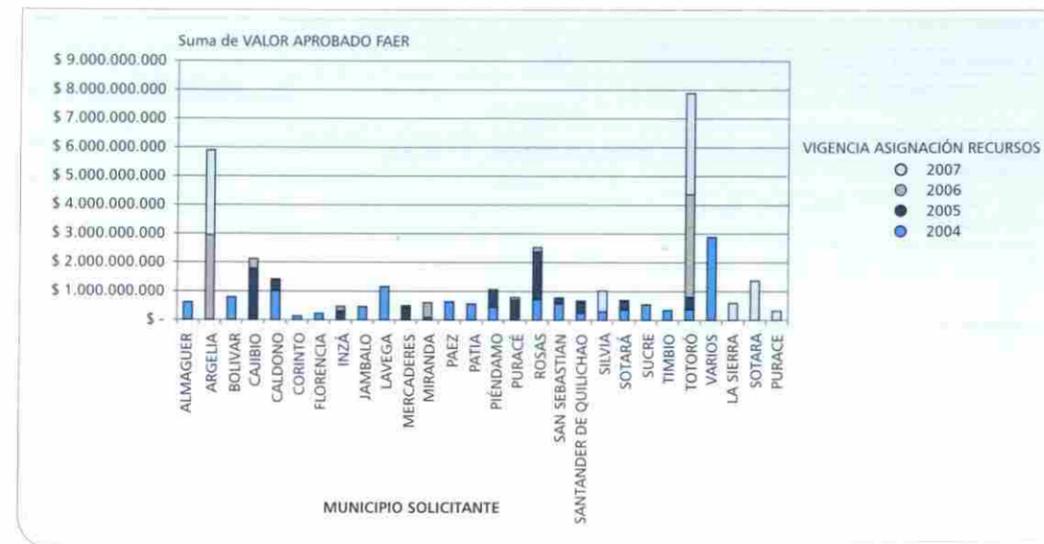
GRÁFICA 11. SUSCRIPTORES POTENCIALES BENEFICIARIOS POR DEPARTAMENTO



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Dentro de los proyectos se destaca el compromiso del Gobierno Nacional para lograr detener la tala indiscriminada que se lleva en el Macizo Colombiano, mediante la ampliación de la cobertura eléctrica a las comunidades asentadas en las veredas y/o corregimientos de los municipios que lo conforman; es así que mediante la asignación de recursos por más \$37.021 del FAER al Plan de Electrificación Rural en la región del Macizo Colombiano, se brindará solución de suministro de energía eléctrica a 8.067 viviendas en 27 de los 41 municipios que conforman el Departamento del Cauca.

GRÁFICA 12. PLAN DE ELECTRIFICACIÓN DEL MACIZO COLOMBIANO



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

La reglamentación del FAER ha previsto la necesidad de asegurar la calidad y continuidad del servicio, garantizándose mediante los Operadores de Red el compromiso de llevar a cabo la administración, operación y mantenimiento y la reposición de activos, teniendo como pieza fundamental los análisis financieros que demandan dicho proyectos, ya que las zonas donde se encuentran definidos tienen distancias relevantes, así como la posición de un mercado disperso, haciendo más dispendioso y costoso llevar a cabo las obligaciones que demandan los contratos de condiciones uniformes, además de cumplir los parámetros definidos en la regulación. En este sentido el Gobierno Nacional expidió los Decretos 387 y 388 de 2007 con los cuales se busca incentivar a las Empresas que sirven de Operadores de Red para que lleven a cabo las obras que permitan una mayor expansión eléctrica.

TABLA 10. ASIGNACIONES FAER
2003 - 2007

DEPARTAMENTO SOLICITANTE	ASIGNACIÓN FAER	USUARIOS POTENCIALES	DEPARTAMENTO SOLICITANTE	ASIGNACIÓN FAER	USUARIOS POTENCIALES
VIGENCIA 2003					
BOYACÁ (Municipios de Paipa, Pajarito, Pesca, Jericó y Chita)	\$ 1.930.769.000	535	TOTAL GENERAL VIGENCIA 2003	\$ 1.930.769.000	535
VIGENCIA 2004					
ANTIOQUIA (Municipio de Necoclí)	\$ 2.108.432.000	683	CUNDINAMARCA (Municipio de Quipile)	\$ 625.964.000	227
BOLÍVAR (Municipio de San Martín de Loba)	\$ 625.893.000	139	HUILA (Municipios de Baraya, Alpe, Pitalito, El Agrado y Timana)	\$ 396.946.479	106
BOYACÁ (Municipios de Campohermoso, Guayatá y San Luis de Gaceno)	\$ 781.462.607	179	PUTUMAYO (Municipios de Puerto Caicedo, Puerto Guzmán y San Miguel)	\$ 2.572.591.905	1016
CASANARE (Municipio de Nunchia)	\$ 654.766.000	223	NORTE DE SANTANDER (Municipios de Cachira y Pamplonita)	\$ 813.782.000	194
CAUCA (Municipios de Almaguer, Bolívar, Cajibío, Caldon, Corinto, Florencia, Inzá, Jambaló, La Vega, Mercaderes, Miranda, Páez, Patía, Piendamó, Puracé, Rosas, San Sebastián, Santander de Quilichao, Silvia, Sotará, Sucre, Timbío y Totoró)	\$ 12.462.288.700	3050	NARIÑO (Municipios de Buesaco, El Rosario, Ipiales, La Llanada, Policarpa, Samaniego, San Bernardo, San Lorenzo y Santacruz)	\$ 3.718.733.188	1113
CESAR (Municipio de Tamalameque)	\$ 297.433.000	110	SANTANDER (Municipios de El Peñón, Ocamonte y San Joaquín)	\$ 759.113.386	242
CÓRDOBA (Municipios de Loricá y Pueblo Nuevo)	\$ 1.944.239.000	310	TOLIMA (Municipios de Chaparral y Coyaima)	\$ 513.681.000	218
TOTAL GENERAL VIGENCIA 2004				\$ 28.275.326.265	7810
VIGENCIA 2005					
ANTIOQUIA (Municipios de Chigorodó, Turbo, San Roque, Alejandría, Cañasgordas, Puerto Nare, Guarne y Andes)	\$ 3.938.228.293	1144	MAGDALENA (Municipio de El Banco)	\$ 1.087.657.337	279
ARAUCA (Municipio de Saravena)	\$ 372.344.000	61	META (Municipio de Granada)	\$ 207.536.000	34
BOYACÁ (Municipios de Coper, Mongua, Otanche, Pesca, Pauna, Guicán y Sativanorte)	\$ 5.844.407.319	1680	NARIÑO (Municipio de Linares)	\$ 158.500.000	91
CALDAS (Municipio de Victoria)	\$ 1.603.263.789	306	NORTE DE SANTANDER (Municipio de Cucutilla)	\$ 716.695.274	134
CUNDINAMARCA (Municipio de La Vega)	\$ 240.365.013	104	SANTANDER (Municipios de Albania, Encino, Gambita, Mogotes y Páramo)	\$ 2.148.167.652	454
CAUCA (Municipios de Caldon, Cajibío, Inzá, Mercaderes, Piendamó, Puracé, Rosas, San Sebastián, Santander de Quilichao, Sotará y Totoró)	\$ 7.104.247.988	1585	TOLIMA (Municipios de Chaparral, Coyaima, Lerida, Planadas, Rioblanco, Roncesvalles, Saldaña, San Luis, Anzoátegui y Cunday)	\$ 6.701.360.732	1391
HUILA (Municipios de Isnos, Pital, Nataga, Guadalupe y Acevedo)	\$ 927.491.780	290	VALLE DEL CAUCA (Municipios de Dagua, Ginebra, La Cumbre, Guacarí, Florida y Versalles)	\$ 1.963.330.351	511
LA GUAJIRA (Municipio de Urumita)	\$ 1.996.333.855	350			
TOTAL GENERAL 2005				\$ 35.009.929.383	8414
VIGENCIA 2006					
NARIÑO (Municipios de Barbacoas y Policarpa)	\$ 1.295.368.953	375	BOYACÁ (Municipios de Campohermoso y Tunja)	\$ 453.184.726	149
CUNDINAMARCA (Municipios de La Peña y Villeta)	\$ 375.975.161	143	CAUCA (Municipios de Miranda, Totoró y Arqelía)	\$ 13.439.931.579	2888
CESAR (Municipios de Chimichagua y Río de Oro)	\$ 1.019.671.615	176	MAGDALENA (Municipio de Pivijay)	\$ 829.056.000	127
HUILA (Municipios de Saladoblanco, San Agustín, La Argentina, Gigante, Neiva, Pitalito, Iquira, La Plata, Santa María y Tarqui)	\$ 2.250.980.268	641	NORTE DE SANTANDER (Municipios de Abrego, Hacarí, El Carmen, Ocaña, Chachira, La Esperanza, Convención, Sardinata, El Tarra, La Playa, San Calisto, Villacaro, Teorama y Cucutilla)	\$ 14.774.592.490	2293
SANTANDER (Municipio de Florian)	\$ 478.925.274	114	TOLIMA (Municipios de San Antonio y Coyaima)	\$ 1.023.483.616	381
Adición de recursos de la vigencia 2006 a proyectos del 2005				\$ 3.677.279.613	-
SUBTOTAL 2006				\$ 39.618.449.295	7287
VIGENCIA 2007					
ANTIOQUIA (Municipios de Cáceres, San Vicente de Ferrer, Yalí y Remedios)	\$ 4.449.725.103	1120	BOYACÁ (Municipio de Campohermoso, Caldas y Mariquí)	\$ 1.806.630.821	501
CAQUETÁ (Municipio de San Vicente del Caquán)	\$ 3.001.204.000	346	CAUCA (Municipio de Silvia, La Sierra, Sotará y Puracé)	\$ 3.000.625.123	544
CUNDINAMARCA (Municipio de El Peñón)	\$ 2.593.447.158	386	NORTE DE SANTANDER (Municipio de La Esperanza)	\$ 787.142.527	122
SANTANDER (Municipios de Puente Nacional, Guadalupe y Aguada)	\$ 1.926.355.885	372	TOLIMA (Municipio de Roncesvalles)	\$ 1.103.000.000	159
SUBTOTAL 2007				\$ 18.668.130.617	3550
TOTAL GENERAL VIGENCIAS 2003 AL 2007				\$ 123.502.604.560	27596

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

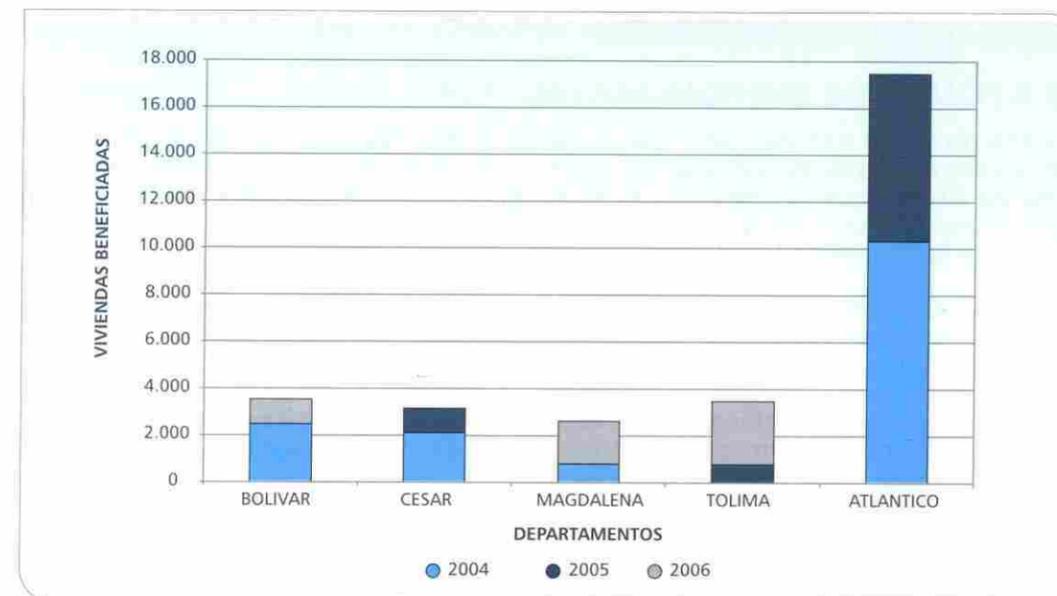
Teniendo en cuenta los resultados obtenidos con la reglamentación definida en el Decreto 3652 de 2003 y los procedimientos definidos por el Comité de Administración del FAER, el Ministerio de Minas y Energía está llevando a cabo el trámite de un proyecto de Decreto con unos ajustes a la reglamentación del FAER, para implementar unas herramientas que facilitarán al Gobierno Nacional cumplir su objetivo contemplado en el Plan Visión Colombia II Centenario – 2019: permitir a las comunidades el acceso al suministro de energía eléctrica en aquellas regiones que por muchas

décadas no han tenido en privilegio, lo que permitirá el desarrollo de los proyectos productivos en el campo, que generarán mejores condiciones socioeconómicas.

9.3 PROGRAMA DE NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS - PRONE

Como parte de los recursos del FAER se encuentra el Programa de Normalización de Redes Eléctricas de acuerdo con el Artículo 63 de la Ley 812 de 2003, que busca la optimización del servicio y reducir las pérdidas no técnicas asociadas a los barrios subnormales. El Comité de Apoyo para la Administración del PRONE aprobó recursos por más de \$30.849 millones, permitiendo que se lleve a cabo la construcción de una infraestructura que permitirá mejorar el suministro de energía eléctrica a 30.250 viviendas ubicadas en barrios subnormales de los departamentos de Bolívar, Atlántico, Cesar, Magdalena y Tolima.

GRÁFICA 13. NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS POR DEPARTAMENTO



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

TABLA 11. ASIGNACIONES PRONE
2004 - 2006

DEPARTAMENTO SOLICITANTE	ASIGNACIÓN PRONE	USUARIOS	
VIGENCIA 2004			
ATLÁNTICO (Municipio de Barranquilla)	\$ 9.120.114.741	10317	
CESAR (Municipio de Valledupar)	\$ 1.878.356.073	2117	
BOLÍVAR (Municipio de Cartagena)	\$ 2.567.000.000	2481	
MAGDALENA (Municipio de Santa Marta)	\$ 781.023.240	801	
TOTAL GENERAL	\$ 14.346.494.054	15716	
VIGENCIA 2005			
ATLÁNTICO (Municipio de Barranquilla)	\$ 8.076.620.060	7152	
CESAR (Municipio de Valledupar)	\$ 1.184.082.982	1035	
TOLIMA (Municipios de Ibagué, Libano, Melgar y Venadillo)	\$ 723.383.373	782	
TOTAL GENERAL	\$ 9.984.086.415	8969	
VIGENCIA 2006			
TOLIMA (Municipios de Ibagué, Ambalema y Armero-Guayabal)	\$ 2.777.436.493	2722	
BOLÍVAR (Municipio de Cartagena)	\$ 1.283.976.000	1049	
MAGDALENA (Municipio de El Banco)	\$ 1.697.156.647	1824	
Adición de recursos de la vigencia 2006 a proyectos del 2005			
	\$ 760.184.958	-	
TOTAL GENERAL	\$ 6.518.754.098	5595	
TOTAL GENERAL VIGENCIAS 2004, 2005 Y 2006	\$ 30.849.334.567	30280	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Teniendo en cuenta la vigencia del PRONE contemplado en la Ley 812 de 2003, por parte del Gobierno Nacional se logró la aprobación de la Ley 117 de 2006, con la cual el PRONE tendrá vigencia hasta el 2009.

Como sucedió con la reglamentación del FAER, el Comité de Apoyo para la Administración del PRONE ha previsto la necesidad de garantizar la calidad y continuidad del servicio, donde los Operadores de Red deben asumir el compromiso de llevar a cabo la administración, operación y mantenimiento y la reposición de activos, teniendo como pieza fundamental los análisis financieros que demandan dichos proyectos.

En el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, se incluyó un artículo que establece alimentar el PRONE con un \$1/kWh adicional con el fin de agilizar la solución a la problemática de la subnormalidad en el país, por cuanto se considera necesario adoptar los mecanismos orientados a garantizar la protección de la vida de las personas contra los riesgos que puedan provenir de los bienes y servicios relacionados con el sector de energía eléctrica.

9.4 FONDO DE ENERGIA SOCIAL - FOES

El artículo 118 de la Ley 812 de 2003, que contiene el Plan Nacional de Desarrollo para el período 2003-2006, 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, como producto de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos dentro de los Convenios de la Comunidad Andina de Naciones.

El 22 de enero de 2004 el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 160 por el cual se reglamenta el Fondo de Energía Social - FOES y se dictan otras disposiciones, adicionado por el Decreto 3611 de 10 de octubre de 2005.

En cumplimiento con la normatividad establecida, en el 2006 se giraron recursos para las Áreas Especiales reportadas por los comercializadores de energía, por un valor de \$161.100,4 millones y se benefició a un promedio de 2.062.114 usuarios, así:

Año	Área	Consumo kWh	Nº Usuarios Prom	Distri b Rec (Millones \$)
2006	ARMD	1.138.175.484	858.472	50.737,1
	BS	807.625.222	435.369	36.002,4
	ZDG	1.668.114.164	768.273	74.360,9
Total 2006		3.613.914.870	2.062.114	161.100,4

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Para el 2007 se han distribuido recursos por valor de \$74.708,8 millones y se han beneficiado un promedio de 2.237.252 usuarios.

Año	Área	Consumo kWh	Nº Usuarios Prom	Distri b Rec (Millones \$)
2007	ARMD	525.939.393	982.027	24.480,5
	BS	367.874.418	468.565	17.010,0
	ZDG	710.407.254	816.660	33.218,3
Total 2006		1.604.221.065	2.267.252	74.708,8

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

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

Mediante la Ley 633 de 2001 se creó el FAZNI, y con la posterior expedición de la Ley 1099 de 2006, el recaudo FAZNI fue prorrogado hasta diciembre 31 de 2014, permitiendo un mayor nivel de inversiones en mejoramiento de infraestructura eléctrica existente y construcción de nueva infraestructura en Zonas No Interconectadas.

Durante el 2006 se distribuyeron recursos para financiación de infraestructura en las ZNI por un total de \$29.500 millones en ocho departamentos; con ello se beneficiaron 12.675 usuarios de menores ingresos en las zonas no interconectadas del país. Para el 2007 se asignó un presupuesto de \$59.102 millones.

Departamento	Localidad	Usuarios beneficiados	2006
Nariño	Iscuandé	Ya incluidos	\$ 144.834.828
	El Charco	768	\$ 805.953.550
	Mosquera	640	\$ 1.098.884.020
Caquetá	Milán	1.096	\$ 4.218.878.641
Choco	Partadó, Juribirá, Nuquí y Termales - Nuquí	545	\$ 662.441.646
	Bojayá	Ya incluidos	\$ 138.213.876
	Unguía	Ya incluidos	\$ 751.700.000
Guanía	Sabanitas y Guamal - Inirida	60	\$ 549.056.071
Meta	La Julia - Uribe	731	\$ 5.477.098.840
	Puerto Concordia	Ya incluidos	\$ 571.996.532
	Macarena	Ya incluidos	\$ 383.783.130
Amazonas	Leticia	6.400	\$ 1.950.931.217
Putumayo	Puerto Leguizamo	631	\$ 277.920.265
Cauca	San Juan de Villalobos (Pendiente)	1.265	\$ 11.146.998.910
	Piamonte	539	\$ 1.321.308.474
Subtotal Ejecutado		12.675	\$ 29.500.000.000
Presupuesto asignado PGN			\$ 29.500.000.000

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

10. PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGIZACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS

10.1 LOGROS ADMINISTRATIVOS DEL IPSE

10.1.1 SANEAMIENTO FINANCIERO

Se saldó la deuda por valor de \$351.763,7 millones. Los pagos se realizaron en el mes de enero de 2006, quedando el Instituto a PAZ Y SALVO por todo concepto de deuda con la Nación.

10.1.2 SANEAMIENTO CONTABLE

- El Instituto se acogió mediante Resolución 00277 de diciembre 12 de 2002.
- Se sometió a saneamiento contable un valor de \$720.000 millones, correspondiente a 30 cuentas del balance general.
- A 30 de septiembre de 2006 se saneó el 97% correspondiente a \$700.000 millones.
- El 3% restante se adelanta en el proceso de sostenibilidad contable.

10.1.3 INVENTARIOS FÍSICOS DE BIENES ELÉCTRICOS

Se adelantó el inventario físico de los bienes eléctricos del IPSE con funcionarios de la Entidad en los departamentos de Amazonas, Arauca, Bolívar, Caquetá, Casanare, Cauca, Chocó, Guainía, Guaviare, Meta, Nariño, Putumayo, Vaupés y Vichada.

10.1.4 FENECIMIENTO DE CUENTAS

Se presentó fenecimiento de cuentas correspondiente a las vigencias 2002 y 2003 de la Contraloría General de la República.

10.1.5 IMPLEMENTACIÓN Y CERTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD

El proyecto se realizó en 14 meses; inició en agosto 22 de 2005 y culminó en octubre 25 de 2006, mediante la decisión de certificar al Instituto por parte del Comité Técnico de ICONTEC, con los siguientes resultados:

- 19 Auditores internos de calidad certificados por el ICONTEC
- 30 Funcionarios asistieron al Diplomado de Calidad (120 horas)
- 37 Funcionarios capacitados en fundamentos en de Calidad (48 horas)
- Valor del proyecto: \$90 millones

Alcance del Sistema de Gestión de la Calidad: Evaluación técnica y gestión de recursos financieros para la construcción de proyectos para energización rural, basados en tecnologías convencionales y no convencionales de generación de energía eléctrica. Asesoría administrativa y técnica a los entes prestadores del servicio de energía en las Zonas No Interconectadas.

10.2 PERSPECTIVAS DEL IPSE PARA EL SIGUIENTE AÑO

- Entrega gradual de los parques de generación al Ministerio de Minas y Energía.
- Acompañamiento al Ministerio de Minas y energía en la definición de las Zonas Exclusivas de Gestión.
- Implementación de los Proyectos para el mejoramiento de la prestación del servicio eléctrico en las zonas no interconectadas.
- Creación de las unidades de negocios: Centro Nacional de Monitoreo - CNM y el Centro de Estudios Energéticos - C.E.E.
- Continuar con la política de austeridad en el gasto.

10.3 PLAN DE INVERSIONES 2007- PRINCIPALES PROYECTOS EN EJECUCIÓN PARA SOLUCIONES ENERGÉTICAS EN ZNI

- Proyecto Línea de Interconexión Curbaradó – Domingodó
- Proyecto Línea de Interconexión Curbaradó – Murindó

10.4 PROYECTOS DE INVERSIÓN IPSE 2006

- Interconexión Acandí - Capurganá (Chocó)
- Interconexión Casabomba - Curbaradó, municipio de Carmen del Darién
- Interconexión San Antonio de los Lagos - La Ronda (Amazonas)

10.5 PROYECTOS EN ESTRUCTURACIÓN

- Proyecto de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en Timbiquí
- Proyecto de Gasificación Necoclí - Antioquia
- Proyecto de Solución Energética para el Alto Baudó - Chocó
- Proyecto de Estudio para Interconexiones y Proyectos Especiales
- Proyecto de diseño Central de Acandí - Chocó

10.6 PROYECTOS EN OPERACIÓN COMERCIAL

10.6.1 PARQUES TÉRMICOS

- Mitú (Vaupés)
- Inírida (Guainía)
- Leticia (Amazonas)
- Guapi (Cauca)
- Acandí (Chocó)
- Olaya Herrera (Nariño)
- Puerto Leguizamó (Putumayo)
- López de Micay (Cauca)

10.6.2 PEQUEÑAS CENTRALES HIDRÁULICAS

- Mongón
- Bahía Solano (Chocó)

10.6.3 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

- Puerto Carreño (Vichada) - Con la construcción de una línea de interconexión desde el lado Venezolano, más de doce mil habitantes empezaron a recibir un servicio de energía las 24 horas del día.

10.7 COMERCIALIZACIÓN

Los servicios públicos de generación, distribución y comercialización en las ZNI eran prestados por empresas de servicios públicos, conformadas por los entes territoriales y las comunidades y operadores con grandes debilidades como:

- Gran dependencia del Presupuesto General de la Nación, lo cual conllevó a que el servicio dependía de los recursos de subsidios por menores tarifas y del apoyo con recursos para compra de combustible.
- No continuidad del servicio, por los elevados costos de prestación del mismo.
- Permanentes quejas de las comunidades por la falta del servicio.
- Ausencia de esquemas de administración, operación y mantenimiento que garantizaran la continuidad, la eficiencia y el sostenimiento de la infraestructura eléctrica.
- Falta de recursos de los entes territoriales y de las comunidades para garantizar la sostenibilidad, operación y el funcionamiento de la infraestructura energética regional.
- Limitado aprovechamiento del potencial energético local.

Por las debilidades anteriores, el IPSE, con fundamento en el Decreto 257 de 2004 y los principios de solidaridad y subsidiaridad, por razones de orden técnico y financiero, contrató con terceros calificados, GENSA Y CEDENAR, la administración, operación y mantenimiento de doce centrales de generación de su propiedad, mediante las cuales se le suministra la energía que distribuyen y comercializan al usuario final, a los siguientes prestadores del servicio regional, para garantizar la continuidad del servicio y alternamente organizar dentro de los parámetros legales y de sostenibilidad las actividades de distribución y comercialización, así:

- Empresa de Energía del Amazonas S.A
- Empresa de Energía del Vichada S.A.

- Empresa de Energía de Guapi - Cauca
- Empresa de Energía del Guainía La Ceiba S.A.
- Empresa de Energía de Bahía Solano - Chocó S.A.
- Empresa de Energía de Salahonda - Nariño S.A
- Gobernación del Vaupés
- Alcaldía Municipal de Olaya Herrera - Bocas de Satinga - Chocó
- Junta Administradora del Servicio de Energía Eléctrica de Capurganá
- Empresa Mixta de Servicios Públicos de Energía Eléctrica de Acandí - Chocó
- Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios de Puerto Leguizamo - Putumayo

En el 2006 las campañas de la colocación de contadores en Casuarito, Leticia y Puerto Carreño, superaron el 90% de la cobertura, optimizando el control de lectura y permitiendo la medición y control de pérdidas.

Con recursos de preinversión, el IPSE realizó convenio de cooperación con la Financiera Energética Nacional, el cual inició en enero de 2007; tiene duración de un año, por valor de \$4.757 millones, incluido el costo de administración de la FEN.

Este valor se encuentra distribuido como se muestra en la tabla 16.

PROYECTO	VALOR
Estudio y diseño línea de interconexión Puerto Ayacucho (Venezuela) - Casuarito (Colombia), en el Departamento de Vichada.	\$ 26.000.000
Estudio y diseño línea de interconexión San Fernando de Atabapo (Venezuela) - Rbilla (Colombia), en el Departamento de Guainía. Longitud de la línea: 30.0 Kilómetros - Nivel de tensión: 34.5 kV	\$170.000.000
Estudio y diseño línea de interconexión Maroa (Venezuela) - Puerto Colombia (Colombia), en el Departamento de Guainía.	\$ 25.000.000
Estudio y diseño línea de interconexión San Carlos (Venezuela) - San Felipe (Colombia), en el departamento de Guainía. Longitud de la línea: 1.0 Kilómetros - Nivel de tensión: 13.2 kV	\$ 26.000.000
Estudio y diseño línea de interconexión entre Yaravate (Brasil) - Yaravaté (Colombia), en el Departamento del Vaupés Longitud de la línea: 1.0 Kilómetro - Nivel de tensión: 13.2 kV	\$ 26.000.000
Estudio y diseño línea de interconexión entre Montenegro (Brasil) - Bocas de Carari (Colombia), en el Departamento del Vaupés Longitud de la línea: 1.0 Kilómetro - Nivel de tensión: 13.2 kV	\$ 26.000.000
Estudio y diseño línea de interconexión entre Puerto El Carmen (Ecuador) - Puerto Ospina (Colombia), en el Departamento del Putumayo Longitud de la línea: 2.0 Kilómetros - Nivel de tensión: 7.600 Voltios	\$ 26.000.000
Estudio de factibilidad y diseño de las alternativas para línea de interconexión a Candelillas de la Mar y Cabo Manglar es, municipio de Tumaco, en el Departamento de Nariño, desde Mataje (Ecuador) o desde Imbili, del Municipio de Tumaco	\$120.000.000
Estudios punto de interconexión para la línea de interconexión entre Malaguita, Valle de Cauca y Santa Genoveva de Docordó, municipio del Litoral de San Juan, Departamento del Chocó	\$ 30.000.000
Estudio y diseño de interconexión entre Bojayá (Chocó) y Vigía del Fuerte (Antioquia) y entre Bojayá, Puerto Conto y Loma de Bojayá, en el Departamento del Chocó	\$ 50.000.000
Estudio y diseño de interconexión entre Rbilla, Santa María y Tanela, diseño redes de media y baja tensión para Tanela, en el Departamento del Chocó Longitud de la línea: 30.0 Kilómetros - Nivel de tensión: 34.5 kV	\$100.000.000
Estudio y diseño de interconexión entre Istmina, Nóvita y Sipí, en el departamento del Chocó	\$300.000.000
Estudio y diseño de interconexión entre Mongón y Barbaocoas, en el Departamento de Nariño	\$ 30.000.000
Estudio piloto y pruebas con biocombustibles en Belén de Bajirá, Departamento del Chocó:	\$2.047.000.000
Estudio e implementación de generación de energía eléctrica a partir de la producción de Biogás producido por desechos orgánicos en 6 localidades de las Zonas No Interconectadas:	\$ 120.000.000
Diseño e implementación de un sistema híbrido en la localidad de Nazareth, municipio de Rbilla, en el Departamento de la Guajira	\$1.000.000.000
Diseño, estructuración e implementación del sistema de información geoestadístico de las zonas no interconectadas:	\$ 400.000.000
Diagnóstico pequeña central hidroeléctrica y mejoramiento sistema de distribución para desarrollar un proyecto piloto de medidores prepago en López de Micay.	\$ 235.000.000

Fuente: IPSE

10.8 PLAN DE ENERGIZACIÓN RURAL

Se elaboró el Plan de Energización Rural para las Zonas no Interconectadas para el periodo 2006-2010, en el cual se presentan proyectos para ser financiados con recursos FAZNI, recursos propios, Presupuesto General de la Nación y otras fuentes de financiación como entes territoriales y organismos internacionales.

De acuerdo al Plan de Energización presentado, se intervendrán 16 departamentos, 66 municipios y 168 grupos de localidades menores, para un total aproximado de 100.183 usuarios, cerca de 550 mil habitantes.

Se prevé atender mediante diferentes soluciones energéticas, como son: hidráulicas, interconexiones, térmicas y energías alternativas. El costo total del Plan de Energización es de \$570.868 millones.

10.8.1 PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

Estudios y diseños, construcción o repotenciación de pequeñas centrales hidroeléctricas, para lo cual se destinan \$253.901,88, equivalentes a \$US\$115,92 millones, de los cuales se cuenta con el crédito otorgado por el Gobierno Español por valor de \$US\$67 millones para la PCH de Guapi y líneas asociadas, y \$US\$19,68 millones destinados a la PCH de Mitú con recursos FAZNI y de la Gobernación del Vaupés.

Con la ejecución de este Plan se atenderán cerca de 8.746 usuarios, con 24 horas de prestación del servicio. Para el 2010 se prevé la entrada en operación de 22,73 Megavatios.

10.8.2 PROYECTOS DE INTERCONEXIONES

Estudios, diseños y construcción de líneas de interconexión, para lo cual se destinan un total de \$101.345 millones, equivalentes a \$US\$46,27 millones. Del valor destinado falta por apropiarse recursos por un monto de \$38.000 millones, correspondiente a las líneas de interconexión a la PCH de Brazo Seco de las cabeceras municipales de El Charco, Mosquera, La Tola y Bocas de Satinga del departamento de Nariño, los proyectos de Mapiripán, Puerto Alvira y Puerto Rico en el departamento del Meta y Sipí y otras localidades del departamento del Chocó. Con la ejecución de este plan se atenderán cerca de 23.613 usuarios, con 24 horas de prestación del servicio.

10.8.3 PROYECTOS DE GENERACIÓN TÉRMICA

Construcción, repotenciación, remodelación y mejoramiento de sistemas eléctricos, para lo cual se destinan \$199.074 millones, equivalentes a \$US\$90,9 millones de dólares. Los recursos para atender este Plan pertenecen en un 55,44% al rubro del FAZNI. Con la ejecución de este plan se atenderán cerca de 76.212 usuarios, asegurando la prestación del servicio de 12 y 24 horas.

10.8.4 PROYECTOS DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS

Estudios, construcción e implementación de energías alternativas, para lo cual se destinan \$16.546 millones, equivalentes a US\$7,55 millones. El total de usuarios a atender es de 5.612.

Del Plan de energización se destaca el proyecto piloto de sustitución de generación diesel por bagazo de caña de azúcar (biomasa) a desarrollarse en Solita, departamento del Caquetá.

11. MARCO REGULATORIO SECTOR ELÉCTRICO

11.1 MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA

Se expidió la regulación del nuevo esquema de Cargo por Confiabilidad, mediante el cual se introdujo un mecanismo de mercado que permite garantizar en el largo plazo la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia a precios eficientes.

El Cargo por Confiabilidad se soporta en las denominadas Obligaciones de Energía Firme, que consisten en compromisos asignados a agentes generadores durante un período que oscila entre uno y veinte años, durante el cual estos agentes se comprometen a entregar un nivel determinado de energía cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez. Para la asignación de estas obligaciones se utilizará una subasta de reloj descendente que será convocada por la CREG cuando anticipe que la energía firme no es suficiente para abastecer la demanda.

La migración del esquema administrado vigente hasta el 30 de noviembre de 2006 al Cargo por Confiabilidad considera un período de transición durante el cual las obligaciones serán asignadas a prorrata de la energía firme de cada agente hasta cubrir la demanda de cada año de la transición. Este período de transición finaliza el 30 de noviembre del año en el que inicia el período de vigencia de las primeras obligaciones asignadas a través de una subasta.

En el mismo sentido, es pertinente mencionar que dentro de los análisis de la CREG se detectó la necesidad de elaborar un proceso de promoción que asegurara el éxito de la Subasta. Para estos fines, i) se solicitó a XM realizar un proceso de promoción con estándares internacionales y ii) se contrató un experto en procesos de promoción de proyectos de energía eléctrica que ayude a enfocar los esfuerzos de la promoción con el objetivo final de lograr los objetivos de la Subasta.

La CREG está diseñando una propuesta regulatoria para la creación del Mercado Organizado Regulado - MOR como el principal mecanismo mediante el cual se realizará la compra-venta de energía para el mercado de usuarios regulados. Con este instrumento se pretende mejorar la eficiencia en la contratación, permitir condiciones equitativas para la participación de los agentes y evitar prácticas restrictivas de la competencia o abuso de posición dominante.

11.2 TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el 2007 la CREG debe expedir una nueva metodología y las fórmulas de tarifas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica. Para tales efectos, durante el 2006 se adelantaron los estudios para valorar los costos unitarios de las unidades constructivas y los costos eficientes de administración operación y mantenimiento de los activos, así como sobre los estándares de calidad y confiabilidad del servicio de transmisión.

11.3 DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se fijaron las bases y se inició la ejecución de los estudios que permitan establecer los principios, la metodología y fórmulas para determinar los cargos de distribución de energía eléctrica para el período 2008 - 2012, y se iniciaron los estudios correspondientes. Estos estudios comprenden la valoración de las unidades constructivas y de los costos de administración, operación y mantenimiento, los niveles de pérdidas de energía que deben ser reconocidas y la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica.

Durante este periodo la CREG estableció las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica.

11.4 COMERCIALIZACIÓN

La CREG adelantó los estudios necesarios para definir la regulación sobre: i) la fórmula tarifaria general del servicio de energía eléctrica aplicable a los usuarios regulados; ii) la remuneración de la actividad de comercialización; iii) el Reglamento de Comercialización; iv) la calidad del servicio de comercialización, y v) la comercialización minorista. Estas regulaciones se expedirán en el transcurso del 2007.

La CREG ajustó la regulación para incorporar lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley 117 de 2006, disposición que establece que la aplicación de subsidios al costo de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y de gas combustible para uso domiciliario distribuido por red de tuberías de los usuarios pertenecientes a los estratos socioeconómicos 1 y 2 a partir del mes de enero de 2007 hasta diciembre del año 2010, debe hacerse de tal forma que el incremento tarifario a estos

usuarios en relación con sus consumos básicos o de subsistencia corresponda en cada mes como máximo a la variación del Índice de Precios al Consumidor, sin que en ningún caso el porcentaje del subsidio supere el 60 % del costo de la prestación del servicio para el estrato 1 y el 50% de éste para el estrato 2.

11.5 ZONAS NO INTERCONECTADAS

Se desarrolló una propuesta de nuevo marco regulatorio para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas.

La propuesta desarrollada 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 y presenta esquemas diferenciales de prestación del servicio siguiendo los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo (Ley 812 de 2003).

Igualmente, la regulación que se propone da los elementos económicos que permiten 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 del servicio, 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.

11.6 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN Y FÓRMULAS TARIFARIAS PARA SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA

La CREG está adelantando los análisis para definir la metodología de remuneración de las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en San Andrés, Providencia y Santa Catalina. Se espera concluir los análisis en el primer semestre, para expedir la resolución de consulta de los temas de generación y comercialización.

11.7 CONCENTRACIÓN EN LAS ACTIVIDADES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se expidió la Resolución CREG-001 de 2006 aclarando algunos aspectos del cálculo de la participación en el mercado para las actividades de generación y comercialización de electricidad, y eliminando el límite a la participación en la actividad de distribución eléctrica dada su naturaleza monopólica.

Los análisis adelantados permitieron plantear las bases para la expedición de una nueva propuesta regulatoria en marzo de 2007 para la actividad de generación eléctrica. El objetivo es analizar la regulación existente en materia de concentración del mercado e integración vertical, basada en límites a la participación en el mercado y en porcentajes máximos de participación en el capital social de empresas de otras actividades de la cadena de prestación del servicio, con el objeto analizar la pertinencia de remplazarlos por mecanismos regulatorios más efectivos en la promoción de la competencia.

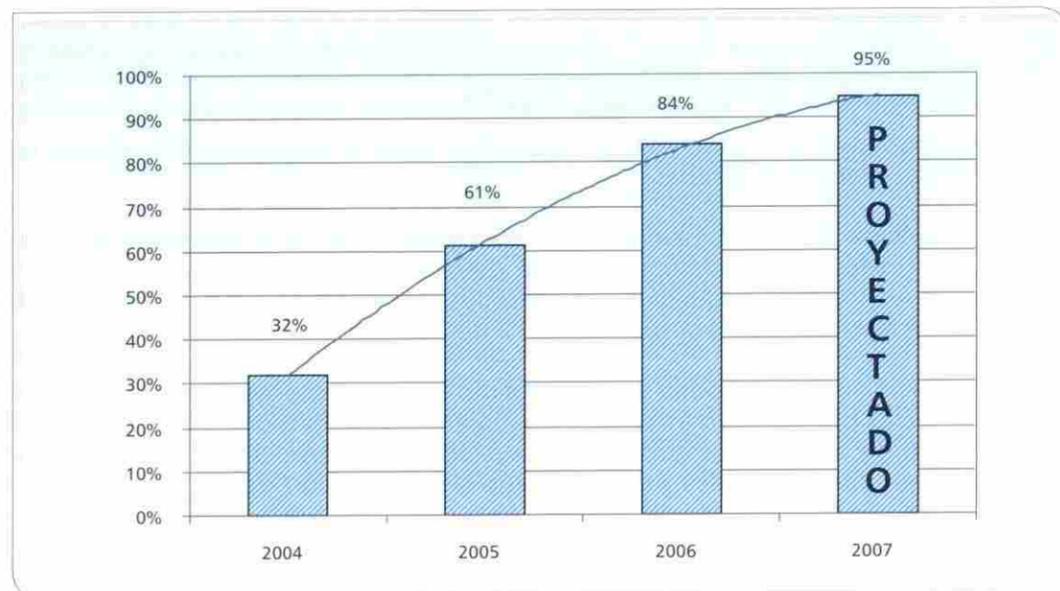
12. ENERGÍA NUCLEAR

12.1 CONTROL REGULATORIO DE LAS FUENTES DE RADIACIÓN

Actualmente en Colombia existen 305 instalaciones usuarias de fuentes de radiación, las cuales están sujetas a licenciamiento, vigilancia y control por parte del Ministerio de Minas y Energía.

Se ha creado un entorno reglamentario que fija las condiciones de seguridad tecnológica y física para estas instalaciones, garantizando la seguridad de los trabajadores ocupacionalmente expuestos, del público en general, y la protección del medio ambiente. El cumplimiento de estos requisitos está reflejado en el proceso de licenciamiento que deben cumplir estas instalaciones y cuya evolución se observa en la gráfica 14.

GRÁFICA 14. EVOLUCIÓN DEL LICENCIAMIENTO DE INSTALACIONES USUARIAS DE FUENTES RADIATIVAS



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Las funciones de licenciamiento, vigilancia y control son ejercidas por el INGEOMINAS, por delegación del Ministerio de Minas y Energía conforme a la Resolución 180633 de 2002, y el Convenio Interadministrativo 18 A de 2002, a través de los cuales se fijan los parámetros para la ejecución y seguimiento de esta delegación por parte del Ministerio de Minas y Energía.

12.2 REGLAMENTACIÓN

El 31 de agosto de 2006 Colombia adoptó el "Código de Conducta sobre la Seguridad Tecnológica y Física de las Fuentes Radiactivas y las Directrices Complementarias sobre la Importación y Exportación de Fuentes Radiactivas", promovido por el Organismo Internacional de Energía Atómica - OIEA, instrumento jurídicamente no vinculante para los países.

El Código establece la adopción de un sistema de categorización de las fuentes de radiación basado en el riesgo inherente a estas. Este sistema conlleva al establecimiento de requisitos regulatorios diferenciales de acuerdo al riesgo que estas implican en caso de estar por fuera del control regulatorio. En este sentido la reglamentación actual deberá ser revisada y ajustada de acuerdo a la escala de riesgos establecidos en esta categorización.

12.3 TRATADOS INTERNACIONALES EN MATERIA NUCLEAR

En el campo de los tratados internacionales sobre los usos pacíficos de la energía nuclear, se adelantaron los trámites pertinentes para lograr la aprobación del Protocolo Adicional al Acuerdo de Salvaguardias suscrito entre el Gobierno de Colombia y el OIEA, instrumento actualmente en proceso de debate en el Congreso de la República.

Se solicitó al Ministerio de Relaciones Exteriores iniciar los trámites para la aprobación del "Acuerdo ARCAL, Arreglos Regionales Cooperativos para la Promoción de la Ciencia y la Tecnología Nucleares en América y el Caribe". La aprobación de este instrumento internacional es importante para el país porque permitirá la integración de la región no sólo desde el punto de vista científico, sino desde el avance del conocimiento y la solución de problemas comunes, a través de la transferencia de la tecnología nuclear aplicable a las necesidades de la región.

Así mismo y dentro de los planes para el próximo año en materia de tratados internacionales, se hará la solicitud al Ministerio de Relaciones Exteriores de firmar e iniciar los trámites de aprobación

de la "Convención Conjunta sobre Seguridad en la Gestión del Combustible Nuclear Gastado y sobre Seguridad en la Gestión de los Desechos Radiactivos", la cual tiene como objetivo fundamental lograr y mantener en todo el mundo un alto grado de seguridad en la gestión del combustible nuclear gastado y de los desechos radiactivos, evitando la ocurrencia de incidentes o accidentes de carácter radiológico. También se presentará a consideración del Legislativo el Convenio que aprueba las Enmiendas a la Convención sobre la Protección Física de los Materiales Nucleares.

12.4 ASISTENCIA TÉCNICA INTERNACIONAL

El Grupo de Asuntos Nucleares del Ministerio de Minas y Energía, Oficina Nacional de Enlace con el OIEA, efectuó durante el 2006 el proceso de monitoreo y seguimiento a la ejecución de los proyectos que conformaban el Programa Nacional de Cooperación Técnica Colombia - OIEA 2005 - 2007.

Durante el 2006 se logró la aprobación del Programa de Cooperación para el Bienio 2007 - 2008 por un monto total de US\$1.008.228, representado en los siguientes proyectos:

- Entrenamiento y creación de capacidad par el desarrollo y aplicación de la tecnología nuclear en Colombia, (COL/0/011).
- Análisis costo beneficio para la modernización de un Irradiador en Colombia, (COL/5/021).
- Uso integral y seguro del Reactor Nuclear de Investigación IAN R-1, COL/1/010 extensión.
- Diseño y desarrollo de un plan integral para la gestión de los desechos radiactivos, (COL/3/010).
- Evaluación del impacto del uso de pesticidas en la Laguna de Tota en Boyacá, Colombia, COL/5/022).

Durante el 2007 se adelanta la coordinación y apoyo técnico para la identificación y formulación de proyectos a presentarse a consideración del OIEA para el período 2009 - 2011.

13. REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Durante el segundo semestre del 2006 y primero del 2007, se participó en diferentes eventos de divulgación del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, se atendieron las consultas sobre su interpretación y se emitieron conceptos sobre la aplicación o la exclusión del RETIE en determinados productos.

Se adelantó una revisión minuciosa del Anexo General del RETIE, elaborado un nuevo texto que da mayor claridad y orden a los requisitos, tanto de productos como de las instalaciones eléctricas, y se adoptó como Anexo General de la Resolución 180466 del 2 de abril de 2007.

El nuevo Anexo General del RETIE permite tener en un sólo documento los aspectos vigentes contemplados en las tres resoluciones que hacían difícil la lectura, interpretación y aplicación del Reglamento.

Adicional al orden que se da en el nuevo texto, se incorporan otros productos de alto impacto en la seguridad, prevención o minimización de riesgos de origen eléctrico.

14. USO RACIONAL DE ENERGIA Y FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGIA

Es importante desatacar que, según las funciones asignadas a la UPME, se han realizado numerosos diagnósticos, análisis y proyectos tendientes a la promoción del Uso Eficiente de Energía y las Fuentes no Convencionales de Energía. Las actividades realizadas se describen a continuación:

14.1 USO RACIONAL DE ENERGÍA

Para cumplimiento de las funciones en esta materia, la UPME abordó labores de divulgación, promoción, planeación e institucionales, encaminadas principalmente a definir y poner en práctica la cultura de URE en los diferentes sectores y su aplicación a algunas actividades en las cuales participa directamente el Estado.

Las principales actividades y logros realizados durante la vigencia 2006 y el primer semestre de 2007, se pueden resumir como sigue:

1. Se desarrollaron aplicativos importante para el uso racional de la energía denominados E-URE y portal de URE, dentro del convenio interadministrativo con COLCIENCIAS. Estos aplicativos han sido socializados con los industriales nacionales.
2. Se está ejecutando el convenio interadministrativo con el CERREJÓN para implementar un proyecto piloto demostrativo en sustitución de energéticos en el transporte, montaje de un parque eólico, montaje de una planta de trigeneración y desarrollo de material didáctico URE para la minería nacional.
3. La UPME participa en el grupo de trabajo para el fomento del URE en Pymes que actualmente coordina el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.
4. Como resultado de la gestión UPME en el tema de etiquetado URE, esta Unidad continua liderando y ejecutando a nivel de la Comunidad Andina de Naciones CAN el proyecto PNUD - GEF CSL Andino.

La UPME está desarrollando el proyecto con Fundación Bariloche para delimitar unas estrategias, instrumentos y actores para los programas de URE y FNCE que servirán de base para la elaboración de un plan de desarrollo URE y FNCE, del cual se espera tener una primera aproximación en el segundo semestre de 2007.

En desarrollo de los temas de URE analizados por la UPME, el Ministerio de Minas y Energía inició el trámite de un proyecto de decreto obligando el cambio de bombillas incandescentes por luminarias fluorescentes de alta eficiencia en las edificaciones cuyos usuarios sean entidades oficiales de cualquier orden. De igual forma, se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía un proyecto de decreto con el mismo objeto para todos los usuarios del sector público o privado a partir del 2010.

14.2 PROGRAMA CONOCE

Se elaboró el proyecto decreto con el objeto de establecer disposiciones para propiciar el uso racional y eficiente de energía eléctrica y anunciar medidas aplicables a equipos de uso final de energía eléctrica, tanto de fabricación nacional como importados para su comercialización en Colombia, en los siguientes procesos: iluminación, refrigeración, acondicionamiento de aire, fuerza motriz y calentamiento de agua para uso domestico.

Dicho proyecto de decreto brinda el ámbito jurídico para continuar con el desarrollo del PROGRAMA CONOCE, del cual se tiene el proyecto del Reglamento de Eficiencia Energética (Etiquetado) para algunos equipos eléctricos y electrodomésticos.

14.3 IMPLEMENTACIÓN DE ESTRATEGIAS DE USO RACIONAL DE ENERGÍA EN EL SECTOR TRANSPORTE

Dando continuidad a los estudios desarrollados en URE para el sector transporte, se realizan acciones para facilitar la implementación de cultura del Uso Racional de Energía en los conductores colombianos, se desarrollaron piezas didácticas que dan lineamientos para la administración, operación y mantenimiento de los vehículos desde una óptica de eficiencia energética.

Se inició con la distribución del material mediante capacitaciones directas a las entidades públicas, privadas y gremios; se espera concienciar sobre el uso del vehículo en forma adecuada, lo que redundará en beneficios económicos para el conductor y para el país. Todas estas actividades han sido concertadas con los miembros de la CIURE y entidades del sector como el Ministerio de Transporte y las Secretarías de Tránsito.

Se desarrollaron seminarios de capacitación sobre ahorro de combustible en 9 ciudades de país; en total fueron 500 capacitados entre quienes se encuentran instructores SENA, transportadores, delegados de Secretarías de Tránsito, entre otros.

14.4 GESTIÓN ENERGÉTICA EN EL SECTOR INDUSTRIA Y COMERCIO

Se está desarrollando un proyecto Interinstitucional (Conciencias, ANDI, UPME, RECIEE) sobre gestión energética, mediante el cual se espera generar una apropiación social del conocimiento de URE en los centros productivos y de consumo a nivel nacional, generar capacidad para la implementación de proyectos específicos de URE de bajo o nulo costo, y generar sinergias estratégicas a nivel regional que faciliten la implementación de proyectos URE (academia - usuario de energía - proveedor de energía).

14.5 NORMALIZACIÓN PARA APLICACIONES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS

En cuanto a la elaboración y actualización de referencias técnicas que faciliten condiciones para el desarrollo de un mercado sano de las FNCE, se continuó apoyando la elaboración y actualización de normas técnicas colombianas NTC, y se participó en tres comités técnicos del ICONTEC, obteniéndose las siguientes normas y guía:

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

- NTC-2883, Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Calificación del diseño y aprobación de tipo
- NTC-5433 Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

- NTC-5434-1 Sistemas solares térmicos y sus componentes, colectores solares: Parte 1. Requisitos generales.
- NTC-5434-2 sistemas solares térmicos y componentes. Colectores solares. Parte 2: Métodos de ensayo.

ENERGÍA EÓLICA

- NTC-5412 Aerogeneradores, Medida y evaluación de las características de la calidad de suministro de las turbinas eólicas conectadas a la red.
- GTC-139 Guía Técnica Colombiana, Sistemas de Aerogeneradores. Protección contra descargas eléctricas atmosféricas.

Se tienen en consulta pública los siguientes proyectos de normas:

- Guía para caracterizar las baterías de almacenamiento para sistemas fotovoltaicos.
- Energía solar. Medición de transmitancia y reflectancia fotométricas en materiales sometidos a radiación solar.
- Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos
- Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos
- Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medidas de la característica intensidad tensión de los módulos fotovoltaicos.

14.6 EVALUACIÓN E INVENTARIOS DE LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA

Se continuó trabajando con el IDEAM en el establecimiento de inventarios de disponibilidad de FNCE a nivel nacional, ya que se considera estratégico para el planeamiento nacional contar con aproximaciones a la disponibilidad en energía proveniente de fuentes no convencionales. En este sentido se han realizado las siguientes gestiones:

- Publicación del Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia, que se complementa con el Atlas de Energía Solar publicado en el 2005.
- Distribución de los Atlas dirigida a las principales bibliotecas públicas del país.
- Finalización del proyecto del Atlas Hidroenergético de Colombia, cuya publicación se espera para el segundo semestre del 2007.
- Convenio interinstitucional IDEAM-COLCIENCIAS-UPME para la elaboración del Atlas de Biomasa de Colombia. Ya se iniciaron los trabajos para elaborar este documento.

14.7 COMISIÓN INTERSECTORIAL PARA USO RACIONAL Y EFICIENTE DE ENERGÍA Y FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA

De acuerdo con lo establecido en el Decreto 3683 de 2003, la UPME realizó las actividades propias de la Secretaría Técnica de la CIURE. La Comisión se reunió en cuatro oportunidades en el 2006 y ha adelantado una reunión en lo corrido de 2007. En las sesiones se discuten temas de interés nacional relacionados con el uso racional de la energía, desde el ámbito de la gestión de cada una de las entidades que conforman esta Comisión.

14.8 ACTIVIDADES RELACIONADAS CON LA EVALUACIÓN DE LA ORDEN AL MÉRITO URE

En el primer semestre del 2007 se realizó la tercera convocatoria para optar al Premio Orden al Mérito URE, siguiendo los lineamientos del Decreto 3683 de 2003. Esta convocatoria fue publicada en el sitio Web de la UPME durante el mes de enero de 2007, sin embargo no se contó con inscritos en esta convocatoria.

No obstante se sistematizaron los procedimientos de inscripción, captura de información y evaluación para las convocatorias anuales del Premio y se modificó la metodología de evaluación con los requerimientos de la CIURE.

14.9 RETOS DEL URE Y LAS FNCE

Actualmente se analizan diversas variables para identificar las debilidades, fortalezas, amenazas y oportunidades en cada programa de URE, con el propósito de plantear propuestas que superen los obstáculos del pasado y aprovechen las oportunidades del presente.

Durante el 2007 se tiene el reto de lograr una mayor sinergia institucional para complementar los Atlas de energía solar y energía eólica, con una primera aproximación en la determinación de los inventarios de la potencialidad de los recursos energéticos renovables, unido a la publicación del Atlas Hidroenergético. Específicamente en el tema de biomasa se trabajará para obtener a comienzos del 2008 una primera aproximación a este potencial. En el caso de la energía de los océanos, se espera iniciar una primera fase durante el 2007.

15. GESTIÓN AMBIENTAL

Durante el 2006 se realizó el cálculo de la línea base para proyectos de pequeña escala que generen electricidad, con un máximo de capacidad instalada de 15 MW, para lo cual se determinó el factor de emisión del país de 0,4308 kgCO₂e/kWh.

Por otra parte se determinaron, en la posible operación futura del sistema, los niveles de emisiones de CO₂ entre los años 2007 a 2015. En promedio el sistema alcanzaría un valor entre 6 a 7 millones de toneladas de CO₂.

16. FINANCIERA ENERGÉTICA NACIONAL: PRINCIPALES REALIZACIONES

Durante el 2006 la FEN tuvo como marco de referencia las decisiones tomadas por la Junta Directiva en mayo de 2000 en lo que respecta a la restricción de realizar nuevas operaciones de crédito y de fondeo y centrar las actividades en el recaudo de cartera, manejo de portafolio, pago del servicio de deuda de las obligaciones crediticias y de las emisiones de bonos en los mercados financieros, 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.

Durante el 2006 se regularizó el reembolso por parte de la Nación de los pagos de la garantía Termopaipa IV como consecuencia de la terminación del proceso de saneamiento de la cartera a cargo de la Empresa de Energía de Boyacá, originada en los pagos de la garantía de la FEN al PPA Paipa IV, suscrito por EBSA con la Compañía Eléctrica de Sochagota S.A. ESP - CES, proceso que venía en curso desde el 2000.

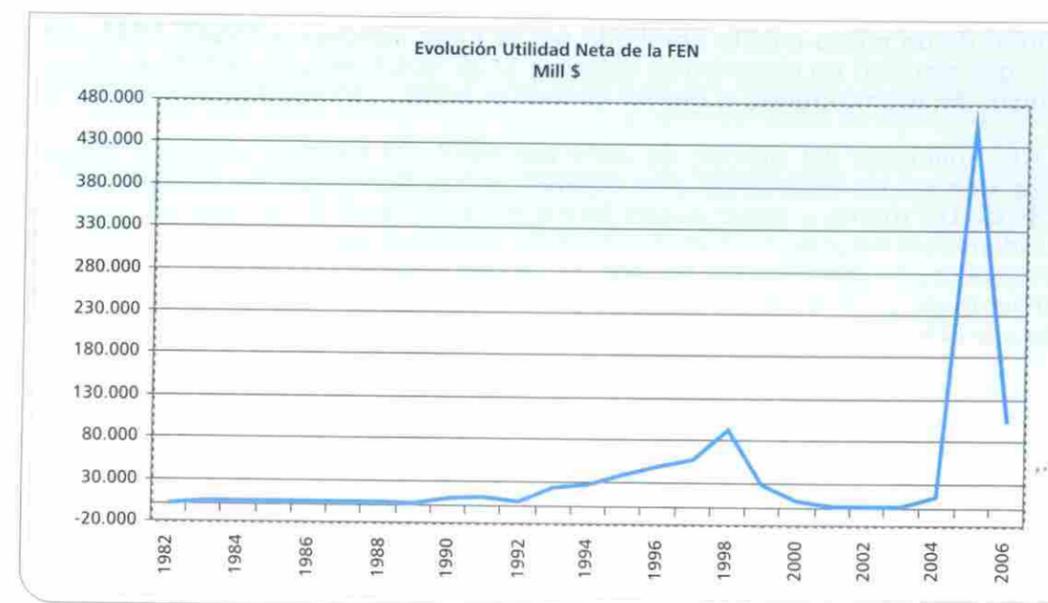
Teniendo en cuenta que había finalizado el proceso adelantado con la Nación sobre los pagos de la garantía a Termopaipa IV, la Junta Directiva en sus reuniones de 30 de agosto y 31 de octubre de 2006, impartió instrucciones para estudiar una posible disminución del capital de la FEN para ajustarlo a las necesidades actuales de la entidad, bajo el entendido de que esta continuará ejecutando las actividades de recuperación de cartera, manejo de portafolio de inversiones, pago del servicio de deuda y atención hasta su vencimiento de las contingencias y obligaciones que actualmente tiene, enfocándose en las actividades fiduciarias y de banca de inversión para los proyectos que se están adelantando en el sector, manteniéndose sin captar nuevos fondos ni hacer créditos nuevos, salvo algunos casos autorizados por la Junta Directiva.

16.1 RESULTADOS FINANCIEROS

En 2006 el pasivo alcanzó la cifra más baja desde 1985, lo que muestra el bajo apalancamiento de la entidad con terceros.

En toda su existencia la FEN ha obtenido utilidades, siendo las más cuantiosas las del 2005 cuando correspondieron a \$452.437 millones, y el 2006 con \$102.879 millones, como se observa en la gráfica 15.

GRÁFICA 15. EVOLUCIÓN DE LA UTILIDAD



Fuente: FEN

16.2 PRINCIPALES HECHOS DE LA GESTIÓN DE LA FEN DURANTE EL 2006

Los principales hechos fueron el pago de la EURONOTAS por US\$261,7 millones incluidos capital e intereses, el pago de dividendos a los accionistas por \$447.703 millones y el pago de impuesto de renta por \$101.248,5 millones.

Otros hechos a destacar de la gestión de la FEN durante el 2006 son los siguientes:

- Pago oportuno de sus obligaciones con la Banca Internacional por un total de US\$29,9 millones equivalentes, incluidos capital e intereses.
- Recuperación de cartera en moneda local por \$187.552,8 millones, incluidos capital, intereses y comisiones. Dentro de este monto se incluye la recuperación de créditos calificados en categoría "E" a cargo de CEDELCA por \$1.732,4 millones, Termocartagena \$525,3 millones y Eléctricos Cali por \$55,8 millones.
- Recuperación de cartera en moneda extranjera por US\$85,8 millones equivalentes a \$199.401,1 millones, incluidos capital e intereses.
- 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 Gestión Energética S.A.- GENSA y la Compañía Eléctrica de Sochagota S.A. en relación con la Central Termopaipa IV. Los pagos hechos a TEBSA ascendieron a \$164.796 millones y a la Compañía Eléctrica de Sochagota S.A. a \$57.913 millones.
- Obtención de reembolsos por capital de \$168.210 millones e intereses de \$718 millones por parte de la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público, por concepto de los pagos hechos por la FEN en virtud de la garantía otorgada al proyecto Termobarranquilla. Adicionalmente CORELCA trasladó a la FEN \$31.400 millones para honrar parte de esta garantía.
- Obtención de reembolsos por capital de \$62.150 millones e intereses de \$246 millones por parte de la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público por concepto de los pagos hechos por la FEN en virtud de la garantía otorgada al proyecto Paipa IV.
- Creación de cartera por \$4.503 millones por concepto de capitalización de intereses de algunos créditos otorgados para financiar el programa PLANIEP.
- Desembolso de un nuevo crédito aprobado por la Junta Directiva a ENERTOLIMA por \$153.000 millones, que significó un desembolso neto por \$120.884,9 millones debido a que previamente con recursos del mismo crédito el deudor canceló el crédito 301 por \$32.115,1 millones.
- Pago de las utilidades del ejercicio de 2005 por \$447.703 millones, según lo dispuesto por la Asamblea General de Accionistas y el CONPES, previa aplicación de \$45.244 millones como reserva legal. Del monto a pagar quedó pendiente la suma de \$77,5 millones, correspondientes a los dividendos a favor de la Electrificadora del Atlántico, porque aún cuando el Juzgado y la Fidupervisora (quien administra la liquidación de esta empresa) informaron verbalmente sobre el levantamiento de un embargo interpuesto por el Municipio de Soledad, hasta la fecha no se ha allegado a la FEN el documento legal que demuestre dicha decisión.
- Mejoramiento de la calificación de riesgo otorgada por Duff and Phelps, pasando de categoría AA+ a Categoría AAA. Como se informó a los accionistas en las Asambleas Ordinarias de los años 2002, 2003, 2004 y 2005, el 23 de marzo de 2001 la calificadora le disminuyó a la FEN la calificación de AAA a AA+ con tendencia a la baja y anunció que "... estará analizando detenidamente la evolución de la garantía otorgada por la entidad al Power Purchase Agreement contratado con la Termoeléctrica Paipa IV y con base en ello y la posición del Gobierno Nacional a este respecto se revisará la calificación...". Esta calificación se mantuvo sin variaciones en su pronunciamiento durante los años 2002, 2003, 2004 y 2005. Sin embargo, mediante comunicación del primero de

marzo de 2006 Duff and Phelps mejoró la calificación a categoría AAA que significa emisiones con la más alta calidad crediticia.

- Al igual que la Nación, mantuvo la calificación de Standard and Poor's en categoría BB con Outlook positivo.
- No efectuó captaciones nuevas en los mercados financieros locales ni en los internacionales.
- Administró los contratos fiduciarios suscritos para adelantar las vinculaciones de capital a ENERTOLIMA y ECOGAS.
- Administró y cumplió con el encargo fiduciario para manejar recursos de CARBOCOL en liquidación, este encargo se liquidó durante el año 2006.
- Con base en un Convenio suscrito con el Ministerio de Minas y Energía, administró los recursos de los fondos de subsidios del sector eléctrico y del sector gas.
- Administró los encargos fiduciarios recibidos de DISPAC y de la Nación (acciones de EPSA) y administró los pagarés a cargo de GENSA endosados a la Nación.
- Estructuró un producto financiero que le permite a los agentes del Mercado de Energía Mayorista presentar las garantías de pago de las obligaciones que adquieran en dicho mercado de conformidad con las resoluciones 019 del 14 de abril de 2006 y 042 del 17 de julio de 2006, expedidas por la CREG.
- Creó líneas de crédito y de redescuento con el propósito de financiar a los destinatarios exclusivos mencionados en el Artículo 3 de la Ley 226 de 1995 (Sector solidario) que adquieran las acciones de ISAGEN incluidas en el Programa de Democratización Accionaria de dicha empresa.

17. EVOLUCIÓN DE ISA Y DEL GRUPO ISA

17.1 EL GRUPO ISA

El Grupo Empresarial ISA se ha consolidado como uno de los mayores transportadores internacionales de energía eléctrica de Suramérica, con 36.628 kilómetros de circuito de alta tensión. Cuenta con ocho empresas en el sector de la energía, dos en el sector de las telecomunicaciones y un vehículo de inversión.

En el negocio de energía eléctrica, el Grupo ISA ofrece en su portafolio el transporte de energía eléctrica y los servicios asociados, así como la operación y administración de mercados de energía.

TABLA 17. INFORMACIÓN ACTIVOS DE TRANSMISIÓN GRUPO ISA

Tensión	ISA	TRANSELCA	REP	ISA Perú	TransMantaro	ISA Bolivia	CTEEP	Total
Subestaciones								
Subestaciones (1)	49	41	45	10	4	5	220	374
MVA	11,142	2,813	1,783	235	300	340	46,212	62,824
MVAR	3,537	80	392	8	504	60	6,359	10,939
Líneas de transmisión (kilómetros de circuito)								
kilómetros > 300 kV	1,745	-	-	-	-	-	6,851	8,596
200 kV < kilómetros < 300 kV	7,378	1,517	4,089	262	1,207	588	1,412	16,452
kilómetros < 200 kV	124	15	1,310	131	-	-	10,001	11,581
TOTAL	9,247	1,532	5,399	392	1,207	588	18,264	36,628

(1) Cuenta por separado los patios en diferentes nivel de tensión.

Fuente: ISA

17.2 PRINCIPALES LOGROS DEL GRUPO ISA

- El 28 de abril de 2006 se constituye como vehículo de inversión ISA Capital do Brasil Ltda., con sede en la ciudad de São Paulo. Esta empresa fue creada para la adquisición de la Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP, y fue transformada el 19 de septiembre en sociedad anónima de capital abierto, en la cual ISA tiene una participación del 99,99%.
- Se ingresa al mercado del Brasil con la adquisición del 50,1% de las acciones ordinarias de CTEEP, en São Paulo, equivalente al 21% del capital total de la compañía.
- Se compra el 60% de la propiedad accionaria del Consorcio TransMantaro S.A. en Perú, que interconecta las regiones centro norte y centro sur de ese país.
- ISA resulta adjudicataria en la subasta 005/2006-ANEEL del Lote D, correspondiente a la Línea Neves 1-Mesquita a 500 kV, de 172 kilómetros, localizada en el Estado de Minas Gerais, en Brasil. Dicha concesión es por 30 años e incluye 18 meses de construcción. Para su operación se constituyó la sociedad Interligação Elétrica de Minas Gerais S.A., cuyo 99,99% pertenece al Grupo ISA.
- Se firma un acuerdo marco con el Ministerio de Energía y Minas del Perú para la ejecución de ampliaciones al sistema de transmisión bajo concesión de Red de Energía del Perú - REP. Se acuerda la ejecución de los dos primeros proyectos: Chilca-San Juan y Zapallal-Paramonga-Chimbote, con una inversión total de US\$70 millones.
- Se constituye la filial INTERNEXA S.A. en Perú para conectar a Lima con las ciudades de la costa norte de dicho país y con la frontera sur de Ecuador, mediante una red de fibra óptica de 1,200 kilómetros de longitud.
- INTERNEXA realiza la interconexión vía fibra óptica con Venezuela, aumenta la capacidad de interconexión con Ecuador e implementa refuerzos a la red nacional de fibra óptica en Colombia.
- XM, Compañía de Expertos en Mercados, lleva a cabo las gestiones necesarias para poner en marcha el nuevo esquema de cargo por confiabilidad en el mercado eléctrico colombiano.

17.3 INTERCONEXIÓN ELECTRICA S.A. - ISA

ISA es la mayor empresa de transporte de energía en Colombia y la única con cubrimiento nacional. Posee una red de transmisión que pone a disposición de los agentes del mercado para la comercialización de energía y la interconexión de los sistemas eléctricos regionales. Su infraestructura la componen 9.247 kilómetros de líneas de transmisión con tensión superior a 110 kV, 49 subestaciones, 11.142 MVA de transformación y 3.537 MVAR de compensación.

17.3.1 PRINCIPALES LOGROS DE ISA

- Se pone en operación el proyecto UPME 01 Primavera-Bacatá a 500 kV, el 31 de diciembre de 2006, con una inversión de US\$102 millones, concluyendo de esta manera la primera de las dos fases del corredor eléctrico, de aproximadamente 1.000 kilómetros, que unirá el centro del país con la Costa Atlántica.
- En abril de 2007 entra en operación comercial el proyecto UPME 02: Línea de Interconexión Eléctrica Bolívar (Santa Rosa de Lima, Bolívar) - El Copey (Cesar) - Ocaña (Norte de Santander) - Primavera (Cimitarra, Santander) a 500 mil voltios y obras asociadas, con lo cual concluye las dos fases de un ambicioso corredor eléctrico en alta tensión de cerca de 1.000 kilómetros que unen al centro del país con la Costa Atlántica.
- Se aprueba un intercambio accionario entre ISA y ECOPEPETROL en reunión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas, realizada el 24 de noviembre de 2006. Esta operación le permitió a ISA elevar su participación en TRANSELCA al 99,99% y a la petrolera adquirir una participación accionaria en ISA del 5,78%.

- Las pérdidas empresariales asociadas a la reparación de la infraestructura representaron el 2,96% de los ingresos operacionales de la Compañía.
- Se prestan servicios de manera satisfactoria, como lo demuestran los índices de disponibilidad logrados (99,931%), que superan los mínimos regulatorios.
- Al finalizar el año, todos los circuitos se encontraban en servicio y todas las torres afectadas por atentados habían sido reparadas.
- Se aplicaron prácticas de mantenimiento en vivo de líneas y subestaciones.
- Se ejecutó el Plan de Optimización de Mantenimiento, mejorando los tiempos para la atención de emergencias.
- Se mejoraron procedimientos para la seguridad en la operación y el mantenimiento.
- Los ingresos por conexión ascendieron a \$57.664 millones para el período enero-diciembre (3,9% más que el año anterior).
- Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá. ISA y la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. - ETESA de Panamá, han adelantado estudios de viabilidad técnica para el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá, el cual constituye un paso fundamental en la consolidación de un mercado suprarregional, que aproveche las ventajas y potencialidades de las dos regiones.
- Empresa Propietaria de la Red - EPR. ISA, con una participación accionaria de 12,5%, trabaja con esta empresa en el desarrollo del Sistema de Transmisión Regional que interconectará los sistemas eléctricos de Centroamérica: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central - SIEPAC. Dicho sistema contará con una línea a 230 kV, de 1,790 kilómetros de longitud, con sus respectivos módulos tanto en las subestaciones nuevas como en las existentes.
- Se desarrollan acciones sociales en 195 municipios: el 67,4% de los 289 en los que ISA tiene presencia.
- En los programas de Gestión Social se realizó una inversión por \$2.788,5 millones.
- La inversión en la gestión ambiental ascendió a \$1.856,9 millones.
- La evaluación de la condición ambiental para todas las líneas y subestaciones presentó, durante el período, una situación aceptable (de 4 sobre 5).
- Se autorizó para 2006 la distribución de utilidades y reservas por \$115,241 millones, lo que permitió pagar un dividendo de \$120 por acción a las 960.341.683 acciones ordinarias en circulación.
- La acción de ISA cierra con un precio de \$5.910, alcanzando una valorización del 4,6%, lo que la ubica en el noveno lugar en el Índice de Bursatilidad Accionaria - IBA, reportado por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- Se logra 85% en la medición de satisfacción de clientes en la calidad general de los servicios, lo que ubica a la Empresa en un desempeño superior.
- Se obtiene la mención en el premio de la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios y Actividades Complementarias e Inherentes -ANDESCO, a la Responsabilidad Social Empresarial - RSE, en la categoría Mejor Aplicación del Código de Buen Gobierno y Ética.

17.4 XM S.A. E.S.P.

La gestión durante el 2006 estuvo encaminada a fortalecer las relaciones de largo plazo con los clientes; hacer de XM una empresa con liderazgo colectivo para el crecimiento del mercado energético colombiano y afianzar la imagen de la Compañía ante grupos de interés.

En lo relacionado con los recursos financieros asignados a la Empresa a través de la remuneración regulada de sus servicios básicos, XM cumplió con el compromiso de administrarlos según los objetivos empresariales de eficiencia; lo cual se evidencia en los resultados financieros obtenidos. En el 2006 la Empresa obtuvo una utilidad neta positiva, superando en un 35% lo esperado, producto de una mayor eficiencia operativa y financiera, que se refleja en la utilidad operacional, y un resultado no operacional superior a lo presupuestado, generado por efecto del ahorro en gastos financieros y mayores rendimientos financieros. Estos resultados positivos se ven reflejados en el cumplimiento de indicadores financieros como el EBITDA y el EVA que superaron satisfactoriamente las expectativas.

En relación con los indicadores de la administración del Mercado, éstos fueron muy satisfactorios al presentar niveles de recaudo por encima del límite superior que era de 99,5%, para el año 2006 se obtuvo un índice de 99,98%.

17.4.1 PRINCIPALES LOGROS DE XM Y PERSPECTIVAS

■ 17.4.1.1 Abriéndose a nuevas oportunidades en la convergencia gas - electricidad

El año 2006 marcó un importante hito que ratifica la inaplazable necesidad de contar con esquemas formales de coordinación entre los sectores eléctrico y de gas.

Durante el primer semestre de 2006 se ejecutaron los trabajos de ampliación de producción de los pozos de Chuchupa localizados en la Guajira colombiana. Este trabajo de alta ingeniería representó para el país una etapa de necesarias reducciones en la producción de gas natural frente a una creciente demanda en los sectores industrial, vehicular y residencial además de la demanda para generación eléctrica.

El proceso evidenció la necesidad de trabajar conjuntamente para lograr mediante concertación, la mejor condición posible frente al manejo de escasez que produjeron los trabajos de ampliación de los pozos. Los resultados de estos encuentros se tradujeron en: acuerdos comerciales bilaterales entre partes afectadas, modificaciones y adaptaciones a reglas de operación emitidas por el organismo regulador nacional, modificaciones a procedimientos operativos tanto para XM como para los operadores y transportadores de gas, decretos y resoluciones del Ministerio de Minas y Energía para establecer la prioridad, el inicio y terminación de los eventos de escasez posibles.

La realidad de las relaciones intersectoriales va más allá de la intervención para ampliar la capacidad de producción en los pozos de Chuchupa: estos sectores crecerán en transporte y en demanda, por lo que será necesario hacer ampliaciones y se requerirán mantenimientos permanentes que modifican el promedio esperado. Ya no se concibe una operación aislada sin adecuada coordinación en todos los horizontes de tiempo.

Aunque hoy no es posible hablar de integración entre los sectores de gas y electricidad, la visión de integración regional en el continente, orienta los esfuerzos hacia la coordinación conjunta de estos dos recursos. XM se ha fijado como reto impulsar el proceso de convergencia entre estos sectores.

■ 17.4.1.2 La innovación adquirida en los mercados de energía

Gracias al esfuerzo coordinado de todas las áreas de XM, en el año 2006 se logró responder en forma adecuada y oportuna a la evolución de la reglamentación del nuevo esquema del cargo por confiabilidad. El esquema ha sido diseñado por la CREG para brindar señales de largo plazo a los inversionistas en generación, dando estabilidad a sus ingresos dentro de un esquema de competencia, al mismo tiempo que proteger la demanda de altos precios y posible desatención en situaciones críticas.

■ 17.4.1.3 La primera subasta de energía firme programada para el 2008

Para el año 2008, XM tiene el reto de administrar la primera subasta de energía firme, para la asignación de las obligaciones del cargo por confiabilidad para el periodo diciembre 2012- noviembre 2013; esto implica la definición de nuevos procesos y procedimientos y la apropiación de tecnologías y sistemas que garanticen confiabilidad y seguridad a los participantes.

Un factor crítico para el éxito de la subasta es su adecuada promoción, para lo cual XM, por encargo de la CREG, está contratando un promotor especializado, quién realizará la identificación de los potenciales inversionistas participantes, los proyectos actuales con requerimientos de financiación, el plan de divulgación y promoción, y las ruedas de negocios internacionales, entre otras actividades necesarias para alcanzar el logro de los objetivos planteados.

■ 17.4.1.4 Derivados Financieros de Energía el paso siguiente en la Evolución del Sector Eléctrico Colombiano

Con el propósito de mejorar las condiciones de competencia en el mercado de contratos, evitar la segregación del sector, permitir la participación de nuevos actores y clientes, incrementar el dinamismo del mercado, propender por una adecuada transparencia y eficiencia en las negociaciones de contratos y la equidad entre las partes, y buscar la necesaria liquidez que requiere un mercado maduro; se evidencia la necesidad de evolucionar mediante la introducción de herramientas y bondades que ofrece un mercado de futuros en el que se negocien derivados financieros energéticos, respaldados por una cámara de riesgo central de contraparte.

La implementación de estas herramientas hace parte del peldaño siguiente en el desarrollo del mercado eléctrico colombiano, donde XM juega un rol fundamental como promotor, ya que considera que es una oportunidad para el país dar origen a un mercado financiero con la liquidez y profundidad requeridas, a fin de que sea atractivo para otros inversionistas nacionales e internacionales.

Buscando alternativas para viabilizar el proyecto de constitución de una Cámara, XM inició un estudio de viabilidad de creación de una Cámara para el sector energético, partiendo de las bases sentadas en la Ley del Mercado de Valores. Estudio que se encuentra en desarrollo y se esperan sus resultados en el primer semestre de 2007.

■ 17.4.1.5 Hacia la Integración de mercados regionales

Ampliando el marco de acción del sector eléctrico colombiano, XM tiene el reto de continuar el camino de la internacionalización hacia los mercados de la región Andina y Latinoamérica, con el fin de construir una región integrada, no sólo en su infraestructura eléctrica, sino también en la operación y administración de mercados con altos estándares de calidad y eficiencia.

La integración confiere a los países mayor seguridad y robustez de los sistemas, permite evitar racionamientos en condiciones de emergencia, soportar eventos inesperados más fuertes que los que se soportarían bajo condiciones aisladas y optimizar las alternativas de restablecimiento ante eventos.

XM desde su labor aporta a la consolidación de un mercado de energía latinoamericano, donde los beneficios para la región se traduzcan en la utilización eficiente de los recursos; se asegure la prestación del servicio con estándares de calidad, los usuarios obtengan tarifas más económicas del servicio y una mejor calidad de vida, de igual forma genera mayores oportunidades para los agentes y fortalece la competitividad de la región.

17.5 PERSPECTIVAS Y COMPROMISOS A FUTURO DEL GRUPO ISA.

- De manera permanente, el Grupo ISA buscará agregar valor mediante dos estrategias básicas:
 - o Eficiencia en todas las empresas del Grupo.

- o Crecimiento de las actividades a través de dos acciones: ampliación de la participación en los mercados objetivos en las industrias donde tiene presencia; e ingreso a otras actividades relacionadas en las que pueda hacer uso de las capacidades desarrolladas.
- Consolidará la gestión en CTEEP, en la que tiene puestas grandes expectativas por ser la puerta de entrada al mercado brasileño, atractivo por su tamaño y ritmo de crecimiento.
- Seguirá enfocado en los mercados objetivo ya definidos como la Comunidad Andina, MERCOSUR y SICA, y tendrá en cuenta el mercado de Norteamérica que puede presentar alternativas interesantes.
- El Grupo viene considerando necesarias posibles alianzas y nuevos esquemas de financiación, debido a que el crecimiento sostenido de los mercados latinoamericanos ha propiciado un número creciente de oportunidades de inversión, con la consabida aparición de competidores fuertes en recursos financieros y capacidades técnicas.
- Continuará trabajando en prestación de servicios asociados al transporte de energía, promoción y administración de mercados de energía e inversión en activos.
- Comprará acciones de empresas de transporte de energía que inicien procesos de venta y que sean relevantes en la región; participará en ofertas públicas para la construcción y/o operación de redes de transmisión; aumentará su participación en el mercado de servicios asociados; y seguirá los esfuerzos en pos de la integración de los mercados de energía, particularmente entre Ecuador y Perú y entre Colombia y Panamá.
- Incrementará esfuerzos en telecomunicaciones, utilizando la infraestructura de redes del Grupo como plataforma para ofrecer servicios de portador en los ámbitos nacional e internacional; y continuará consolidando su participación en conectividad y valor agregado en el mercado nacional.
- Hará énfasis en el cumplimiento de los compromisos adquiridos con los grupos de interés y en el liderazgo de las prácticas de Buen Gobierno al interior de la Organización.

18. GESTIÓN DE ISAGEN

ISAGEN es una empresa de servicios públicos, mixta, que desarrolla la capacidad de generación, produce energía eléctrica y comercializa soluciones energéticas que construye con los clientes, con el propósito de satisfacer sus necesidades y crear valor empresarial. La gestión se desarrolla con enfoque al cliente, sentido económico y responsabilidad social y ambiental.

Posee y opera cuatro centrales hidroeléctricas y una central térmica en ciclo combinado, sumando una capacidad total instalada de 2.132 MW y que se complementa con 150 MW de la interconexión con Venezuela. ISAGEN vende energía a comercializadores y clientes no regulados y participa con un 17% en el total de la demanda nacional. Igualmente, es uno de los principales agentes de la Bolsa de Energía del país.

18.1 RESULTADOS FINANCIEROS

A 31 de diciembre de 2006, los ingresos operacionales de ISAGEN alcanzaron los \$890.706 millones, la utilidad operativa fue de \$286.246 millones y el EBITDA de \$386.592 millones, manteniendo niveles similares a los del año anterior y conservando los márgenes operacionales y EBITDA de 32% y 43% respectivamente. La utilidad neta ascendió a \$170.582 millones con una variación positiva del 45% respecto a la obtenida en el 2005 y un margen neto del 19%.

18.2 GESTIÓN COMERCIAL

El 2006 fue un año decisivo para la industria eléctrica, por cuanto el regulador asumió el reto de definir el nuevo esquema que reemplazará el cargo por capacidad que en ese período terminaba su vigencia. En ese escenario, cabe resaltar la propuesta de mercado presentada por ISAGEN para el nuevo cargo por confiabilidad en electricidad, la cual fue tomada en cuenta a la hora de tomar las decisiones sobre el esquema que se definió. Así mismo, en el negocio del gas fue fundamental el aporte realizado por la Compañía para la puesta en operación del mecanismo de operaciones de transporte de gas en contra flujo por primera vez en Colombia.

Durante el 2006 se obtuvieron ingresos totales por \$890.706 millones de pesos, manteniendo el mismo nivel de los obtenidos en 2005. Igualmente, se continuó el despliegue de la estrategia comercial orientada a la construcción de soluciones energéticas que contribuyen a la productividad de los clientes. El impacto de ésta permitió no sólo mantener los buenos resultados comerciales y operacionales, sino alcanzar un nivel de retención de los clientes industriales de un 99,5%, así como un índice de satisfacción del 94%.

En el 2006, la energía comercializada se ubicó en 9.146,1 GWh año, con lo cual ISAGEN continuó atendiendo la totalidad de las regiones colombianas y participó con el 15,6% de los consumos de los clientes finales del sector industrial.

La comercialización de gas continuó su senda de crecimiento y hoy es un energético de gran importancia para los clientes industriales y empieza a mostrar su impacto en los resultados operacionales de la Empresa. En este sentido, se realizaron compras que sumadas a la capacidad no empleada del Take or Pay de Termocentro, le permitieron a ISAGEN comercializar 3.965,5 GBTU en clientes industriales y mayoristas, con un crecimiento en los ingresos por este concepto del 38,4%.

Los programas de uso racional de energía permitieron realizar evaluaciones de eficiencia energética a más de 75 clientes industriales, entregando recomendaciones específicas de optimización del consumo energético. Estos programas y otros mecanismos de promoción de las soluciones energéticas impactaron positivamente el crecimiento de la demanda por servicios técnicos, la cual aumentó en un 83,5% en relación con la registrada en el 2005. Estos servicios fueron prestados por medio de la sincronización de un grupo de 23 empresas de ingeniería que conforman la red de socios tecnológicos.

A estos resultados se suma el mantenimiento de excelentes niveles de recuperación de la cartera, aspecto que permitió que al cierre del año el recaudo se ubicara en el 100%.

La indagación de nuevos mercados en los cuales se puedan desplegar las fortalezas de la Compañía en generación y comercialización fue otro reto empresarial abordado en el 2006. Como fruto de ese trabajo la Junta Directiva definió que el primer paso en las actividades internacionales de ISAGEN se realizará en Centroamérica y se seleccionaron los mercados objetivo. Para el 2007 se ha incluido la meta de concretar al menos dos opciones de negocio para que de esta forma ISAGEN pueda establecerse en Centroamérica a partir de las actividades por las que ha sido reconocida en Colombia: la generación y comercialización de electricidad.

18.3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

Durante el 2006 y gracias a la gestión de operación y mantenimiento realizada por los trabajadores, se alcanzó una generación de 8.443,0 GWh, la segunda generación anual más alta en la historia de ISAGEN. Así mismo, se obtuvo una disponibilidad térmica del 95,77%, la más alta en los 11 años de la Compañía. En cuanto a la disponibilidad hidráulica, las centrales de ISAGEN también presentaron niveles de disponibilidad superiores al 94,8% con excepción de la central San Carlos, en la cual se presentó el 2 de junio una falla en el banco 2 de transformadores, que afectó la disponibilidad de las unidades 3 y 4 durante el segundo semestre.

De otra parte, se cumplió con lo programado tanto en el plan de mantenimiento como en el de modernización de todas las centrales, destacándose la modernización de los devanados estáticos de los generadores de las unidades 3 y 4 de la central San Carlos que viene realizando personal de ISAGEN, lo cual permitirá contar con estas unidades en el primer trimestre del 2007, una vez se reponga el banco 2 de transformadores.

En el 2006, ISAGEN efectuó transferencias de Ley 99 a corporaciones autónomas regionales y a municipios de su área de influencia por un valor de \$25.353 millones y realizó una inversión voluntaria de \$3.455 millones para desarrollar los programas de inversión social y biofísica, orientados a la formación y participación comunitaria en las áreas de influencia de sus centrales y al mejoramiento ambiental de las cuencas aportantes a sus embalses. Así mismo, se ejecutaron los Planes de Manejo Ambiental con una inversión de \$2.769 millones.

Además, se prestaron servicios a la Nación mediante convenios suscritos con el Ministerio de Minas y Energía para la rehabilitación de la Central Térmica de Leticia y las recuperaciones de las plantas térmicas de las localidades de Santa Bárbara de Iscuandé, Macarena y Unguía.

18.4 GESTIÓN DE PROYECTOS

El 30 de junio de 2006 entró en operación comercial la central Calderas, tal como estaba previsto al momento de iniciar su recuperación en febrero de 2005, y en desarrollo del Plan de Expansión de corto plazo 2005-2010 adoptado por la Empresa. La central que se encontraba fuera de servicio desde 1998, tiene una capacidad instalada de 26 MW y una generación media anual de 87 GWh-año. Su recuperación es muy importante, porque adicionalmente incrementa la generación de la central San Carlos en 269 GWh-año.

En el mes de abril el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial ratificó la Licencia Ambiental del Proyecto Trasvase Guarinó y el 30 de octubre se inició su construcción, la cual se tiene prevista para realizarse en un plazo de 40 meses. Lamentablemente el 14 de diciembre el Juez Tercero Administrativo de Caldas ordenó la suspensión de los trabajos como medida cautelar dentro de una Acción Popular interpuesta contra la Licencia Ambiental por un grupo de opositores al Proyecto. Tanto el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, como ISAGEN han interpuesto los recursos de ley con el fin de recuperar la vigencia de la licencia y poder reiniciar en el menor tiempo posible la construcción de la obras.

En relación con el Proyecto Manso, el 28 de diciembre ISAGEN fue notificada de la Resolución 2282 mediante la cual se otorgó la Licencia Ambiental para su construcción. No obstante, la Empresa presentó recurso de reposición sobre algunos requerimientos de la licencia que le restan competitividad al proyecto y que técnicamente considera innecesarios.

En el mes de mayo ISAGEN adquirió la propiedad de los derechos que la firma Generadora Unión tenía en el Proyecto Hidroeléctrico del río Amoyá. A partir de ese momento se iniciaron todas las actividades para la ejecución del Proyecto y en el mes de septiembre se dio inicio al proceso de licitación pública para contratar su construcción. La puesta en operación comercial de este proyecto se estima para el año 2010.

Dentro del plan de estudios, ISAGEN avanzó en el inventario hidroeléctrico en el Oriente de Caldas y en el estudio de los diferentes proyectos del portafolio de opciones de generación, con miras a definir el plan de expansión propio para la década que inicia en el 2010. De otra parte continuó con las actividades de apoyo a la investigación de nuevas fuentes de generación, ampliando el convenio que con este propósito se tiene suscrito con Colciencias. Finalmente, vale la pena destacar que se firmó un convenio con IBERDROLA, el segundo generador eólico más grande del mundo, con el fin de evaluar el potencial de este tipo de generación en el territorio colombiano e identificar posibles proyectos.

18.5 GESTIÓN FINANCIERA

Con el fin de eliminar la exposición al riesgo cambiario, se realizaron operaciones de indexación del crédito por US\$ 250 millones con seguro OPIC, de modo que las amortizaciones y el pago de intereses se realicen en la moneda base de los ingresos de la Compañía, operaciones que por su monto y plazo son innovadoras en el mercado de capitales local. Con esta operación la deuda de ISAGEN, que suma un total de \$630.000 millones de pesos, quedó compuesta en un 95% en pesos y sólo en un 5% en dólares. Lo anterior, sumado a las buenas condiciones de plazo y tasa de crédito logradas al final del 2005, refuerza la solidez financiera de la Compañía para enfrentar los nuevos desafíos.

En abril de 2006, la firma calificadora de riesgos Duff and Phelps de Colombia otorgó la calificación "AAA" la deuda corporativa de la ISAGEN, la cual se asigna a las obligaciones con la más alta calidad crediticia.

Así mismo, se trabajó en la definición y estructuración del Programa de Enajenación de Acciones de propiedad de la Nación: "ISAGEN, Acciones con Energía", correspondiente al 19,22% de las acciones en circulación. Este programa tiene como objetivo vincular a un número importante de colombianos como accionistas de la Compañía. Su ejecución estaba prevista para ser realizada en el 2006, sin embargo, la crisis presentada en los mercados financieros locales e internacionales obligó a su postergación para el primer semestre de 2007.

La venta al sector solidario se cerró el 4 de mayo con excelentes resultados, pues se le adjudicaron \$488.325 Millones, es decir, el 82% del monto total ofrecido. Se destaca la activa participación de un sector que no ha sido muy activo en procesos de este tipo, en especial sobresale la participación de más del 80% de los trabajadores y pensionados de la Empresa, la vinculación de fondos de empleados, fondos mutuos, extrabajadores, asociaciones sindicales y por supuesto los fondos de pensiones, éstos últimos con inversiones muy representativas.

La segunda etapa del programa dirigida al público en general comenzó el 2 de junio y se ofrece el remanente de la segunda etapa (\$103.764 Millones), las expectativas de la Empresa es vincular un número importante de Colombianos y los sondeos preliminares de mercado permiten inferir que es muy factible que se presente una sobredemanda.

18.6 GESTIÓN DE LA ORGANIZACIÓN

Para ISAGEN es fundamental el desarrollo integral de sus trabajadores y con este fin en el 2006 se trabajó en la modernización del Modelo Integral de Gestión Humana. Sobre el mismo se definió una nueva política de compensación total que incluyó el paso a salario integral de los directivos, la compensación variable para todos los trabajadores y la actualización de los criterios para la movilización del salario fijo.

Igualmente, se realizó un diagnóstico del estado actual de las competencias de los trabajadores, a partir del cual se inició la elaboración de los planes de desarrollo que éstos seguirán para alcanzar el nivel de competencias requerido por cada cargo. Finalmente, se realizó el tercer diagnóstico de clima organizacional, el cual arrojó resultados positivos, pues mostró un mejoramiento de la calidad del clima organizacional con respecto a las mediciones hechas en años anteriores.

En los primeros meses del 2006 se lanzó la nueva identidad visual corporativa en paralelo con la nueva estrategia de marca, modernizando la imagen de la Compañía y logrando un incremento del conocimiento de la gestión de la Empresa frente al país.

Otro logro importante fue el reconocimiento a nivel nacional que obtuvo ISAGEN por los esfuerzos que ha realizado para tener y contribuir a un desarrollo sostenible de la mano de sus grupos de interés. La Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos -ANDESCO la galardonó con el Primer Premio a la Responsabilidad Empresarial en la categoría de Empresa Grande. Igualmente, ANDESCO entregó a ISAGEN la mención de honor que la reconoce como la empresa de servicios públicos de mejor gestión ambiental en Colombia.

En cuanto a los Sistemas de Gestión, el ICONTEC realizó las auditorías de seguimiento programadas. Gracias a los resultados obtenidos en dichas auditorías, ISAGEN conservó los certificados del Sistema de Gestión de la Calidad bajo la norma ISO 9001 versión 2000 y del Sistema de Gestión Ambiental bajo la norma ISO 14001 versión 2004. De otro lado, en el Proyecto de Información Estratégica se implantaron los primeros cinco análisis de negocio, alcanzando el 33,96% en la construcción de los activos de información. Finalmente, los entes de control que vigilan la gestión de la Empresa, fueron unánimes en calificar el Sistema de Control Interno como adecuado y por cuarto año consecutivo la Contraloría General de la República calificó a ISAGEN como una empresa de riesgo bajo.

SECCIÓN D

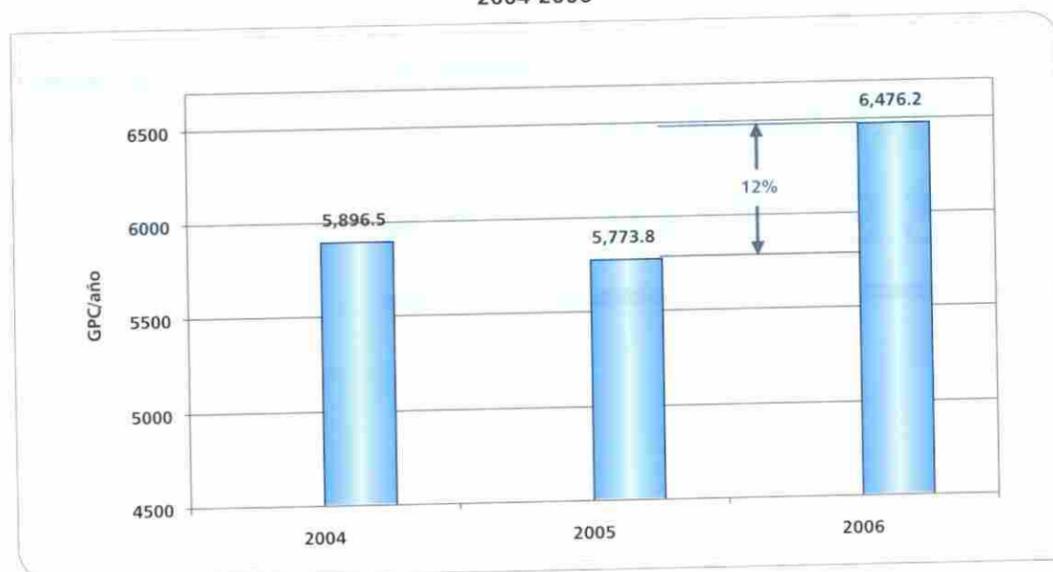
SECTOR GAS

1. RESERVAS DE GAS NATURAL

El total de reservas de gas natural a 31 de diciembre de 2006 alcanza los 6.476,2 GPC, de los cuales 4.342,2 corresponden a reservas probadas.

La evolución de las reservas totales de gas natural, desde el año 2004, se presenta en la gráfica 1.

Gráfica 1. COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE RESERVAS DE GAS NATURAL 2004-2006



Fuente: ANH, abril 2007. Histórico Dirección Gas.

Se observa un incremento del 12% en las reservas del 2006 con respecto a las del año anterior, lo que obedece a la reevaluación de reservas en los campos existentes. Es de anotar que la información aquí reportada no considera los volúmenes de operación de los campos, por lo que difiere de aquella reportada en los años anteriores.

El factor R/P de referencia que calcula el Ministerio de Minas y Energía anualmente¹, se determinó en 11,37 años.

2. OFERTA DE GAS NATURAL

La producción promedio de gas natural durante el 2006 aumentó aproximadamente un 10% con respecto a la registrada durante el 2005, alcanzando un volumen de 729 GBTU² de los cuales el 62% fue suministrado por los campos de la Guajira en la Costa Atlántica y el 26% por el campo Cusiana en el interior del país.

¹ De acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 3428 de 2003 que reglamenta los intercambios internacionales de gas natural.

² Millones de Pies Cúbicos por Día

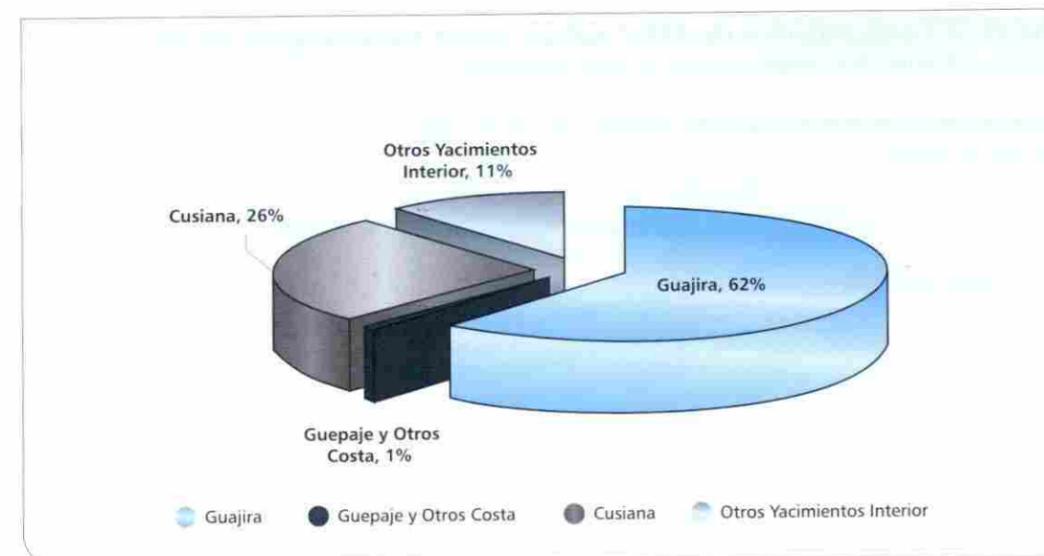
Es importante resaltar el incremento que se viene observando desde el año anterior en la participación nacional del campo Cusiana, que obedece principalmente a la suscripción de contratos de suministro que tienen como origen el gas de este campo.

TABLA 1. SUMINISTRO DE GAS NATURAL 2005-2006

Campo	2005 (GBTUD)	2006 (GBTUD)	Diferencia %
Guajira	465	449	-3
Güepaje y otros Costa	4	6	50
Cusiana	122	193	58
Otros interior	71	81	14
TOTAL	663	729	10

Fuente: UPME, junio 2007

GRÁFICA 2. SUMINISTRO DE GAS NATURAL 2006



3. TRANSPORTE DE GAS NATURAL

3.1 SISTEMA DE TRANSPORTE DE LA COSTA - PROMIGAS S.A. E.S.P.

3.1.1 DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

A continuación se relacionan las inversiones reportadas por Promigas S.A. entre julio de 2006 y julio de 2007³ en el sistema de transporte de la Costa Atlántica:

³ Estimada

**TABLA 2. INVERSIONES PROMIGAS
2006-2007**

Concepto	CIFRAS EN MILLONES DE PESOS		
	2006	2007	TOTAL
Adecuación por tramos	1,449	5,897	7,346
Adecuaciones estaciones	1,256	54	1,310
Variantes	1,369	241	1,610
Marrano Inteligente	207	5,160	5,367
Variante Sta Marta	7	200	207
Cruce Regional Magangué - Cicuco		212	212
Loop Palomino - La Mami		30,394	30,394
Cruce Calabazo		724	724
Montaje válvula seccionadora	282		282
TOTAL	4,570	42,881	47,450

3.1.2 VOLÚMENES TRANSPORTADOS

Durante el 2006 Promigas S.A. E.S.P. reportó un volumen promedio de gas natural entregado a través del Sistema de la Costa Atlántica de 328,2 MPCD, lo que representó un incremento equivalente al 5,5% sobre el volumen transportado en el año anterior⁴.

El gas transportado por Promigas se ha distribuido en los siguientes departamentos de acuerdo como se muestra en la tabla.

**TABLA 3. VOLUMEN TRANSPORTADO PROMIGAS
2006 - 2007**

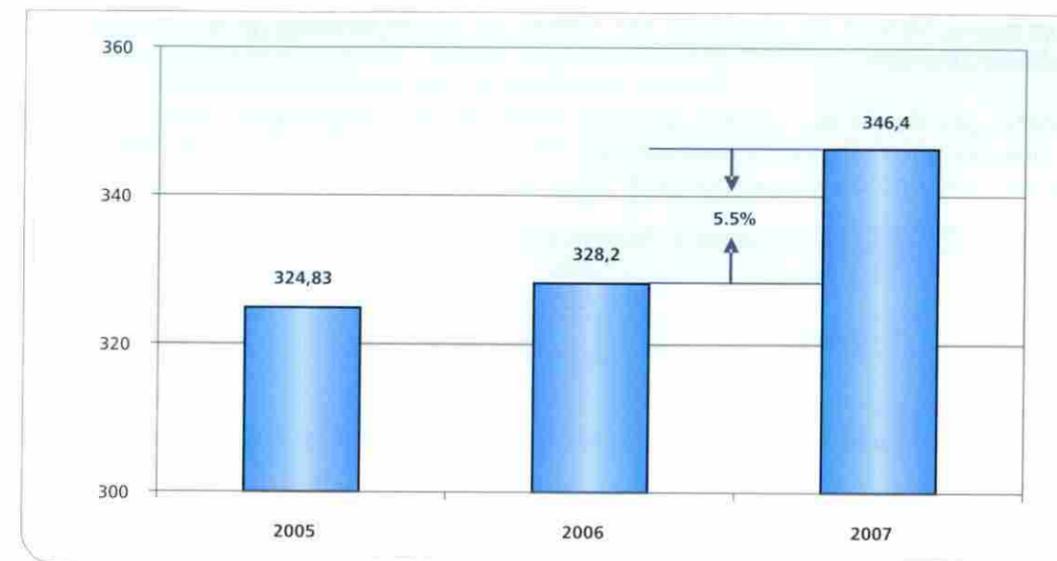
VOLUMEN TRANSPORTADO PROMEDIO (MPCD)	2006		2007	
GUAJIRA	15.9	4.8%	8.65	2.5%
MAGDALENA	5.2	1.6%	5.78	1.7%
ATLANTICO	198.9	60.6%	206.15	59.5%
BOLIVAR	80.4	24.5%	97.85	28.2%
CORDOBA Y SUCRE	27.7	8.4%	27.86	8.0%
ANTIOQUIA	0.1	0.0%	0.13	0.0%
Total Facturado	328.2	100.0%	346.42	100.0%

A continuación se muestran los volúmenes promedio efectivamente transportados durante los años 2005, 2006 y primer semestre de 2007⁵.

⁴ En el 2005 ascendió a 324,8 MPCD

⁵ Promedio primer trimestre 2007 y estimada a julio de 2007.

**GRÁFICA 3. VOLUMEN TRANSPORTADO POR PROMIGAS
2005 - 2007**



Fuente: Promigas - abril 2007

3.2 SISTEMA DE TRANSPORTE DEL INTERIOR

3.2.1 ECOGAS

Durante el 2005, ECOGAS realizó inversiones en el Sistema de Transporte del Interior por un monto aproximado de \$28.000 millones, que se destinaron a distintas actividades relacionadas con la construcción de gasoductos, obras en gasoductos, equipos y cuota de fomento, que se detallan a continuación.

3.2.1.1 Construcción de la Estación compresora de Miraflores

Este proyecto consistió en el diseño, construcción y compra de los equipos necesarios para la optimización del sistema de transporte del Gasoducto Cusiana - La Belleza, mediante la expansión de la capacidad de transporte de los tramos Cusiana - La Belleza y La Belleza - Vasconia.

Para lo anterior se ejecutaron en total \$8.510 millones de la vigencia 2006 y se tiene presupuestada la ejecución de 453 millones de la vigencia 2007.

3.2.1.2 Compra de estaciones compresoras de Hatonuevo, Norean y Vasconia

En ejercicio de la opción de transferencia del contrato BOMT de compresión, ECOGAS adquirió tres estaciones compresoras Hatonuevo, Norean y Vasconia con lo cual posee un total de 25.015 HP. Esta inversión incluye todos los diseños, construcciones, bienes, equipos, sistema SCADA, al igual que todos los derechos, licencias y permisos del contratista. El costo total fue de \$6.516'244.000.

3.2.1.3 Ampliación de la capacidad del tramo Ballena - Barrancabermeja

El proyecto de ampliación de la capacidad de transporte en el gasoducto Ballena-Barranca consiste en pasar de 162 MPCD a 190 MPCD en su primera fase. Dicha contratación incluye el suministro de equipos de compresión, el diseño e ingeniería conceptual básica y de detalle de las obras arquitectónicas, civiles, mecánicas, eléctricas y de instrumentación y control, así como la construcción y puesta en marcha de dos estaciones compresoras en Barrancabermeja y Casacará.

Se han ejecutado en total \$13.040 millones de la vigencia 2006 y se tiene presupuestada la ejecución de \$34,273 millones para la vigencia 2007.

3.2.1.4 Volúmenes de gas transportados 2006 y 2007

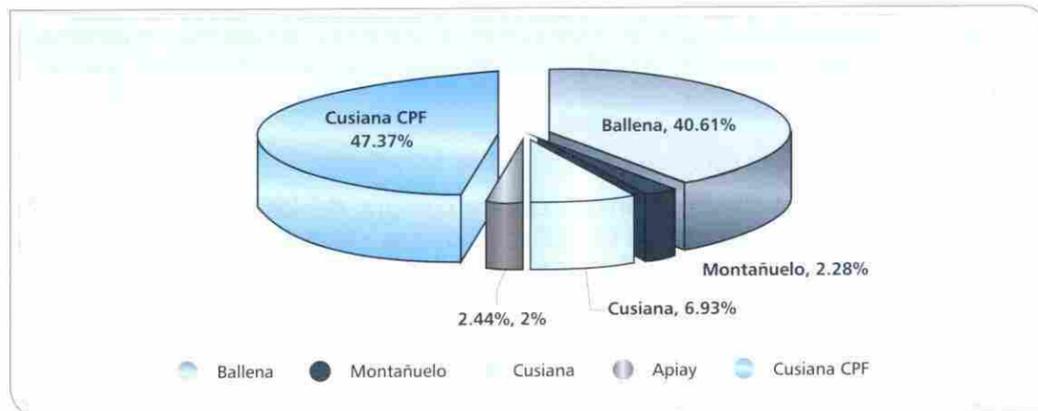
Durante el 2006 ECOGAS transportó un promedio de 310,4 MPCD. Durante el primer semestre del 2007 se transportaron en promedio 341 MPCD, lo que representa un incremento del 10% con respecto al año anterior.

Se transportó gas desde los campos Ballena, Montañuelo, Toqui-Toqui, Cusiana (Llanos), Apiay, Morichal, Güepajé, Río Ceibas y Cusiana para atender la demanda del interior del país. La participación porcentual de cada uno de los campos en el total de gas transportado se muestra en la tabla 4.

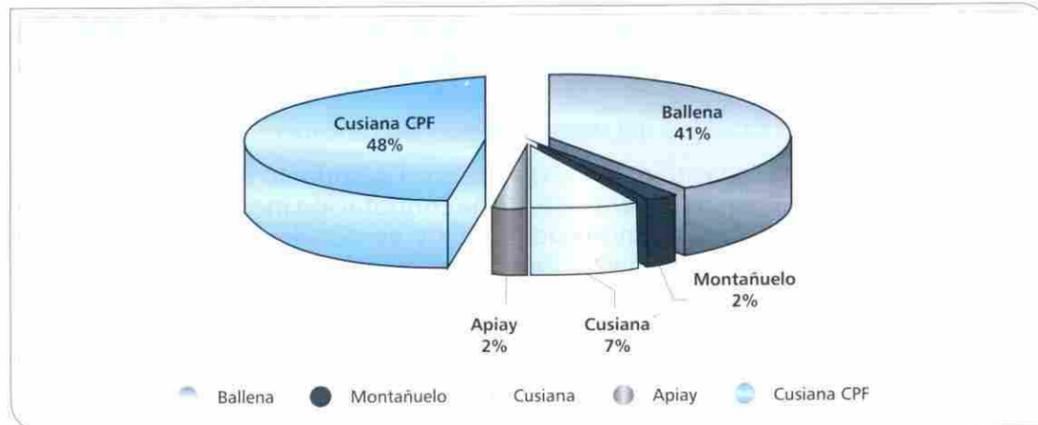
TABLA 4. TRANSPORTE DE GAS - ECOGAS 2006 - 2007		
RECIBOS DE GAS		
CAMPO	2006	2007
Ballena	40,61%	41%
Montañuelo	2,28%	2%
Cusiana (Llanos)	6,93%	7%
Apiay	2,44%	2%
Morichal	0,01%	0%
Río Ceibas	0,09%	0%
Cusiana (interior)	47,37%	48%

Para el 2007, se observan proporciones muy similares en el comportamiento de la participación porcentual por campo que se venía dando desde el año anterior.

GRÁFICA 4. TRANSPORTE DE GAS DESDE CAMPOS - ECOGAS 2006



GRÁFICA 5. TRANSPORTE DE GAS DESDE CAMPOS - ECOGAS 2007



3.2.2 TRANSCOGAS S.A. E.S.P.

3.2.2.1 Desarrollo de la Infraestructura de Transporte de Gas Natural

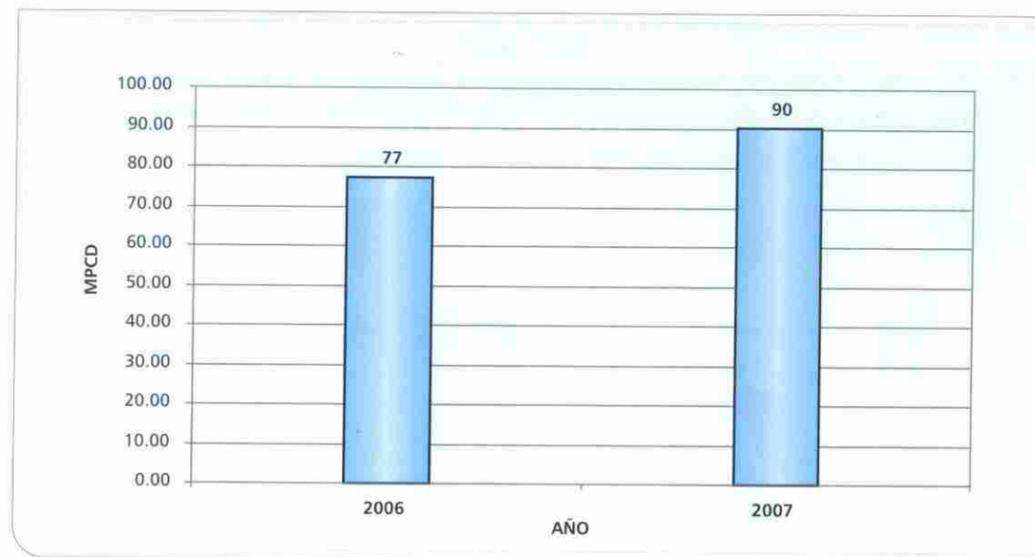
Los principales proyectos de la empresa TRANSCOGAS durante el 2006 se relacionan con el desarrollo de infraestructura de transporte de gas en los siguientes tramos:

- El Corzo - Bojacá
- Bojacá - Zipacón
- Madrid - Facatativa
- Derivación Cartagena
- Derivación Facatativa
- Estación Guaymaral
- E.R.M Cartagena
- E.R.M Tocancipá
- E.R.M Gachancipá
- E.R.M Tabio
- E.R.M Bojacá
- E.R.M Zipacón
- E.R.M Tenjo
- E.R.M Facatativá
- E.R.M Mosquera
- Estación Calle 13
- Mosquera - Soacha
- E.R.M. Soacha

3.2.2.2 Volúmenes de gas transportados por el Sistema

Durante el 2006, TRANSCOGAS transportó un promedio de 77 MPCD. Durante lo corrido del 2007 se han transportado en promedio 90 MPCD, lo que se traduce en un incremento del 17% con respecto al año anterior.

GRÁFICA 6. VOLUMEN DE GAS TRANSPORTADO - TRANSCOGAS 2006 - 2007



Nota: Volúmenes transportados en el año 2006 y proyectados a transportar en el primer semestre del año 2007.
Fuente: TRANSCOGAS S.A. E.S.P.- abril 2007

3.2.3 TRANSORIENTE S.A. E.S.P.

3.2.3.1 Desarrollo de la infraestructura de gas natural 2006-2007

Según información reportada por la empresa, su sistema de gasoductos no tuvo mayores modificaciones durante el 2006. Durante ese año se ejecutó el programa de operación y mantenimiento inicialmente diseñado por la empresa, que será revisado con base en las nuevas normas internacionales que incluyen la implementación de un Programa de Administración de Integridad - PAI. En este se incluirán acciones tendientes a garantizar mayor seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio, en adición a las actividades que se vienen realizando.

3.2.3.2 Nuevas inversiones para el período 2006 - 2010

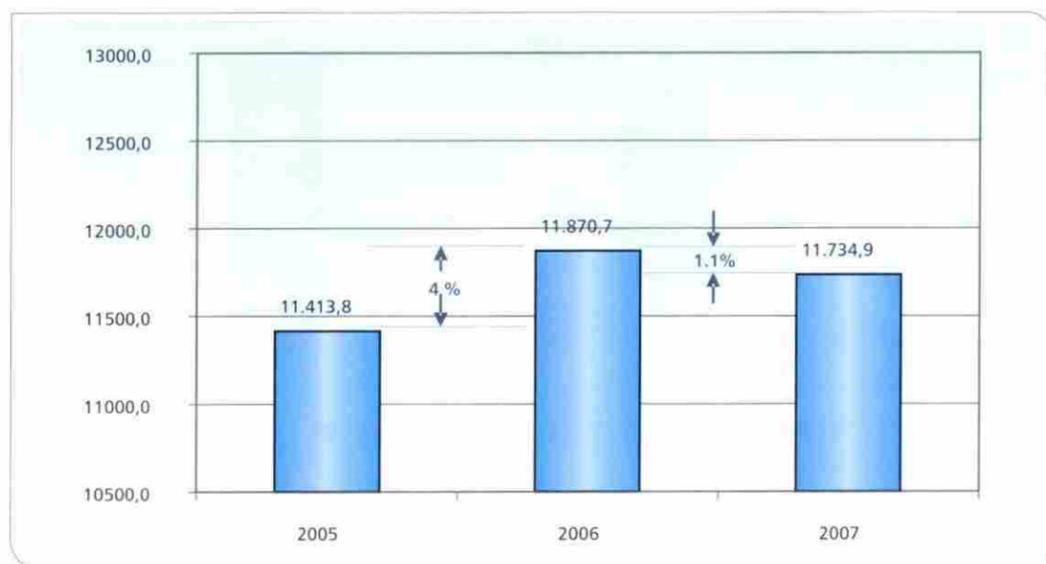
Las inversiones que se han identificado preliminarmente por la empresa para el período 2006 - 2010, son las siguientes:

- Gasoducto tramo aguas arriba del COGB. Se adelantará la ampliación de 170 metros, aproximadamente, con el fin de realizar una conexión del actual punto de entrada en el Centro Operacional de Gas de Barrancabermeja - COGB.
- Sistema de regulación de flujo y presión COGB - Payoa. Dado que el sistema permite tomar gas de dos fuentes en forma simultánea, se hace necesario instalar un sistema automático de regulación en las estaciones Payoa y COGB, de manera que controle el flujo de gas proveniente de Barrancabermeja para que en este punto las presiones sean las mismas y así pueda fluir gas de ambos puntos de entrada, de acuerdo con las nominaciones que se hagan.
- Cambio de tramos gasoducto Payoa - Bucaramanga. Este proyecto involucra inversiones requeridas para mantener en condiciones confiables la operación de este gasoducto.

3.2.3.3 Volúmenes transportados por el sistema

Durante el 2006 TRANSORIENTE transportó en promedio 11.871 KPCD lo cual, en comparación con el año 2005, significó un incremento del 4%. Durante el primer semestre de 2007 se han transportado un promedio de 11.735 KPCD.

GRÁFICA 7. VOLÚMENES DE GAS TRANSPORTADOS POR TRANSORIENTE
2005 - 2007



4. COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

El consumo promedio de gas natural en el 2006 fue de 695 MPCD, lo cual representó un crecimiento de 10% con respecto al consumo del 2005 que fue de 630 MPCD; esto como consecuencia de un incremento de la demanda de gas natural en los sectores industrial, doméstico y de transporte, principalmente.

La gráfica 8 presenta la evolución sectorial del consumo.

GRÁFICA 8. CONSUMO SECTORIAL GAS NATURAL
2005 - 2006

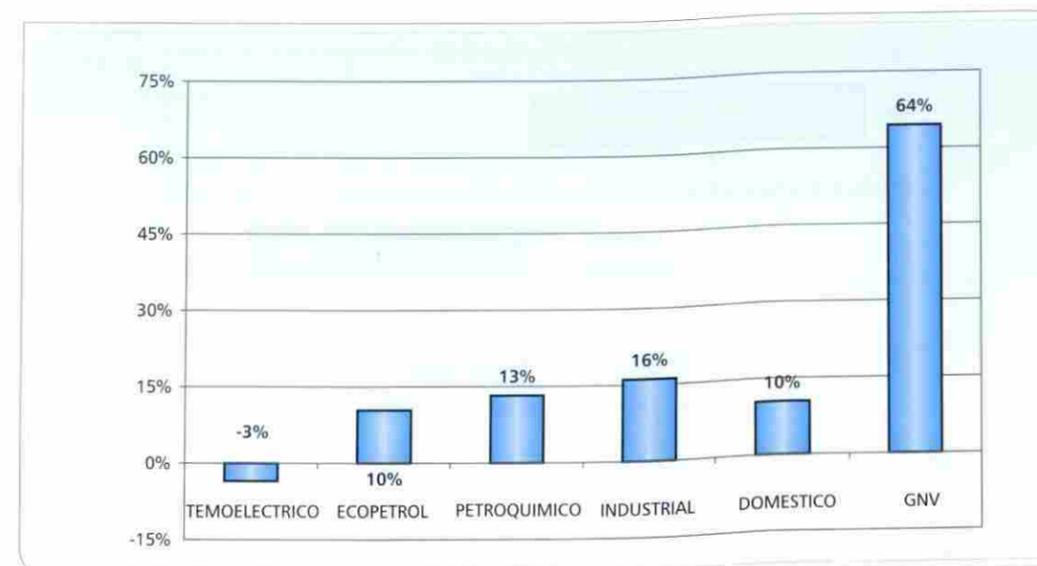


Fuente: UPME - junio de 2007

En el 2006 el sector de gas natural vehicular se destacó como el de mayor crecimiento, alcanzando un incremento del 64% con respecto al 2005, seguido por el sector industrial con el 16%.

Las señales regulatorias dadas durante el último período están encaminadas a la utilización de combustibles sustitutos al gas natural, para la generación de energía eléctrica.

GRÁFICA 9. CRECIMIENTO SECTORIAL CONSUMO GAS NATURAL 2006



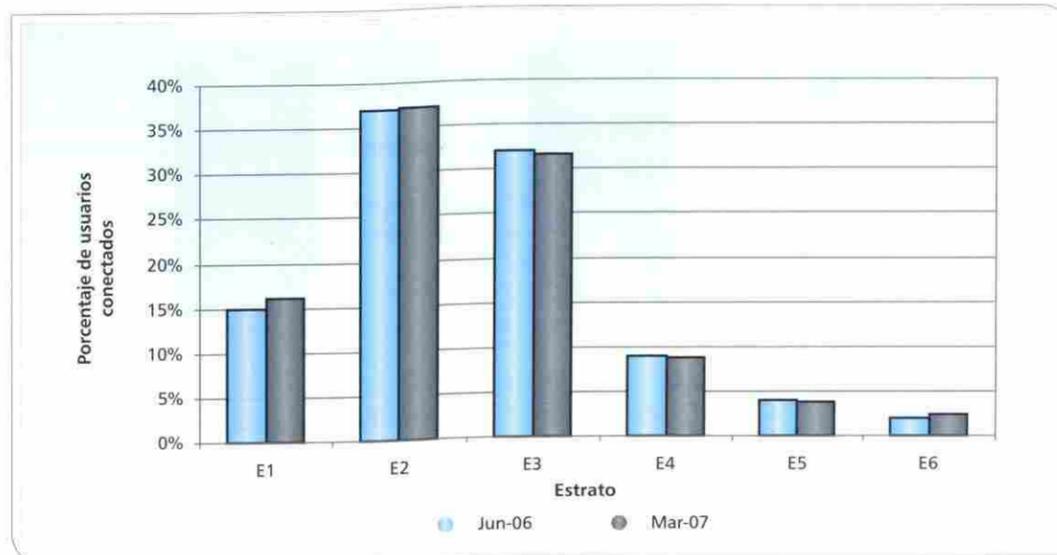
Fuente: UPME - junio de 2007

5. DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

A la fecha 416 municipios y localidades del país cuentan con el servicio público domiciliario de gas natural por red, para un total de 4'318.247 usuarios, de los cuales el 98,36% corresponden al sector residencial, 1,57% son usuarios comerciales y 0,07% son usuarios industriales.

Entre los usuarios residenciales, el 85% corresponde a usuarios de estratos 1, 2 y 3, como se detalla a continuación:

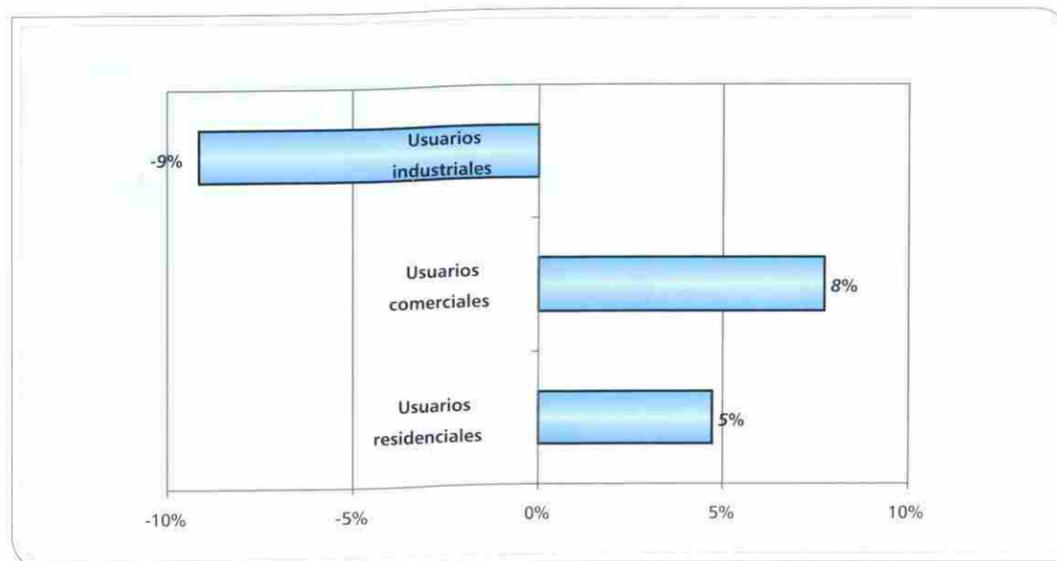
GRÁFICA 10. ESTRATIFICACIÓN DE USUARIOS RESIDENCIALES DE GAS NATURAL 2006 -2007



Fuente: Estadísticas Dirección de Gas MME – Abril de 2007
 NOTA: Los datos de mayo a junio de 2007 son estimados. Dir.Gas-MME.

En cuanto al crecimiento en el consumo, se destaca que mientras el consumo residencial y comercial aumentaron un 5% y un 8% respectivamente, el consumo industrial disminuyó un 9%.

GRÁFICA 11. CRECIMIENTO CONSUMO GAS NATURAL 2006 - 2007

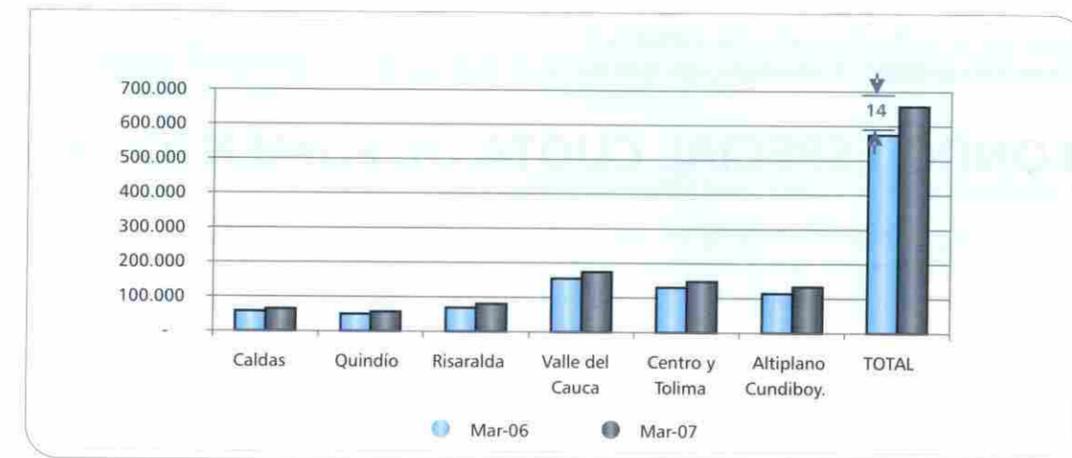


6. ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO PARA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED

Durante lo corrido del 2007, las Áreas de Servicio Exclusivo cuentan con un total de 888.645 usuarios anillados y 665.623 usuarios conectados al servicio de gas natural por redes.

Se evidencia un crecimiento de 14% en el número de usuarios conectados entre el mes de marzo de 2006 y el mismo mes de 2007, y de 6,8% en el número de viviendas anilladas con respecto al año anterior.

GRÁFICA 12. USUARIOS GAS NATURAL - ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO 2006 - 2007

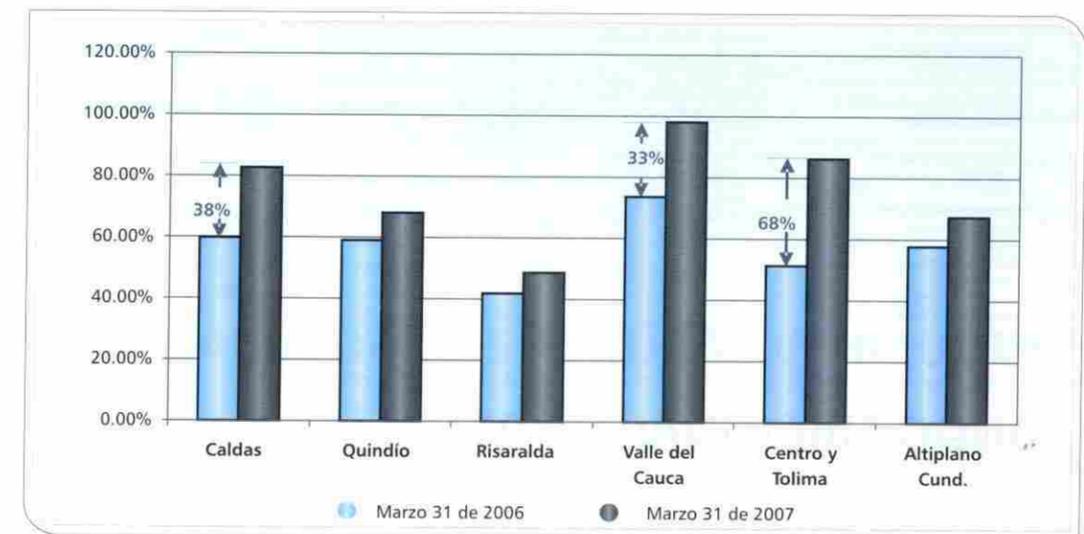


Por otra parte, las coberturas potencial y efectiva para cada una de las áreas se presentan a continuación.

TABLA 5. COBERTURAS ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO 2007

Área	COBERTURA POTENCIAL	COBERTURA EFECTIVA
Centro y Tolima	86%	59%
Norte del Valle del Cauca	98%	83%
Quindío	115%	68%
Risaral	76%	49%
Caldas	83%	67%
Cundiboyacense	83%	67%

GRÁFICA 13. COBERTURAS EFECTIVAS ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO 2006 - 2007



Se destaca el crecimiento en coberturas efectivas en las áreas de Caldas, Valle del Cauca y de Centro y Tolima, las cuales alcanzaron 38%, 33% y 68% respectivamente.

Al igual que en el resto del país, los estratos 1, 2 y 3 son los que tienen mayor participación en el acceso al servicio público domiciliario de gas natural, alcanzando un promedio de 85%.

7. FONDO ESPECIAL CUOTA DE FOMENTO - FECF

Actualmente el FECF obtiene sus recursos del 1,5% sobre el valor de la tarifa que se cobra por el gas efectivamente transportado a los remitentes del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural, recaudo que se incrementará hasta el 3%, una vez entre en vigencia el Plan Nacional de Desarrollo.

La siguiente es la lista de los proyectos que se encuentran en ejecución, mediante los convenios que ha suscrito ECOGAS como administradora del FECF:

No.	TIPO DE PROYECTO	REGIÓN	SOLICITANTE	VALORES EN MILLONES DE \$ COL			USUARIOS TOTAL
				TOTAL	SOLICITADO AL FECF	FINANCIADO POR OTROS	
1	Conexión de Usuarios de Menores Recursos	Varios en Bolívar, Córdoba, Sucre	Surtigas S.A. E.S.P.	25,789.39	6,994.39	18,795.00	71,887
2	Redes de Distribución + Conexiones	Puerto Berrio - Antioquia	Edalgas S.A. E.S.P.-Puerto Berrio	8,258.32	1,569.17	6,689.16	8,079
3	Redes de Distribución + Conexiones	Cisneros - Antioquia	Edalgas S.A. E.S.P.-Cisneros	2,778.56	525.50	2,253.05	2,223
4	Conexión de Usuarios de Menores Recursos	Varios en Atlántico y Magdalena	Gases del Caribe S.A. E.S.P.	26,687.70	7,086.67	19,601.03	74,473
5	Sistema de Distribución + Conexiones	Pueblo Nuevo - Córdoba	Ente Territorial	317.06	144.68	172.39	180
6	Sistema de Distribución + Conexiones	San Vicente de Chucurí - Santander	Proviservicios S.A. E.S.P.- San Vicente de Chucurí	4,094.05	1,438.03	2,656.02	3,158
7	Sistema de Distribución + Conexiones	Pitalito y Timaná - Huila	Surgas S.A. E.S.P.	25,460.93	7,307.14	18,153.79	15,636
8	Sistema de Distribución + Conexiones	Bosconia - Cesar	Ingeobra S.A. E.S.P.	6,848.47	2,638.40	4,210.07	4,400
9	Sistema Regional de Transporte + Sistema de Distribución + Conexiones	Sitio Nuevo, Remolino y Salamina - Magdalena	Promigas S.A. E.S.P.	14,237.86	9,537.00	4,700.86	4,407
10	Sistema de Distribución + Conexiones	Medina - Cundinamarca	Madigas S.A. E.S.P.	2,216.08	1,193.04	1,023.04	944
11	Conexión de Usuarios de Menores Recursos	La Dorada, Honda, Espinal, Venadillo, Fusagasugá y Girardot Tolima, Caldas, C/marca	Alcanos S.A.	13,465.53	2,891.30	10,574.22	37,462
12	Conexión de Usuarios de Menores Recursos	Andalucía, Ansermo, Buga, Bugalagrande y otros, Valle del Cauca	Gases de Occidente S.A. E.S.P.	30,812.25	6,501.96	24,310.30	85,828
13	Sistema de Distribución + Conexiones	Falán, Palocabildo, Casabianca y Villahermosa, Tolima	Servingas S.A. E.S.P.	9,564.45	5,947.28	3,617.17	4,110
14	Conexión de Usuarios de Menores Recursos	Manizales, Villamaria, Chinchiná, Palestina y Neira (Caldas)	Gas Natural del Centro S.A. E.S.P.	4,996.52	980.60	4,015.93	12,795
15	Redes de Distribución + Conexiones	San José de Nus - Antioquia	Edalgas S.A. E.S.P.	699.60	180.60	519.00	
16	Redes de Distribución + Conexiones	El Copey - Cesar	Ingeobra S.A. E.S.P.	4,709.50	1,465.20	3,244.30	2,685
TOTALES				180,936	56,401	124,535	328,267

8. FONDO NACIONAL DE REGALÍAS

Mediante la Ley 756 de 2002 se estableció la asignación del 3% de los recursos recaudados por el Fondo Nacional de Regalías para la financiación de proyectos regionales de inversión en infraestructura de distribución para la prestación del servicio público de gas combustible en los estratos 1 y 2.

En consecuencia, el Departamento Nacional de Planeación expidió en el año 2006 el Acuerdo 007, en el cual se establecen los requisitos para la presentación y viabilización de los proyectos que soliciten recursos a este Fondo.

Así, en cumplimiento de lo anterior, en el mes de diciembre del 2006 se aprobó la cofinanciación de los siguientes proyectos, con recursos de la vigencia 2006:

Departamento	Municipio	Proyecto	Valor total del proyecto (Millones de pesos)	Cofinanciación FNR (Millones de pesos)	Usuarios beneficiados
Santander	Rionegro (San Rafael y Papayal)	Masificación de gas natural para los corregimientos de San Rafael y Papayal en el municipio de Rionegro en Santander.	\$ 3,000	\$ 1,812	1,185
Cesar	Chimichagua	Proyecto regional para la masificación de gas natural en el municipio de Chimichagua en el Cesar.	\$ 3,600	\$ 1,322	2,259
Huila	Agrado, Altamira, Guadalupe, Pital y Suaza	Construcción Gasoductos urbanos para las ciudades Agrado, Altamira, Guadalupe, Pital y Suaza en el Huila.	\$ 11,500	\$ 3,328	5,108
Magdalena	Ariguani	Proyecto regional para la masificación de gas natural en el municipio de Ariguani en el Magdalena.	\$ 5,700	\$ 2,791	3,536

En el mes de mayo de 2007 se aprobaron con recursos de la vigencia 2007, los siguientes proyectos:

Departamento	Municipio	Proyecto	Valor total del proyecto (Millones de pesos)	Cofinanciación FNR (Millones de pesos)	Usuarios beneficiados
Boyacá	Páez San Eduardo Berbeo y Zetaquirá	Proyecto regional para la masificación de gas natural para los municipios de Páez, Berbeo, San Eduardo y Zetaquirá.	\$ 3,300	\$ 2,019	1,322
Cesar	Astrea y corregimiento de Arjona	Masificación de gas natural domiciliario en la cabecera municipal de Astrea y en el corregimiento de Arjona.	\$ 3,500	\$ 1,624	2,114
	Río de Oro	Proyecto de masificación de gas domiciliario para el municipio de Río de Oro.	\$ 2,300	\$ 1,153	1,049
Magdalena	Nueva Granada	Sistema de distribución de gas natural para la cabecera municipal de Nueva Granada.	\$ 2,000	\$ 923	1,200
Meta	Barranca de Upiá	Infraestructura de distribución de gas natural en el municipio de Barranca de Upiá.	\$ 1,200	\$ 823	579
Santander	La Paz	Proyecto de masificación de gas natural para el municipio de La Paz.	\$ 1,400	\$ 825	463
	Zapatoca	Masificación de GLP por redes en el municipio de Zapatoca.	\$ 3,600	\$ 1,462	1,767

9. PROGRAMA DE GAS NATURAL VEHICULAR

Durante los últimos años este programa ha tenido un desarrollo vertiginoso; en el 2006 el número de vehículos convertidos aumentó 70% con respecto al total del año anterior.

En el primer semestre del 2007 se han convertido un total de 193.123 vehículos, lo que representa un crecimiento del 70% con respecto al 2006. El número de conversiones desde agosto de 2002 asciende a 178.031 vehículos.

El total de los desembolsos realizados fue de \$36.738 millones para el 2006. El saldo total de la cuenta del Fondo de Solidaridad para el sector de gas a 31 de diciembre fue de \$21.516 millones.

11. PROGRAMA ENAJENACIÓN DE ACTIVOS, DERECHOS Y CONTRATOS DE ECOGAS

Para la adjudicación de los activos y cesión de los derechos y contratos de ECOGAS, se realizaron dos emisiones para adquirir las acciones de la Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P. y comprar los activos, derechos y contratos de ECOGAS.

En la primera emisión, mediante audiencias públicas y con la participación única del sector solidario, éstos presentaron oferta por un billón novecientos sesenta y ocho mil millones de pesos (\$1'968.000'000.000), la cual fue inferior al límite establecido por el Gobierno Nacional, por lo tanto no se procedió a dicha adjudicación.

En la segunda emisión, se abrió la participación a los inversionistas estratégicos. Se presentaron dos ofertas a saber: la Empresa de Energía de Bogotá y Prisma Energy Internacional Inc.- Promigas S.A. E.S.P., resultando adjudicataria la Empresa de Energía de Bogotá por un valor de tres billones doscientos cincuenta mil millones de pesos (\$3'250.000'000.000), dado que el proponente Prisma Energy Internacional Inc.- Promigas S.A. E.S.P. ofreció dos billones ochocientos ochenta y cinco mil cuatrocientos sesenta y cinco millones de pesos (\$2'885.465'000.000).

El 16 de febrero de 2007 se creó la empresa Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P., TGI S.A. E.S.P., cuyo socio mayoritario es la Empresa de Energía de Bogotá con más del 98% de la participación accionaria, siendo los socios minoritarios el sector solidario.

El cierre financiero de la operación se celebró el día 2 de marzo de 2007, fecha en la que la empresa TGI S.A. E.S.P. pagó el precio de enajenación a ECOGAS.

12. PRINCIPALES PROYECTOS DEL SECTOR GAS COMBUSTIBLE

12.1 INTERCONEXIÓN GASÍFERA COLOMBIA - VENEZUELA

La entrada en operación de la interconexión gasífera entre Colombia y Venezuela está prevista para el mes de agosto de 2007. El gasoducto tendrá un diámetro de 26 pulgadas, una capacidad de 500 MPCD y una longitud total de 224,2 kilómetros, de los cuales 89 se encuentran en territorio colombiano, lo que corresponde a un 40% aproximadamente. Al mes de junio de 2007, se habían soldado 74 kilómetros y se habían bajado 70 kilómetros de tubería del tramo colombiano.

El 11 de mayo de 2007, Ecopetrol, Chevron y PDVSA Gas, suscribieron el contrato respectivo de compra y venta de gas natural. Este contrato pactó el suministro de gas de parte de Colombia de la siguiente manera:

TABLA 11. VOLÚMENES COMPROMETIDOS PARA EXPORTACIÓN A VENEZUELA

Gas comprometido (MPCD)	Período de tiempo
50	Enero 1 2008 – Diciembre 31 2008
150	Enero 1 2009 – Diciembre 31 2010
100	Enero 1 2011 – Diciembre 31 2011

Al término de los cuatro años, Colombia a través de ECOPETROL importará durante 16 años un promedio de 150 MPCD.

Además de avanzar en la integración energética regional, este proyecto le permite al País contar con un mayor respaldo en el suministro de gas para cubrir la mayor demanda que se genere en los próximos años debido al crecimiento de la economía nacional y de los nuevos proyectos que se emprendan en sectores como el industrial, el residencial y el vehicular.

12.2 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 2004 con recursos del departamento y los municipios beneficiados. Se suscribió un convenio para iniciar la primera fase del proyecto que permitió la conexión de 4.014 viviendas de estratos 1 y 2, que finalizó en agosto de 2004.

Posteriormente, el 17 de septiembre de 2004, la Nación a través del Ministerio de Minas y Energía y la Gobernación del Cesar, suscribieron 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 tuvo una duración de 9 meses y se liquidó durante el mes de mayo de 2006. Con este proyecto se beneficiaron 6.671 usuarios.

Adicionalmente, el 22 de noviembre de 2005 se firmó un nuevo convenio entre el Ministerio de Minas y Energía y la Gobernación del Cesar para la ejecución de \$1.295'807.752, de los cuales 725'000.000 serán aportados por el Ministerio de Minas y Energía y 570'807.752 corresponderán a recursos del Departamento del Cesar.

Este Convenio finalizó en el mes de septiembre de 2006 y se encuentra en etapa de liquidación. De acuerdo con los compromisos establecidos, se conectaron en total 3.268 usuarios de estratos 1 y 2 al servicio de gas natural en los siguientes municipios, así:

TABLA 12. CONEXIONES EFECTUADAS EN EL DEPARTAMENTO DEL CESAR CONVENIO GSA-023-05

Poblaciones	Conexiones
Aguachica	669
Casacará	162
Becerril	292
Curumani	485
San Roque	162
Sabanagrande	27
Chiriguaná	323
Rincón Hondo	107
La Jagua	140
La Palmita	54
La Mata	54
Pelaya	431
Pailitas	38
El Burro	5
San Alberto	108
Tamalameque	211
TOTAL	3.268

12.3 PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO REGIONAL DEL ARIARI

Para el desarrollo de este proyecto, cuyo objetivo es la masificación de gas natural en los Municipios de Guamal, San Martín y Granada en el departamento del Meta, se suscribió el Convenio Interadministrativo 017 de 2004 entre dicho departamento y el Ministerio de Minas y Energía, convenio que finalizó el pasado 31 de agosto y que se encuentra en período de liquidación.

Así mismo, la Gobernación del Meta y el Ministerio de Minas y Energía firmaron un contrato con ECOGAS para la prestación del servicio público de transporte por el gasoducto del Ariari, el cual ha sido cedido el pasado 17 mayo de 2006 a TGI S.A. E.S.P.

12.4 OTROS PROYECTOS

Entre otras iniciativas se encuentran también el proyecto de interconexión gasífera con Panamá y el Programa de Integración Energética Mesoamericana.

13. ASPECTOS REGULATORIOS DE GAS NATURAL

13.1 MERCADO DE GAS

En el 2006, la CREG aprobó el régimen regulatorio aplicable a la comercialización de gas natural desde la producción bajo contratos de asociación y la regulación de conductas relacionadas con la prohibición de acuerdos restrictivos de la competencia. Con esta regulación se busca incrementar el número de oferentes en el mercado, incentivando la competencia. Así mismo se espera eliminar asimetrías en el tratamiento regulatorio para los diferentes agentes productores-comercializadores.

La CREG ajustó los esquemas para la contratación de suministro de gas natural y las condiciones para el respaldo físico de dichos compromisos, de tal forma que los mecanismos de contratación del suministro de gas natural no distorsionen la competencia, se reduzcan los costos de transacción, se garantice la transparencia y finalmente se promueva la liquidez del mercado.

Se contrataron los estudios de diagnóstico del mercado de gas natural y un análisis de la disponibilidad de la información, así como la formulación de alternativas para centralizar la información comercial y operativa del sector de gas natural y el diseño de mecanismos para coordinar la información operativa del sector del gas con el sector eléctrico, de tal manera que se asegure una oferta energética eficiente. Con este estudio, se espera además formular alternativas para desarrollar y administrar un mercado secundario de corto plazo de gas natural.

13.2 TRANSPORTE DE GAS

La CREG ha venido adelantando los estudios para definir la regulación relacionada con el punto de rocío de hidrocarburos en gas natural ("Cricondentherm") aplicable al caso colombiano. Esa regulación comprende la definición del valor del punto de rocío y el método de medición más adecuado. La regulación del punto de rocío hará parte de las especificaciones de calidad del gas establecidas en el Reglamento Único de Transporte.

13.3 DISTRIBUCIÓN DE GAS

Se aprobaron la tarifas de distribución y el cargo base de comercialización para gas combustible (gas natural y GLP por red de tubería) para 19 nuevos municipios, con los cuales se espera un aumento de la cobertura del servicio.

14. SITUACIÓN DEL GAS LICUADO DEL PETRÓLEO

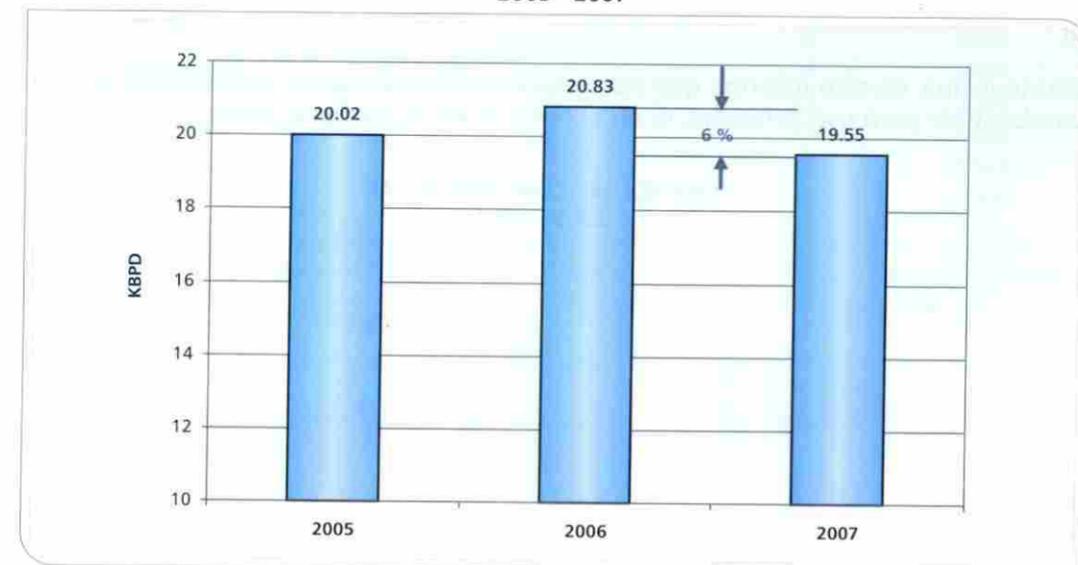
14.1 PRODUCCIÓN

La Refinería de Barrancabermeja es la principal fuente de abastecimiento de GLP para el mercado nacional con participaciones que han variado entre el 80 y el 90% del GLP suministrado. A continuación se muestra el comportamiento de la producción durante el período comprendido entre junio de 2006 y marzo de 2007.

TABLA 13. PRODUCCIÓN DE GLP
KBDC

Mes	Barrancabermeja	Cartagena	Total
Junio 2006	17,3	2,14	19,44
Julio 2006	18,9	2,02	20,92
Agosto 2006	18,6	2,38	20,98
Septiembre 2006	15,1	2,38	17,48
Octubre 2006	16,7	4,77	21,47
Noviembre 2006	15,7	4,02	19,72
Diciembre 2006	12,5	3,49	15,99
Enero 2007	18,3	3,25	21,55
Febrero 2007	16,1	2,17	18,27
Marzo 2007	17,5	2,01	19,51

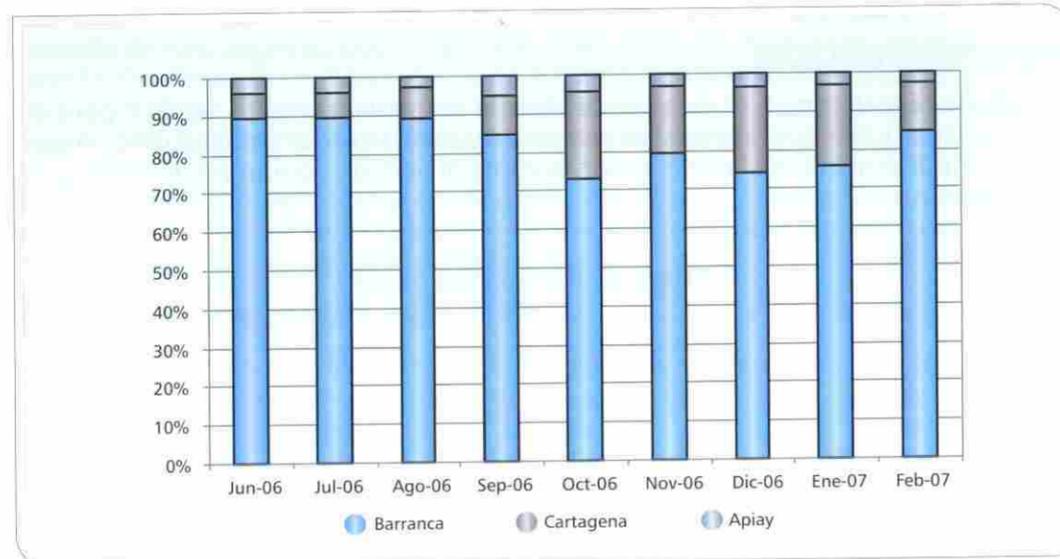
GRÁFICA 16. PRODUCCIÓN GLP
2005 - 2007



Fuente: ECOPELROL - abril 2007. Elaboró: UPME.
Datos de 2007 hasta marzo.

14.2 VENTAS GLP

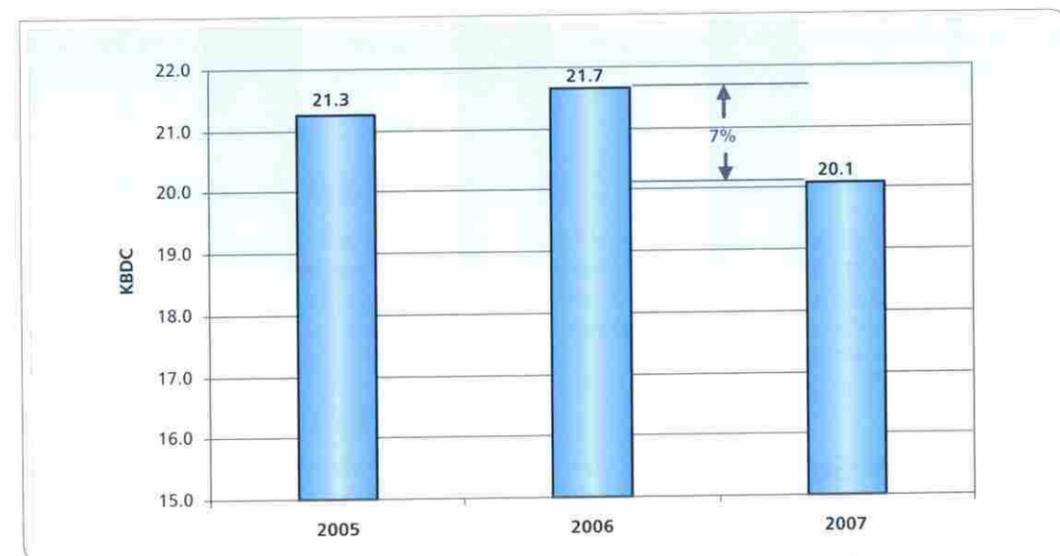
Las ventas mensuales oscilan entre 586 barriles por mes, discriminadas como se observa en la gráfica 17.

GRÁFICA 17. VENTAS DE GLP
2006 - 2007

En cuanto al consumo interno de este combustible, éste ha alcanzado los 21,21 KBDC⁶, presentándose una disminución del 7% entre el 2006 y el 2007, lo que reafirma la tendencia decreciente de la demanda que se ha observado durante los últimos cinco años y que coincide con el incremento en el consumo de gas natural.

Los usuarios de este combustible pertenecen en mayor porcentaje a los sectores residencial y comercial.

Es importante incluir en este informe que no se ha considerado como una posibilidad, la utilización de este combustible para uso vehicular, ni en el corto ni en el mediano plazo.

GRÁFICA 18. CONSUMO DE GLP
2005 - 2007

Fuente: UPME y Ecopetrol - abril 2006

La variación de los componentes del precio de GLP entre mayo de 2006 y mayo de 2007 fue de 28% para el ingreso al productor, 5% para transporte, 74% en el margen de seguridad, para un total de 29% en el precio de venta al distribuidor.

14.3 PROGRAMA DE GLP RURAL

El programa de GLP rural se desarrolló entre mayo de 2005 y noviembre de 2006 con una cobertura final de 203.213 familias beneficiadas, después de cuatro fases de ejecución.

El programa cubrió más del 40% de la totalidad de los municipios del país, con un total final de 463 municipios en 18 departamentos y dos regiones especiales (La Cira-Infantas en el municipio de Barrancabermeja y Sierra Nevada). La cobertura general del programa se detalla en la tabla 14.

TABLA 14. COBERTURA DEL PROGRAMA GLP RURAL

REGION	Municipio	No. Hogares
Andina	293	110.525
Antioquia	101	38.085
Corregimiento El Centro (Barrancabermeja Santander)	1	370
Norte de Santander	33	8.143
Meta	24	6.291
Caldas	18	10.018
Quindío	4	2.575
Huila	16	5.785
Risaralda	10	6.285
Boyaca	86	32.973
Caribe	84	79.992
Atlantico	8	3.065
Sierra Nevada	8	5.907
Cesar	12	12.360
Magdalena	15	15.520
Sucre	9	10.563
Cordoba	10	16.206
Bolivar	22	16.371
Sur Occidental	86	15.161
Choco	19	2.381
Valle	17	5.065
Nariño	11	3.000
Cauca	39	5.715
TOTAL	463	206.678

La ejecución de dicho programa ha representado inversiones del orden de \$41.732 millones, como se detalla en la tabla 15.

TABLA 15. INVERSIONES PROGRAMA GLP RURAL

INVERSIONES		
DESCRIPCION		VALOR TOTAL (\$)
CAMPAÑAS DE DIFUSIÓN RADIAL	CENTRALES DE MEDIOS	1.570.632.384,00
PIEZAS PROMOCIONALES	PROVEEDORES EXTERNOS	365.136.860,00
ADQUISICIÓN EQUIPOS DE COCCIÓN	PROVEEDORES EXTERNOS	20.792.576.105,00
SUMINISTRO DE CARGAS DE GLP	DISTRIBUIDORES MINORISTAS	14.549.576.425,00
ADMINISTRACIÓN Y EVALUACIÓN	GERENCIA DE PROYECTO	1.151.707.065,50
TOTAL INVERSIONES		41.732.628.839,50

⁶ Miles de Barriles por Día Calendario

14.4 PROGRAMA DE REPOSICIÓN DE CILINDROS PARA DISTRIBUCIÓN DE GLP

En el 2006 se diseñó el programa de reposición de cilindros a ejecutar durante el período abril 2006 - marzo 2007, el cual fue complementado con un programa adicional para el período octubre 2006 - marzo 2007, para los cilindros de 100 lbs.

Debido a los problemas de aceptación presentados con el cambio del tamaño de los cilindros de 100 libras por los de 77 libras, se analizó y expidió la decisión de flexibilizar la reposición de los cilindros de 100 libras, tanto por cilindros de 100 libras como por cilindros de 77 libras

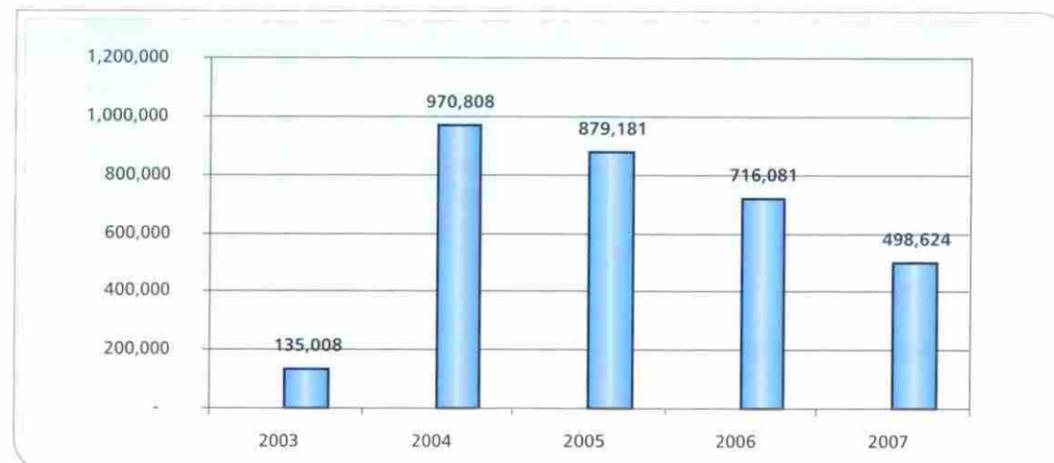
Por otra parte, a fin de tener un precio competitivo y mas cercano a la realidad del mercado, el precio de los cilindros de reposición dentro del Programa Intensivo de Mantenimiento y Reposición de Cilindros y Tanques Estacionarios, fue revisado y modificada su metodología de estimación.

Finalmente se diseñó una propuesta de ajuste al actual esquema de mantenimiento y reposición de cilindros y tanques estacionarios, con el objeto de asignar una mayor responsabilidad a los distribuidores en los temas de administración de los recursos y retirar del esquema a ECOPETROL como fideicomitente.

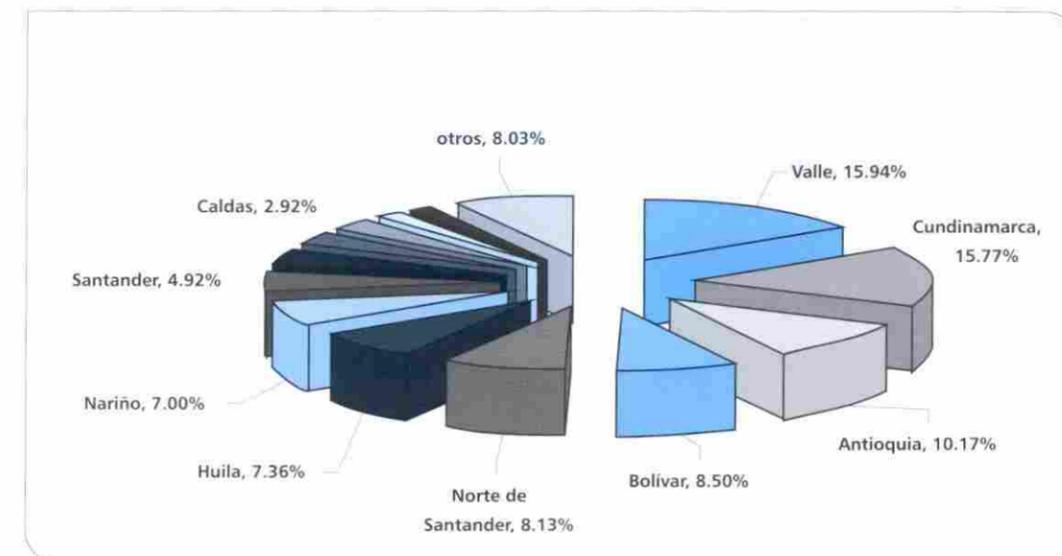
A la fecha se han repuesto cerca de tres millones de cilindros. Durante el 2006 fueron destruidos y repuestos cerca de 720 mil, cantidad que representa un 19% menos que la registrada durante el 2005.

Por otra parte, se destaca que el programa de reposición de cilindros se ha desarrollado con mayor intensidad en los departamentos de Valle, Antioquia, Cundinamarca, Norte de Santander y Bolívar.

GRÁFICA 19. COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE REPOSICIÓN DE CILINDROS 2003 - 2007



GRÁFICA 20. ENTREGAS DE CILINDROS POR DEPARTAMENTOS



Fuente: A.C.I. Proyectos S.A. abril 2007

14.5 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS CILINDROS

TABLA 16. PRECIOS CILINDROS GLP

Año - Mes	TARIFA					
	30 LBS	% Variación	80 LBS	% Variación	100 LBS	% Variación
2006 - 05	52.680	2,51%	72.846	3,38%		
2006 - 06	53.990	2,49%	75.263	3,32%		
2006 - 07	56.620	4,87%	80.123	6,46%		
2006 - 08	59.270	4,68%	85.019	6,11%		
2006 - 09	58.310	-1,62%	83.247	-2,08%		
2006 - 10	63.798	9,41%	125.919	51,26%	135.254	
2006 - 11	61.076	-4,27%	121.279	-3,68%	130.246	-3,70%
2006 - 12	57.103	-6,51%	112.874	-6,93%	121.216	-6,93%
2007 - 01	56.614	-0,86%	112.017	-0,76%	120.265	-0,78%
2007 - 02	55.258	-2,40%	109.780	-2,00%	117.908	-1,96%
2007 - 03	53.833	-2,58%	106.659	-2,84%	114.798	-2,64%
2007 - 04	53.829	-0,01%	106.285	-0,35%	114.385	-0,36%
PROMEDIO	53.086		80.132		106.759	

14.6 ASPECTOS REGULATORIOS EN MATERIA DE GLP

La CREG está adelantando el diseño de un modelo operativo de la prestación del servicio de GLP, en el que las relaciones comerciales y las responsabilidades de cada uno de los agentes involucrados sean específicas y generen relaciones contractuales formales con plena asignación de riesgos, responsabilidades y derechos.

La CREG adelanta los estudios para establecer los estándares de calidad exigibles a los prestadores del servicio público domiciliario de GLP a lo largo de toda la cadena de prestación del servicio. Así mismo, se avanza en el diseño del marco tarifario para remunerar el producto, el transporte y el margen de distribución del gas licuado del petróleo, el cual se expedirá en el 2007.

En el mismo sentido, la CREG está diseñando un marco regulatorio y tarifario aplicable a la Isla de San Andrés y Providencia, acorde con la situación actual del mercado, buscando crear los mecanismos que incentiven la prestación eficiente, segura y continua del servicio en las islas.

SECCIÓN E

**SECTOR
ADMINISTRATIVO**

1. EJECUCIÓN PRESUPUESTAL

**TABLA 1. PRESUPUESTO DE GASTOS DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
GESTIÓN GENERAL
A DICIEMBRE 31 DE 2006 - (MILLONES de PESOS)**

CONCEPTO	APROPIADO 1	COMPROMETIDO 2	OBLIGACIONES 3	PAGOS 4	% DE EJECUCIÓN			
					2/1	3/1	3/2	4/3
Gastos Personal	8.680,5	8.456,9	8.110,9	8.095,6	97,4	93,4	95,9	99,8
Gastos Generales	1.742,8	1.726,4	1.567,8	1.507,1	99,1	90,0	90,8	96,1
Transferencias	26.342,1	7.674,0	7.658,5	7.658,5	29,1	29,1	99,8	100,0
Inversión	674.000,3	515.825,7	448.947,2	441.927,2	76,5	66,6	87,0	98,4
TOTAL GASTOS	710.765,7	533.683,0	466.284,4	459.188,4	75,1	65,6	87,4	98,5

Los Gastos de Personal generados por la nómina de la Entidad y los contratos de prestación de servicios profesionales suscritos para asegurar su normal funcionamiento, alcanzaron un nivel de ejecución al cierre de la vigencia 2006 del 97,4%, lo cual refleja un margen de ahorro importante teniendo en cuenta que a pesar del reajuste salarial otorgado por el Gobierno Nacional mediante Decreto 372 de 2006, no fue necesario incrementar las apropiaciones; el margen de ahorro logrado en el gasto fue suficiente para cubrirlo. Esto se debe a que la planta de personal presentó un promedio de 199 cargos ocupados, para un nivel de ocupación del 93%.

La ejecución en Gastos Generales al final del período alcanzó el 99,1% en compromisos frente al valor apropiado, ejecución que permitió satisfacer las necesidades de la Entidad y mantener un adecuado manejo de recursos, acorde con las normas de austeridad vigentes.

TABLA 2. TRANSFERENCIAS

Impuesto al oro y platino	Se transfirió a los municipios productores en cuantía de \$4.798,5 millones
Mesadas pensionales INEA	Se pagaron en el 2006 mesadas con destino a los pensionados INEA por valor de \$641,7 millones
Sentencias	Se pagaron sentencias en contra de la Entidad por valor de \$574,5 millones
Organización Internacional de Energía Atómica	Se cubrieron los gastos que Colombia está obligado a atender en su calidad de país miembro de la OIEA por valor de \$241,1 millones.
Cuota de auditaje CONTRANAL	Cuota de control fiscal con destino a la Contraloría General de la República por valor de \$1.222,7 millones.
Administración de pensiones de Carbocol	Se suscribió contrato por valor de \$15,5 millones para ser ejecutado en el año 2007.

**TABLA 3. INVERSIÓN
SECTOR ELÉCTRICO**

PROYECTO	EJECUCIÓN
Distribución de recursos para pagos por menores tarifas sector eléctrico	Mediante Resolución 180839 del 10 de julio 2006, se efectuó la distribución de subsidios por menores tarifas Sector Eléctrico para el año 2006 en cuantía de \$205.000 millones, de los cuales se transfirieron al IPSE \$23.500 millones para atender los subsidios a las ZNI nacionales. Todos los recursos que manejó el Ministerio se giraron dentro de la vigencia 2006 con destino a las Empresas de Energía destinatarias de los subsidios.
Distribución recursos de los excedentes de la contribución de solidaridad generados por empresas del sector eléctrico a través del FSSRI.	Los Excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por Empresas del Sector Eléctrico y percibidos a través del FSSRI, fueron distribuidos entre las Empresas deficitarias del Sector, en cuantía de \$56.000 millones.
Distribución de recursos del Fondo Especial de Energía Social	Los recursos percibidos a través del FOES, se distribuyeron entre las empresas del Sector Eléctrico con destino a los usuarios ubicados en zonas subnormales del sistema interconectado nacional, en cuantía de \$161.100,4 millones.
Capitalización para la creación de la Empresa Distribuidora del Pacífico	Se capitalizó en DISPAC S.A. ESP. el valor de \$4.432,8 millones.
Apoyo financiero a zonas interconectadas -FAZNI	Con cargo a los recursos asignados al proyecto FAZNI, se comprometieron \$29.500 millones.
Apoyo financiero para la energización de zonas rurales interconectadas	Con cargo a los recursos asignados al proyecto FAER, se comprometieron \$32.026,8 millones
Ampliación y/o construcción de la infraestructura para fortalecer el sistema de distribución de energía eléctrica en el departamento de Bolívar	Los recursos asignados a este proyecto se comprometieron en cuantía de \$14.250 millones, equivalentes al 100% de su apropiación.
Electrificación y repotenciación San Antonio Milán, Cartagena del Chairáy TTSolita en el departamento de Caquetá	Los recursos asignados a este proyecto, se comprometieron en cuantía de \$2.114,9 millones

SECTOR MINAS

PROYECTO	EJECUCIÓN
Implementación del programa de legalización de minería de hecho	Los recursos asignados a este proyecto se ejecutaron en cuantía de \$2.999,9 millones.
Divulgación y promoción de los recursos mineros colombianos, nacional e internacional	Los recursos asignados a este proyecto, se comprometieron en un 100% por valor de \$600 millones.
Asistencia e implementación técnica en áreas de reserva especial en el territorio nacional	Los recursos asignados a este proyecto se comprometieron en cuantía de \$734,5 millones, equivalentes al 100% de su apropiación.
Asistencia técnica y social a áreas mineras de comunidades indígenas y negritudes nacional	Los recursos asignados a este proyecto se ejecutaron en cuantía de \$300 millones, equivalentes al 100% del valor apropiado.

SECTOR GAS	
PROYECTO	EJECUCIÓN
Distribución recursos de los excedentes de la contribución de solidaridad generados por empresas del sector gas a través del FSSRI.	Los Excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por Empresas del Sector Eléctrico y percibidos a través del FSSRI, fueron distribuidos entre las Empresas deficitarias del sector, en cuantía de \$29.179 millones.

ADMINISTRATIVOS	
PROYECTO	EJECUCIÓN
Ampliación y mejoramiento de la infraestructura informática, eléctrica y de seguridad del Ministerio de Minas y Energía Bogotá	Los recursos asignados a este proyecto se ejecutaron en cuantía de \$500 millones, equivalentes al 100% de su apropiación.
Construcción del archivo central del Ministerio de Minas y Energía Bogotá Avenida El Dorado Carrera 50	Los recursos asignados a este proyecto se ejecutaron en cuantía de \$94, 1 millones.
Mejoramiento de la infraestructura física del Ministerio de Minas y Energía Bogotá	Los recursos asignados a este proyecto se comprometieron en cuantía de \$493, 3 millones.

2. AHORROS EN GASTOS GENERALES

2.1 COMODATOS Y ARRENDAMIENTO

Se continuó con la ejecución de los contratos de comodato celebrados con:

- El Servicio Nacional de Aprendizaje SENA, sobre el un inmueble ubicado en el Municipio de Quibdó, que le permitió a la Entidad un ahorro por concepto de vigilancia, impuestos y seguro por valor de \$70'312.000
- INGEOMINAS, sobre parte del inmueble ubicado en la Avenida Calle 26 46 - 90 de la ciudad de Bogotá, que le permitió a la entidad un ahorro de \$58'000.000 por concepto de servicios públicos y vigilancia.

Igualmente por concepto de contratos de arrendamiento suscritos con las Centrales Eléctricas de Nariño sobre un inmueble ubicado en la ciudad de Pasto, y con la Fundación Inmunológica de Colombia sobre parte del inmueble ubicado en la Avenida Calle 26 46-90 de la ciudad de Bogotá, le ha permitido a la entidad ahorros por valor de \$261'260.000 por concepto de administración, vigilancia y servicios públicos. Así mismo por este concepto se percibieron ingresos con destino a la Dirección de General del Tesoro por valor de \$44'828.672.

2.2 BAJA DE BIENES MUEBLES

Como contribución al Programa Computadores para Educar, liderado por la Presidencia de la Republica, el Ministerio de Minas y Energía entregó a dicho programa equipos de cómputo por valor de \$33'199.936,41

Durante el 2006 el Ministerio efectuó bajas de bienes con el fin de ser rematados ante el Martillo del Banco Popular por valor de \$35'610.882,86 los cuales fueron consignados a la Dirección General del Tesoro Nacional.

2.3 MEJORAMIENTO DE INFRAESTRUCTURA

- Cambio de instalaciones hidráulicas exteriores (sobre cubierta) y cambio de equipo hidroneumático, por valor de \$31'309.441
- Recubrimiento interior en fibra del tanque alto de agua potable, por valor de \$12'760.000
- Impermeabilización de la cubierta del piso sexto y arreglo de claraboyas y marquesina, por valor de \$17.314.416
- Remodelación de piso del Centro de Administración Documental y suministro e instalación de escaleras para acceder a la cubierta del sexto piso y al tanque alto de agua potable, por valor de \$10'656.484.

2.4 PROGRAMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS

2.4.1 CONTRATOS DE COMODATO

Dando cumplimiento al Programa de Gestión de Activos se continuó con la ejecución de los contratos de Comodato, que le permiten a la Entidad efectuar ahorros por concepto de mantenimiento de instalaciones, servicios por los valores que se señalan a continuación:

NÚMERO	FECHA	OBJETO	CONTRATISTA	AHORROS
GSA 028 2003	2003/12/30	Inmueble Bogotá	DANE	\$22.465.000
GSA 03 2004	2004/04/02	Inmueble Quibdo	SENA	\$70.312.000
GSA 011 2006	2006/07/15	Parte Inmueble INEA	UPME	\$24.701.000
ASA 021-02	2002/09/06	Parte Inmueble Antiguo INEA	INGEOMINAS	\$58.712.000
				176.190.000

2.4.2 CONTRATOS DE ARRENDAMIENTO

Igualmente por concepto de contratos de arrendamiento suscritos se percibieron ingresos y ahorros así:

NÚMERO OJ- 15 - 01

FECHA 06 de septiembre de 2002

OBJETO Arrendamiento de parte del inmueble ubicado en la ciudad de Bogotá - CAN

CONTRATISTA Fundación Instituto de Inmunología de Colombia

INGRESOS \$33.000.000

AHORROS \$120.000.000

NÚMERO CONTRATO DE ARRENDAMIENTO No. 21 DE 2.003

FECHA 05 de diciembre de 2003

OBJETO Arrendamiento del inmueble ubicado en la ciudad de Pasto

CONTRATISTA Centrales Eléctricas de Nariño (CEDENAR)

INGRESOS \$50.000.000*

AHORROS \$141.260.000

*Este valor se acordó pagarlo en mejoras locativas del edificio.

TOTAL INGRESOS: \$83.000.000

TOTAL AHORROS: \$261.260.000

3. PARTICIPACION CIUDADANA EN EL EJERCICIO Y CONTROL DE LO PÚBLICO Y DE LUCHA CONTRA LA CORRUPCIÓN

El Ministerio de Minas y Energía ejecutó durante el último año, diversas estrategias para el fortalecimiento de la cultura de participación, abriendo espacios y diseñando herramientas que facilitan el acceso del ciudadano al ejercicio del control social de la gestión pública.

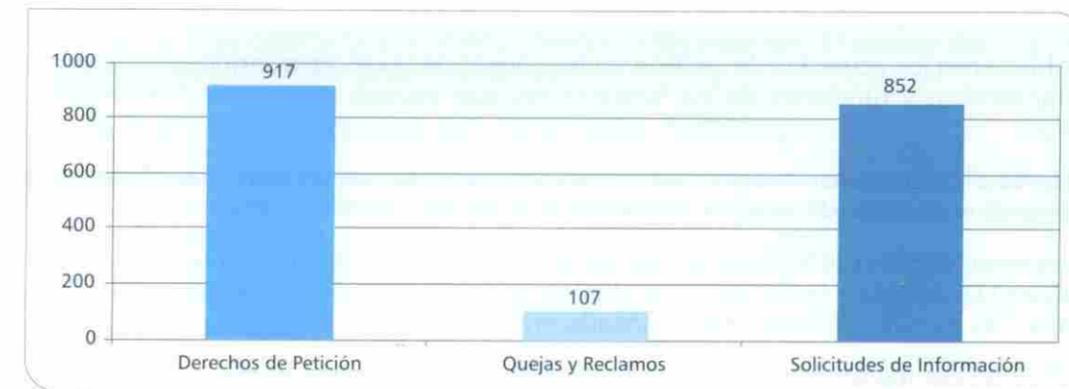
Algunas de las actividades sobresalientes lideradas por el Grupo de Participación Ciudadana han sido las siguientes:

- Realización de la tercera Audiencia Pública de Rendición de Cuentas el 13 de julio de 2006, evento en el que se demostró por qué el Sector de Minas y Energía fue uno de los pioneros en la ejecución exitosa de este mecanismo democrático, reconocido así por el Departamento Administrativo de la Función Pública. En esta jornada democrática se logró convocar a 310 ciudadanos interesados en los resultados y metas del sector y fue considerado por los asistentes un éxito por el contenido expuesto a la ciudadanía, las facilidades de participación a través de diferentes medios, por la logística dispuesta y la asistencia de representantes de gremios, empresas, organizaciones y ciudadanía en general proveniente de diferentes ciudades del país. El evento contó con transmisión en directo por el Canal Institucional de Televisión.
- Elaboración de la Guía Ciudadana Sectorial, documento que contiene datos básicos de las entidades que conforman el sector y que de manera clara y sencilla informa al ciudadano sobre cada entidad del sector cuál es su misión, qué hace, qué información le puede suministrar, qué tramites atiende y los medios de atención e información físicos y electrónicos dispuestos por cada una para el público en general; además de los mecanismos constitucionales a los que puede acudir bajo el principio de democracia participativa. Este documento se encuentra disponible en la página Web y se encuentra en proceso su distribución a gobernaciones, alcaldías y entidades a nivel nacional donde se facilite su consulta para los ciudadanos.
- Realización de una encuesta de satisfacción en la atención al cliente, con una muestra de 160 ciudadanos que tuvieron contacto con la entidad a través de solicitudes de trámites o servicios. Este instrumento arrojó como resultado general que la percepción de nuestros usuarios es altamente positiva, resaltando la oportunidad en las respuestas a los requerimientos, el contenido de las respuestas, la calidad de la información a través de los medios de comunicación y el acceso para comunicarse con la entidad.
- Fortalecimiento de las bibliotecas del sector a través de intercambio de experiencias administrativas y de material bibliográfico, además del diseño de estrategias de divulgación y de procedimientos destinados a crear la Red de Bibliotecas del Sector de Minas y Energía, con el fin de prestar un servicio más eficiente a la ciudadanía que busca información especialmente técnica.
- Seguimiento a compromisos derivados de los Consejos Comunales de Gobierno, donde el Grupo de Participación Ciudadana gestiona el reporte de avances ante la Consejería Presidencial para las Regiones. Hasta el mes de mayo de 2007 se reportaron 90 acciones que el Ministerio de Minas y Energía, con el apoyo de sus entidades adscritas y vinculadas, entregó satisfactoriamente a comunidades especialmente vulnerables de departamentos como Amazonas, Antioquia, Arauca, Atlántico, Bolívar, Boyacá, Caldas, Casanare, Cauca, Cesar, Chocó, Córdoba, Cundinamarca, Guaina, Huila, Guajira y Magdalena, en 36 asuntos relacionados con energía, 18 con gas, 16 con hidrocarburos y 20 con minería; además de 73 compromisos que se encuentran en proceso donde se incluyen soluciones para otras regiones del país.
- Es importante resaltar la realización del Consejo Comunal de Gobierno 142 en la ciudad de Zipaquirá el 11 de noviembre de 2006, que se enfocó en el tema del sector de minas y energía y que contó con una masiva participación de asociaciones, gremios y ciudadanos que intervinieron

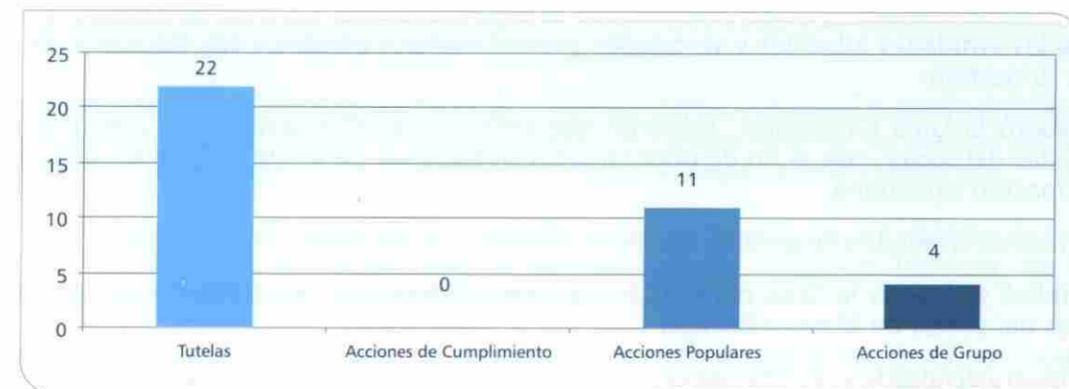
ampliamente ante el Presidente de la República Alvaro Uribe Vélez, el Ministro de Minas y Energía Hernán Martínez Torres y las directivas de la entidad y el sector, exponiendo las preocupaciones en materia minera y energética, y donde los directivos del sector dieron respuesta y adquirieron compromisos que se vienen ejecutando satisfactoriamente.

- Seguimiento a la atención oportuna y efectiva de mecanismos de protección ciudadana como Acciones de Tutela, de Cumplimiento, de Grupo, Derechos de Petición, Solicitudes de Información y Quejas y Reclamos, instituidos por la Constitución Nacional para proteger los derechos fundamentales de los ciudadanos. Durante el 2006 fueron instaurados ante el Ministerio de Minas y Energía los siguientes:

GRÁFICA 1. MECANISMOS PARA LA PARTICIPACIÓN CIUDADANA ATENDIDOS DURANTE EL 2006



GRÁFICA 2. MECANISMOS CONSTITUCIONALES ATENDIDOS DURANTE EL 2006



- Creación de espacios de intervención y participación para la población juvenil. Durante el 2006 y lo corrido del 2007, uno de los objetivos del Grupo de Participación Ciudadana ha sido abrir espacios de participación a los jóvenes para despertar en ellos el interés por el conocimiento sectorial y por la participación activa en la gestión pública del Estado. Se han realizado varias jornadas de capacitación, convocando aproximadamente a 1.500 jóvenes de instituciones educativas de la ciudad de Bogotá.

4. SISTEMAS DE GESTIÓN

4.1 SISTEMA DE DESARROLLO ADMINISTRATIVO 2006 - 2007

Con la implementación del Sistema de Desarrollo Administrativo en las entidades del sector minero energético, el Ministerio ha logrado fortalecer el trabajo en equipo con sus entidades adscritas y vinculadas, y armonizar las políticas y objetivos de este sistema con otros como el Sistema de Gestión de la Calidad y el Sistema de Control Interno, acorde con el nuevo modelo definido por el Gobierno Nacional (MECI). Esto permite la optimización de los recursos y el logro de los objetivos institucionales.

Se presentan a continuación los principales logros del Sistema de Desarrollo Administrativo durante el período junio 2006 - julio 2007.

- Se establecieron los acuerdos de gestión en los cargos de las diversas entidades, donde se reflejan los compromisos y funciones de los funcionarios que ocupan puestos de libre nombramiento y remoción.
- Se capacitó a los funcionarios para mejorar su competitividad en los exámenes de las convocatorias para proveer los cargos de manera definitiva en la Carrera Administrativa.
- En la implementación del Sistema de Gestión de la Calidad, se certificaron las siguientes entidades: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, IPSE, UPME y ECOGAS. ECOPETROL se ha certificado en algunos procesos. Las demás entidades han avanzado en el proceso.
- Se publicó un comparativo de la Norma Técnica de Calidad Gestión Pública; el Modelo Estándar de Control Interno y el Sistema de Desarrollo Administrativo.
- En julio de 2006 se realizó la tercera Audiencia Pública del Sector Minero Energético con la participación de todas las entidades adscritas y vinculadas.
- En los meses de octubre y noviembre de 2006 se organizaron dos jornadas de reinducción sectorial, donde las entidades adscritas y vinculadas presentaron sus objetivos estratégicos e información sobre su gestión.
- Se elaboró la Guía Ciudadana Sectorial que contiene la información más relevante sobre las entidades del sector, con el fin de orientar a los ciudadanos para que utilicen los mecanismos de participación ciudadana.
- En el mes de diciembre se publicó la edición número 12 del Boletín Energiminas
- Se publicó y divulgó la Guía para la Divulgación e Interiorización del Decálogo de Principios y Valores del Sector de Minas y Energía.
- Se publicó y divulgó la segunda edición de la Guía Práctica de Normatividad aplicable a las entidades públicas.
- Se publicó y divulgó la Guía de Trámites Sectorial.
- Se publicó en el Portal del Estado Colombiano los trámites de las entidades adscritas y vinculadas, para un total de 48 trámites.
- En cuanto al Sistema de Información Gerencial - SIGE, para mejorar su funcionalidad se definieron los términos de referencia de la Fase II.
- Se realizó en Medellín un seminario de "Planes de Contingencias Informáticas" con la participación de las áreas de sistemas de las entidades adscritas y vinculadas.
- Se está revisando el Pensamiento Estratégico Sectorial.

4.2 SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - MEJORAMIENTO CONTINUO

Con pasos agigantados el Ministerio de Minas y Energía viene mejorando los procesos que realiza para sus usuarios. Su compromiso está focalizado en dar cumplimiento a la Constitución Nacional, al Plan Nacional de Desarrollo y a la normatividad vigente. El entendimiento de la organización focalizado en procesos, permite generar nuevas ideas que coadyuvan al fortalecimiento de la Entidad y al conocimiento estratégico, que focaliza la organización en puntos claves en beneficio de los sectores que promueve y controla.

El Sistema de Gestión de la Calidad viene evolucionando con paso firme, fortaleciendo cultura organizacional. Se han realizado auditorías internas que han permitido dar inicio a la mejora continua de los procesos. Se han mejorado procedimientos claves para entregar productos y servicios más ágilmente. Se ha mejorado sustancialmente el control de los registros, lo que permite entregar información más oportuna y en menor tiempo a los usuarios. El avance del Sistema radica principalmente en la mejora de los procesos misionales.

4.3 MODELO ESTÁNDAR DE CONTROL INTERNO - MECI

El Ministerio de Minas y Energía ha ejecutado la Fase 1 del proyecto para la implementación del MECI, en cumplimiento de la Circular 03 de 2005 expedida por el Departamento Administrativo de la Función Pública. Al respecto se han ejecutado las siguientes actividades:

- Compromiso de la Alta Dirección: El 31 de agosto de 2006 se suscribió acta de compromiso con el equipo directivo del Ministerio.
- Sensibilización y socialización del MECI donde se ejecutó un programa con 56 módulos para sensibilizar a todos los servidores del Ministerio sobre los principios del MECI: autorregulación, autocontrol y autogestión, entre otros temas.
- Adopción del MECI en el Ministerio: Mediante Resolución 181207 del 25 de septiembre de 2006 se adoptó el Modelo Estándar de Control Interno MECI 1000:2005 y su estructura establecida en el Decreto 1599 del 20 de mayo de 2005.
- Conformación de equipos de trabajo: Se crean y conforman las instancias para la implementación, desarrollo y mejoramiento continuo de los Sistemas de Control Interno, de Gestión de la Calidad y de Desarrollo Administrativo del Ministerio de Minas y Energía. Las instancias son:

Comité de Coordinación de los Sistemas de Control Interno, de Gestión de la Calidad y de Desarrollo Administrativo, conformado por el Ministro, el Viceministro, los Directores Técnicos, los Jefes de Oficina, la Secretaria General y el Grupo de Planeación.

Directivo Representante de la Alta Dirección, responsable de la implementación de los Sistemas de Control Interno, de Gestión de la Calidad y de Desarrollo Administrativo. El Ministerio designó a la Secretaria General.

Comité Operativo para la implementación del Sistema de Control Interno, de Gestión de la Calidad y de Desarrollo Administrativo, conformado por un representante de cada una de las cuatro áreas misionales, el representante de la Alta Dirección, el asesor de Secretaría General, delegados de los grupos de Gestión Humana, Sistemas y Administración Documental, y el Grupo de Planeación quien desempeña la secretaría técnica.

- Diagnóstico del Sistema de Control Interno de la Entidad donde se identificó que 11 de los 29 elementos del Sistema se debían fortalecer y sobre esta base se elaboró el cronograma para ser ejecutado en el 2007.

- Reuniones de trabajo: Entre agosto 2006 y enero 2007 se realizaron 4 reuniones del Comité de Coordinación, 2 del Comité Operativo y varias reuniones del Equipo MECI para la aplicación de la encuesta, procesamiento de datos y elaboración de informe final.

5. DESARROLLO DEL TALENTO HUMANO

Con la expedición de la Ley 909 de 2004, se introduce el concepto de competencias laborales en la Administración Pública, incluyendo los requisitos de estudio, experiencia y habilidades, así como las demás condiciones para el acceso al servicio público, las cuales deben ser coherentes con el contenido funcional del empleo.

El Ministerio de Minas y Energía adelantó la metodología establecida por el DAFP y la ESAP, y expidió la Resolución 181422 del 31 de octubre de 2006, por la cual se ajusta el Manual Específico de Funciones y de Competencias Laborales para todos los empleos de la Planta de Personal del Ministerio de Minas y Energía.

5.1 NOMBRAMIENTOS

La Planta de Personal del Ministerio cuenta con 214 cargos, de los cuales tiene provistos 206 y en el período comprendido entre el primero de julio de 2006 y el 31 de mayo de 2007, se vincularon de conformidad con la normatividad vigente, 16 personas.

DEPENDENCIA	TOTAL CARGOS
DESPACHO DEL MINISTRO	11
GRUPO JURISDICCIÓN COACTIVA	4
DESPACHO DEL VICEMINISTRO	17
OFICINA ASESORA JURÍDICA	21
OFICINA DE CONTROL INTERNO	7
DIRECCIÓN DE ENERGÍA	16
DIRECCIÓN DE GAS	9
DIRECCION DE HIDROCARBUROS	29
DIRECCIÓN DE MINAS	11
SECRETARÍA GENERAL	4
GRUPO DE SISTEMAS	9
GRUPO GESTIÓN HUMANA	12
GRUPO DE PLANEACIÓN Y COOPERACIÓN	6
GRUPO FINANCIERO	12
GRUPO SERVICIOS ADMINISTRATIVOS	24
ADMINISTRACIÓN DOCUMENTAL	15
GRUPO DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA	7
TOTAL CARGOS	214

5.2 PROGRAMAS DE BIENESTAR

En el período julio a noviembre de 2006, se realizó el programa de "Liderazgo y Trabajo en Equipo" con el fin de desarrollar habilidades de iniciativa, orientación y motivación en torno al principio del

trabajo en equipo, promoviendo espacios para el acercamiento e interrelaciones entre los funcionarios. En éste programa participó el 70% de los servidores públicos.

En el primer trimestre de 2007 se desarrolló el programa "Competencias laborales en un mercado a presión" para dos dependencias del Ministerio, con el fin de fortalecer las competencias de sus funcionarios, con la participación del 100% de los adscritos.

5.3 COMPETENCIAS LABORALES

Se realizó una sensibilización a los funcionarios de la Entidad en el tema de Competencias Laborales y se aplicó el instrumento para valoración de las mismas, con el fin de establecer las brechas para cada Servidor Público, con una participación del 92%.

5.4 CAPACITACIÓN

En el 2006 se capacitó el 99.49% de los funcionarios del Ministerio con un promedio de 165 horas anuales de capacitación por funcionario, en temas misionales y temas afines con las funciones del cargo que desempeñan

5.5 PROGRAMA DE RENOVACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA - PRAP

Dentro del PRAP, y de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 18 de la Ley 790 de 2002, el Departamento Nacional de Planeación y el Departamento Administrativo de la Función Pública, establecieron algunas reglas para su cumplimiento mediante la Circular 507 de 2003.

El Ministerio de Minas y Energía a nivel institucional y desde la expedición de la Circular mencionada, ha tramitado las solicitudes de reconocimiento de pensión ante las Entidades correspondientes, de los funcionarios que cumplen los requisitos legales de acuerdo con la facultad conferida en el Parágrafo 3, Artículo 9 de la Ley 797 de 2003.

Como responsable sectorial, la entidad ha enviado al DAFP en los períodos establecidos, la información pertinente sobre las entidades del sector obligadas a reportar.

6. MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTA INFORMÁTICA

6.1 ACTUALIZACIÓN DE LA PLATAFORMA DE CÓMPUTO

Con recursos de inversión del año 2007, se espera adquirir 70 microcomputadores de escritorio, con el fin de modernizar las estaciones de trabajo. Así mismo, se va a adquirir una solución cluster de dos (2) nodos y almacenamiento externo, para brindar alojamiento a toda la solución del Sistema Único de Información del Ministerio de Minas y Energía - SUIME.

6.2 MODERNIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA INFORMÁTICA

6.2.1 CENTRO DE CÓMPUTO

Se construyó un Centro de Cómputo para la localización de la infraestructura de cómputo central y de comunicaciones del Ministerio de Minas y Energía, el cual cuenta con extinción automática de incendios con gas FM-200, control de acceso biométrico, alarmas estroboscópicas, aire acondicionado y sistema de cableado por canaleta aérea.

6.2.2 PLATAFORMA DE CORREO ELECTRÓNICO

Se modernizó la infraestructura de correo electrónico con un cluster de dos nodos, el cual funciona con Windows 2003. La solución dispone de correo electrónico IPSWITCH en el cluster, y Outlook en las estaciones.

6.2.3 COMUNICACIONES Y TRANSMISIÓN DE DATOS

Se cuenta con doble radioenlace entre la sede principal del Ministerio de Minas y Energía con la sede del Archivo Central Sectorial, a través de dos conexiones de 7,3 y 20 Mbps.

Con presupuesto del año 2007 se inició el proceso de adquisición de una solución de red activa con acceso telefónico a través de voz sobre protocolo "Internet Protocol" (VoIP), y una zona inalámbrica con acceso a todos los pisos de la sede del Ministerio.

6.3 SISTEMAS DE INFORMACIÓN

Se desarrolló el "Módulo de Liquidación de Impuesto de Transporte de Hidrocarburos" como componente del SUIME, mediante el cual se podrán realizar los cálculos de impuestos para el transporte de hidrocarburos. Igualmente, se desarrolló el módulo para la administración de las cuentas de cobros coactivos del Ministerio de Minas y Energía.

Con presupuesto de inversión de la vigencia del 2007, se desarrollarán las siguientes soluciones informáticas: Administración de Procesos (BPM), Portal de Internet e Intraminas y Módulo del SUIME para la Proyección de Demanda de Gas.

6.4 CONTINUIDAD DEL ESQUEMA DE SEGURIDAD INFORMÁTICA

Para mantener continuidad en el control de virus informáticos, se vienen efectuando acciones para la sostenibilidad del esquema de McAfee para la protección automática, enmarcado en las políticas de seguridad informática. Esta solución la conforma un segundo anillo de seguridad perimetral, compuesta por hardware DELL, sistema operativo LINUX y software de protección McAfee.

El primer anillo de seguridad está conformado por un sistema de prevención de intrusos (IPS), marca ASTARO, el cual funciona como firewall y proxy.

7. RECUPERACIÓN DE CARTERA

Durante el período comprendido entre julio de 2006 y mayo de 2007, el Grupo de Jurisdicción Coactiva logró como recuperación de cartera la suma de \$4.165'869.062.

En el primer trimestre de 2007 en cumplimiento de la Ley 1066 de 2006 y su Decreto Reglamentario 4473 del 15 de diciembre de 2006, se expidió la Resolución 180224 del 15 de febrero de 2007, por la cual se adopta el Reglamento Interno del Recaudo de Cartera del Ministerio de Minas y Energía.

SECCIÓN F

INFORME OFICINA CONTROL INTERNO

1. GESTIÓN DE LA OFICINA DE CONTROL INTERNO

La consolidación de este informe cubrió las asesorías, capacitaciones, evaluaciones y seguimientos efectuados por la Oficina de Control interno entre julio de 2006 y mayo de 2007.

Este documento contiene asesorías, alertas, evaluaciones, seguimientos y capacitaciones realizadas por la Oficina de Control Interno, así como la relación con los entes externos y el sector Minero Energético.

Los elementos mínimos que integran el Sistema de Control Interno, los cuales se interrelacionan y constituyen los procesos fundamentales de la administración, son la Planeación, Dirección, Organización, Ejecución y Evaluación (seguimiento y control).

Las evaluaciones se realizaron mediante mesas de trabajo, entrevistas, solicitud de información, consultas a las bases de datos y página Web del Ministerio, y verificación documental. Durante el periodo reportado, la Oficina de Control Interno participó en el Comité de Coordinación de los Sistemas de Control Interno, de Gestión de la Calidad y de Desarrollo Administrativo.

En cumplimiento de la función establecida en la Ley 87 de 1993 de asesorar a las áreas organizacionales del Ministerio, se abordaron variados temas conforme a las solicitudes recibidas. Se coordinaron además jornadas de capacitación sobre temas del Sistema de Control Interno dirigidas al Ministerio y al sector, con el fin de fomentar la cultura de autocontrol.

2. EVALUACIONES

2.1 SISTEMA DE CONTROL INTERNO

En cumplimiento a la Circular 05 de 2006 emanada del Consejo Asesor del Gobierno Nacional en Materia de Control Interno, el Ministerio de Minas y Energía designó como Administradora del Aplicativo MECI¹ a la Coordinadora del Grupo de Planeación, quien coordinó la actividad de aplicación de la encuesta a los servidores públicos de este Ministerio, seleccionados de manera aleatoria por el mismo Aplicativo.

La Administradora del Aplicativo MECI, coordinó el proceso de diligenciamiento de la encuesta de autoevaluación, la cual se aplicó entre el 20 y el 27 de marzo de 2007 a 129 servidores públicos, muestra definida por el Departamento Administrativo de la Función Pública que tomó el 100% del total de funcionarios del Ministerio. En igual sentido, la Jefe de la Oficina de Control Interno diligenció una encuesta, la cual contenía preguntas similares relacionadas con los mismos elementos.

Los resultados de la autoevaluación que se muestran en el siguiente cuadro, son arrojados por el Aplicativo MECI y en consideración a la metodología de interpretación dada por el DAFP:

¹ Mediante comunicación 2007002592 del 23 de enero de 2007, de la Representante de la Alta Dirección.

TABLA 1. RESULTADO ENCUESTA DE AUTOEVALUACIÓN A LA IMPLEMENTACIÓN DEL MECI 20 AL 27 DE MARZO DE 2007

COMPONENTE	ELEMENTO DE CONTROL	NIVEL DE IMPLEMENTACIÓN	
1. SUBSISTEMA DE CONTROL ESTRATÉGICO			
1.1 AMBIENTE DE CONTROL	1 ACUERDOS, COMPROMISOS O PROTOCOLOS ÉTICOS	44,36	Deficiente
	2 DESARROLLO DEL TALENTO HUMANO	39,24	Inadecuado
	3 ESTILO DE DIRECCIÓN	76,60	Satisfactorio
1.2 DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO	4 PLANES Y PROGRAMAS	79,66	Satisfactorio
	6 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	77,50	Satisfactorio
	7 CONTEXTO ESTRATEGICO	61,54	Satisfactorio
	8 IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS	62,68	Satisfactorio
1.3 ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	9 ANÁLISIS DE RIESGOS	49,81	Deficiente
	10 VALORACIÓN DE RIESGOS	50,51	Deficiente
	11 POLÍTICAS DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	55,36	Deficiente
2. SUBSISTEMA DE CONTROL DE GESTIÓN			
2.1 ACTIVIDADES DE CONTROL	12 POLÍTICAS DE OPERACIÓN	63,90	Satisfactorio
	13 PROCEDIMIENTOS	77,69	Satisfactorio
	14 CONTROLES	63,67	Satisfactorio
	15 INDICADORES	64,86	Satisfactorio
	16 MANUAL DE PROCEDIMIENTOS	70,19	Satisfactorio
2.2 INFORMACIÓN	17 INFORMACIÓN PRIMARIA	68,29	Satisfactorio
	18 INFORMACIÓN SECUNDARIA	77,01	Satisfactorio
	19 SISTEMAS DE INFORMACIÓN	76,43	Satisfactorio
2.3 COMUNICACIÓN PÚBLICA	20 COMUNICACIÓN ORGANIZACIONAL	70,40	Satisfactorio
	21 COMUNICACIÓN INFORMATIVA	69,18	Satisfactorio
	22 MEDIOS DE COMUNICACIÓN	69,18	Satisfactorio
3. SUBSISTEMA DE CONTROL DE EVALUACIÓN			
3.1 AUTOEVALUACIÓN	23 AUTOEVALUACIÓN DE CONTROL	76,09	Satisfactorio
	24 AUTOEVALUACIÓN DE GESTIÓN	78,69	Satisfactorio
3.2 EVALUACIÓN INDEPENDIENTE	25 EVALUACIÓN INDEPENDIENTE AL SISTEMA DE CONTROL INTERNO	97,33	Adecuado
	26 AUDITORÍA INTERNA	96,00	Adecuado
3.3 PLANES DE MEJORAMIENTO	27 PLAN DE MEJORAMIENTO INSTITUCIONAL	64,81	Satisfactorio
	28 PLAN DE MEJORAMIENTO POR PROCESOS	64,42	Satisfactorio
	29 PLAN DE MEJORAMIENTO INDIVIDUAL	64,77	Satisfactorio

Dado que todo proceso es susceptible de mejoramiento, y en cumplimiento de la función de asesorar al Ministerio de Minas y Energía en el proceso de implementación, desarrollo y mejoramiento del Sistema de Control Interno, se presentaron 67 oportunidades de mejoramiento con base en las indicaciones del Manual de Implementación MECI, para ser consideradas por el Comité de Coordinación y la Representante de la Alta Dirección.

Concepto Sistema de Control Interno: La Oficina de Control Interno considera que el Sistema de Control Interno del Ministerio muestra un grado de desarrollo muy importante, por cuanto los instrumentos, mecanismos y elementos de control adoptados, aportan de manera sustancial y sin dificultad para el logro integro de los objetivos y metas institucionales.

El Ministro de Minas y Energía informó al Consejo Asesor del Gobierno Nacional en Materia de Control Interno, que el 30 de abril de 2007 a través del Aplicativo MECI, refrendó el Informe Ejecutivo Anual

elaborado por la Oficina de Control Interno, en cumplimiento de la Circular 5 de diciembre de 2006. Igualmente, el Ministro remitió este informe a la Secretaría General con el fin de que se implementen las medidas o planes de mejoramiento sobre los elementos constitutivos del Sistema de Control Interno.

2.2 MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA

Se realizó la evaluación al estado de los Mecanismos de Participación Ciudadana adoptados por el Ministerio, determinando su establecimiento y funcionamiento de acuerdo con la normatividad que regula la materia.

Se considera que los mecanismos de participación ciudadana adoptados por el Ministerio se encuentran implementados, operando y muestran un grado de desarrollo significativo, cuyos instrumentos garantizan el acceso de los ciudadanos, permitiéndole a la entidad retroalimentarse respecto de sus actuaciones, excepto por las consideraciones particulares que se concluyen.

En cumplimiento de la función de asesorar a la alta dirección en la toma de decisiones, y con el fin de contribuir al mejoramiento continuo de los procesos que ejecuta el Ministerio de Minas y Energía, la Oficina de Control Interno propuso también oportunidades de mejoramiento para que sean consideradas por la Administración, en cumplimiento de los literales a)², f)³ del numeral 1.2 "Principios de Gestión de la Calidad" y g)⁴ del numeral 4.1 "Requisitos Generales" de la Norma Técnica de Calidad en la Gestión Pública NTCGP 1000:2004, oportunidades de mejoramiento que se pueden encontrar en el informe respectivo.

2.3 SISTEMA DE CONTROL INTERNO CONTABLE⁵

El siguiente es el resultado de la evaluación de los riesgos de los subsistemas y componentes la evaluación del Sistema de Control Interno Contable a 31 de diciembre de 2006, realizada por la Oficina de Control Interno.

SUBSISTEMAS	COMPONENTES	NIVEL DE RIESGO
CONTROL ESTRATEGICO	Ambiente de control	Bajo
	Direccionamiento Estratégico	Muy Bajo
	Administración de Riesgos	Bajo
EVALUACION DE LA GESTION	Autoevaluación	Muy Bajo
	Evaluación Independiente	Muy Bajo
	Planes de Mejoramiento	Muy Bajo
CONTROL DE LA GESTION	Actividades de Control	Mediano
	Información	Muy Bajo
	Comunicación Pública	Muy Bajo

² Enfoque hacia el cliente: la razón de ser de las entidades es prestar un servicio dirigido a satisfacer a sus clientes; por lo tanto, es fundamental que las entidades comprendan cuáles son las necesidades actuales y futuras de los clientes, que cumpla con sus requisitos y que se esfuercen por exceder sus expectativas. (Subrayado fuera de texto)

³ Mejora continua: siempre es posible implementar maneras más prácticas y mejores para entregar los productos o prestar servicios en las entidades. Es fundamental que la mejora continua del desempeño global de las entidades sea un objetivo permanente para aumentar su eficacia, eficiencia y efectividad. (Subrayado fuera de texto)

⁴ Identificar y diseñar, con la participación de todos los servidores públicos y/o particulares que ejercen funciones públicas, los puntos de control sobre los riesgos de mayor probabilidad de ocurrencia o que generan un impacto considerable en la satisfacción de necesidades y expectativas de calidad de los clientes, en las materias y funciones que le competen a cada entidad. (Subrayado fuera de texto)

⁵ Remitido al Ministro mediante memorando 2007019792 del 7 de mayo de 2007.

A continuación se relaciona el estado de las observaciones de la Contraloría General de la República relacionadas con la información financiera del Ministerio de Minas y Energía a 31 de diciembre de 2006.

NIVEL DE RIESGO	CANTIDAD	%
Alto	0	0%
Mediano	1	17%
Bajo	3	50%
Muy Bajo	2	33%
TOTAL	6	100%

Con base en los seguimientos, evaluaciones y verificación a las actividades, controles y procedimientos establecidos por el Grupo de Financiera al proceso contable, presupuestal y de tesorería, la Oficina de Control Interno considera que los elementos del Sistema de Control Interno Contable del Ministerio se encuentran funcionando íntegramente, lo cual contribuye a que la información reportada reúna los postulados de confiabilidad, oportunidad y utilidad social.

2.4 DERECHOS DE AUTOR SOBRE SOFTWARE

Se realizó la evaluación al cumplimiento por parte del Ministerio de Minas y Energía de las normas en materia de derechos de autor sobre software, teniendo en cuenta las gestiones realizadas por la Secretaría General y el Grupo de Sistemas a marzo de 2007.

El Ministerio de Minas y Energía está dando cumplimiento a las normas en materia de derechos de autor sobre software, de acuerdo con los resultados de la evaluación y el seguimiento a las recomendaciones propuestas. Se resaltan las gestiones adelantadas por la Entidad en la construcción del Centro de Cómputo, la consecución de equipos informáticos y la adquisición del antivirus Appliance.

La Secretaría General y el Grupo de Sistemas han formulado acciones de mejoramiento al proceso de Recursos Tecnológicos con base en las oportunidades de mejoramiento sugeridas en los informes de las vigencias 2004 a 2006, con miras al mejoramiento continuo de los procesos. Dichas acciones fueron registradas en el formato "Plan de Mejoramiento Institucional y por Procesos" establecido por el Sistema de Gestión de la Calidad⁶.

2.5 OBLIGACIONES LEGALES DE LAS OFICINAS DE CONTROL INTERNO

Esta Oficina analizó y compiló las asesorías, evaluaciones, verificaciones, seguimientos y obligaciones legales de las Oficina de Control Interno de las entidades y organismos de la rama ejecutiva del poder público del orden nacional, teniendo en cuenta la normatividad vigente aplicable, a 30 de junio de 2006. Apartes de este documento se incluyeron en el Capítulo 6 de la segunda edición de la "Guía Práctica de Normatividad Aplicable a las Entidades Públicas" publicada de 2006, en cumplimiento de la Política 4 "Moralización y Transparencia de la Administración Pública", del Plan de Desarrollo Administrativo.

2.6 PROCESO DE CONTRATACIÓN

Se realizó la evaluación al proceso de contratación a cargo de la Secretaría General y el Grupo de Servicios Administrativos, durante el período comprendido entre enero y noviembre de 2006. Se encontró que, en términos generales, el Ministerio de Minas y Energía está dando cumplimiento a las normas en materia de contratación.

⁶ Adoptado mediante Resolución 18 0514 del 5 de mayo de 2006.

Con el fin de contribuir al logro de los objetivos institucionales y a la función que tiene la Oficina de Control Interno de asesorar a la Alta Dirección en la toma de decisiones, se formularon oportunidades de mejoramiento para ser consideradas en cumplimiento de lo estipulado en los literales a) y f) del numeral 1.2 "Principios de Gestión de la Calidad" de la Norma Técnica de Calidad en la Gestión Pública NTCGP 1000:2004, las cuales se pueden apreciar en el informe respectivo.

A su vez el Ministro de Minas y Energía dio instrucciones al Grupo de Servicios Administrativos para que se tengan en cuenta y se implementen las recomendaciones formuladas por esta oficina.

2.7 EVALUACIÓN A OTRAS ÁREAS ORGANIZACIONALES

Respecto de las direcciones de Gas, Hidrocarburos y Minas, y de los grupos de Jurisdicción Coactiva, Control Disciplinario Interno, Administración Documental, Planeación, Gestión Humana, Servicios Administrativos y Sistemas, se efectuaron las evaluaciones correspondientes, de acuerdo con la verificación realizada a los objetivos y metas trazadas en el Plan Operativo y otros aspectos considerados de interés para la Oficina de Control Interno, periodo enero a junio 2006, informes presentados entre los meses de agosto y septiembre de 2006.

La Oficina de Control Interno observó algunas oportunidades de mejoramiento y solicitó que al momento de considerar el establecer alguna acción con base en los resultados obtenidos en las evaluaciones, se deberían remitir al procedimiento Plan de Mejoramiento CI-GC-P-04.

El Ministro de Minas y Energía solicitó tener en cuenta las recomendaciones dadas en los informes presentados y dio instrucciones para atender las propuestas de esta oficina.

2.8 CONVENIOS ELÉCTRICOS 1993 – 1999

La evaluación del estado de los Convenios Eléctricos suscritos por el Ministerio de Minas y Energía entre 1993 y 1999, se hizo teniendo en cuenta las gestiones realizadas por la Oficina Asesora Jurídica, la Dirección de Energía y el ente ejecutor, a 21 de marzo de 2007.

ESTADO	NIVEL DE RIESGO	A 31 DE DICIEMBRE DE 2006	%
LIQUIDADOS	● BAJO	189	92,20%
LIQUIDADOS		161	78,54%
ARCHIVADO POR INEJECUCION		5	2,44%
AUTO DE ARCHIVO		5	2,44%
TITULO EJECUTIVO		17	8,29%
RECURSO DE REPOSICION EN ESTUDIO		1	0,49%
LIQUIDABLES	● MEDIANO	6	2,93%
ACTA PENDIENTE DE FIRMAS		3	1,46%
PENDIENTE RESOLUCION DE INEJECUCION		1	0,49%
PENDIENTE DE REINTEGROS		1	0,49%
CON VIABILIDAD JURÍDICA Y TÉCNICA PARA LIQUIDAR		1	0,49%
CRITICOS	● ALTO	10	4,88%
CRITICO		10	4,88%
TOTAL		205	100,00%

A 21 de marzo de 2007, se han liquidado 189 convenios⁷, que corresponden al 92,20% del total de los convenios objeto de análisis.

2.9 PLAN DE MEJORAMIENTO CON LA CONTRALORÍA

Se realizó seguimiento con corte a 31 de diciembre de 2006 al estado de los compromisos adquiridos por el Ministerio de Minas y Energía en el Plan de Mejoramiento suscrito con la Contraloría General de

⁷ 140 liquidados antes de septiembre de 2005 y 49 que se liquidaron entre esa fecha de corte y el 21 de marzo de 2007.

la República el 28 de julio de 2006, teniendo en cuenta las gestiones realizadas por las dependencias responsables de su ejecución.

El Plan de Mejoramiento incluye 28 observaciones contenidas en 42 metas, así:

- Cinco observaciones a las cuales no se les formuló meta por cuanto se encontraban cumplidas totalmente a la fecha de suscripción del Plan⁸.
- Nueve observaciones contenidas en veintidós metas. A 31 de diciembre de 2006 se han cumplieron totalmente cinco de estas metas y seis se han cumplido parcialmente. Las diez metas restantes tienen fecha de cumplimiento posterior al corte de este informe.
- Catorce observaciones contenidas en veintidós metas, pendientes de cumplimiento del Plan suscrito en el 2005. A 31 de diciembre de 2006 se han cumplido totalmente ocho, una está en grado de cumplimiento parcial y una quedó pendiente. Las once metas restantes tienen fecha de cumplimiento posterior al corte de este informe.

ESTADO DE LAS METAS	NIVEL DE RIESGO	Total	%
		Metas	
CUMPLIDA	● BAJO	13	30,95%
CUMPLIDA PARCIALMENTE	● MEDIANO	7	16,67%
PENDIENTE	● ALTO	1	2,38%
PREVISTA PARA EJECUTAR DESPUÉS DE LA FECHA DE CORTE DEL SEGUIMIENTO	● NINGUNO	21	50,00%
TOTAL		42	100,00%

Teniendo en cuenta que algunas metas están pendientes de cumplimiento, esta oficina propuso como oportunidad de mejoramiento que se establezcan los mecanismos necesarios para el cumplimiento total en las fechas pactadas.

2.10 PLAN DE MEJORAMIENTO INSTITUCIONAL

El Ministerio de Minas y Energía adoptó en el 2006 la documentación del Sistema de Gestión de la Calidad, el cual incluyó el formato CI-GC-P-04-F-02 denominado "Plan de Mejoramiento Institucional y por Proceso".

El Ministerio ha establecido Plan de Mejoramiento Institucional, con base en las observaciones de la Contraloría General de la República, como resultado de las Evaluaciones Integrales.

2.11 PROFESIONALIZACIÓN DE LA PLANTA DE PERSONAL

La Oficina de Control Interno, con base en los resultados del análisis a la distribución de los cargos de la planta de personal a 31 de marzo de 2007, considera que en el evento de un movimiento de planta de personal, se debe considerar establecer como política o lineamiento de dicho proceso que al distribuir los empleos de la planta se asigne una proporción del 75% al área misional, que encierra la razón de ser del Ministerio. Lo anterior, atendiendo los lineamientos del Departamento Administrativo de la Función Pública.

2.12 VERIFICACIÓN CUMPLIMIENTO NORMAS DE AUSTRERIDAD AL INTERIOR DEL MINISTERIO

En cumplimiento de las funciones establecidas en la Ley 87 de 1993, Decretos 1737 y 1738 de 1998 y sus modificatorios y en desarrollo del Plan Operativo, la Oficina de Control Interno verificó para el Ministerio el cumplimiento de las normas de austeridad del gasto durante el año 2006 y 2007.

⁸ Hallazgos a los cuales no se les estableció meta alguna por estar cumplidas: 10, 11, 12, 13 y 14.

Como resultado de esta verificación, se concluye en términos generales que el Ministerio continúa dando cumplimiento y observando las directrices gubernamentales en materia de austeridad del gasto público.

2.13 AUSTERIDAD SECTORIAL EN GASTOS DE FUNCIONAMIENTO

En cumplimiento a lo estipulado en la Circular 02 de 2004 del Alto Consejero Presidencial y del Director del Departamento Administrativo de la Función Pública, la Oficina de Control Interno realizó trimestralmente durante el 2006 el seguimiento al comportamiento de los gastos de funcionamiento del Ministerio efectuando la consolidación de la información sectorial.

El siguiente cuadro muestra el comportamiento del gasto en funcionamiento sectorial, reflejando en concordancia con la política de austeridad del Gobierno Nacional.

TRIMESTRE	AHORRO	PORCENTAJE
1 ^{er} trimestre de 2006	3.601.140.981	3,69%
2 ^o trimestre de 2006	35.598.443.998	26,60%
3 ^{er} trimestre de 2006	4.635.458.458	3,74%
4 ^o trimestre de 2006	13.844.646.448	10,11 %

Las entidades incluidas en el análisis son:

- Ministerio de Minas y Energía
- Agencia Nacional de Hidrocarburos
- Comisión de Regulación de Energía y Gas
- Empresa Colombiana de Gas
- Ecopetrol S.A.
- Financiera Energética Nacional S.A.
- Instituto Colombiano de Geología y Minería
- Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas
- Empresa Nacional Minera Ltda. - MINERCOL en liquidación
- Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

ANEXOS

ANEXO LEGAL

RESUMEN NORMATIVIDAD EXPEDIDA EN EL SECTOR MINERO-ENERGETICO

SECTOR	NORMA		
	LEYES	DECRETOS	RESOLUCIONES
HIDROCARBUROS	2	12	4
ENERGÍA	2	6	6
MINAS	0	4	16
GAS	0	3	12
TOTAL NORMAS	4	25	38

ESTADÍSTICA DE PROCESOS JUDICIALES

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

TIPOS DE PROCESOS	TOTAL
ACCIONES CONSTITUCIONALES	101
ACCIONES CONTENCIOSAS	258
ACCIONES ORDINARIAS	80
MINERCOL	
TIPOS DE PROCESOS	TOTAL
ACCIONES CONSTITUCIONALES	16
ACCIONES CONTENCIOSAS	44
ACCIONES ORDINARIAS	179
TOTAL PROCESOS A MAYO DE 2007	678

NORMAS DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

TIPO DE NORMA	Número	FECHA DE EXPEDICIÓN	TEMA
Ley	1028	12 de junio de 2006	Adiciona el Código Penal, estableciendo sanciones por apoderamiento de hidrocarburos, sus derivados, biocombustibles o mezclas que los contengan.
Ley	1118	27 de diciembre de 2006	Autoriza la emisión y colocación de acciones de ECOPETROL S.A. En el mercado y señala el cambio de naturaleza jurídica en sociedad de economía mixta.
Decreto	1606	24 de mayo de 2006	Prorroga plazos para que el distribuidor minorista de combustibles cumpla algunos requisitos del Decreto 4299 de 2005.
Decreto	2165	29 de junio de 2005	Autoriza en zonas de frontera, para uso exclusivo en el sector agrícola, el transporte de combustibles en canecas. Modifica algunas obligaciones de varios agentes de la cadena.
Decreto	2166	29 de junio de 2005	Reglamenta el parágrafo 1o del Artículo 11 de la Ley 681 de 2001, en el sentido de establecer los lineamientos y parámetros mediante los cuales se debe medir la competitividad del precio de la gasolina de aviación Jet A1 en Colombia.
Decreto	2363	17 de julio de 2006	Por el cual se modifican parcialmente los Decretos 2337, 2338, 2339, 2340, 3353 y 4237 de 2004, en relación con el Volumen máximo de combustibles a distribuir en algunos departamentos de zona de frontera.
Decreto	3322	25 de septiembre de 2006	Por el cual se reglamenta la Ley 26 de 1989, en el sentido de establecer el procedimiento para efectuar la retención de 0.5% del margen mayorista de que trata el artículo 8 de la Ley 26 de 1989.
Decreto	4483	15 de diciembre de 2006	Por el cual se modifican los Artículos 1o y 2o del Decreto 2988 de 2003, en relación con los Grandes Consumidores Individuales no Intermediarios de ACPM.
Decreto	386	13 de febrero de 2007	Reglamenta el artículo 1º de la Ley 681 de 2001 y establece otras medidas en materia de distribución de combustibles en Zonas de Frontera.
Decreto	550	28 de febrero de 2007	Determina que a los sistemas de transporte terrestre masivo de pasajeros, le será aplicable el precio del ACPM establecido en la estructura señalada para todo el país.
Decreto	727	7 de marzo de 2007	Establece la metodología para el cálculo del valor de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación y su respectivo tratamiento contable.
Decreto	1010	30 de marzo de 2007	Incluye los municipios de Ospina y Santacruz - Guachavesdel Departamento de Nariño, dentro de la Zona de Frontera, definida en el artículo 1º, numeral 4º del Decreto 386 de 2007.
Decreto	1203	12 de abril de 2007	Autoriza a ECOPETROL S.A. para participar en la constitución de una sociedad de economía mixta indirecta del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuyo objeto será la construcción y operación de plantas de producción de biocombustibles y actividades afines.
Decreto	1333	19 de abril de 2007	Modifica algunos requisitos y obligaciones señalados en el Decreto 4299 de 2005 para los agentes de la cadena de distribución de combustibles y concede nuevos plazos para su cumplimiento.
Resolución	180541	12 de mayo de 2006	Se fijan las bases para determinar el precio del petróleo para liquidar regalías para el año 2006, conforme lo dispone la Ley 141 de 1994 y la Resolución 8 2104 de 1994.
Resolución	1180	21 de junio de 2006	Modifica parcialmente las resoluciones 1565 de 2004 y 1289 de 2005, en relación con 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 de vehículos automotores.
Resolución	180966	2 de agosto de 2006	Por la cual se dictan disposiciones en materia de precios de los combustibles líquidos derivados del petróleo destinados para el abastecimiento interno.
Resolución	180158	2 de febrero de 2007	Determina los combustibles limpios de conformidad con lo consagrado en el Parágrafo del Artículo 1 de la Ley 1083 de 2006.

NORMAS DEL SECTOR MINAS			
TIPO DE NORMA	No.	FECHA DE EXPEDICIÓN	ASUNTO
Decreto	4555	26 de diciembre de 2006	Por el cual se prorroga el plazo para la liquidación de la Empresa Nacional Minera Ltda. En liquidación, Minercol Ltda. en liquidación. Se prorroga plazo hasta el 31 de marzo de 2007.
Decreto	1016	30 de marzo de 2007	Por el cual se prorroga el plazo para la liquidación de la Empresa Nacional Minera Ltda en liquidación- MINERCOL LTDA EN LIQUIDACIÓN. Se prorroga plazo hasta el 30 de abril de 2007.
Decreto	416	15 de febrero de 2007	Por el cual se reglamentan parcialmente la Ley 141 de 1994, la Ley 756 de 2002 y la Ley 781 de 2002 y se dictan otras disposiciones. Acceso a los recursos de los proyectos del Fondo Nacional de Regalías, Recursos del FAEP, de reasignación de regalías y compensaciones escalonamiento.
Decreto	1697	16 de mayo de 2007	Por el cual se reglamenta el artículo 16 de la Ley 1111 de 2006 y se establecen otras disposiciones. Designa al Ministerio de Minas y Energía y establece el procedimiento para fijar el precio de venta de los minerales exportados, cuando tales exportaciones superan el valor de 100 millones de dólares.
Resolución	181602	28 de noviembre de 2006	Por la cual se modifica el Formato Básico Minero "FBM" y el artículo 4o de la Resolución 181756 de 2004, modificado por el artículo 2o de la Resolución 181208 de 2006. El Formato Básico Minero se deberá presentar así: a) Dentro de los quince (15) primeros días del mes de julio, el FBM-I semestre, con la información correspondiente al periodo enero-junio del año en curso. B) Dentro de los quince (15) primeros días del mes de enero, el FBM-Anual, con la información correspondiente al periodo enero-diciembre del año inmediatamente anterior.
Resolución	181612	29 de noviembre de 2006	Por la cual se adoptan algunas medidas en materia de solicitudes para otorgamiento de contratos de concesión minera. (Suspensión de términos entre el 1o de diciembre de 2006 y el 15 de febrero de 2007).
Resolución	181791	14 de diciembre de 2006	Por la cual se delimita y establece una Zona Minera para la Comunidad Negra del Consejo Comunitario de San Francisco de Cugucho, Alto Baudó, Chocó.
Resolución	181792	14 de diciembre de 2006	Por la cual se establece y delimita una Zona Minera para la Comunidad Negra del Consejo Comunitario Mayor del Alto San Juan - ASOCASAN.
Resolución	181793	14 de diciembre de 2006	Por la cual se delimita y establece una Zona Minera para la Comunidad Negra del Consejo Comunitario Mayor de Unión Panamericana - COCOMAUPA -, municipio de Unión Panamericana, Chocó.
Resolución	181794	14 de diciembre de 2006	Por la cual se delimita y establece una Zona Minera para la Comunidad Negra del Consejo Comunitario Mayor del Municipio de Condoto, Chocó.
Resolución	181795	14 de diciembre de 2006	Por la cual se señala y delimita una zona minera indígena. En el municipio de Uribia, Guajira.
Resolución	181843	22 de diciembre de 2006	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras y se adoptan otras medidas. Prorroga delegación en Gobernación de Caldas por el término de seis (6) meses.
Resolución	181844	22 de diciembre de 2006	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras y se adoptan otras medidas. Prorroga delegación en la Gobernación de Boyacá por el término de seis (6) meses.
Resolución	181845	22 de diciembre de 2006	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras y se adoptan otras medidas. Prorroga delegación en la Gobernación del Cesar por el término de seis (6) meses.
Resolución	181846	22 de diciembre de 2006	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras y se adoptan otras medidas. Prorroga delegación en la Gobernación de Norte de Santander por el término de seis (6) meses.
Resolución	181847	22 de diciembre de 2006	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras y se adoptan otras medidas. Prorroga delegación en la Gobernación de Antioquia por el término de seis (6) meses.
Resolución	180211	14 de febrero de 2007	Por la cual se prórroga la Resolución No. 18 1612 de 2006. Prórroga hasta el 23 de marzo de 2007 para recibo de propuestas de contratos de concesión minera.
Resolución	180306	02 de marzo de 2007	Por la cual se adoptan medidas en relación con el recaudo, distribución y transferencia de las regalías derivadas de la explotación de sal, con ocasión de la liquidación del IFI - Concesión Salinas.
Resolución	180430	27 de marzo de 2007	Por la cual se reasume el conocimiento y trámite de algunas propuestas de contrato de concesión minera y se efectúa una delegación. Se reasume competencia delegada en la Gobernación de Antioquia en relación con los trámites de unas propuestas de concesión y se delega en el Grupo Regional Minero de INGEOMINAS, Medellín.

NORMAS DEL SECTOR ENERGÍA			
TIPO DE NORMA	No.	FECHA DE EXPEDICIÓN	ASUNTO
Ley	1099	10 de noviembre de 2006	Por medio de la cual se prorroga la vigencia del artículo 81 de la Ley 633 de 2000, en el sentido de cobrar por cada kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, el recaudo de un peso (\$1.00) m/cte., con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las zonas no interconectadas. Valor que será paga por los agentes generadores de energía y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2007.
Ley	1117	27 de diciembre de 2006	Por la cual se expiden normas sobre normalización de redes eléctricas y de subsidios para estratos 1 y 2.
Decreto	2424	18 de julio de 2006	Por el cual se regula la prestación del servicio de alumbrado público.
Decreto	4482	15 de diciembre de 2006	Por el cual se aprueba el programa de enajenación de parte de la acción es que la nación posee en ISAGEN S.A. ESP
Decreto	4476	15 de diciembre de 2006	Por el cual se autoriza a la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público - para canjear instrumentos de deuda interna de Gestión Energetica S.A. ESP GENSA, por acciones.
Decreto	388	13 de febrero de 2007	Por el cual se establecen las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, que debe seguir la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- al fijar la metodología de remuneración a través de Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional Distribución Local de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.
Decreto	387	13 de febrero de 2007	Por medio del cual se establecen las políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones.
Decreto	549	28 de febrero de 2007	Por medio del cual se reglamentan las Leyes 142 143 de 1994, 223 de 1995, 286 de 1996 y 632 de 2000, en relación con la contribución de solidaridad en la autogeneración.
Resolución	180609	26 de mayo de 2006	Por la cual se definen los subprogramas que hacen parte del programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales, PROURE, y se adoptan otras disposiciones.
Resolución	180901	19 de julio 19 2006	Por la cual se fija la metodología de enajenación de los activos que el Instituto de Planificación Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas -IPSE, posee en el Sistema Interconectado Nacional - SIN.
Resolución	181175	18 de septiembre de 2006	Por la cual se delega una función al consejo Nacional Técnico de Electricistas la expedición de matriculas de técnicos.
Resolución	181812	18 de diciembre de 2006	Por la cual se señala la fecha de reiniciación de operaciones comerciales y la capacidad instalada de la Central Hidroeléctrica de Calderas.
Resolución	181851	26 de diciembre de 2006	Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2006 -2020.
Resolución	180466	02 de abril de 2007	Por la cual se modifica el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE.

NORMAS DEL SECTOR GAS			
TIPO DE NORMA	No.	FECHA DE EXPEDICIÓN	ASUNTO
Decreto	1404	5 de mayo de 2006	Por el cual se modifica parcialmente el programa de enajenación aprobado por el Gobierno Nacional mediante el decreto 1404 de 2005.
Decreto	2400	18 de julio de 2006	Por el cual se regula la construcción de interconexiones internacionales de Gas Natural.
Decreto	880	21 de marzo de 2007	Por el cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda.
Resolución	180707	14 de junio de 2006	Por la cual se declara el inicio de un racionamiento programado de gas natural, a la Compañía Chevron Petroleum Company en el Campo Chuchupa B, por razones operacionales.
Resolución	180742	20 de junio de 2006	Por la cual se declara el cese de un racionamiento programado de Gas Natural decretado el 14 de junio de 2006 en el Campo Chuchupa B.
Resolución	180928	26 de julio de 2006	Por el cual se expide el reglamento técnico aplicable las Estaciones de Servicio que suministran Gas Natural Comprimido para uso Vehicular.
Resolución	181339	18 de octubre de 2006	Por la cual se declara que una compañía extranjera ha dado cumplimiento a lo establecido en el Artículo del Decreto 2400 de 2006.
Resolución	181344	18 de octubre de 2006	Por el cual se autoriza el inicio de la construcción de una interconexión internacional de Gas Natural en territorio colombiano.
Resolución	181526	14 de noviembre de 2006	Por la cual se establecen requerimientos de suministro de información para efectos de establecer la situación nacional de abastecimiento de Gas Natural.
Resolución	180141	31 de enero de 2007	Por la cual se modifica la Resolución 18 09 28 de julio 26 de 2006, mediante la cual se expidió Reglamento Técnico Aplicable a Estaciones de Servicio que suministran GNCV, prorrogando su entrada en vigencia.
Resolución	180158	02 de febrero de 2007	Por la cual se determinan los combustibles limpios de conformidad con lo consagrado en el parágrafo del artículo 1º de la Ley 1083 de 2006, en la cual se disponen normas sobre planeación urbana.
Resolución	180231	19 de febrero de 2007	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por las empresas de Gas.
Resolución	180232	19 de febrero de 2007	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por las empresas de Gas.
Resolución	180286	28 de febrero de 2007	Por la cual se modifica la Resolución 18 09 28 de julio 26 de 2006, mediante la cual se expidió Reglamento Técnico Aplicable a Estaciones de Servicio que suministran GNCV, en sus Arts 1 Num 4, 1, 8, Num 5 y Art 6.
Resolución	180592	25 de abril de 2007	Por la cual se declara un Racionamiento Programado de Gas Natural, a la Empresa Protesting Colombia S.A. en el Campo Montañuelo 1 ubicado en el Municipio de San Luis, Departamento de Tolima.

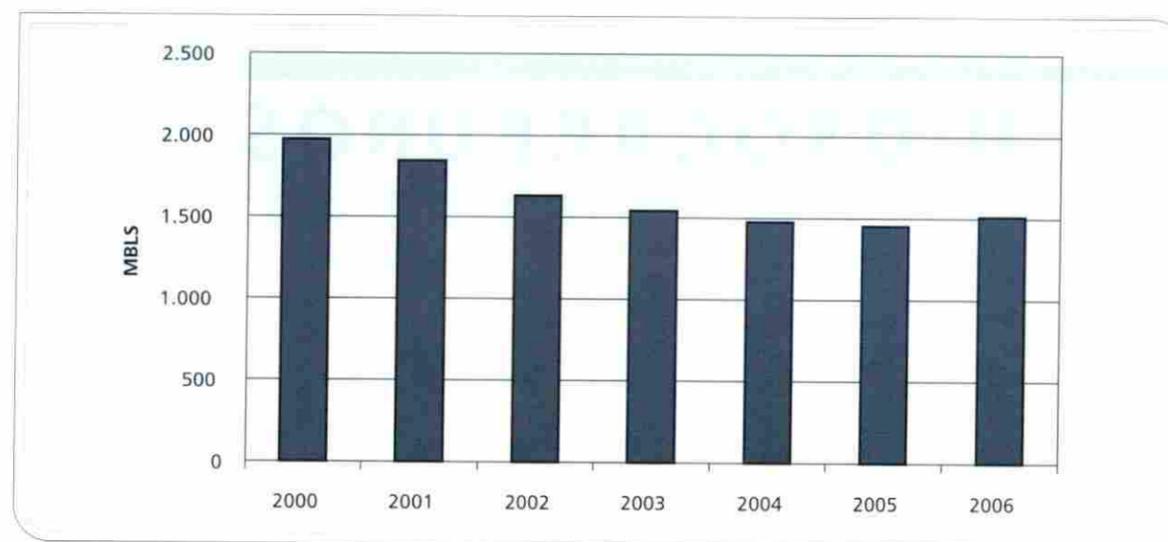
ANEXO ESTADÍSTICO

HIDROCARBUROS

**RESERVAS PROBADAS REMANENTES DE PETRÓLEO
RELACIÓN RESERVAS / PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
2000-2006
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
2005	777,3	10,1	665,8	1.453,2
2006	737,0	21,4	751,0	1.509,4

Fuente: Ecopetrol

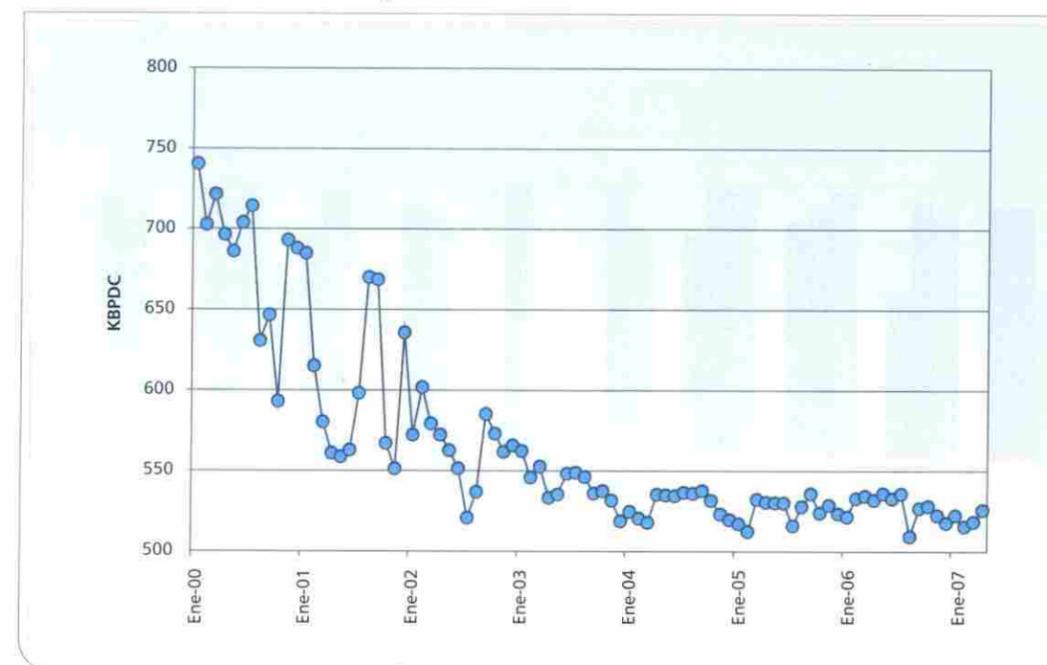


Fuente: Ecopetrol

**PRODUCCIÓN MENSUAL DE CRUDO
2000 A ABRIL 2007
KBDC**

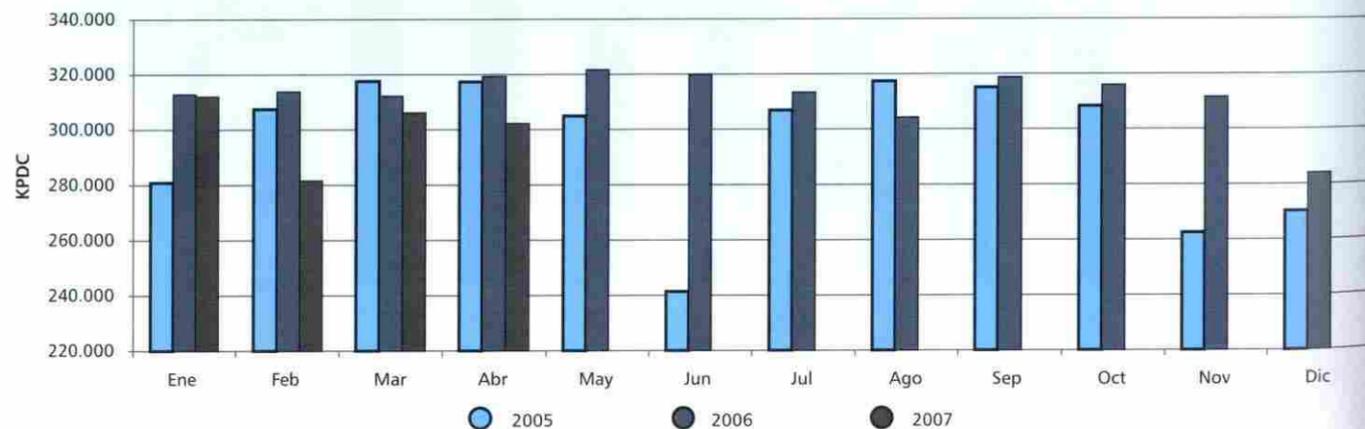
Mes	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Enero	740,47	682,25	572,26	562,25	524,63	517,19	521,42	522,34
Febrero	702,65	615,04	601,75	545,82	520,45	512,28	532,84	515,41
Marzo	721,52	580,53	579,26	552,58	517,93	532,31	534,47	518,41
Abril	696,48	561,18	572,27	533,17	535,33	530,55	531,88	525,67
Mayo	686,11	559,18	562,61	535,32	534,87	530,22	535,93	
Junio	703,90	562,70	551,37	548,22	534,35	530,12	532,75	
Julio	714,29	598,42	520,71	548,88	536,54	516,00	535,81	
Agosto	630,65	670,29	536,83	546,11	535,91	527,79	509,28	
Septiembre	646,52	667,71	585,22	535,85	526,05	535,83	526,76	
Octubre	593,02	567,44	573,07	537,42	531,51	527,30	528,13	
Noviembre	693,19	551,28	561,74	531,54	523,20	528,71	522,45	
Diciembre	688,01	635,37	565,69	518,72	519,70	523,44	517,71	
Promedio	684,63	604,40	564,90	541,33	528,40	525,98	527,45	520,46

Fuente: Minminas, Ecopetrol

Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

**CARGA DE CRUDO A REFINERÍAS
2005 A MARZO 2007
BPDC**

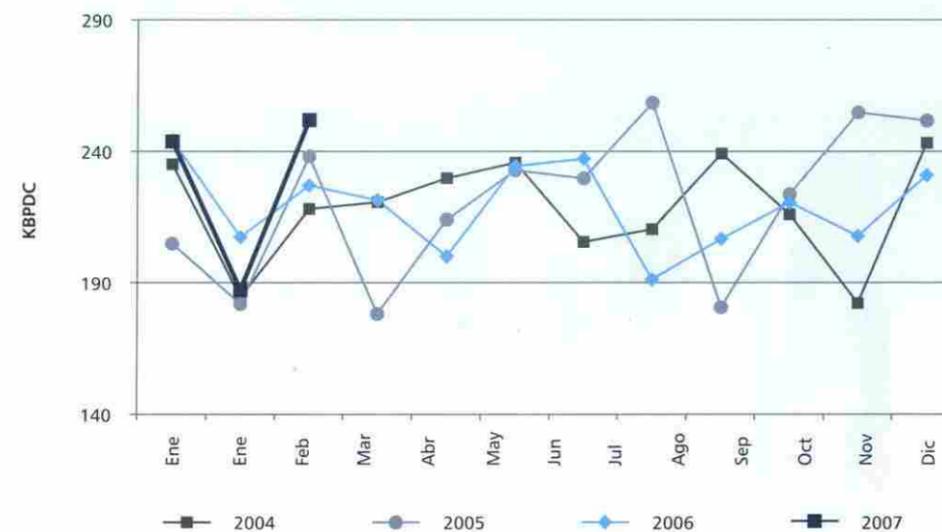
Refinerías	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2005	280.868	307.512	317.639	317.382	304.883	241.388	306.940	317.430	315.134	308.323	262.503	270.204
2006	312.822	313.796	312.210	319.259	321.604	319.855	313.287	304.194	318.721	315.901	311.510	283.795
2007	312.078	281.606	306.151	302.200								
Apiay	2.231	2.238	2.240									
C.I.B.	227.660	197.680	222.550	221.800								
Cartagena	81.070	80.370	80.270	80.400								
Orito	1.117	1.318	1.091									



Fuente: Ecopetrol.
C.I.B.: Complejo Industrial de Barrancabermeja.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

**VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO
2004 A MARZO 2007
KBPD**

Mes	2004	2005	2006	2007
Enero	234,98	204,83	244,14	243,74
Febrero	184,40	181,87	207,37	187,20
Marzo	218,01	238,01	226,99	251,87
Abril	220,62	178,17	221,35	
Mayo	229,82	213,96	200,02	
Junio	235,68	232,78	234,41	
Julio	205,55	229,69	237,17	
Agosto	210,32	258,39	191,18	
Septiembre	239,08	180,74	206,68	
Octubre	215,98	223,59	220,55	
Noviembre	182,25	254,76	207,77	
Diciembre	243,21	251,65	230,80	
Total	218,50	221,12	219,15	228,95

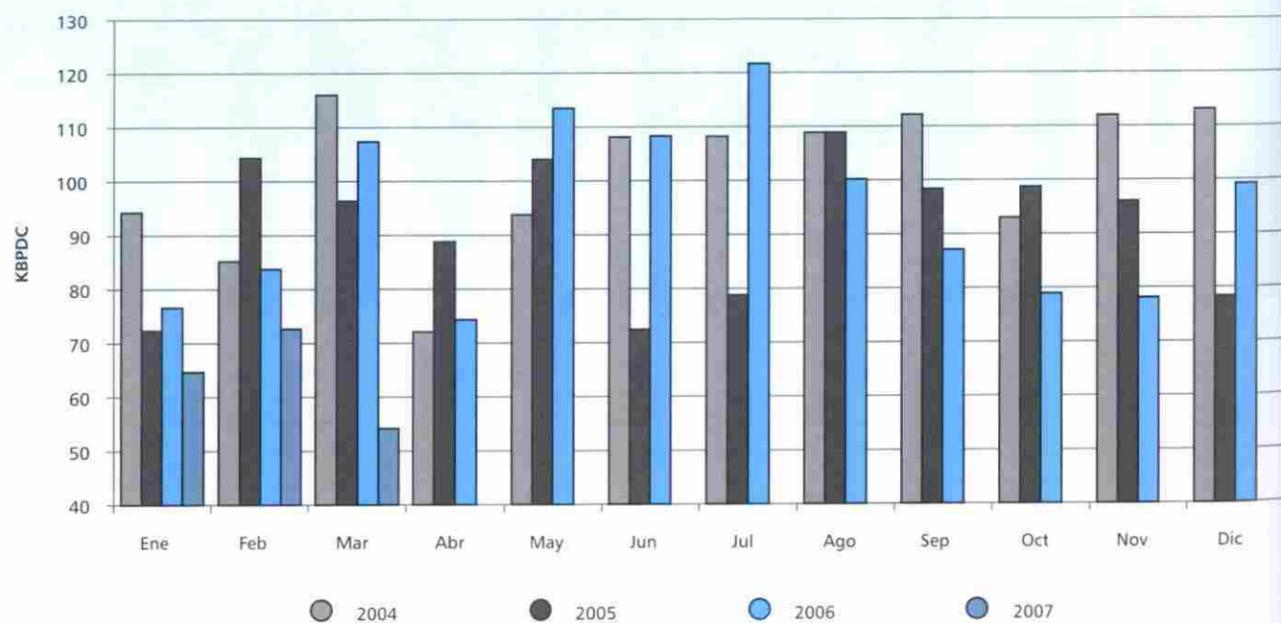


Fuente: Ecopetrol - Estadísticas Mensuales
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE DERIVADOS *
2004 A MARZO 2007
Miles de Barriles por día calendario

Mes	2004	2005	2006	2007
Enero	94,26	72,33	76,63	64,66
Febrero	85,18	104,36	83,72	72,66
Marzo	116,03	96,33	107,39	54,15
Abril	72,11	88,79	74,30	
Mayo	93,77	104,01	113,50	
Junio	108,10	72,43	108,30	
Julio	108,19	78,76	121,70	
Agosto	108,87	108,91	100,20	
Septiembre	112,15	98,37	87,10	
Octubre	93,00	98,72	78,90	
Noviembre	111,99	96,03	78,10	
Diciembre	113,05	78,30	99,20	
Total	101,5	91,44	94,09	63,82

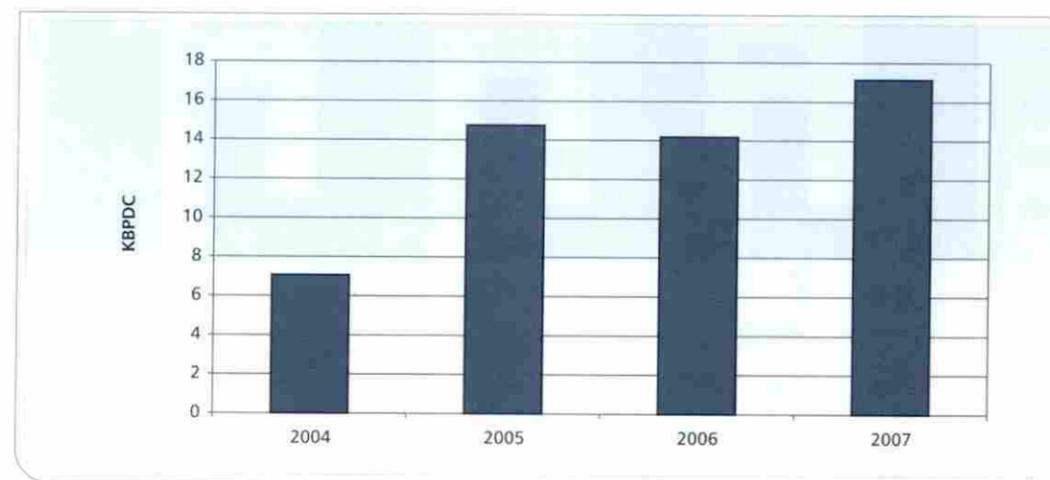
*No incluye Petróleo



Fuente: Ecopetrol Estadísticas de la Industria Petrolera
*No incluye petróleo
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

VOLUMEN DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS
2004 A MARZO 2007
KBPDC

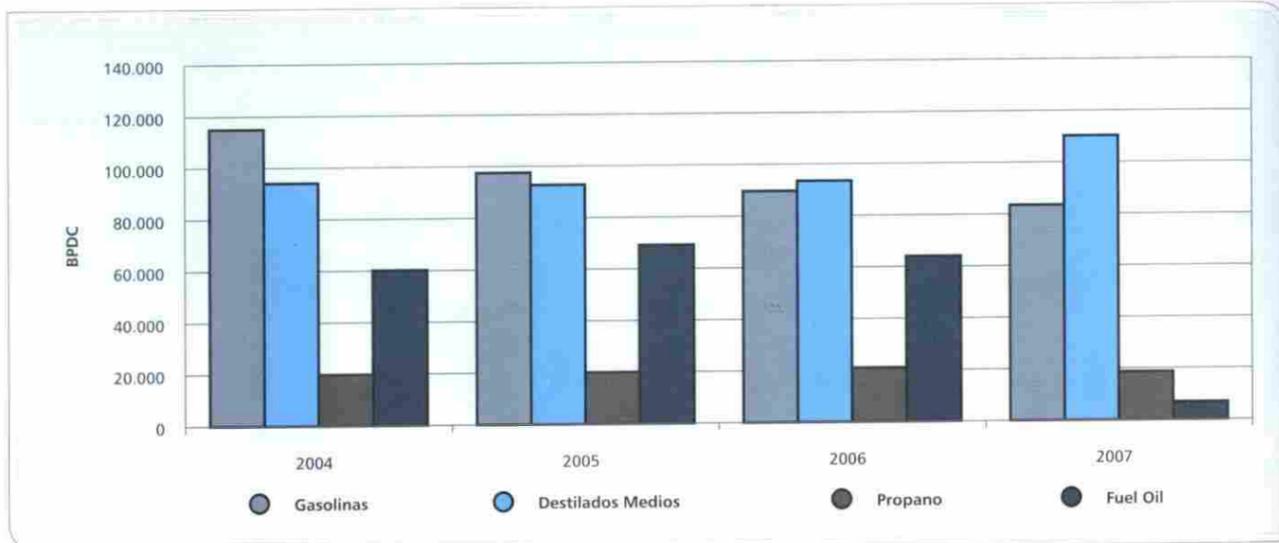
Mes	2004	2005	2006	2007
Enero	12,6	0,4	12,0	0,6
Febrero	3,3	8,6	18,2	26,7
Marzo	8,0	26,3	16,5	24,1
Abril	26,9	21,5	12,5	
Mayo	0,7	21,5	25,1	
Junio	15,5	16,9	0,3	
Julio	0,3	28,6	0,2	
Agosto	0,1	0,9	15,5	
Septiembre	0,6	16,7	25,1	
Octubre	0,3	8,1	9,7	
Noviembre	16,4	11,1	10,1	
Diciembre	0,7	16,4	24,8	
Total	7,06	14,75	14,17	17,14



Fuente: Ecopetrol Estadísticas de la Industria Petrolera
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

PRODUCCIÓN MENSUAL DE COMBUSTIBLES
2004 A MARZO 2007
BPDC

Año	Blancos									Avigas	Propano	Total
	Gasolinas				Destilados Medios							
	Gasolina Motor Regular	Gasolina Extra *	Bencina & Cocinol	Total	Diesel (ACPM)	Queroseno	JP-A	Total				
2004	103.505	11.313	122	114.940	72.802	702	20.605	94.108	878	19.881	290.005	
2005	88.427	8.983	172	97.582	72.469	311	20.000	92.780	1.394	20.000	280.966	
2006	77.369	4.766	126	89.613	83.222	307	17.592	93.476	1.064	20.957	268.967	
2007*	78.519	4.798	137	83.454	92.693	322	17.192	110.207	583	18.615	200.489	

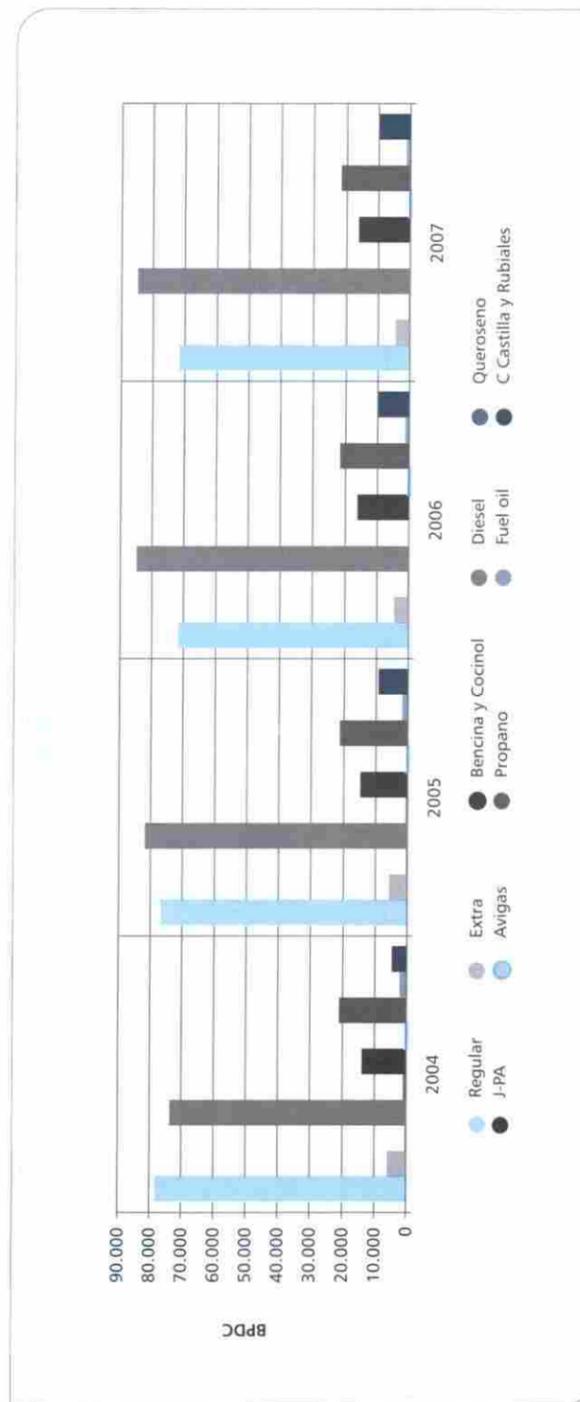


Fuente: Ecopetrol - Estadísticas de la Industria Petrolera
*Datos a marzo de 2007
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

CONSUMO MENSUAL DE COMBUSTIBLES
2004 A MARZO 2007
BPDC

Mes	Gasolinas				Destilados Medios				Negros				Total		
	Gasolina Motor		Bencina & Cocinol		Diesel (ACPM)	Queroseno	JP-A	Subtotal	Avigas	Propano	Subtotal	Fuel-Oil*		Crudo de Castilla y Rubiales**	
	Regular	Extra	Subtotal	Cocinol											
2004	78.449	5.922	84.371	124	84.495	73.606	1.039	14.022	88.667	319	21.093	194.574	4.752	7.005	201.579
2005	76.946	5.672	82.618	133	82.751	81.823	568	14.908	97.299	278	21.219	201.547	1.816	11.113	212.660
2006	72.020	4.550	76.082	102	76.183	84.832	187	16.294	100.702	267	21.648	198.801	1.337	11.537	210.628
2007	75.747	4.870	80.617	137	80.754	89.114	124	16.913	106.151	215	19.511	206.631	1.259	11.259	217.890

Datos del 2007 a Marzo.



Fuente: Ecopetrol Estadísticas de la Industria Petrolera
** Fuel Oil o Combustóleo
*** Incluye Crudo de Rubiales a partir de 2001 hasta 2006(marzo) mezclas de los campos Jazmin y Cocorna y iFO y Crudo de Rubiales a partir del 2004
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

VENTAS DE GASOLINA MOTOR DISTRIBUIDOR MAYORISTA POR DIVISIÓN POLÍTICA

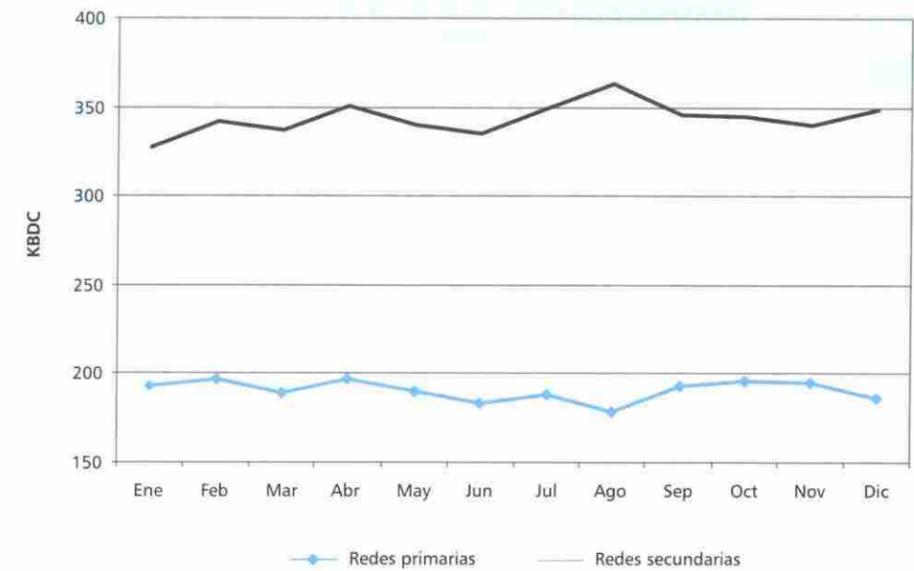
BPDC
1998 - 2006

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Var %
ZONA NOROCCIDENTE	15.398	14.398	12.976	11.510	9.182	8.421	7.839	8.167	7.621	-20,2
ATLÁNTICO	4.076	4.436	4.327	3.982	2.825	2.259	1.940	1.870	1.899	1,6
BÓLIVAR	4.192	3.635	3.186	3.254	2.475	2.143	2.754	2.836	1.990	-29,8
CÓRDOBA	2.535	3.000	2.991	2.253	2.181	1.881	1.742	1.885	2.109	11,9
LA GUAJIRA	1.205	310	120	71	68	485	24	7	39	457,1
MÁGDALENA	1.781	1.605	1.062	683	572	575	439	727	585	-19,5
SAN ANDRÉS	289	265	249	229	223	211	201	189	184	-2,6
SUCRE	1.320	1.147	1.041	1.038	837	868	739	653	815	24,8
ZONA NORORIENTE	12.442	9.763	7.891	6.664	6.877	6.860	7.075	7.635	7.934	3,2
BOYACÁ	3.809	3.273	2.926	2.695	2.457	2.130	2.371	2.562	2.612	2,0
CESAR	1.803	1.184	616	372	1.470	1.418	1.767	1.838	1.826	-0,7
NORTE DE SANTANDER	130	87	74	118	425	897	695	447	608	36,0
SANTANDER	6.700	5.219	4.275	3.480	2.525	2.414	2.241	2.788	2.888	3,6
ZONA CENTRO	70.814	62.676	57.843	51.030	44.352	41.780	42.822	41.418	39.675	-13,1
ANTIOQUIA	17.355	14.739	13.805	12.332	11.065	11.164	10.740	10.547	10.663	1,1
BOGOTÁ	26.994	27.883	25.712	22.853	19.439	17.376	18.511	18.142	16.495	-9,1
CALDAS	2.915	2.501	2.226	2.005	1.772	1.692	1.660	1.664	1.627	-2,2
CUNDINAMARCA	14.829	9.320	8.066	7.031	6.418	5.920	6.370	6.155	6.188	0,5
QUINDÍO	1.593	1.553	1.532	1.393	1.211	1.046	995	1.062	943	-11,2
RISARALDA	2.675	2.643	2.605	2.228	1.898	2.041	2.130	1.760	1.576	-10,5
TOLIMA	4.453	4.037	3.897	3.188	2.548	2.542	2.416	2.088	2.183	4,5
ZONA SUROCCIDENTE	25.722	22.917	20.752	18.548	18.282	18.516	17.542	16.241	17.099	-1,4
CAUCA	2.239	1.840	1.627	1.475	1.408	1.385	1.307	1.275	1.282	0,5
CHOCÓ	185	167	193	218	289	314	341	364	483	32,7
HUILA	2.789	2.498	2.543	2.187	1.891	1.843	1.887	2.033	1.666	-18,1
NARIÑO	2.916	2.681	2.424	2.531	3.344	4.111	4.122	3.413	2.730	-20,0
PUTUMAYO	1.251	933	732	492	438	537	625	524	580	10,7
VALLE	16.342	14.798	13.233	11.646	10.912	10.326	9.259	8.632	10.358	20,0
ZONA SUROCCIDENTE	6.238	5.089	5.057	4.810	4.568	4.826	4.415	4.310	3.923	-5,0
AMAZONAS	199	156	148	133	144	136	121	118	121	2,5
ARAUCA	12	0	0	0	28	187	145	188	107	-43,1
CAQUETÁ	1.463	1.470	1.563	1.547	1.238	1.108	924	902	855	-5,2
CASANARE	841	661	633	568	571	610	551	568	678	19,4
GUAINIA	36	33	13	0	0	5	13	13	17	30,8
GUAVIARE	238	234	288	291	357	422	339	326	296	-9,2
META	3.224	2.480	2.340	2.188	2.143	2.268	2.282	2.157	1.810	-16,1
VAUPÉS	0	28	52	71	79	71	4	1	0	-100,0
VICHADA	225	27	20	12	8	20	35	37	39	5,4
TOTAL PAS	130.614	114.843	104.519	92.562	83.261	80.403	79.691	77.771	76.252	-10,0
VARIACION %		-12,1	-9,0	-11,4	-10,0	-3,4	-0,9	-2,4	-2,0	

Fuente: ECOPEPETROL
Elaboró: UPMIE - Subdirección de Información Minero EnergéticaTRANSPORTE DE REFINADOS
KBPDC
2006

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
SISTEMA DE REDES PRIMARIAS												
Galán-Sebastopol 16 ^a	93,5	98,8	93,2	101,4	96,6	93,3	96,0	91,0	100,4	95,3	97,7	96,5
Galán-Sebastopol 12 ^a	44,5	45,8	46,1	45,1	43,6	41,8	44,3	37,0	43,1	50,8	43,9	43,4
Galán-Salgar (GLP)	19,1	19,1	14,6	18,3	17,7	18,5	17,4	17,6	16,0	16,7	17,3	14,3
Galán-Bucaramanga	13,7	16,1	16,9	16,2	16,4	17,5	17,0	16,3	14,6	16,3	17,3	14,4
Pozos Colorados-CIB	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	1,3	0,5	1,1	0,7	0,7	0,0	0,0
Cartagena-B/quilla	16,4	15,0	13,3	13,4	10,8	8,2	12,9	13,3	14,8	13,4	13,4	16,3
Yumbo - Buenaventura	2,2	1,7	3,5	1,9	2,0	2,2	0,0	0,0	3,0	0,0	2,4	1,0
BTKS B/tura-Yumbo	3,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	2,5	2,5	0,0
Subtotal	192,3	196,6	188,5	196,4	189,3	182,9	188,2	178,1	192,5	195,7	194,5	185,9
SISTEMA DE REDES SECUNDARIAS												
Sebastopol-Salgar 16 ^a	70,6	76,3	71,4	79,8	74,4	72,5	75,7	69,6	78,1	74,9	75,1	74,2
Sebastopol-Salgar 12 ^a	21,3	19,5	19,3	17,7	18,4	18,6	21,6	45,4	17,6	19,7	18,7	21,1
Salgar-Mansilla (GLP)	7,2	7,6	5,0	7,1	7,0	6,9	6,5	7,2	5,5	6,3	7,0	6,2
Salgar-Mansilla	63,5	65,0	65,4	69,0	64,7	65,8	66,5	61,7	66,3	67,4	65,9	70,8
Salgar-Cartago 8 ^a	18,6	19,7	17,4	20,0	19,1	19,0	18,8	20,7	19,5	19,1	19,2	19,0
Salgar-Gualanday 12 ^a	13,2	12,5	12,8	12,6	12,5	12,5	14,1	13,7	12,6	14,2	13,1	14,1
Gualanday-Neiva	5,5	5,3	5,3	5,4	5,5	5,1	6,0	5,9	5,5	6,4	5,7	6,5
Medellín-Cartago	21,8	23,2	23,6	23,6	23,6	22,0	23,4	23,5	24,4	22,9	22,2	23,3
Sebastopol-Medellín	41,5	43,5	45,7	44,6	44,5	41,9	45,6	45,4	45,1	45,8	44,1	45,0
Cartago-Yumbo 6 ^a	8,1	9,1	8,0	9,2	9,3	8,9	8,9	9,4	8,8	8,5	8,5	8,3
Cartago-Yumbo 10 ^a	18,1	19,5	19,6	19,2	19,6	18,2	19,2	19,4	20,6	18,9	18,5	19,4
Mansilla-Pte Aranda	38,1	41,0	43,4	42,8	41,8	43,4	43,2	41,2	42,0	40,5	42,0	41,2
Subtotal	327,5	342,3	336,8	351,0	340,3	334,9	349,5	363,1	345,9	344,6	340,0	349,1
TOTAL	519,8	538,9	525,3	547,4	529,6	517,8	537,7	541,2	538,5	540,3	534,5	535,0

Fuente: ECOPEPETROL S.A. - Vicepresidencia de Transporte - Gerencia de Planificación Integral y Comercialización



TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS 2006

TRANSPORTE DE REFINADOS
KBPCD

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
SISTEMA DE REDES PRIMARIAS												
GALÁN-SEBASTOPOL 16"	93,5	98,8	93,2	101,4	96,6	93,3	96,0	91,0	100,4	95,3	97,7	96,5
GALÁN-SEBASTOPOL 12"	44,5	45,8	46,1	45,1	43,6	41,8	44,3	37,0	43,1	50,8	43,9	43,4
GALÁN-SALGAR (GLP)	19,1	19,1	14,6	18,3	17,7	18,5	17,4	17,6	16,0	16,7	17,3	14,3
GALÁN-BUCARAMANGA	13,7	16,1	16,9	16,2	16,4	17,5	17,0	16,3	14,6	16,3	17,3	14,4
POZOS COLORADOS-CIB	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	1,3	0,5	1,1	0,7	0,7	0,0	0,0
CARTAGENA-B/QUILLA	16,4	15,0	13,3	13,4	10,8	8,2	12,9	13,3	14,8	13,4	13,4	16,3
YUMBO - BUENAVENTURA	2,2	1,7	3,5	1,9	2,0	2,2	0,0	0,0	3,0	0,0	2,4	1,0
BTKS B/TURA-YUMBO	3,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	2,5	2,5	0,0
SUBTOTAL	192,3	196,6	188,5	196,4	189,3	182,9	188,2	178,1	192,5	195,7	194,5	185,9
SISTEMA DE REDES SECUNDARIAS												
SEBASTOPOL-SALGAR 16"	70,6	76,3	71,4	79,8	74,4	72,5	75,7	69,6	78,1	74,9	75,1	74,2
SEBASTOPOL-SALGAR 12"	21,3	19,5	19,3	17,7	18,4	18,6	21,6	45,4	17,6	19,7	18,7	21,1
SALGAR-MANSILLA (GLP)	7,2	7,6	5,0	7,1	7,0	6,9	6,5	7,2	5,5	6,3	7,0	6,2
SALGAR-MANSILLA	63,5	65,0	65,4	69,0	64,7	65,8	66,5	61,7	66,3	67,4	65,9	70,8
SALGAR-CARTAGO 8"	18,6	19,7	17,4	20,0	19,1	19,0	18,8	20,7	19,5	19,1	19,2	19,0
SALGAR-GUALANDAY 12"	13,2	12,5	12,8	12,6	12,5	12,5	14,1	13,7	12,6	14,2	13,1	14,1
GUALANDAY-NEIVA	5,5	5,3	5,3	5,4	5,5	5,1	6,0	5,9	5,5	6,4	5,7	6,5
MEDELLIN-CARTAGO	21,8	23,2	23,6	23,6	23,6	22,0	23,4	23,5	24,4	22,9	22,2	23,3
SEBASTOPOL-MEDELLIN	41,5	43,5	45,7	44,6	44,5	41,9	45,6	45,4	45,1	45,8	44,1	45,0
CARTAGO-YUMBO 6"	8,1	9,1	8,0	9,2	9,3	8,9	8,9	9,4	8,8	8,5	8,5	8,3
CARTAGO-YUMBO 10"	18,1	19,5	19,6	19,2	19,6	18,2	19,2	19,4	20,6	18,9	18,5	19,4
MANSILLA-PTE ARANDA	38,1	41,0	43,4	42,8	41,8	43,4	43,2	41,2	42,0	40,5	42,0	41,2
SUBTOTAL	327,5	342,3	336,8	351,0	340,3	334,9	349,5	363,1	345,9	344,6	340,0	349,1
TOTAL	519,8	538,9	525,3	547,4	529,6	517,8	537,7	541,2	538,5	540,3	534,5	535,0

TRANSPORTE DE CRUDO POR TRAMOS DE OLEODUCTO
KBPCD

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
SISTEMA DE REDES PRIMARIAS												
VASCONIA - CIB	120,8	135,6	131,3	124,0	134,3	132,1	122,9	128,9	121,6	128,3	120,4	65,2
VASCONIA - COVENAS	64,4	56,6	62,3	70,7	62,9	66,9	67,6	75,8	68,2	39,5	60,1	60,1
CAÑO LIMON - COVENAS	79,2	96,0	96,7	86,9	81,5	100,9	77,9	85,3	85,3	97,7	91,6	107,7
COVENAS - CAR	82,0	60,0	75,6	71,9	73,3	69,7	71,3	75,6	75,0	71,5	68,4	86,2
SUB-TOTAL	346,3	348,2	365,9	353,5	351,9	369,6	339,8	365,6	350,1	337,0	340,4	319,2
SISTEMA DE REDES SECUNDARIAS												
CIB-AYACUCHO 18"	5,3	1,1	0,6	0,3	0,0	0,7	0,5	0,6	0,7	2,3	0,7	0,9
VELASQUEZ 26-SAUCE	45,8	41,6	29,9	30,8	30,8	29,8	30,0	27,2	27,2	26,5	26,6	26,9
TENAY - VASCONIA	85,9	90,2	92,1	94,4	94,6	93,9	93,4	92,9	90,1	86,9	84,7	86,2
AYACUCHO - CIB (14") CCL (1)	24,8	20,4	26,2	25,9	20,9	22,7	25,0	23,4	35,7	31,2	40,2	35,2
AYACUCHO - COVENAS (16")	10,3	7,1	8,3	3,2	1,1	7,0	2,7	4,1	7,3	8,4	8,0	9,8
APIAY - PORVENIR	78,1	79,7	76,6	78,2	80,6	79,8	82,3	84,4	77,4	80,4	78,4	76,9
ARAGUANAY - PORVENIR	43,4	40,5	39,8	44,1	43,0	46,3	43,8	46,5	43,4	45,9	48,5	45,2
CUSIANA CPF - PORVENIR	108,7	118,9	123,6	11,8	118,6	110,7	108,0	101,6	103,7	100,3	99,8	92,5
SANTIAGO - PORVENIR	10,5	10,4	9,6	9,9	9,9	11,7	10,2	10,9	10,6	11,1	11,4	0,7
PORVENIR - VASCONIA	242,4	249,0	248,0	7.313,8	252,4	247,1	242,9	243,9	243,9	236,9	235,3	226,8
SUB-TOTAL	655,1	659,0	654,8	7.612,2	651,7	649,7	638,8	635,7	640,0	629,8	633,6	601,0
TOTAL	1.001,5	1.007,3	1.020,7	7.965,7	1.003,6	1.019,3	978,5	1.270,7	1.279,3	1.257,3	1.266,5	1.201,1
OLEODUCTO TRANSANDINO	9,8	10,1	13,3	13,5	16,0	13,3	9,4	19,8	11,2	14,0	9,8	15,6

TRANSPORTE DE COMBUSTOLEO (INCLUYE GASOLEO)
KBPCD

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
SISTEMA DE REDES PRIMARIAS												
COVENAS-CAR	30,6	40,2	30,0	37,1	34,5	24,2	33,2	35,2	24,0	17,0	33,0	22,9
SISTEMA DE REDES SECUNDARIAS												
CIB-AYACUCHO 18"	35,6	31,3	33,7	37,5	33,1	28,5	32,2	29,4	25,7	21,2	29,7	26,8
AYACUCHO-COVENAS 16"	28,8	38,8	31,7	36,4	33,8	22,2	35,5	34,9	23,2	19,2	27,8	27,2
TOTAL	95,0	110,3	95,4	111,0	101,4	74,9	100,9	99,4	72,9	57,4	90,5	76,9

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA CORRIENTE PRINCIPALES CIUDADES
(\$/Galón)

Ciudad	Estadística	2006												2007			
		Ene-06	Feb-06	Mar-06	Abr-06	May-06	Jun-06	Jul-06	Ago-06	Sep-06	Oct-06	Nov-06	Dic-06	Ene-07	Feb-07	Mar-07	Abr-07
Bogotá	Promedio	5.698	5.603	5.681	5.721	5.772	5.772	5.925	6.016	6.109	6.174	6.225	6.245	6.260	6.263	6.291	6.299
	Máximo	5.834	5.895	5.827	5.870	5.915	5.915	6.076	6.165	6.260	6.327	6.375	6.400	6.400	6.400	6.440	6.450
	Mínimo	5.568	5.520	5.560	5.600	5.640	5.640	5.770	5.875	5.963	6.033	6.075	6.089	6.100	6.100	6.128	6.138
Medellín	Promedio	5.762	5.773	5.808	5.841	5.864	5.864	5.975	6.039	6.118	6.166	6.244	6.291	6.409	6.326	6.378	6.419
	Máximo	5.842	5.873	5.908	5.919	5.969	5.969	6.059	6.129	6.199	6.259	6.339	6.369	6.429	6.489	6.499	6.539
	Mínimo	5.617	5.346	5.380	5.730	5.750	5.750	5.850	5.929	5.990	6.040	6.100	6.155	6.309	6.176	6.200	6.290
Cali	Promedio	5.734	5.769	5.807	5.857	5.901	5.901	6.073	6.160	6.252	6.339	6.367	6.397	6.489	6.428	6.461	6.476
	Máximo	5.772	5.810	5.854	5.899	5.962	5.962	6.131	6.241	6.303	6.376	6.429	6.459	6.329	6.489	6.533	6.556
	Mínimo	5.617	5.619	5.663	5.702	5.793	5.793	5.946	6.032	6.126	6.254	6.223	6.241	6.421	6.338	6.345	6.384
Barranquilla	Promedio	5.721	5.747	5.785	5.827	5.834	5.834	5.909	5.978	6.085	6.129	6.187	6.240	6.284	6.305	6.355	6.412
	Máximo	5.875	5.900	5.935	5.950	5.970	5.970	6.062	6.108	6.188	6.238	6.310	6.365	6.395	6.401	6.480	6.520
	Mínimo	5.455	5.455	5.455	5.670	5.455	5.455	5.650	5.860	5.920	5.999	6.085	6.085	6.187	6.187	6.213	6.267
Bucaramanga	Promedio	5.661	5.705	5.728	5.728	5.743	5.743	5.871	5.978	5.990	6.053	6.117	6.160	6.160	6.194	6.244	6.288
	Máximo	5.712	5.736	5.769	5.781	5.820	5.820	5.933	5.700	6.049	6.100	6.172	6.223	6.223	6.260	6.320	6.350
	Mínimo	5.404	5.460	5.500	5.520	5.540	5.540	5.650	5.910	5.750	5.850	5.900	5.920	5.920	5.940	6.010	6.048
Pereira	Promedio	5.825	5.858	5.907	5.921	5.987	5.987	6.148	6.242	6.358	6.423	6.465	6.495	6.495	6.511	6.543	6.581
	Máximo	5.852	5.886	5.932	5.978	6.016	6.016	6.162	6.256	6.372	6.442	6.484	6.514	6.514	6.530	6.568	6.576
	Mínimo	5.770	5.820	5.862	5.540	5.930	5.930	6.115	6.210	6.298	6.298	6.414	6.434	6.434	6.490	6.505	6.527
Santa Marta	Promedio	5.770	5.796	5.858	5.879	5.909	5.909	6.113	6.270	6.194	6.304	6.387	6.430	6.430	6.522	6.622	6.628
	Máximo	5.879	5.920	5.990	6.050	6.050	6.050	6.270	5.990	6.370	6.450	6.550	6.599	6.599	6.649	6.710	6.760
	Mínimo	5.610	5.640	5.680	5.730	5.780	5.780	5.990	6.113	6.090	6.165	6.230	6.285	6.285	6.320	6.550	6.430
Pasto	Promedio	4.890	4.928	4.953	4.933	5.025	5.025	5.236	5.285	5.343	5.423	5.456	5.481	5.481	5.481	5.505	5.510
	Máximo	4.925	4.950	4.988	5.038												

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA EXTRA PRINCIPALES CIUDADES
(\$/Galón)

Ciudad	Estadísticas	2006												2007			
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun.	Jul	Agt	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr
Bogotá	Promedio	7.761	7.760	7.742	7.645	7.873	7.873	8.073	8.180	8.302	8.366	8.407	8.427	8.474	8.487	8.506	8.523
	Máximo	7.990	7.995	8.047	7.740	8.277	8.277	8.355	8.549	8.665	8.707	8.751	8.807	8.817	8.817	8.817	8.823
	Mínimo	7.510	7.498	7.446	7.350	7.499	7.499	7.700	7.700	8.063	8.119	8.130	8.180	8.180	8.263	8.280	8.286
Medellín	Promedio	7.761	7.809	7.822	7.883	8.113	8.113	8.180	8.266	8.309	8.335	8.353	8.375	8.439	8.507	8.524	8.577
	Máximo	7.909	7.959	7.989	7.998	8.259	8.259	8.289	8.387	8.429	8.459	8.495	8.565	8.639	8.669	8.662	8.739
	Mínimo	7.180	7.254	7.150	7.749	7.936	7.936	7.990	8.100	8.150	8.199	8.199	8.220	8.232	8.350	8.119	8.400
Cali	Promedio	7.864	7.914	7.954	7.989	8.110	8.110	8.308	8.408	8.536	8.597	8.587	8.615	8.663	8.728	8.725	8.768
	Máximo	8.020	8.020	8.050	8.083	8.326	8.326	8.578	8.600	8.800	8.800	8.768	8.788	8.805	8.849	8.849	8.850
	Mínimo	7.589	7.612	7.752	7.814	7.814	7.814	7.874	8.054	8.175	8.029	8.090	8.080	8.090	8.565	8.166	8.640
Barranquilla	Promedio	7.610	7.634	7.675	7.717	7.912	7.912	7.993	8.073	8.136	8.134	8.157	8.196	8.284	8.319	8.342	8.383
	Máximo	7.690	7.710	7.760	7.780	8.030	8.030	8.070	8.182	8.445	8.220	8.250	8.265	8.395	8.415	8.460	8.480
	Mínimo	7.459	7.420	7.559	7.560	7.690	7.690	7.715	7.965	7.990	7.990	8.015	8.120	8.147	8.180	8.193	8.250
Bucaramanga	Promedio	7.551	7.588	7.632	7.645	7.844	7.844	7.907	8.015	8.089	8.117	8.166	8.202	8.345	8.370	8.413	8.439
	Máximo	7.670	7.700	7.720	7.740	7.960	7.960	8.110	8.200	8.200	8.200	8.286	8.311	8.441	8.441	8.520	8.525
	Mínimo	7.300	7.300	7.310	7.350	7.470	7.470	7.650	7.700	7.750	7.800	8.000	7.860	8.000	8.030	8.080	8.100
Pereira	Promedio	7.772	7.806	7.861	7.906	8.094	8.094	8.240	8.411	8.481	8.534	8.548	8.542	8.542	8.641	8.650	8.675
	Máximo	7.886	7.898	7.958	7.958	8.222	8.222	8.304	8.455	8.500	8.570	8.570	8.560	8.560	8.668	8.668	8.691
	Mínimo	7.620	7.620	7.810	7.810	7.810	7.810	7.910	8.230	8.450	8.450	8.500	8.500	8.500	8.500	8.530	8.600
Santa Marta	Promedio	7.594	7.674	7.724	7.773	7.786	7.786	8.090	8.263	8.326	8.381	8.413	8.430	8.509	8.567	8.678	8.677
	Máximo	7.940	7.990	7.999	8.050	8.050	8.490	8.500	8.500	8.550	8.550	8.595	8.608	8.750	8.795	8.795	8.810
	Mínimo	7.400	7.400	7.531	7.540	7.591	7.591	7.800	7.960	8.100	8.300	8.320	8.302	8.220	8.220	8.380	8.220
Pasto	Promedio	6.398	6.465	6.493	6.498	6.581	6.581	6.728	6.859	6.969	7.023	7.036	7.044	7.068	7.123	7.137	7.145
	Máximo	6.450	6.670	6.690	6.790	6.740	6.740	6.780	6.945	7.050	7.050	7.050	7.070	7.160	7.160	7.170	7.189
	Mínimo	6.355	6.380	6.400	6.409	6.445	6.445	6.680	6.740	6.945	6.975	7.000	7.020	7.020	7.020	7.020	7.020
Valledupar	Promedio	6.547	6.561	6.563	6.571	6.774	6.774	6.824	6.893	6.905	6.919	6.934	6.941	7.045	7.076	7.088	7.124
	Máximo	6.551	6.580	6.580	6.580	6.820	6.820	6.850	6.923	6.923	6.940	6.953	6.970	7.080	7.151	7.151	7.224
	Mínimo	6.540	6.561	6.560	6.560	6.580	6.580	6.580	6.824	6.820	6.857	6.900	6.900	6.940	6.990	6.990	7.080
Neiva	Promedio	7.631	7.655	7.700	7.721	7.821	7.821	7.987	8.069	8.123	8.188	8.218	8.281	8.357	8.406	8.474	8.520
	Máximo	7.700	7.700	7.800	7.800	7.995	7.995	8.170	8.230	8.295	8.395	8.375	8.420	8.498	8.530	8.595	8.650
	Mínimo	7.500	7.600	7.600	7.620	7.620	7.620	7.850	7.870	8.000	8.050	8.050	8.160	8.200	8.330	8.350	8.400
Tunja	Promedio	7.882	7.997	8.044	8.071	8.150	8.150	8.205	8.347	8.405	8.417	8.417	8.484	8.478	8.528	8.596	8.390
	Máximo	7.990	8.100	8.100	8.127	8.206	8.206	8.365	8.470	8.478	8.528	8.528	8.596	8.470	8.528	8.596	8.390
	Mínimo	7.750	7.850	7.990	7.990	8.100	8.100	8.100	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.260	8.290	8.290	8.390

Fuente: UPME
Elaboró: Subdirección de InformaciónANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DEL ACPM PRINCIPALES CIUDADES
(\$/Galón)

Ciudad	Estadísticas	2006												2007			
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun.	Jul	Agt	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr
Bogotá	Promedio	4.152	4.192	4.239	4.288	4.341	4.507	4.507	4.605	4.695	4.761	4.843	4.896	4.937	4.958	5.036	5.079
	Máximo	4.230	4.280	4.330	4.380	4.430	4.599	4.599	4.690	4.799	4.847	4.950	5.015	5.050	5.080	5.155	5.210
	Mínimo	4.035	4.116	4.136	4.182	4.232	4.371	4.371	4.470	4.540	4.645	4.715	4.785	4.820	4.851	4.921	4.958
Medellín	Promedio	4.172	4.323	4.251	4.311	4.359	4.536	4.536	4.634	4.739	4.808	4.879	4.940	4.965	4.998	5.069	5.118
	Máximo	4.215	4.268	4.320	4.347	4.395	4.600	4.600	4.676	4.795	4.867	4.966	5.036	5.056	5.069	5.180	5.198
	Mínimo	4.117	4.117	3.921	4.276	4.280	4.337	4.337	4.599	4.688	4.758	4.800	4.868	4.756	4.920	4.970	5.025
Cali	Promedio	4.268	4.323	4.373	4.425	4.470	4.653	4.653	4.740	4.833	4.920	4.976	5.027	5.084	5.115	5.181	5.244
	Máximo	4.328	4.389	4.460	4.497	4.543	4.719	4.719	4.809	4.899	4.969	5.059	5.124	5.174	5.206	5.288	5.358
	Mínimo	4.148	4.197	4.230	4.303	4.391	4.582	4.582	4.660	4.749	4.855	4.811	4.830	5.040	5.070	5.078	5.149
Barranquilla	Promedio	4.013	4.092	4.123	4.172	4.220	4.315	4.315	4.418	4.563	4.609	4.678	4.733	4.801	4.837	4.901	4.969
	Máximo	4.035	4.150	4.170	4.225	4.275	4.435	4.435	4.530	4.675	4.740	4.785	4.845	4.920	4.925	5.020	5.050
	Mínimo	4.152	4.152	4.044	4.030	4.030	4.030	4.030	4.223	4.380	4.380	4.380	4.380	4.640	4.657	4.713	4.867
Bucaramanga	Promedio	4.106	4.156	4.194	4.228	4.271	4.441	4.441	4.486	4.640	4.712	4.798	4.837	4.899	4.923	4.982	5.031
	Máximo	4.170	4.219	4.264	4.303	4.350	4.527	4.527	4.616	4.726	4.796	4.869	4.929	4.965	4.995	5.066	5.119
	Mínimo	3.880	3.895	3.910	3.950	3.970	4.130	4.130	4.180	4.360	4.450	4.540	4.600	4.680	4.700	4.700	4.750
Pereira	Promedio	4.305	4.363	4.422	4.475	4.524	4.680	4.680	4.789	4.910	4.978	5.054	5.119	5.135	5.194	5.268	5.333
	Máximo	4.352	4.408	4.460	4.510	4.552	4.704	4.704	4.807	4.926	4.999	5.077	5.134	5.177	5.215	5.293	5.352
	Mínimo	4.210	4.300	4.355	4.398	4.430	4.627	4.627	4.730	4.838	4.838	4.989	5.048	5.048	5.135	5.205	5.255
Santa Marta	Promedio	4.091	4.133	4.211	4.227	4.295	4.422	4.422	4.574	4.627	4.747	4.831	4.867	4.911	4.967	5.050	5.101
	Máximo	4.350	4.410	4.480	4.500	4.530	4.780	4.780	4.870	4.900	5.030	5.090	5.100	5.160	5.230	5.300	5.500
	Mínimo	3.900	3.900	4.100	3.900	4.100	4.150	4.150	4.440	4.530	4.580	4.680	4.680	4.680	4.840	4.900	4.960
Pasto	Promedio	3.674	3.731	3.756	3.794	3.832	3.949	3.949	4.039	4.153	4.217	4.274	4.327	4.354	4.390	4.440	4.485
	Máximo	3.735	3.731	3.798	3.838	3.883	3.988	3.988	4.088	4.176	4.250	4.365	4.370	4.420	4.432	4.499	4.556
	Mínimo	3.570	3.775	3.710	3.725	3.760	3.865	3.865	3.956	4.057	4.145	4.206	4.250	4.290	4.350	4.370	4.410
Valledupar	Promedio	3.440	3.511	3.557	3.618	3.643	3.716	3.716	3.789	3.860	3.940	4.009	4.048	4.112	4.125	4.162	4.197
	Máximo	3.440	3.608	3.563	3.640	3.680	3.750	3.750	3.850	3.920	3.980	4.050	4.100	4.150	4.170	4.222	4.270
	Mínimo	3.440	3.440	3.508	3.560	3.588	3.600	3.600	3.650	3.750	3.900	3.950	3.950	4.040	4.070	4.050	4.100
Neiva	Promedio	4.164	4.215	4.260	4.313	4.366	4.558	4.558	4.642	4.744	4.817	4.885	4.956	4.993	5.026	5.119	5.175
	Máximo	4.170	4.220	4.262	4.357	4.403	4.582	4.582	4.670	4.767	4.837	4.923	4.977	5.020	5.050	5.140	5.200
	Mínimo	4.150	4.200	4.245	4.262	4.337	4.514	4.514	4.604	4.692	4.777	4.847	4.896	4.932	4.970	5.043	5.100

Fuente: UPME
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR
2006
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1. Ingreso al Productor	2.751,13	2.869,74	2.882,41	2.917,10	2.938,88	2.969,35	3.043,10	3.117,55	3.219,30	3.272,81	3.297,31	3.314,62
2. IVA	440,18	397,41	397,61	398,27	398,27	401,54	405,34	411,82	422,25	426,85	435,05	441,22
3. Impuesto Global	623,89	561,50	586,77	586,77	586,77	586,77	586,77	586,77	586,77	586,77	586,77	586,77
4. Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10
5. Tarifa estampilla de transporte	260,67	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59
6. Precio Máx al Distribuidor Mayorista	4.080,97	4.114,34	4.152,49	4.187,83	4.209,61	4.243,35	4.320,90	4.401,83	4.514,01	4.572,11	4.604,82	4.628,30
7. Margen al distribuidor mayorista	193,58	193,38	191,83	191,98	197,90	204,26	214,76	215,14	202,55	203,79	201,58	194,40
8. Precio Máximo en Planta de Abasto	4.274,55	4.307,71	4.344,32	4.379,81	4.407,51	4.447,61	4.535,67	4.616,98	4.716,56	4.775,91	4.806,40	4.822,71
9. Margen del distribuidor minorista	284,68	284,38	282,11	282,32	291,03	300,38	315,83	316,39	297,87	299,69	296,44	285,89
10. Pérdida por evaporación	17,10	21,14	21,31	21,47	21,61	21,79	22,16	22,52	22,95	23,22	23,37	23,47
11. Transporte planta abasto mayorista a e/s.	11,39	11,38	11,28	11,29	11,64	12,02	12,63	12,66	11,91	11,99	11,86	11,44
12. Precio Máximo de Venta al Público	4.587,72	4.624,61	4.659,03	4.694,90	4.731,79	4.781,79	4.886,29	4.968,54	5.049,28	5.110,80	5.138,08	5.143,50
13. Sobretasa	1.077,80	978,32	983,62	988,89	994,07	999,33	1.005,24	1.012,15	1.019,79	1.027,94	1.036,74	1.045,03
14. Precio Máximo Incluida la Sobretasa.	5.665,52	5.602,93	5.642,65	5.683,79	5.725,86	5.781,12	5.891,53	5.980,68	6.069,07	6.138,74	6.174,82	6.188,53

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - Unidad de Planeación Minero Energética
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR
2007
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1. Ingreso al Productor	3.317,93	3.304,02	3.301,44	3.298,44								
2. IVA	443,14	443,14	446,17	449,91								
3. Impuesto Global	586,77	586,77	610,24	610,24								
4. Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10								
5. Tarifa estampilla de transporte	280,59	291,91	291,91	291,91								
6. Precio Máx al Distribuidor Mayorista	4.633,53	4.630,95	4.654,86	4.655,60								
7. Margen al distribuidor mayorista	192,71	189,62	189,45	187,86								
8. Precio Máximo en Planta de Abasto	4.826,24	4.820,57	4.844,31	4.843,46								
9. Margen del distribuidor minorista	283,39	278,85	278,60	276,27								
10. Pérdida por evaporación	23,52	23,53	23,66	23,69								
11. Transporte planta abasto mayorista a e/s.	11,34	11,15	11,14	11,05								
12. Precio Máximo de Venta al Público	5.144,49	5.134,11	5.157,71	5.154,48								
13. Sobretasa	1.053,31	1.062,16	1.070,62	1.079,13								
14. Precio Máximo Incluida la Sobretasa.	6.197,80	6.196,27	6.228,34	6.233,60								

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - Unidad de Planeación Minero Energética
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA
2006
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1. Ingreso al Productor	3.889,19	3.889,19	3.890,19	3.889,19	4.089,19	4.089,19	4.089,19	4.170,97	4.170,97	4.170,97	4.170,97	4.170,97
2. IVA	622,27	622,27	622,43	622,27	654,27	654,27	654,27	667,36	667,36	667,36	667,36	667,36
3. Impuesto Global	717,48	717,48	749,77	749,77	749,77	749,77	749,77	749,77	749,77	749,77	749,77	749,77
4. Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10
5. Tarifa estampilla de transporte	260,67	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59
6. Precio Máx al Distribuidor Mayorista	5.494,71	5.514,63	5.548,08	5.546,92	5.778,92	5.778,92	5.778,92	5.873,79	5.873,79	5.873,79	5.873,79	5.873,79
7. Margen al distribuidor mayorista												
8. Precio Máximo en Planta de Abasto												
9. Margen del distribuidor minorista												
10. Pérdida por evaporación												
11. Transporte planta abasto mayorista a e/s.												
12. Precio Máximo de Venta al Público	1.452,71	1.464,24	1.477,50	1.490,37	1.503,17	1.517,58	1.533,19	1.549,07	1.565,80	1.581,19	1.593,98	1.606,83
13. Sobretasa	7.760,83	7.760,03	7.741,94	7.769,56	7.872,91	7.296,50	7.312,11	7.422,86	7.439,59	7.454,98	7.467,77	7.480,62
14. Precio Máximo Incluida la Sobretasa.												

Fuente: Minminas - UPME

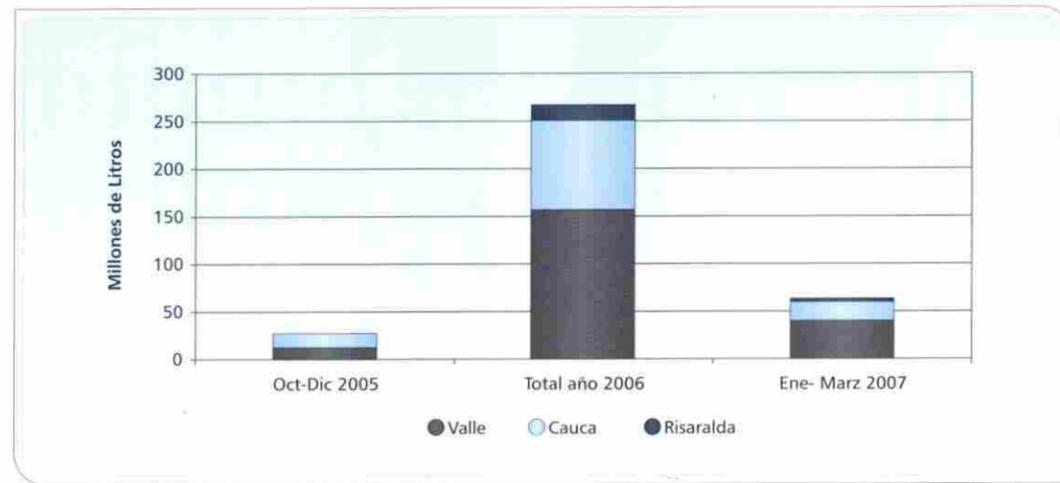
PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA
2007
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1. Ingreso al Productor	4.270,97	4.270,97	4.270,97	4.270,97								
2. IVA	683,36	683,36	683,36	683,36								
3. Impuesto Global	749,77	749,77	779,76	779,76								
4. Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10								
5. Tarifa estampilla de transporte	280,59	291,80	291,80	291,80								
6. Precio Máx al Distribuidor Mayorista	5.989,79	6.001,00	6.030,99	6.030,99								
7. Margen al distribuidor mayorista												
8. Precio Máximo en Planta de Abasto												
9. Margen del distribuidor minorista												
10. Pérdida por evaporación												
11. Transporte planta abasto mayorista a e/s.												
12. Precio Máximo de Venta al Público	1.618,21	1.630,07	1.642,23	1.654,47								
13. Sobretasa	7.608,00	7.631,07	7.673,22	7.685,46								
14. Precio Máximo Incluida la Sobretasa.												

Fuente: Minminas - UPME

Produccion de Alcohol Carburante (Sin Desnaturalizar)			
Litros	Oct-Dic 2005	Total año 2006	Ene- Mar 2007
Valle	12.424.881	155.973.686	39.977.694
Cauca	14.961.736	94.284.751	19.487.799
Risaralda	0	16.108.982	3.629.222
Total	27.386.617	266.367.419	63.094.715

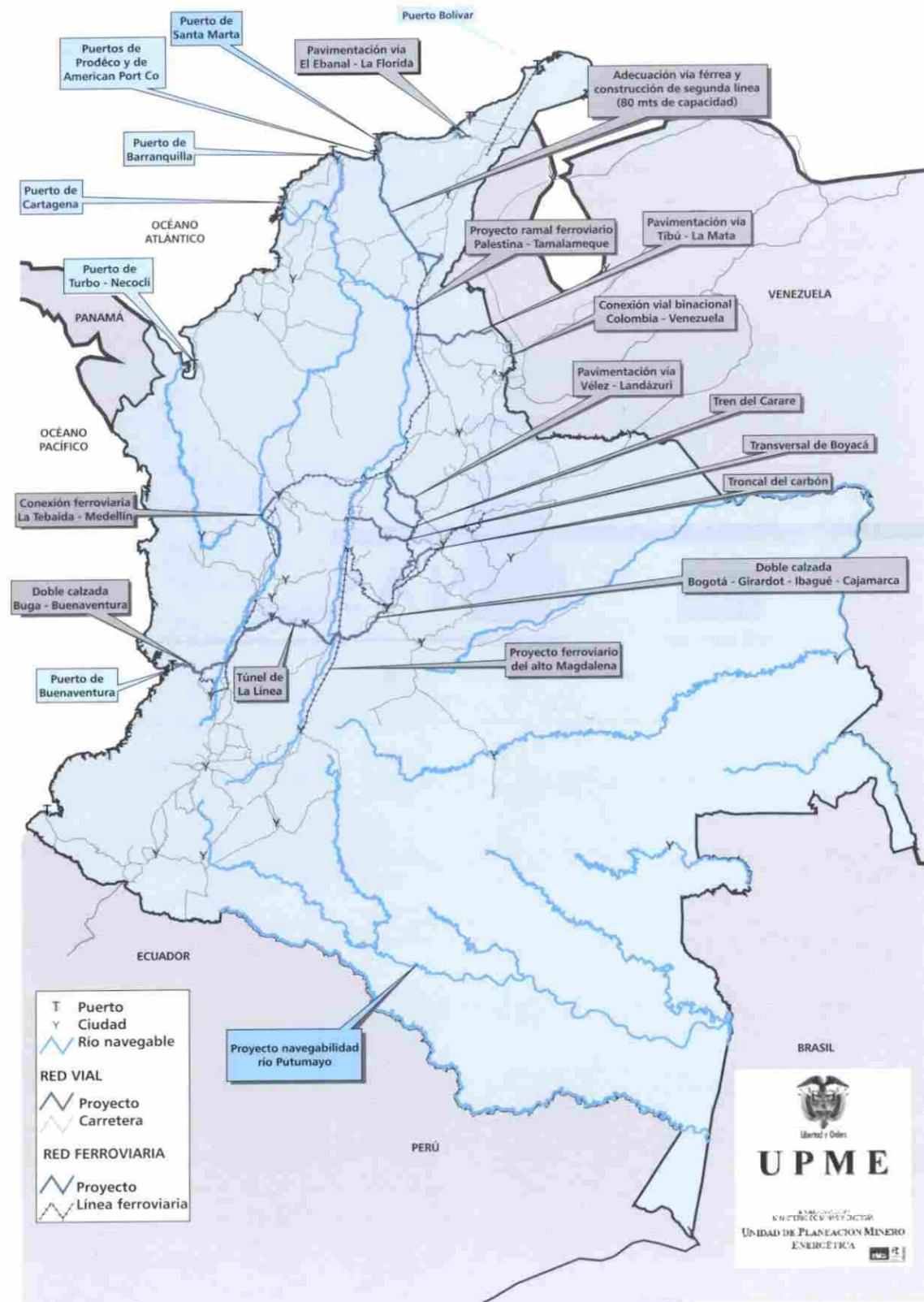
Fuente: Asocaña



MINAS

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

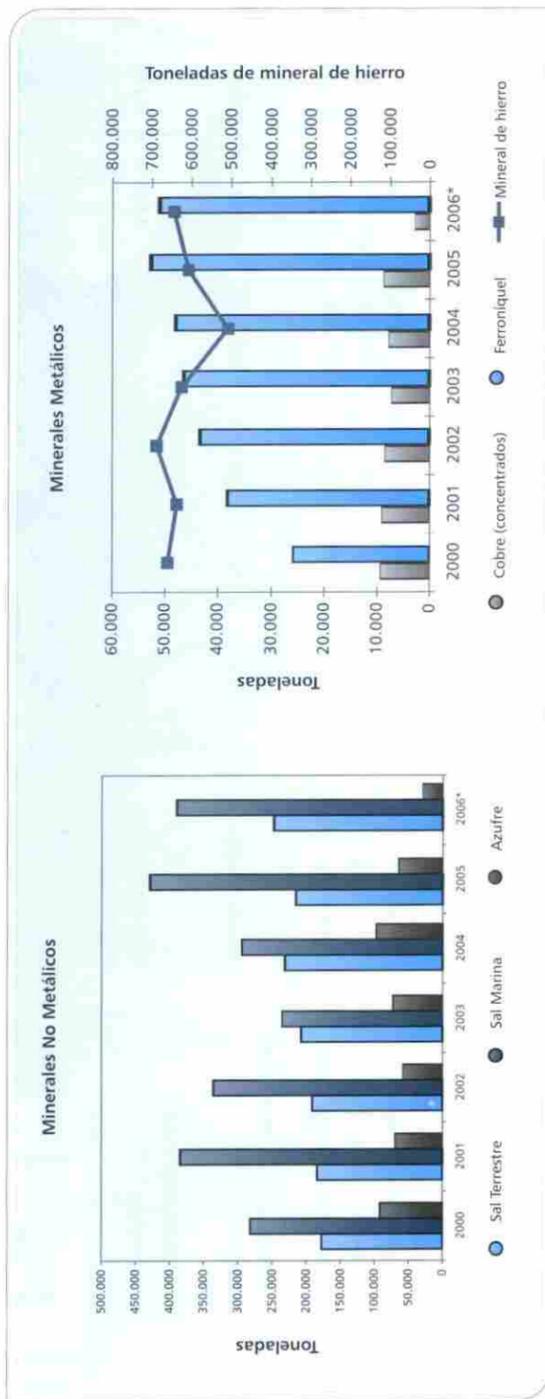
PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE



PRODUCCIÓN MINERA NACIONAL
2000 - 2006

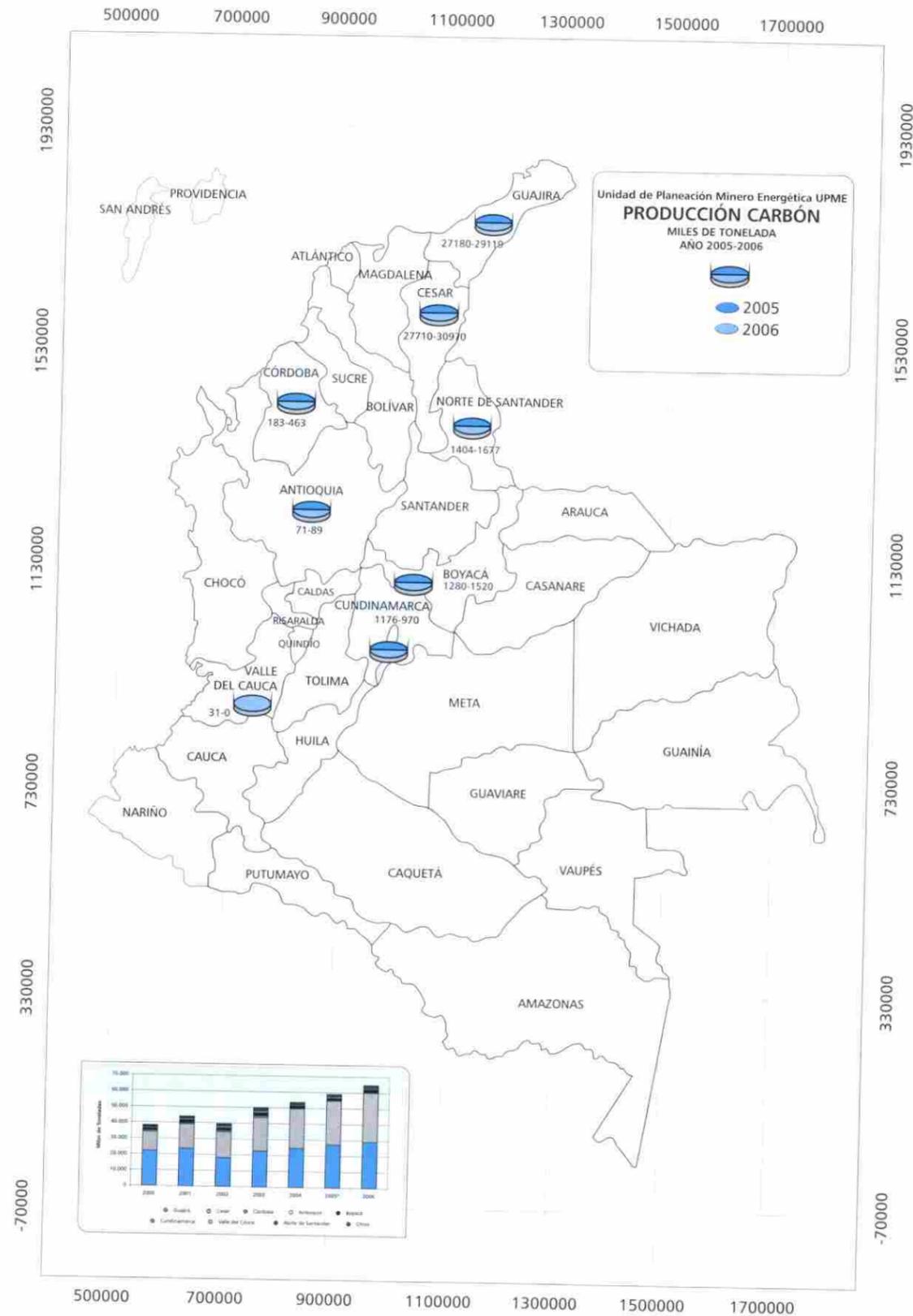
Mineral	Unidad	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006*
MINERALES PRECIOSOS								
Oro (1)	Kilogramos	37.018	21.813	20.823	46.515	37.738	35.783	15.683
Plata (1)	Kilogramos	7.970	7.242	6.986	9.511	8.542	7.142	8.399
Platino (1)	Kilogramos	339	673	661	841	1.209	1.082	1.438
MINERALES NO METALICOS								
Sal Terrestre (2)	Toneladas	177.690	184.278	191.554	207.741	231.721	215.962	248.245
Sal Marina (2)	Toneladas	282.188	384.159	335.783	235.772	294.343	428.957	389.630
Azufre (3)	Toneladas	91.966	69.344	60.162	73.024	97.586	64.660	30.018
Calizas (para cemento) (4)	Toneladas (**)	9.440.789	9.074.801	9.046.644	9.887.119	10.086.950	12.082.441	12.016.751
MINERALES METALICOS								
Cobre (concentrados) (5)	Toneladas	9.501	9.243	8.526	7.270	7.840	8.756	2.902
Mineral de Hierro (6)	Toneladas	660.109	636.837	688.106	625.002	507.711	607.559	644.015
Ni contenido en Ferroniquel (7)	Toneladas (***)	25.883	38.172	43.412	46.482	48.016	52.749	51.137
MINERALES COMBUSTIBLES								
Carbón (1)	Miles de Toneladas	38.242	43.911	39.484	50.028	53.691	59.064	65.596
PIEDRAS PRECIOSAS								
Esmeraldas ****	Miles de Quilates	8.453	5.499	5.391	8.963	9.825	6.746	5.734

PRODUCCIÓN DE MINERALES INDUSTRIALES
2000 - 2006



Fuente: 1. 2000 Histórico MME; 2001-2003 Minercol 2004 en adelante Ingeominas. 2. IFI Concesión Salinas 3. Emicauca 4. ICPC 5. Miner S.A. 6. Acerías Paz del Río, Ingeominas 2004 en adelante. Según Banrep y Paz del Río la producción fue esivo alrededor de 774000 en el 2006.7. con relación al boletín 1999-2005 la serie se corrigió acorde con datos suministrados por Cerromatoso
*AIV trimestre: oro, plata, platino, carbón, hierro, esmeraldas, cobre, níquel, sal, y calizas. Azufre reportado hasta agosto.
**Resultado de multiplicar la producción de clínker reportada por el ICPC por un factor de 1.56
***Factor de conversión de libras a toneladas: 1 lb = 453.6 g. La serie cambia acorde con los reportes hechos por Cerromatoso S.A.
****Corresponde únicamente a registros de exportación de esmeraldas
Elaboró: UPME, febrero de 2007

Durante el año 2006 el desempeño del producto interno bruto mostró un crecimiento de 6,8%, lo que constituye en uno de los crecimientos económicos más altos registrados para el país en los últimos años y cuarto en América Latina, después de Venezuela, Argentina y Uruguay.
A nivel sectorial las actividades económicas que impulsaron este desempeño fueron construcción, industria y comercio con tasas de crecimiento de 14,4%, 10,8% y 10,7% respectivamente, mientras que el sector minero (mínimas sin hidrocarburos), continúa reduciendo su ritmo, creciendo solamente 0,8%, con una contribución al PIB nacional de \$2,4 billones de pesos (participación del 2,6%).
*En los últimos años la actividad minera como negocio se ha visto favorecida en buena parte por el aumento registrado en los precios de la mayoría los commodities mineros en el mercado internacional, mejorando la situación del sector en términos de intercambio comercial.
El país no ha sido ajeno a esta realidad, lo que se refleja en un aumento de la producción interna de productos mineros, principalmente carbón y ferromniquel, así como en el monto de las exportaciones mineras "tradicionales" (carbón, coque, ferromniquel oro y esmeraldas), que ascendieron a US\$4,391 millones en el 2006, que comparado con el mismo período del 2005 presentan un crecimiento del 11,38%.
Es importante resaltar el comportamiento de los desperdicios y desechos de oro (partida arancelaria 7112910000), pues en lo corrido del último año ha mostrado un inexplicable crecimiento: de un período a otro pasaron de US\$110 millones a US\$547 millones, crecimiento superior al 300%. Sin embargo, este gran crecimiento en valor no se vio reflejado en el consecuente incremento en volumen, ya que éste decreció un 52% (pasó de 771 a 37 t). Este comportamiento bastante inusual, pudo darse presumiblemente por dos circunstancias, una es el contrabando técnico, es decir que bajo esta denominación se estén exportando otros productos (p.e. joyas, con mayor valor agregado) y la segunda es que este producto en el exterior logro comercializarse durante el último año a mejores precios con respecto al año anterior, incluso con una tendencia superior a la registrada por los precios internacionales del oro en ese año.

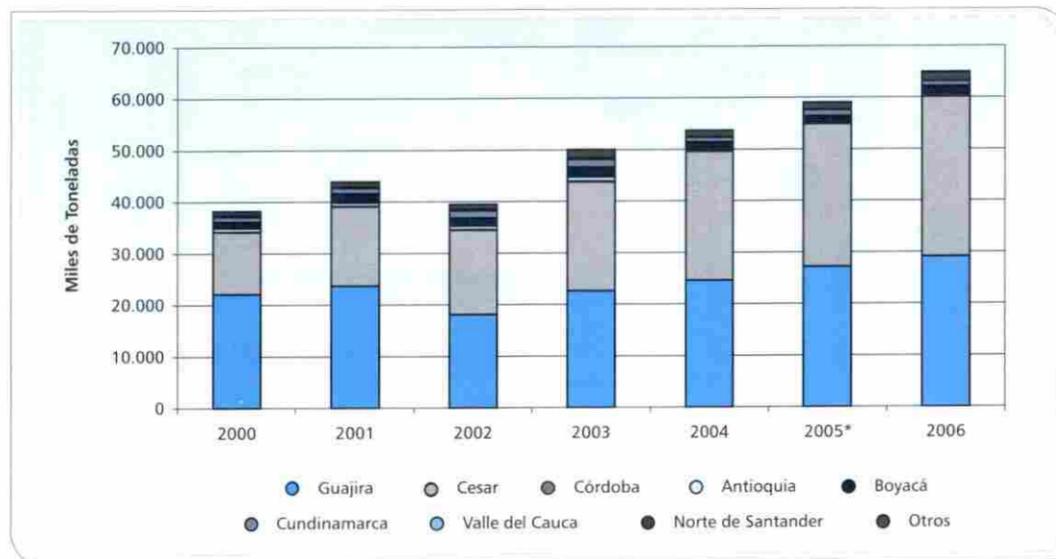


Fuente de datos: producción reportada por Ingeominas
Mapa elaborado por la UPME

PRODUCCIÓN Y EXPORTACIONES DE CARBÓN
MILES DE TONELADAS
2000 - 2006

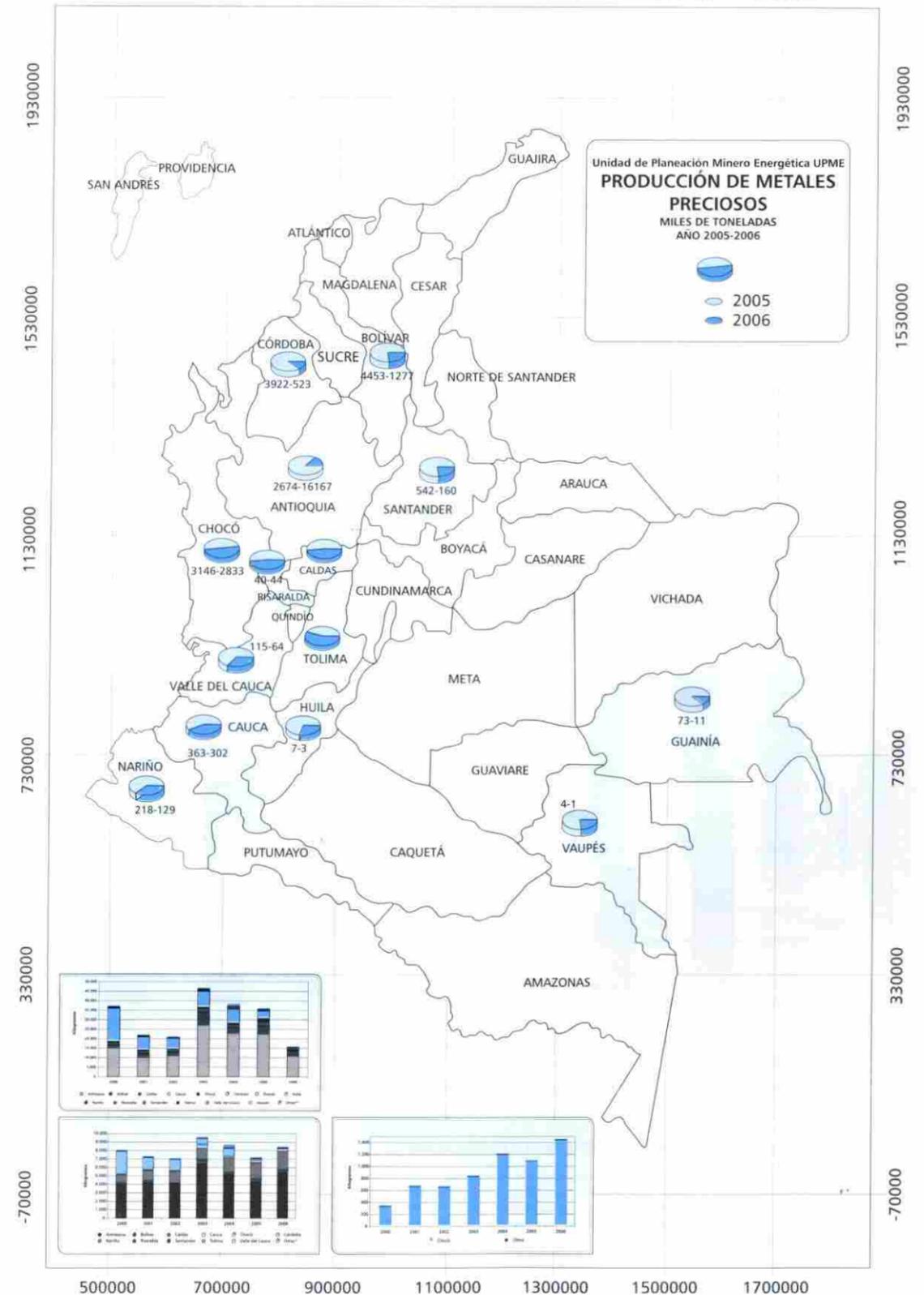
Zona Carbonífera	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Guajira	22.100	23.676	18.077	22.584	24.547	27.180	29.119
Cesar	12.029	15.385	16.386	21.152	25.028	27.710	31.118
Córdoba	100	141	119	204	351	183	512
Subtotal Costa Atlántica	34.229	39.202	34.582	43.940	49.926	55.073	60.750
Antioquia	700	648	674	780	256	71	95
Boyacá	1.200	1.765	1.549	1.900	1.204	1.280	1.701
Cundinamarca	970	1.029	1.440	1.500	916	1.176	1.041
Valle del Cauca	294	242	272	269	106	31	0
Norte de Santander	760	929	906	1.600	1.283	1.404	1.846
Otros**	89	96	62	39	0	29	163
Subtotal Interior	4.013	4.709	4.903	6.088	3.765	3.991	4.846
Total Producción Nacional	38.242	43.911	39.484	50.028	53.691	59.064	65.596
Total Exportaciones (1)	35.391	38.868	36.510	45.644	50.903	53.607	61.968

APORTE POR DEPARTAMENTO A LA PRODUCCIÓN NACIONAL
2000 - 2006



Estos datos son basados en regalías.
Fuente: 2000-2003 Minercol; 2004 en adelante Ingeominas
Elaboró: UPME, febrero 2007
*Los datos que se presentan para los departamentos diferentes a La Guajira y el Cesar son preliminares de acuerdo con la información de Ingeominas.
**Incluyen los reportes de Cauca y Santander
(1) se toman las partidas arancelarias 2701-120010 y 2701-120090
Durante este periodo la producción de carbón del país ha aumentado en más del 50%, estando concentrado el grueso de esta producción en la zona carbonífera de la Costa Atlántica con un aporte a esta producción por parte de las zonas del interior cercano al 7%. A excepción de Santander que ha mostrado un notable crecimiento, el resto de las regiones se mantienen en un nivel estable.
Las exportaciones vienen con una tendencia creciente que se refleja en un aumento cercano al 40% durante este período, siendo su base la producción de la Costa Atlántica. De la producción del interior, Santander es igualmente el que mayor contribución tiene a dichas exportaciones.

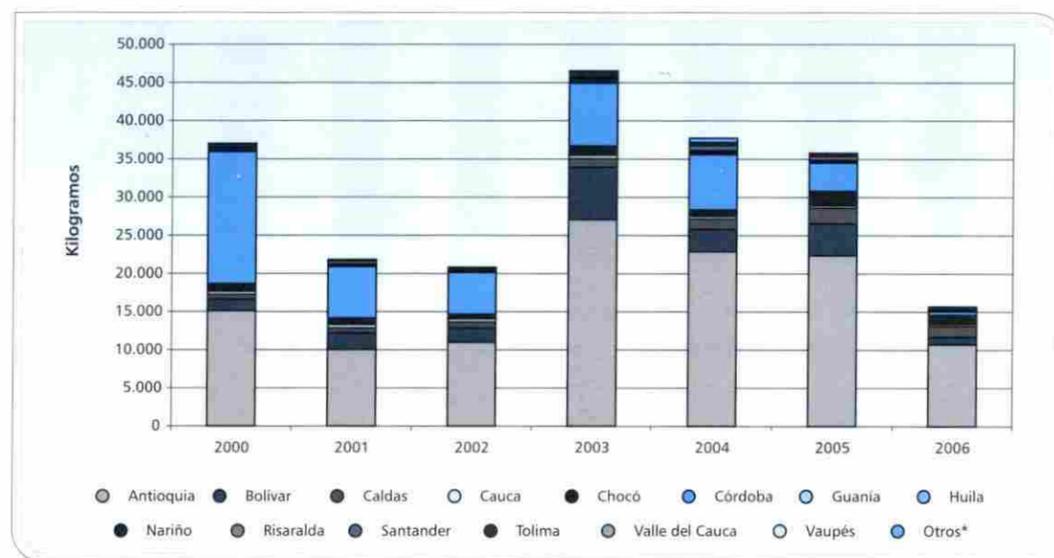
500000 700000 900000 1100000 1300000 1500000 1700000



**PRODUCCIÓN DE ORO POR DEPARTAMENTO
KILOGRAMOS
2000-2006**

Departamento	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Antioquia	15.098,11	10.021,99	10.998,19	27.071,63	22.878,73	22.376,18	10.724,24
Bolívar	1.538,92	2.178,90	1.869,41	6.874,91	2.949,13	4.194,00	991,13
Caldas	605,23	644,92	795,65	1.099,21	1.331,26	2.013,33	1.416,57
Cauca	423,01	450,60	390,68	446,27	361,16	349,85	281,40
Chocó	1.000,91	854,67	605,89	1.204,04	851,17	1.882,35	1.192,29
Córdoba	17.266,55	6.741,66	5.485,86	8.211,74	7.226,60	3.720,74	462,02
Guanía	1,76	2,55	0,98	16,12	147,62	73,07	11,33
Huila	1,25	3,73	0,92	7,21	8,05	7,12	2,84
Nariño	574,50	253,22	163,27	686,30	299,79	203,53	122,06
Risaralda	57,74	60,87	67,29	73,80	60,64	35,41	29,95
Santander	281,10	23,00	22,58	93,88	650,82	520,92	139,61
Tolima	30,88	31,95	135,05	408,60	297,96	238,18	241,47
Valle del Cauca	73,52	349,59	191,71	264,30	106,79	113,54	62,55
Vaupés	30,70	13,06	6,73	8,44	12,02	4,14	0,79
Otros*	34,21	181,85	89,19	48,14	556,80	51,00	5,00
Total Nacional	37.018,36	21.812,57	20.823,40	46.514,58	37.738,54	35.783,36	15.683,27

**APORTE POR DEPARTAMENTO A LA PRODUCCIÓN NACIONAL
2000 - 2006**



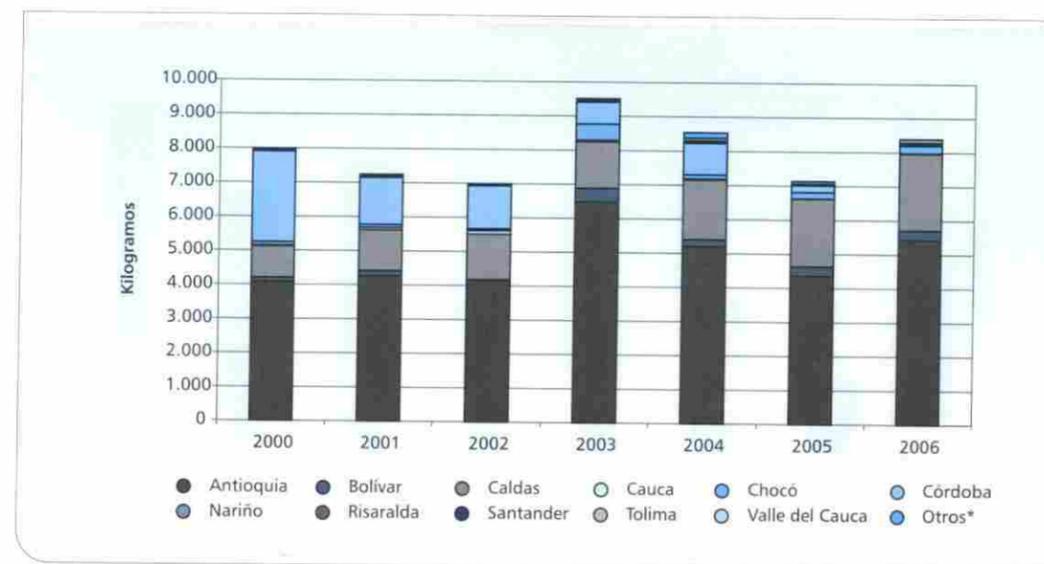
Fuente: 2000 Histórico MME; 2001-2003 Minercol; 2004 y 2005 a IV trimestre Ingeominas.
Elaboró: UPME, febrero de 2007

*En 2004, se reportó en el departamento de Sucre una producción de 521,1 kg.
En los años 90 la producción de oro venía promediando las 20 t/año, pero en el periodo actual 2000-2006 se ve un notable aumento en dicho promedio, con registros de crecimiento anuales, como el presentado en 2003. Antioquia, Bolívar y Santander son los que mayor aporte tienen a la producción nacional, siendo éste último el que mayores aumentos en la producción ha mostrado, especialmente en 2004 y 2005.

**PRODUCCIÓN DE PLATA POR DEPARTAMENTO
KILOGRAMOS
2000 - 2006**

Departamento	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Antioquia	4.083,85	4.260,36	4.154,88	6.480,82	5.197,85	4.363,55	5.429,39
Bolívar	119,84	161,54	21,98	404,42	204,29	269,20	285,54
Caldas	919,16	1.189,57	1.331,72	1.357,90	1.749,86	1.982,80	2.246,76
Cauca	26,75	71,67	101,36	52,31	33,55	11,39	19,20
Chocó	95,40	85,93	59,79	474,02	117,66	184,77	217,49
Córdoba	2.659,57	1.383,54	1.264,53	644,39	926,65	200,35	61,21
Nariño	23,28	42,18	20,03	25,99	13,97	14,36	6,52
Risaralda	18,53	19,86	23,60	19,72	12,51	9,07	10,02
Santander	16,86	4,71	5,79	10,49	45,00	20,97	20,50
Tolima	2,53	15,13	1,80	22,76	77,65	68,92	93,31
Valle del Cauca	3,86	6,34	nd	9,40	2,85	1,75	1,24
Otros*	0,79	1,19	0,69	9,14	160,32	15,62	7,85
Total Nacional	7.970,42	7.242,03	6.986,16	9.511,37	8.542,16	7.142,75	8.399,04

**APORTE POR DEPARTAMENTO A LA PRODUCCIÓN NACIONAL
2000 - 2006**



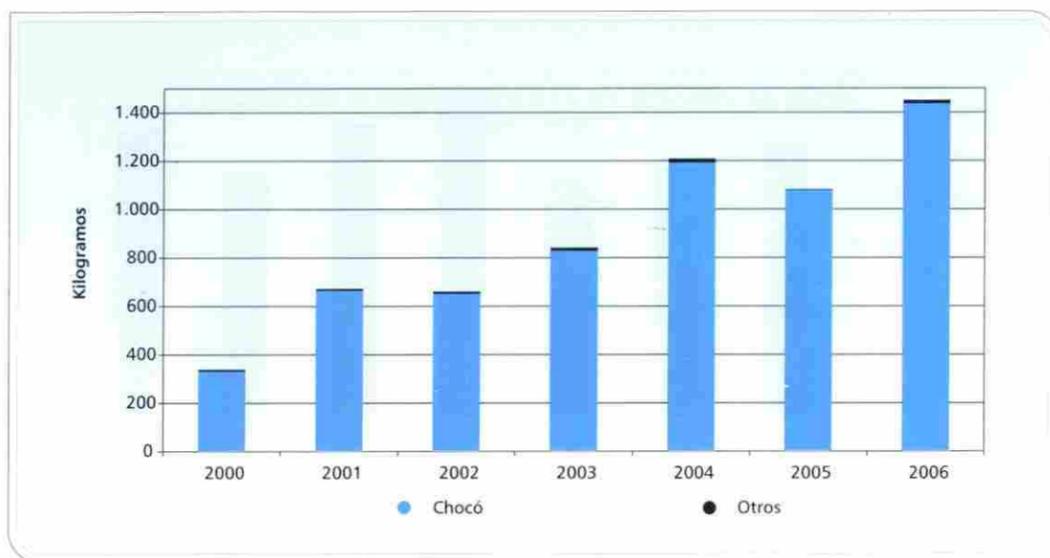
Fuente: 2000 Histórico MME; 2001-2003 Minercol; 2004 en adelante Ingeominas.
Elaboró: UPME, febrero 2007

*En otros se incluyen Guanía y Huila (con 3.297 y 4.357 respectivamente) y el resto lo producido por Caquetá, Putumayo, Quindío y Vaupés

**PRODUCCIÓN DE PLATINO POR DEPARTAMENTO
KILOGRAMOS
2000 - 2006**

Departamento	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Antioquia	3,04	2,30	3,34	5,31	4,68	1,39	12,95
Bolívar	0,00	0,00	0,00	3,09	1,27	0,00	0,00
Cauca	0,79	2,58	2,18	2,95	1,68	1,44	1,22
Chocó	331,56	664,89	651,82	828,18	1.193,05	1.078,60	1.423,50
Córdoba	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,74	0,00
Nariño	1,58	0,85	0,65	0,22	0,00	0,18	0,00
Valle del Cauca	2,05	1,16	2,58	2,11	0,00	0,00	0,00
Otros	0,05	0,97	0,03	0,00	8,27	0,00	0,00
Total Nacional	339,08	672,81	660,60	841,85	1.208,95	1.082,35	1.437,67

**APORTE POR DEPARTAMENTO A LA PRODUCCIÓN NACIONAL
2000 - 2006**



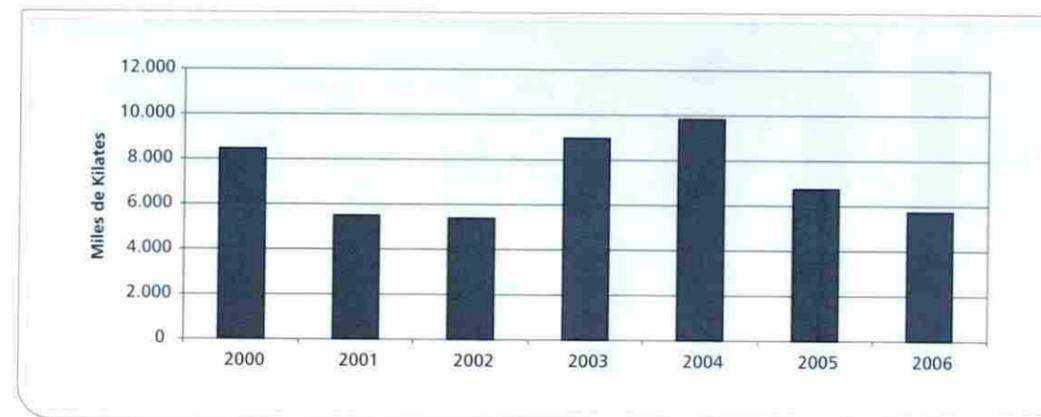
Fuente: 2000 Histórico MME; 2001-2003 Minercol; 2004, a IV Trim 2005 (pago de regalías)
Elaboró: UPME, febrero de 2007

Colombia es reconocida por su potencial platinífero, principalmente por los depósitos de origen aluvial que se extienden hacia el oeste de la cordillera Occidental por la llanura del Pacífico. Aclarando que por diferentes circunstancias la producción de metales del grupo del platino se viene registrando genéricamente como si fuera de sólo platino, llama la atención el crecimiento que ésta ha mostrado durante los dos últimos años. Podría pensarse que este incremento es consecuencia de los altos precios que ha alcanzado este metal durante este mismo periodo, pero se encuentra que el volumen producido en 2004 y 2005 es similar al que se registró en 1994, cuando el precio internacional era aproximadamente la mitad del registrado en el 2004-2005. La realidad es que la demanda mundial por el platino y los otros metales de su grupo viene en continua expansión, al tiempo que su oferta sigue siendo bastante reducida.

**EXPORTACIONES DE ESMERALDAS
MILES DE QUILATES
2000 - 2006**

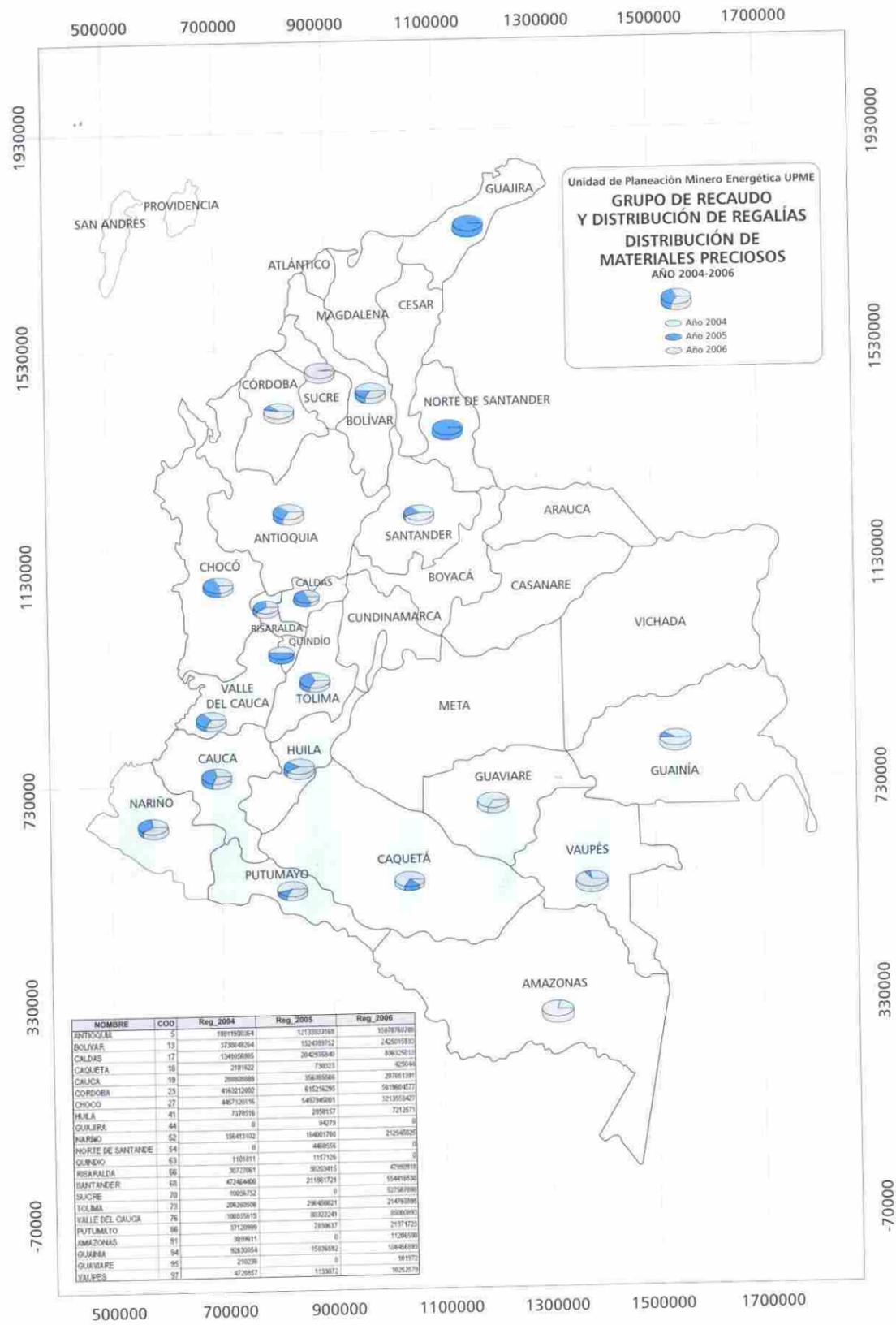
Mes	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Enero	787,35	553,78	189,96	339,70	1.486,59	1.582,13	1.320.924,30
Febrero	378,15	1.156,38	191,22	1.021,49	819,34	880,43	395.884,36
Marzo	713,33	78,73	784,06	122,31	705,46	418,58	271.717,20
Abril	606,75	168,81	289,74	952,57	426,28	426,52	137.910,52
Mayo	1.324,47	784,81	451,71	1.092,05	821,86	58,64	808.756,94
Junio	566,28	613,28	240,77	552,24	263,62	411,72	539.837,82
Julio	389,47	216,26	65,66	405,85	1.235,86	403,29	211.486,21
Agosto	160,25	570,17	277,74	1.023,05	1.098,79	586,95	205.599,60
Septiembre	1.211,52	404,93	1.282,44	651,86	883,48	1.063,71	628.150,72
Octubre	544,90	225,93	1.116,08	414,74	1.000,05	230,69	459.950,43
Noviembre	415,96	157,46	370,12	1.344,06	714,43	320,78	585.658,48
Diciembre	1.355,97	568,52	130,65	1.043,37	369,37	362,73	168.424,54
Total	8.454,39	5.499,06	5.390,14	8.963,30	9.825,13	6.746,17	5.734,30

**EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES
2000- 2006**



Fuente: 2000-2003 Minercol Ltda; 2004, 2005 a IV Trimestre, Ingeominas con base en pago de regalías.
Elaboró: UPME, febrero de 2007

El grueso de la producción esmeraldífera colombiana está destinada a mercados externos: se estima que alrededor del 98% del volumen producido se está exportando y que sólo un 2% se queda en Colombia. Los registros oficiales sobre producción de esmeraldas corresponden al volumen exportado y su valor es el declarado por el exportador. Las exportaciones, luego de una tendencia declinante, tuvieron en 2003 un crecimiento de 66% y de casi 10% en 2004, llegando a 9,8 millones de quilates. En el 2005 se puede notar de nuevo una tendencia decreciente cercana al 30% con relación al año anterior. Las esmeraldas se exportan en tres modalidades: piedras talladas, piedras engastadas y piedras en bruto. No obstante, en el año 2003 el 98% de los quilates exportados en bruto correspondieron a morrallas de mínimo valor. Aunque no se conocen estadísticas confiables del mercado mundial de estas gemas, se estima que Colombia ha participado aproximadamente con el 50% de valor total.



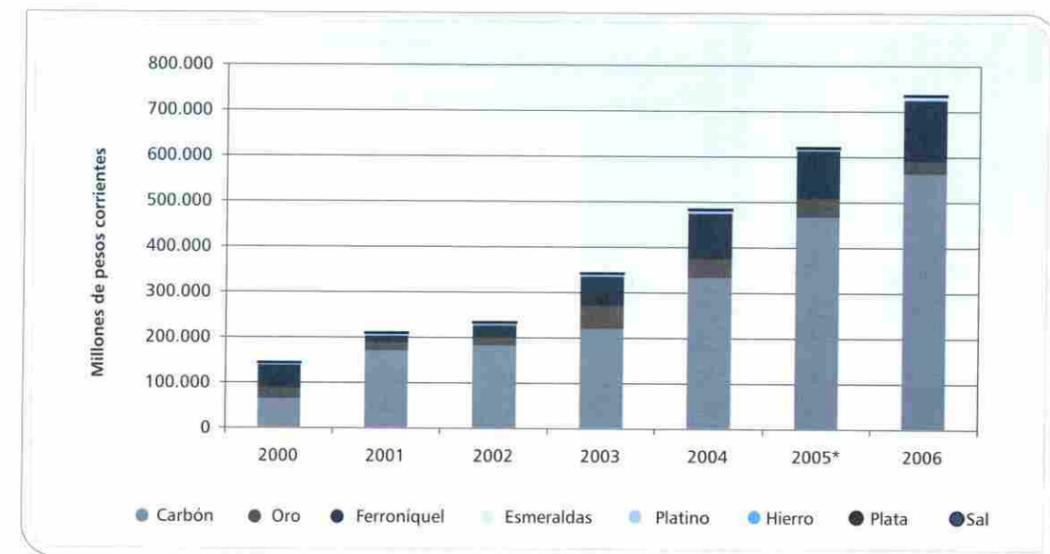
Fuente de datos: producción reportada por Ingeominas
 Mapa elaborado por la UPME

IMPUESTOS Y REGALÍAS RECAUDADOS DE LOS PRINCIPALES MINERALES
MILLONES DE PESOS CORRIENTES
 2000 - 2006

MINERAL	2000	2001	2002	2003	2004*	2005	2006
Carbón	64.859	171.526	183.513	221.012	334.168	468.327	563.119
Oro(1)	22.486	16.361	16.128	49.042	39.154	38.568	26.329
Ferróniquel	51.371	15.182	27.148	64.928	76.488	106.271	134.917
Esmeraldas	3.122	3.364	3.679	3.753	2.205	3.661	5.623
Platino	490	1.225	1.120	1.229	3.418	i.m.p	i.m.p
Hierro	1.192	1.310	1.246	1.211	1.058	1.919	3.866
Plata	84	87	77	135	129	i.m.p	i.m.p
Sal**	787	1.520	1.552	1.386	1.550	1.855	1.973
Total	144.391	210.575	234.464	342.696	458.170	620.601	735.828

i.m.p incluido en metales preciosos

EVOLUCIÓN DE APOORTE DE IMPUESTOS Y REGALÍAS POR MINERAL
 2000 - 2006

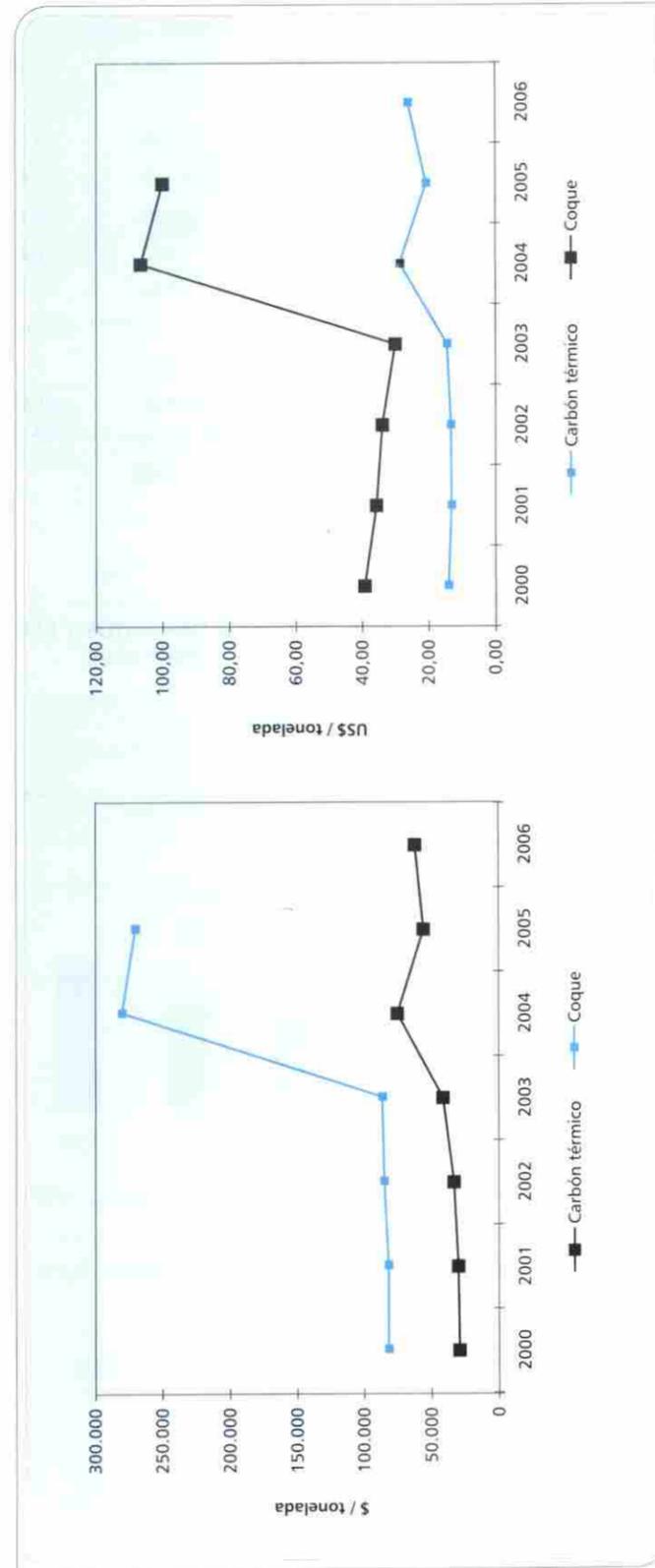


Fuente: 2000-2002 Memorias al Congreso (2000-2002, 2002-2003, 2003-2004); 2003, 2004 y a IV Trim 2005, Ingeominas
 Elaboró: UPME, febrero 2007
 nd: no disponible
 (1) total metales preciosos
 * Dato corregido para ferróniquel, esmeraldas
 **Regalías liquidadas por producción directa de sal, reporte de IFI Concesión de Salinas.

PRECIOS INTERNOS DE CARBÓN Y COQUE
2000 - 2006

Mineral	Unidades	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Carbón Térmico (1)	\$Corrientes / t	29.234	30.046	33.220	41.355	75.040	55.762	62.000
	US\$/t (2)	14,00	13,07	13,25	14,37	28,57	20,66	26,00
Coque	\$Corrientes / t	82.000	82.000	85.000	86.300	280.000	270.000	nd
	US\$/t (2)	39,30	35,70	33,90	29,99	106,62	100,05	nd

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS INTERNOS
2000 - 2006



Fuente: 2000 ISA y DANE (Encuesta Anual Manufacturera), Memorias al Congreso; 2001 - 2005 Comercializadoras y Termoelectricas
Elaboró: UPME, febrero 2007
(1) Precio promedio reportado por termoelectricas
(2) Cálculo UPME, con base en la TRM promedio de cada año

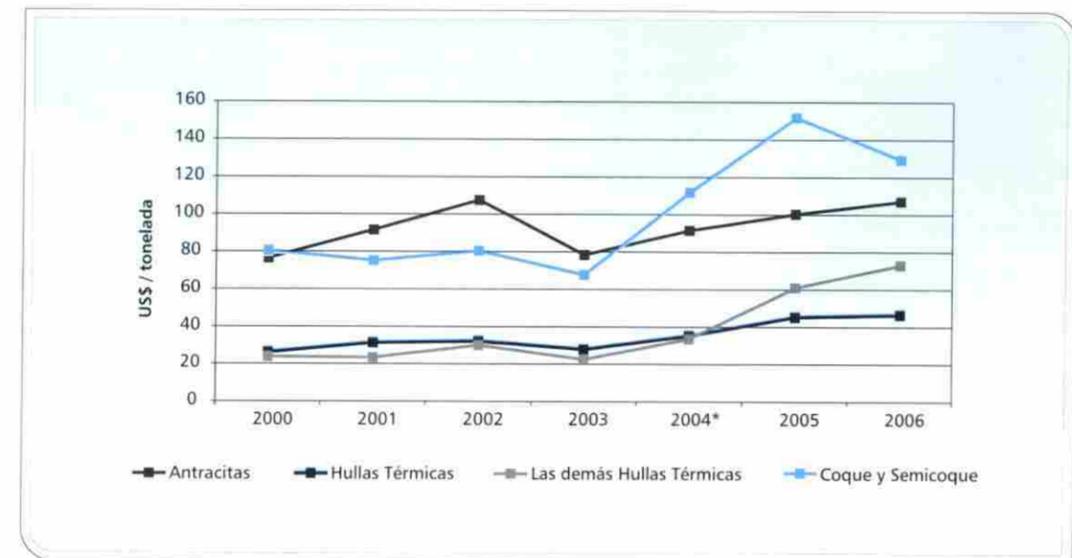
PRECIOS FOB DE EXPORTACIÓN DE CARBÓN
DÓLARES POR TONELADA (US\$ / t)
2000 - 2006

Tipo de Carbón	2000	2001	2002	2003	2004*	2005	2006
Antracitas	76,44	91,60	107,50	78,33	91,48	100,30	107,05
Hullas Térmicas	26,11	31,15	32,00	27,84	35,11	45,16	46,37
Las demás Hullas Térmicas	23,78	23,40	30,00	22,54	33,41	60,93	72,97
Coque y Semicoque	79,85	74,60	79,80	67,11	111,16	151,19	128,83

PRECIOS PONDERADOS SEGÚN EXPORTACIONES
ENERO A SEPTIEMBRE 2006

Posición arancelaria	Descripción	FOB US\$ 2006	KILOS NETOS 2006	FOB \$ 2006	FOB DOL/KNETO	US\$/ton	\$/ton
Total 2701110000	Antracitas	463.422	4.471.132	1.095.312.304	0,103647466	103,647466	244.974,27
Total 2701120010	Hullas térmicas	1.922.022.455	41.890.306.981	4.547.713.871.008	0,045882272	45,8822719	108.562,43
Total 2704001000	Coques y semicoques de hulla, incluso aglomerados	72.215.712	563.762.813	172.143.891.603	0,128095913	128,095913	305.348,07

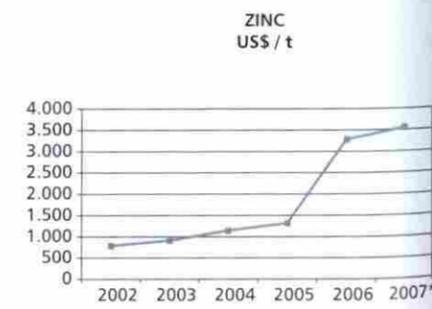
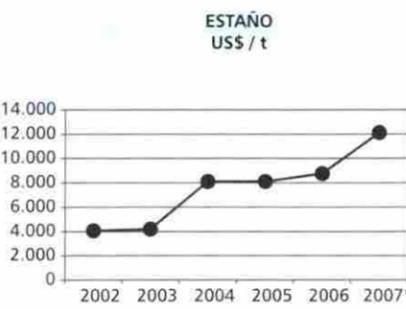
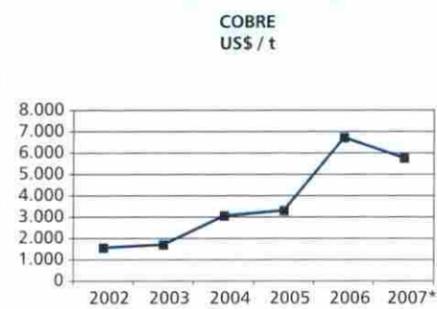
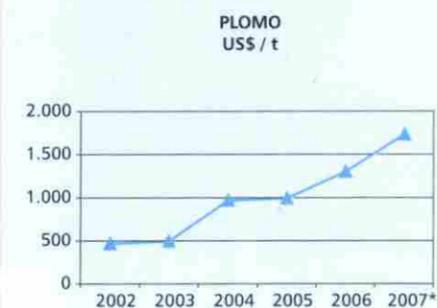
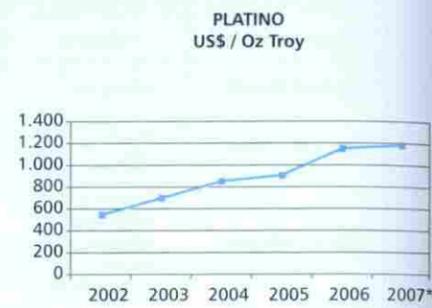
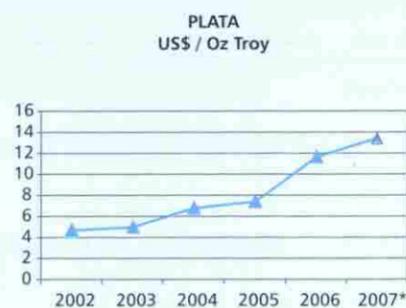
PRECIOS FOB EXPORTACIÓN
DÓLARES POR TONELADA (US\$/t)



Fuente: datos de comercio exterior DANE
Elaboró: UPME, febrero 2007
* Primer semestre

PRECIOS INTERNACIONALES DE MINERALES
PROMEDIO ANUAL
2002 - 2006

MINERAL	ORO	PLATA	PLATINO	ESTAÑO	PLOMO	ALUMINIO	COBRE	ZINC	NIQUEL
Año	US\$ / Oz Troy			US\$/t					
2002	310,10	4,60	539,13	4.060,10	452,70	1.349,60	1.559,40	778,70	6.771,80
2003	363,80	4,90	691,31	4.200,00	480,00	1.350,00	1.700,00	900,00	9.835,20
2004	409,72	6,70	845,31	8.106,40	956,60	1.809,00	3.057,10	1.136,60	14.685,50
2005	444,74	7,31	896,87	8.094,00	980,00	1.898,00	3.299,00	1.311,00	15.547,00
2006	603,46	11,54	1142,31	8.764,00	1.288,00	2.363,00	6.718,00	3.273,00	24.232,00
2007*	647,46	13,35	1173,43	12.129,00	1.720,00	2.568,00	5.760,00	3.546,00	38.968,00



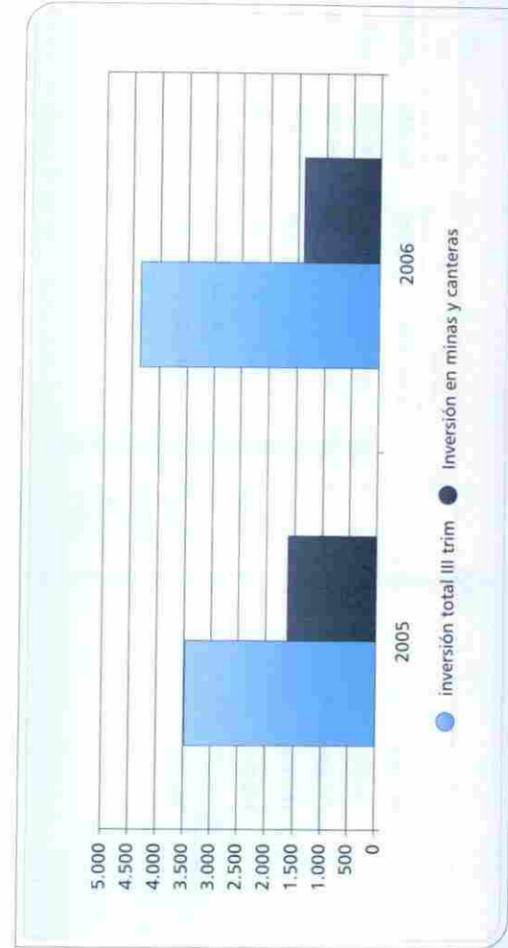
Fuente: Bolsa de Metales de Londres (LME) y Kitco. Algunos datos fueron ajustados según lo publicado en http://www.kitco.com/scripts/hist_charts/yearly_graphs.plx
Elaboró: UPME, febrero de 2007
nd: no disponible
* A febrero

FLUJOS DE INVERSION EXTRANJERA DIRECTA EN COLOMBIA SEGUN ACTIVIDAD ECONOMICA
BALANZA DE PAGOS (1)
MILLONES DE DÓLARES

ANOS	TOTAL	Sector petrolero	Subtotal Resto de sectores	Minas y Canteras (incluye carbón)	Manufacturera	Electricidad, Gas y Agua	Construcción	Transportes, Almacenamiento y Comunicaciones	Establecimientos Financieros
2005 p	882	173	709	565	48	10	24	26	-49
I TRIM	1.611	430	1.181	533	418	-29	40	5	116
II TRIM	989	275	714	520	263	-231	44	16	35
III TRIM	3.483		1.618						
subtotal	6.772	246	6.526	539	4.803	-1	38	964	142
IV TRIM	10.255	1.125	9.130	2.157	5.532	-251	146	1.011	244
2006 p	1.093	318	775	478	147	2	43	56	-44
I TRIM	1.662	506	1.155	379	183	-62	51	346	124
II TRIM	1.594	467	1.127	537	198	15	57	34	142
III TRIM	1.946	479	1.467	616	141	-65	31	352	182
IV TRIM	6.295	1.770	4.525	2.010	670	-111	182	789	404
SUBTOTAL									

Fuente: Banco de la República - Subgerencia de Estudios Económicos
p: Provisional. p: Preliminar
(1) El flujo de inversión reportado en balanza de pagos no coincide con la variación del saldo de registros, porque en la balanza se incorporan las estadísticas según la fecha de realización y no la de registro.

INVERSION EXTRANJERA DIRECTA EN COLOMBIA
MILLONES DE US\$



PRODUCTO INTERNO BRUTO TRIMESTRAL CON ÍLÍCITOS A PRECIOS CONSTANTES POR RAMAS DE ACTIVIDAD ECONÓMICA
SERIES DESESTACIONALIZADAS - 2006

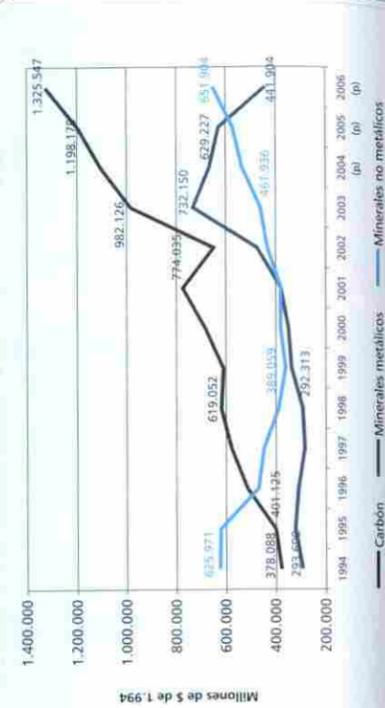
Millones de pesos constantes de 1994	2005				2006					
	I	II	III	IV	Anual	I	II	III	IV	Anual
PIB Minas e Hidrocarburos	1.011.709	1.032.388	1.010.220	1.012.158	4.066.475	1.040.885	1.000.046	1.024.753	1.024.321	4.090.005
Hulla y lignito; turba	280.687	305.612	301.074	310.797	1.198.170	323.345	296.204	340.843	365.155	1.325.547
Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio	415.636	415.877	415.446	418.607	1.665.566	420.623	420.133	414.495	415.399	1.670.650
Minerales metálicos	167.368	169.679	148.933	143.247	629.227	143.234	114.369	99.389	84.912	441.904
Otros minerales no metálicos	148.018	141.220	144.767	139.507	573.512	153.683	169.340	170.026	158.855	651.904
PRODUCTO INTERNO BRUTO	21.577.178	22.018.243	22.091.046	22.041.458	87.727.925	22.744.725	23.351.656	23.797.195	23.798.609	93.692.185
PIB Minas sin Hidrocarburos	596.073	616.511	594.774	593.551	2.400.909	620.262	579.913	610.258	608.922	2.419.355

Fuente: DANE

PRODUCTO INTERNO BRUTO TRIMESTRAL CON ÍLÍCITOS A PRECIOS CONSTANTES POR RAMAS DE ACTIVIDAD ECONÓMICA
SERIES DESESTACIONALIZADAS - 2006

Var % Anual - Trimestral	2005				2006					
	I	II	III	IV	Anual	I	II	III	IV	Anual
PIB Minas e Hidrocarburos	4,93	2,56	2,16	-1,10	2,09	2,88	-3,13	1,44	1,20	0,58
PIB Minas sin Hidrocarburos	9,18	5,39	4,46	-1,96	4,13	4,06	-5,94	2,60	2,59	0,77
Hulla y lignito; turba	5,23	8,76	5,98	14,13	8,52	15,20	-3,08	13,21	17,49	10,63
Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio	-0,62	-1,36	-0,97	0,16	-0,70	1,20	1,02	-0,23	-0,77	0,31
Minerales metálicos	9,28	-3,93	-2,10	-22,39	-5,59	-14,42	-32,60	-33,27	-40,72	-29,77
Otros minerales no metálicos	17,41	10,85	8,70	-6,08	7,16	3,83	19,91	17,45	13,87	13,67
PIB Nacional	5,06	6,25	5,81	1,88	4,72	5,41	6,06	7,72	7,97	6,80

Cálculos UPME, Subdirección de Planeación Minera

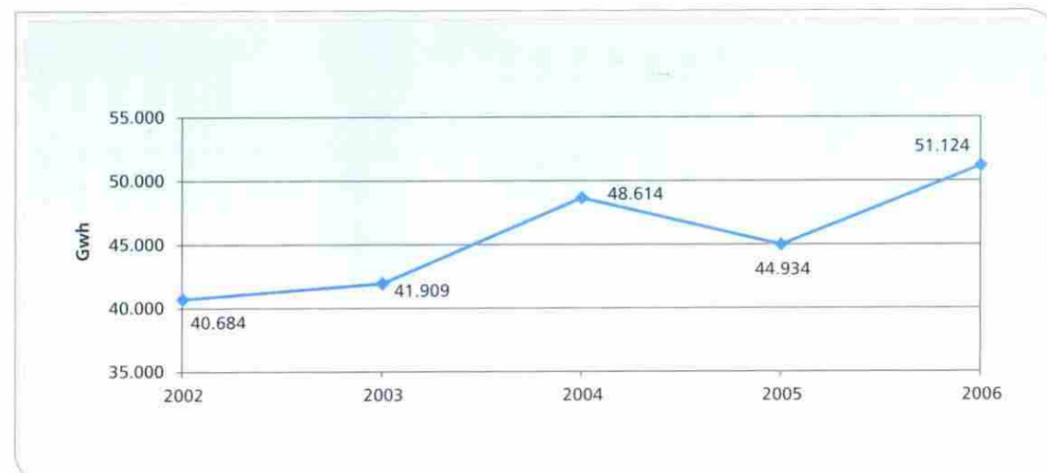


ENERGÍA ELÉCTRICA

APORTES HÍDRICOS ACUMULADOS
GWh
2002 - MAYO 2007

Mes	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Enero	1.720	1.173	2.094	2.226	2.364	2209,9
Febrero	1.285	1.185	1.563	2.005	1.828	1222,6
Marzo	2.099	1.953	2.356	1.905	3.460	2178,3
Abril	4.002	3.696	3.688	3.489	5.387	4209,3
Mayo	4.769	5.255	5.937	5.618	6.873	5.569,8
Junio	6.397	4.817	6.496	4.844	6.119	
Julio	4.748	4.458	5.139	3.540	4.811	
Agosto	4.503	3.926	4.685	3.910	3.640	
Septiembre	3.110	3.512	4.100	4.112	3.259	
Octubre	2.940	4.521	4.526	4.801	4.835	
Noviembre	2.847	3.958	5.062	5.614	5.159	
Diciembre	2.264	3.455	2.967	2.870	3.388	
Total	40.684	41.909	48.614	44.934	51.124	15.390

APORTES HÍDRICOS ACUMULADOS
GWh
2002 - 2006

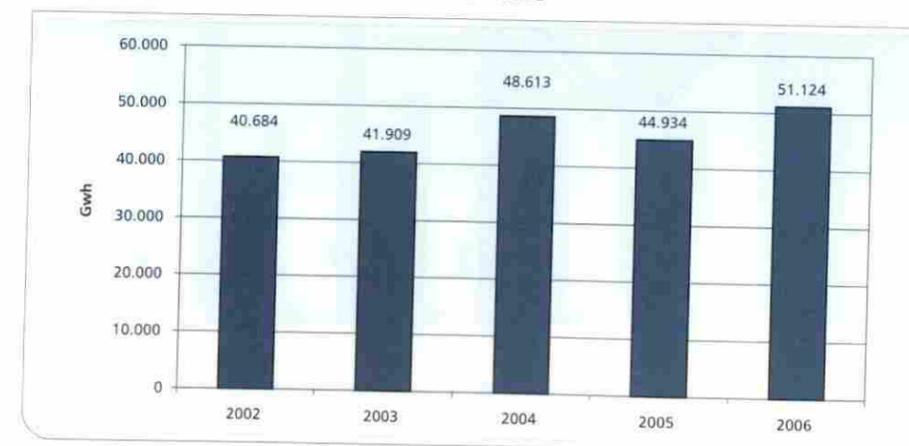


Fuente: XM S.A. E.S.P., junio 2007
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

APORTES HÍDRICOS REALES POR RÍO DEL SIN
GWh
2002 - 2006

Región	Río	2002	2003	2004	2005	2006
Antioquia	A. San Lorenzo	2.340	3.162	2.967	2.614	2.951
	Concepción	399	479	545	518	639
	Desv. EPPM	676	749	685	663	684
	Grande	2.120	2.369	2.463	2.350	3.079
	Guadalupe	1.362	1.832	1.663	1.604	1.891
	Guatapé	1.704	1.993	2.059	1.948	2.102
	Miel I	117	1.152	1.256	1.655	1.411
	Nare	4.598	4.907	6.364	6.166	6.329
	Porce II	1.331	1.607	1.822	1.659	1.867
	San Carlos	822	907	1.129	1.155	1.236
	Tenche	264	353	322	322	409
Total Región		15.731	19.509	21.273	20.654	22.599
Caribe	Sinú Urrá	1.242	1.365	1.158	1.357	1.359
	Total Región	1.242	1.365	1.158	1.357	1.359
Centro	Bogotá N,R,	3.814	3.113	4.459	4.021	5.830
	Magdalena Betania	2.104	1.792	2.043	2.204	2.518
	Prado	164	172	182	207	258
	Total Región	6.082	5.077	6.684	6.432	8.605
Oriente	Bata	5.047	4.496	5.703	4.569	5.566
	Bianco	89	0	292	0	0
	Chuzá	1.657	1.494	1.549	1.477	1.727
	Guavio	6.959	5.652	7.549	5.821	6.291
	Total Región	13.751	11.642	15.092	11.867	13.584
Ríos estimados	Otros ríos	1.166	1.181	1.354	1.287	1.524
	Total Región	1.166	1.181	1.354	1.287	1.524
Valle	Alto Anchicayá	1.560	1.919	1.691	1.812	1.803
	Calima	122	175	204	206	259
	Cauca Salvajina	781	785	922	1.077	1.107
	Digua	171	173	157	157	163
	Florida II	77	84	78	85	122
	Total Región	2.711	3.136	3.053	3.337	3.453
Total SIN		40.684	41.909	48.613	44.934	51.124

APORTES HÍDRICOS REALES DEL SIN
GWh
2002 - 2006

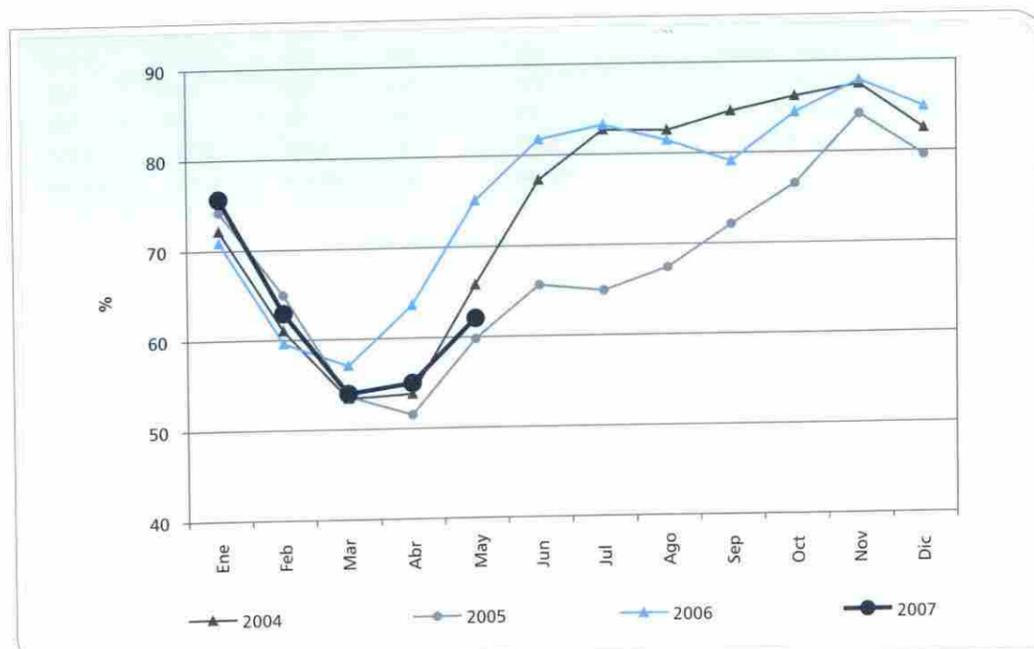


Fuente: XM S.A. E.S.P., Abril 2007
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

EVOLUCIÓN MENSUAL DEL EMBALSE AGREGADO NACIONAL (%)
2004 - MAYO 2007

Mes	2004	2005	2006	2007
Enero	72,14	74,22	70,86	75,70
Febrero	61,02	64,99	59,61	62,95
Marzo	53,44	53,64	57,06	53,97
Abril	53,83	51,52	63,67	55,05
Mayo	65,79	59,83	75,09	62,10
Junio	77,23	65,65	81,74	
Julio	82,67	64,95	83,24	
Agosto	82,55	67,41	81,46	
Septiembre	84,59	72,11	79,07	
Octubre	86,16	76,54	84,41	
Noviembre	87,43	84,14	87,87	
Diciembre	82,47	79,56	84,88	
Promedio año	74,11	67,88	75,75	61,95

EVOLUCIÓN MENSUAL DEL EMBALSE AGREGADO NACIONAL (%)
2004 - 2007

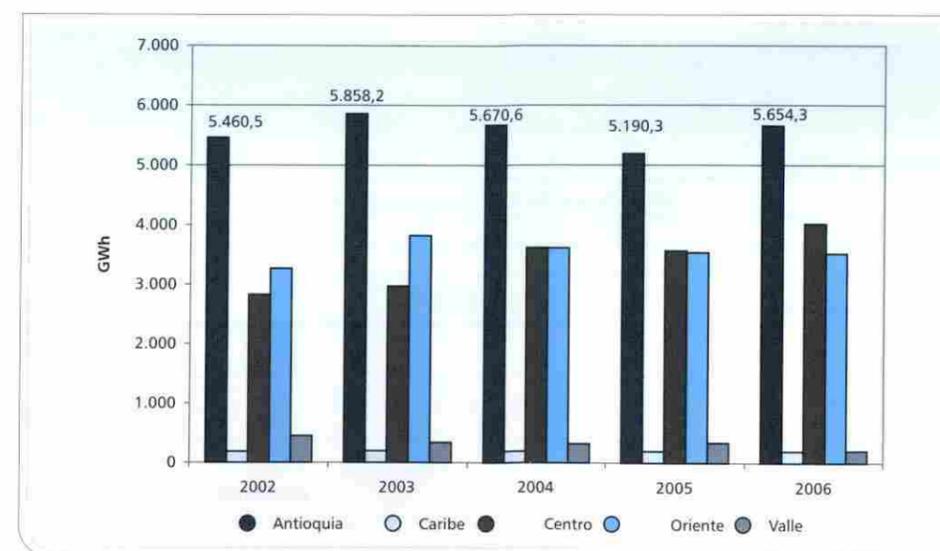


(1): Valores tomados el último día de diciembre de cada año. El porcentaje se calcula con respecto al volumen máximo técnico
Fuente: XM S.A. E.S.P., junio 2007
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

EVOLUCIÓN DE RESERVAS POR EMBALSE SIN (1)
GWh
2002 - 2006

Región	Embalse	2002	2003	2004	2005	2006
Antioquia	Miel I	190,2	147,0	219,2	195,5	139,5
	Miraflores	230,2	259,5	251,7	198,5	254,2
	Peñol	3.959,4	4.313,3	4.035,3	3.727,2	4.114,1
	Playas	80,1	113,9	106,2	107,5	97,7
	Porce II	49,2	69,5	65,3	56,1	56,0
	Punchiná	77,0	45,4	59,5	23,8	36,6
	Riogrande 2	442,3	518,3	472,7	463,2	500,7
	San Lorenzo	383,0	333,7	397,4	369,5	390,4
	Troneras	49,1	57,5	63,3	49,0	65,1
Total		5.460,5	5.858,2	5.670,6	5.190,3	5.654,3
Caribe	Urrá 1	185,4	197,4	194,3	197,8	197,2
Centro	Agregado Bogotá	2.511,8	2.658,6	3.219,6	3.206,5	3.434,6
	Betania	199,0	179,9	226,5	199,9	213,0
	Muña	48,4	33,2	77,8	72,8	85,1
	Prado	67,8	99,9	86,1	79,8	82,4
Total		2.826,9	2.971,6	3.609,9	3.559,0	4.012,5
Oriente	Chuzá	604,1	800,4	714,6	623,8	660,4
	Esmeralda	821,7	1.119,2	1.054,6	1.106,5	1.129,7
	Guavio	1.842,2	1.900,1	1.837,9	1.802,6	1.726,2
	Total		3.267,9	3.819,7	3.607,1	3.532,9
Valle	Alto Anchicayá	16,8	18,7	17,3	10,9	33,8
	Calima 1	293,8	187,2	158,9	160,9	197,04
	Salvajina	138,9	135,5	144,1	170,4	170,2
	Total		449,4	341,4	320,3	342,1
Total SIN		12.190,1	13.188,2	13.402,1	12.822,1	13.584,2

EVOLUCIÓN DE RESERVAS POR REGIÓN SIN (1)
GWh
2002 - 2006

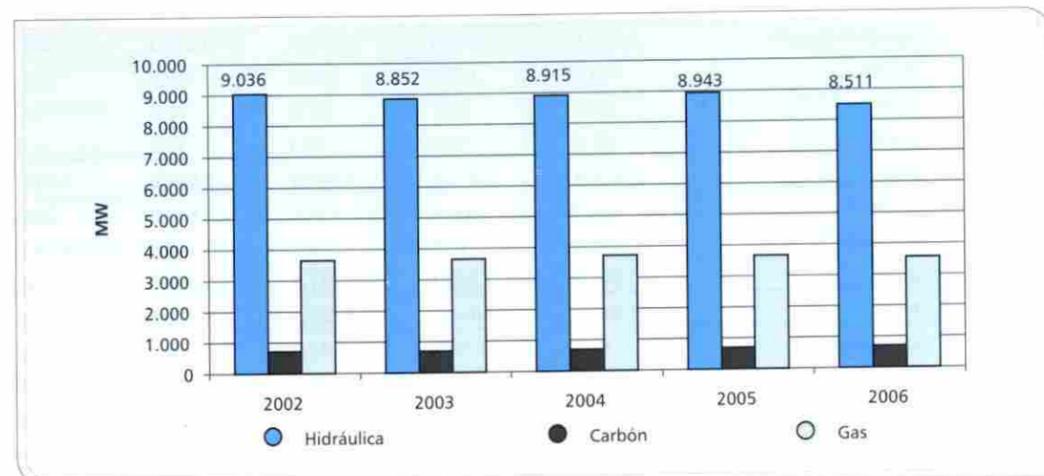


(1): Reservas corresponden al volumen almacenado por encima del Nivel Mínimo Físico el último día del mes de diciembre del año.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información
Fuente: XM S.A. E.S.P., abril 2007

CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA POR TIPO DE FUENTE (1)
2002 - 2006
MW

Año	Hidráulica	%	Carbón	Gas	Eólica	Otros	%	Total
2002	9.036	67	690	3.676		28	33	13.431
2003	8.852	66	692	3.633		54	34	13.231
2004	8.915	67	692	3.724	19,5	48	33	13.399
2005	8.943	67	694	3.659	9,8	43	33	13.348
2006	8.511	64	700	3.562	18,4	486	36	13.277

(1) Incluye plantas no despachadas centralmente



Elaboró: UPME - Subdirección de Información
Fuente: XM S.A. E.S.P., abril 2007

CAPACIDAD NETA DE GENERACIÓN EÓLICA
2006
MW

EMPRESA PROPIETARIA	CAPACIDAD NETA
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	
JEPİRACHI	18,4
TOTAL	18,4
Total plantas menores térmicas	22,8
Total cogeneradores	24,5

Elaboró: UPME - Subdirección de Información
Fuente: XM S.A. E.S.P., abril 2007

CAPACIDAD NETA DE GENERACIÓN HIDRÁULICA
2006
MW

EMPRESA PROPIETARIA	CAPACIDAD NETA (MW)
AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P.	
CHIVOR	1.000
TOTAL	1.000
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	
ESMERALDA	30
SAN FRANCISCO	135
TOTAL	165
CENTRAL HIDROELECTRICA DEL RIO ANCHICAYA S.A. E.S.P.	
BAJO ANCHICAYA	74
TOTAL	74
CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA S.A. E.S.P.	
BETANIA	540
TOTAL	540
PRADO IV	5
PRADO	45
TOTAL	50
EMGESA S.A. E.S.P.	
PARAISO	276
GUAVIO	1.150
LA GUACA	324
TOTAL	1.750
EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P.	
URRA	335
TOTAL	335
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. "EPSA E.S.P."	
SALVAJINA	285
ALTO ANCHICAYA	365
CALIMA	132
TOTAL	782
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	
RIOGRANDE I	25
LA TASAJERA	306
TRONERAS	40
PLAYAS	201
GUADALUPE III	270
GUATAPE	560
GUADALUPE IV	202
PORCE II	405
TOTAL	2.009
ISAGEN S.A. E.S.P.	
JAGUAS	170
MIEL I	396
SAN CARLOS	1.240
TOTAL	1.806
TOTAL SIN	8.511
Total plantas menores hidráulicas	438,3

Elaboró: UPME - Subdirección de Información
Fuente: XM S.A. E.S.P., abril 2007

CAPACIDAD NETA DE GENERACIÓN TÉRMICA 2006 MW		CAPACIDAD NETA
EMPRESA PROPIETARIA		
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.		
TERMODORADA		51
TOTAL		51
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DE LA COSTA ATLÁNTICA S.A. E.S.P.		
GUAJIRA		276
TOTAL		276
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.		
PALENQUE		13
TOTAL		13
EMGESA S.A. E.S.P.		
CENTRAL CARTAGENA		127
ZIPAEMG		224
TOTAL		351
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.		
TERMO SIERRA CICLO COMBINADO		455
TOTAL		455
FLORES II S.A. & CIA S.C.A. E.S.P.		
FLORES		447
TOTAL		447
GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P.		
PAIPA		321
TOTAL		321
ISAGEN S.A. E.S.P.		
TERMO CENTRO CICLO COMBINADO		280
TOTAL		280
MERILECTRICA S.A. & CIA. S.C.A. E.S.P.		
MERILECTRICA		169
TOTAL		169
PROELECTRICA & CIA S.C.A. E.S.P.		
PROELECTRICA		90
TOTAL		90
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.		
TEBSA		750
BARRANQUILLA		127
TOTAL		877
TERMO CANDELARIA S.C.A. E.S.P.		
TERMO CANDELARIA		314
TOTAL		314
TERMO EMCALI I S.A. E.S.P.		
TERMO EMCALI		229
TOTAL		229
TERMO TASAJERO S.A. E.S.P.		
TASAJERO		155
TOTAL		155
TERMO VALLE S.C.A. E.S.P.		
TERMO VALLE		205
TOTAL		205
TERMO YOPAL GENERACION 2 S.A. E.S.P.		
TERMO YOPAL II		29
TOTAL		29
TOTAL SIN		4.262

**COSTO EQUIVALENTE DE ENERGÍA ESTIMADO DEL CARGO POR CAPACIDAD
2002 - ABRIL 2007
\$/kWh**

Mes	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Enero	27,22	33,15	32,56	28,60	26,58	28,94
Febrero	27,11	36,59	33,12	30,13	28,14	29,29
Marzo	26,00	33,34	29,96	27,16	25,03	28,77
Abril	26,13	34,85	31,80	28,24	26,75	26,70
Mayo	25,54	32,28	29,93	27,56	26,79	
Junio	27,14	33,89	32,64	27,87	28,79	
Julio	26,97	30,86	30,55	27,14	29,05	
Agosto	28,37	31,57	29,54	25,95	26,51	
Septiembre	29,96	31,62	29,14	26,76	26,85	
Octubre	30,70	30,82	28,88	25,95	26,12	
Noviembre	30,82	32,16	29,33	26,51	25,68	
Diciembre	30,06	31,57	28,37	25,58	29,77	

Fuente: XM, junio 2007
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

**COSTO EQUIVALENTE REAL DE ENERGÍA
2002 - ABRIL 2007
\$/kWh**

Mes	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Enero	25,66	32,94	30,96	26,42	24,35	29,50
Febrero	27,66	35,84	30,65	27,60	25,72	28,93
Marzo	25,57	31,49	28,25	25,95	24,05	28,44
Abril	25,71	32,85	29,66	25,78	26,50	28,80
Mayo	25,72	31,63	29,70	25,43	26,29	
Junio	27,89	32,51	31,15	25,36	28,67	
Julio	29,35	31,07	27,76	24,04	25,11	
Agosto	29,58	30,16	26,25	23,46	24,14	
Septiembre	31,30	30,94	27,71	23,51	23,98	
Octubre	28,78	30,25	26,83	23,38	22,35	
Noviembre	29,92	30,55	26,85	23,71	23,55	
Diciembre	31,11	30,71	25,80	23,94	29,79	

Fuente: XM, junio 2007
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

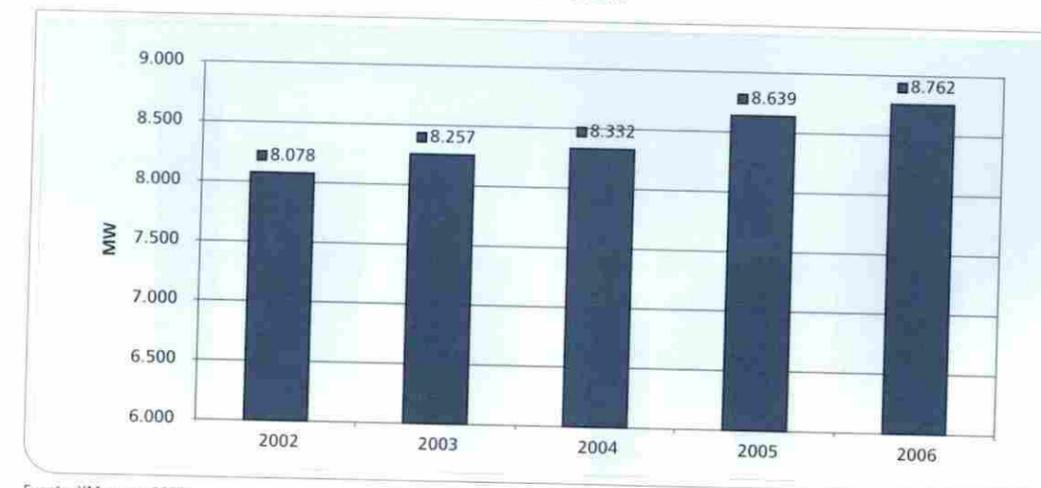
PROYECTOS DE GENERACIÓN REGISTRADOS ANTE LA UPME							
PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA	LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)	POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE	
Térmico de Gas. Capacidad registrada: 1.424 MW							
TermoFlores IV	160	Ciclo Combinado	Barranquilla	Atlántico	Nov-09	TERMOFLORES S.A. E.S.P.	2
TermoYopal	36	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	Mar-07	TERMOYOPAL S.A.	1
CC - Endesa 1	400	Ciclo Combinado	Tauramena-Manaure	Casanare - Guajira	2012	EMGESA S.A. E.S.P.	1
Termo Upar	300	Ciclo Abierto	La Paz	Cesar	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Lumbí	300	Ciclo Combinado	Mariquita	Tolima	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Yarigües	225	Ciclo Combinado	Barrancabermeja	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Térmico a Carbón. Capacidad registrada: 100 MW							
Termocauca	100	Lecho Fluidizado	Santader de Quilichao	Cauca	Sep-09	Termocauca E.S.P.	2
Hidroeléctrica (Embalse) Capacidad registrada: 9.930 MW							
Porce 3	660	Turbina Francis	Anorí - Amalfi	Antioquia	Sep - 10	EEPPM	3
Nechí	645	Turbina Pelton	Anorí (otros)	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	2
Sogamoso	840	Turbina Francis	Río Sogamoso	Santander	Sin confirmar	HIDROSOGAMOSO S.A.	2
Quimbo	400	Turbina Francis	Gigante, Garzón	Huila	2015	EMGESA S.A. E.S.P.	1
Chapasia	800	Turbina Pelton	Miraflores, Páez	Boyacá	2015	EMGESA S.A. E.S.P.	1
Guaico	136	Turbina Francis	Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	1
Guamues PMG - I	428	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Guamues PMG - II	605	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía I	880	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía II	911	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Cabrera	600	Turbina Francis	Río Suárez	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Fonce	520	Turbina Pelton	San Gil	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Andaqui	705	Turbina Francis	-----	Cauca y Putumayo	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Pescadero-Ituango	1800	Turbina Francis	Ituango	Antioquia	Sin confirmar	Hidroeléctrica Pescadero - Ituango S.A.	1
Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 441.56 MW							
Bugalagrande	40.5	--	Tulúa	Valle	Dic-09	EPSA E.S.P.	2
Amáime	18.6	--	Palmira - Cerrito	Valle	Dic-09	EPSA E.S.P.	2
Montañitas	24.5	Turbina Pelton	Don Matías - Sta. Rosa	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	2
Cañaveral	68	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Encimadas	94	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
La Cascada	2.3	---	San Roque	Antioquia	Jun-07	PSP La Cascada S.A. E.S.P.	2
PCH de Neusa	2.91	---	Cogua - Tausa	Cundinamarca	Sin confirmar	INGAMEG	1
Agua Fresca	4	Turbina Pelton	Jericó	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Alejandria	16.3	Sin Información	Alejandria	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Aures	24.9	Turbina Pelton	Sonsón, Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Caracoli	14.6	Turbina Pelton	Caracoli	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cocorná	29.7	Sin Información	Cocorná	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Río Frío	8.5	Turbina Pelton	Támesis	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Santa Rita (ehaz.)	1	Turbina Pelton	Andes	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cucuana	88	Turbina Francis	Roncesvalles	Tolima	Sin confirmar	ELECTRIF. DEL TOLIMA	1
Coello 1, 2, 3	3.75	Turbina Kaplan	Chicoral	Tolima	Sin confirmar	HIDROESTUDIOS	1
Eólicos Capacidad registrada: 20 MW							
Jouktaí	20	Turbina eólica	Uribia	Guajira	Sin confirmar	WAYUU S.A.	1

Nota: El subrayado indica los cambios o adiciones con relación al informe anterior.
Fuente: UPME, febrero 2007

DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA 2002 - MAYO 2007

Mes	MW					
	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Enero	7.244	7.484	7.817	7.797	8.113	8.427
Febrero	7.482	7.872	7.970	7.943	8.104	8.509
Marzo	7.417	7.704	8.221	8.085	8.165	8.503
Abril	7.404	7.696	7.925	8.103	8.140	8.515
Mayo	7.513	7.535	8.010	7.999	8.196	8.505
Junio	7.296	7.494	7.883	7.928	8.074	
Julio	7.352	7.516	7.813	7.951	8.225	
Agosto	7.437	7.483	7.773	8.107	8.266	
Septiembre	7.433	7.691	7.761	8.109	8.413	
Octubre	7.492	7.786	7.797	8.200	8.470	
Noviembre	7.654	7.899	7.969	8.228	8.447	
Diciembre	8.078	8.257	8.332	8.639	8.762	
Maxima	8.078	8.257	8.332	8.639	8.762	8.515

DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA 2002 - 2006

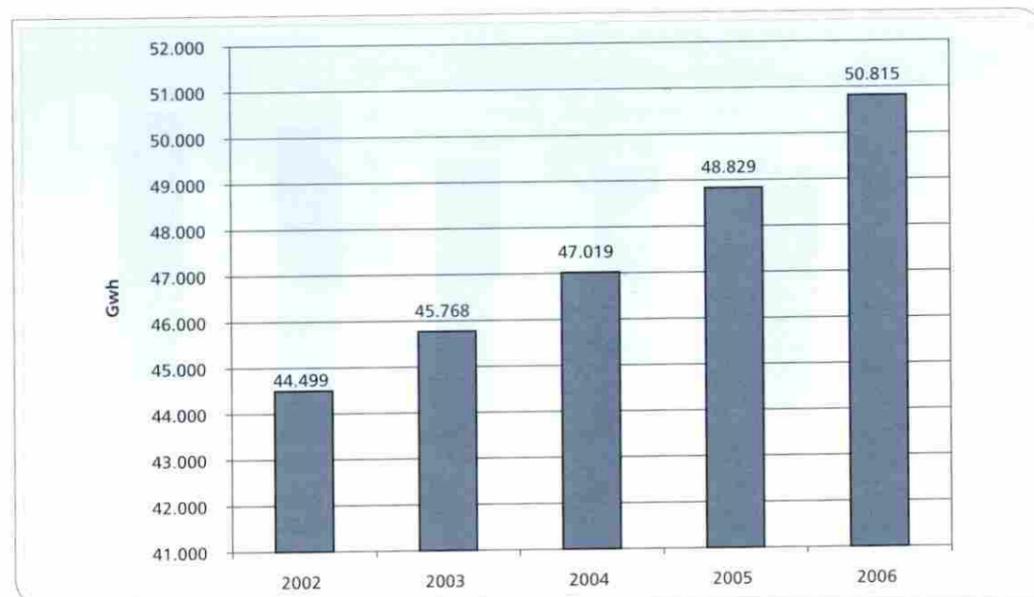


Fuente: XM, mayo 2007
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA SIN* 2002 - MAYO 2007 GWh						
Mes	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Enero	3.642,1	3.774,3	3.810,4	3.946,8	4.096,6	4.309,5
Febrero	3.440,5	3.538,9	3.743,8	3.708,7	3.880,9	4.066,9
Marzo	3.671,9	3.891,0	4.028,7	4.089,0	4.268,5	4.511,3
Abril	3.654,3	3.693,8	3.791,0	4.056,0	4.039,6	4.242,0
Mayo	3.788,6	3.887,2	3.931,5	4.110,8	4.287,5	4.474,0
Junio	3.574,5	3.642,1	3.835,7	4.003,6	4.152,4	
Julio	3.740,4	3.902,6	3.937,5	4.090,4	4.324,5	
Agosto	3.804,1	3.886,8	4.027,2	4.195,7	4.369,1	
Septiembre	3.729,3	3.836,0	3.903,6	4.136,0	4.281,9	
Octubre	3.863,1	3.941,7	4.000,3	4.167,1	4.428,2	
Noviembre	3.730,4	3.809,5	3.921,7	4.083,9	4.272,2	
Diciembre	3.859,8	3.964,0	4.088,0	4.240,8	4.413,2	
Total	44.499,2	45.767,9	47.019,3	48.828,9	50.814,7	21.603,7

* : Generación+ importaciones+ demanda no atendida-exportaciones

EVOLUCIÓN DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
2002 - 2006



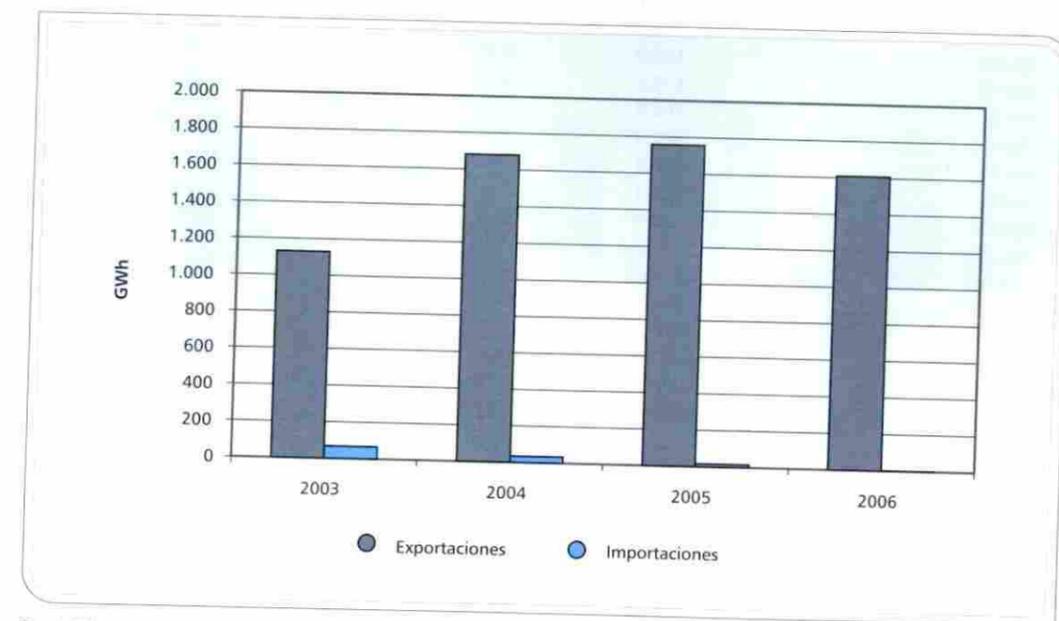
Fuente : XM, junio 2007
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA NO ATENDIDA
2004 - ABRIL 2007
GWh

Mes	2004		2005		2006		2007	
	No programada	Programada	No programada	Programada	No programada	Programada	No programada	Programada
Enero	2,82	0,41	7,34	0,46	3,75	1,16	1,99	1,30
Febrero	8,74	1,90	9,99	0,67	2,82	0,61	2,68	1,08
Marzo	2,81	0,56	13,80	0,68	5,72	0,25	3,04	0,97
Abril	2,44	1,84	15,65	1,44	3,18	0,81	19,80	0,88
Mayo	4,92	1,44	10,90	0,55	4,8	0,44		
Junio	4,74	0,48	5,00	0,70	5,39	0,64		
Julio	3,49	1,59	5,57	0,17	3,1	0,47		
Agosto	3,89	1,02	4,40	1,10	4,85	0,45		
Septiembre	8,30	0,83	8,36	1,04	2,94	0,45		
Octubre	2,67	1,08	17,17	0,54	2,43	1,37		
Noviembre	6,53	2,10	6,98	0,85	2,58	0,68		
Diciembre	15,48	1,83	6,11	0,66	5,82	0,39		
Total	66,84	15,08	111,26	8,85	47,38	7,72	27,51	4,23

Fuente : XM, mayo 2007
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES TIE
COLOMBIA - ECUADOR
Marzo 2003 - 2006



Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2007
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

**INTERCONEXIONES INTERNACIONALES TIE
COLOMBIA - ECUADOR
Marzo 2003 - Marzo 2007**

Mes	Energía (GWh)		Valor (millones de US\$)		
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones	Rentas Congestión
Mar-03	138,6	0,0	11,5	0,00	6,7
Abr-03	116,0	5,8	8,6	0,14	4,5
May-03	32,2	25,9	1,8	1,36	0,7
Jun-03	86,0	11,7	5,8	0,31	2,9
Jul-03	77,6	11,2	4,4	0,26	1,8
Ago-03	111,6	7,0	7,9	0,31	4,4
Sep-03	134,0	0,0	9,8	0,00	5,4
Oct-03	145,1	0,0	11,7	0,00	7,5
Nov-03	153,7	0,0	10,7	0,00	5,9
Dic-03	134,3	5,5	8,3	0,10	4,6
Total 2003	1.129,3	67,2	80,3	2,48	44,3
Ene-04	168,1	0,0	11,6	0,00	6,4
Feb-04	162,2	0,0	15,5	0,00	9,8
Mar-04	150,2	1,2	10,3	0,03	4,7
Abr-04	154,1	0,3	10,8	0,01	5,2
May-04	140,6	2,7	7,8	0,15	2,7
Jun-04	63,0	14,5	2,6	0,24	0,6
Jul-04	111,7	3,5	6,1	0,06	2,7
Ago-04	125,9	7,5	8,9	0,14	4,9
Sep-04	125,7	4,5	12,8	0,08	8,4
Oct-04	151,2	0,8	16,0	0,02	10,3
Nov-04	161,3	0,0	18,3	0,00	12,6
Dic-04	167,2	0,0	14,6	0,00	8,5
Total 2004	1.681,1	35,0	135,1	0,74	76,8
Ene-05	172,5	0,0	21,6	0,00	13,9
Feb-05	137,9	0,0	12,0	0,00	6,2
Mar-05	115,8	6,4	8,1	0,17	3,5
Abr-05	108,3	4,5	7,3	0,11	2,9
May-05	142,8	0,9	15,1	0,02	9,3
Jun-05	120,6	0,4	8,3	0,01	3,6
Jul-05	159,1	0,5	15,3	0,01	8,2
Ago-05	169,9	0,0	13,2	0,00	5,1
Sep-05	144,2	1,1	12,1	0,12	4,9
Oct-05	178,3	0,0	15,1	0,00	6,7
Nov-05	167,1	0,0	12,2	0,00	6,2
Dic-05	141,4	2,1	11,5	0,06	5,0
Total 2005	1.757,9	16,0	151,7	0,51	75,6
Ene-06	161,1	0,0	12,3	0,00	4,7
Feb-06	144,2	0,1	10,3	0,00	3,7
Mar-06	142,8	0,0	10,5	0,00	4,6
Abr-06	128,7	0,3	9,0	0,01	4,3
May-06	89,8	0,2	6,4	0,01	3,4
Jun-06	116,5	0,0	7,8	0,00	4,1
Jul-06	136,0	0,0	11,4	0,00	6,6
Ago-06	136,8	0,0	12,0	0,00	6,8
Sep-06	156,2	0,2	14,4	0,01	6,2
Oct-06	148,3	0,1	13,7	0,01	4,4
Nov-06	141,6	0,1	12,0	0,01	5,1
Dic-06	106,8	0,1	7,2	0,00	2,8
Total 2006	1.608,6	1,1	127,1	0,05	56,6
Ene-07	113,0	0,6	9,6	0,01	3,99
Feb-07	103,7	0,0	9,6	0,01	3,34
Mar-07	84,2	0,4	6,8	0,01	2,03
Total 2007	301,0	1,0	26,0	0,0	9,4

Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2007

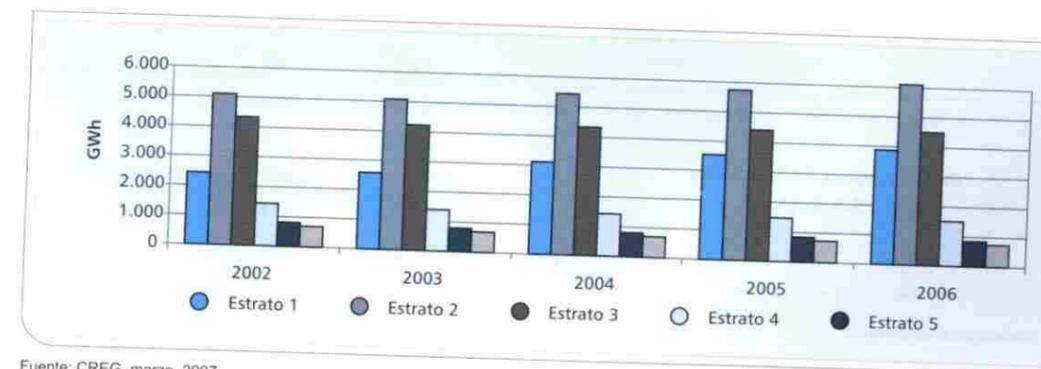
**TOTAL USUARIOS* DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES
2003 - 2006**

Año	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Alumbrado	Especial	Áreas Comunes	Residencial	Total
2003	68.100	559.240	46.510	2.108	4.756	9.515	1.772	7.389.172	8.081.171
2004	69.365	593.738	49.222	2.341	4.988	10.757	2.147	7.827.177	8.559.735
2005	71.279	618.409	48.909	2.461	5.772	11.624	2.460	8.030.980	8.791.894
2006	73.423	663.742	50.162	2.643	6.244	12.495	2.642	8.420.852	9.232.202

* Número de facturas

**CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA SECTOR RESIDENCIAL POR ESTRATO
2002 - 2006**
GWh

Año	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Total
2002	2.426,2	5.090,8	4.332,0	1.437,0	810,9	695,4	14.792,4
2003	2.580,8	5.079,8	4.226,8	1.402,3	793,4	687,4	14.770,6
2004	3.116,7	5.436,7	4.339,5	1.433,1	812,2	705,5	15.843,7
2005	3.537,6	5.741,6	4.415,3	1.476,0	841,3	735,4	16.747,2
2006	3.877,4	6.097,7	4.504,0	1.517,0	857,4	753,9	17.607,4

Fuente: CREG, marzo 2007
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES TIE
COLOMBIA - ECUADOR
Marzo 2003 - Marzo 2007

Mes ..	Energía (GWh)		Valor (millones de US\$)		
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones	Rentas Congestión
Mar-03	138,6	0,0	11,5	0,00	6,7
Abr-03	116,0	5,8	8,6	0,14	4,5
May-03	32,2	25,9	1,8	1,36	0,7
Jun-03	86,0	11,7	5,8	0,31	2,9
Jul-03	77,6	11,2	4,4	0,26	1,8
Ago-03	111,6	7,0	7,9	0,31	4,4
Sep-03	134,0	0,0	9,8	0,00	5,4
Oct-03	145,1	0,0	11,7	0,00	7,5
Nov-03	153,7	0,0	10,7	0,00	5,9
Dic-03	134,3	5,5	8,3	0,10	4,6
Total 2003	1.129,3	67,2	80,3	2,48	44,3
Ene-04	168,1	0,0	11,6	0,00	6,4
Feb-04	162,2	0,0	15,5	0,00	9,8
Mar-04	150,2	1,2	10,3	0,03	4,7
Abr-04	154,1	0,3	10,8	0,01	5,2
May-04	140,6	2,7	7,8	0,15	2,7
Jun-04	63,0	14,5	2,6	0,24	0,6
Jul-04	111,7	3,5	6,1	0,06	2,7
Ago-04	125,9	7,5	8,9	0,14	4,9
Sep-04	125,7	4,5	12,8	0,08	8,4
Oct-04	151,2	0,8	16,0	0,02	10,3
Nov-04	161,3	0,0	18,3	0,00	12,6
Dic-04	167,2	0,0	14,6	0,00	8,5
Total 2004	1.681,1	35,0	135,1	0,74	76,8
Ene-05	172,5	0,0	21,6	0,00	13,9
Feb-05	137,9	0,0	12,0	0,00	6,2
Mar-05	115,8	6,4	8,1	0,17	3,5
Abr-05	108,3	4,5	7,3	0,11	2,9
May-05	142,8	0,9	15,1	0,02	9,3
Jun-05	120,6	0,4	8,3	0,01	3,6
Jul-05	159,1	0,5	15,3	0,01	8,2
Ago-05	169,9	0,0	13,2	0,00	5,1
Sep-05	144,2	1,1	12,1	0,12	4,9
Oct-05	178,3	0,0	15,1	0,00	6,7
Nov-05	167,1	0,0	12,2	0,00	6,2
Dic-05	141,4	2,1	11,5	0,06	5,0
Total 2005	1.757,9	16,0	151,7	0,51	75,6
Ene-06	161,1	0,0	12,3	0,00	4,7
Feb-06	144,2	0,1	10,3	0,00	3,7
Mar-06	142,8	0,0	10,5	0,00	4,6
Abr-06	128,7	0,3	9,0	0,01	4,3
May-06	89,8	0,2	6,4	0,01	3,4
Jun-06	116,5	0,0	7,8	0,00	4,1
Jul-06	136,0	0,0	11,4	0,00	6,6
Ago-06	136,8	0,0	12,0	0,00	6,8
Sep-06	156,2	0,2	14,4	0,01	6,2
Oct-06	148,3	0,1	13,7	0,01	4,4
Nov-06	141,6	0,1	12,0	0,01	5,1
Dic-06	106,8	0,1	7,2	0,00	2,8
Total 2006	1.608,6	1,1	127,1	0,05	56,6
Ene-07	113,0	0,6	9,6	0,01	3,99
Feb-07	103,7	0,0	9,6	0,01	3,34
Mar-07	84,2	0,4	6,8	0,01	2,03
Total 2007	301,0	1,0	26,0	0,0	9,4

Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2007

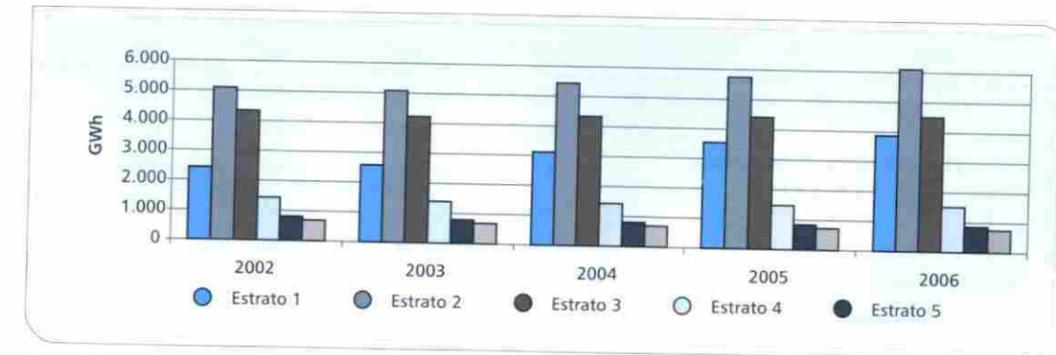
TOTAL USUARIOS* DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES
2003 - 2006

Año	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Alumbrado	Especial	Áreas Comunes	Residencial	Total
2003	68.100	559.240	46.510	2.108	4.756	9.515	1.772	7.389.172	8.081.171
2004	69.365	593.738	49.222	2.341	4.988	10.757	2.147	7.827.177	8.559.735
2005	71.279	618.409	48.909	2.461	5.772	11.624	2.460	8.030.980	8.791.894
2006	73.423	663.742	50.162	2.643	6.244	12.495	2.642	8.420.852	9.232.202

* Número de facturas

CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA SECTOR RESIDENCIAL POR ESTRATO
2002 - 2006
GWh

Año	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Total
2002	2.426,2	5.090,8	4.332,0	1.437,0	810,9	695,4	14.792,4
2003	2.580,8	5.079,8	4.226,8	1.402,3	793,4	687,4	14.770,6
2004	3.116,7	5.436,7	4.339,5	1.433,1	812,2	705,5	15.843,7
2005	3.537,6	5.741,6	4.415,3	1.476,0	841,3	735,4	16.747,2
2006	3.877,4	6.097,7	4.504,0	1.517,0	857,4	753,9	17.607,4



Fuente: GREG, marzo 2007
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

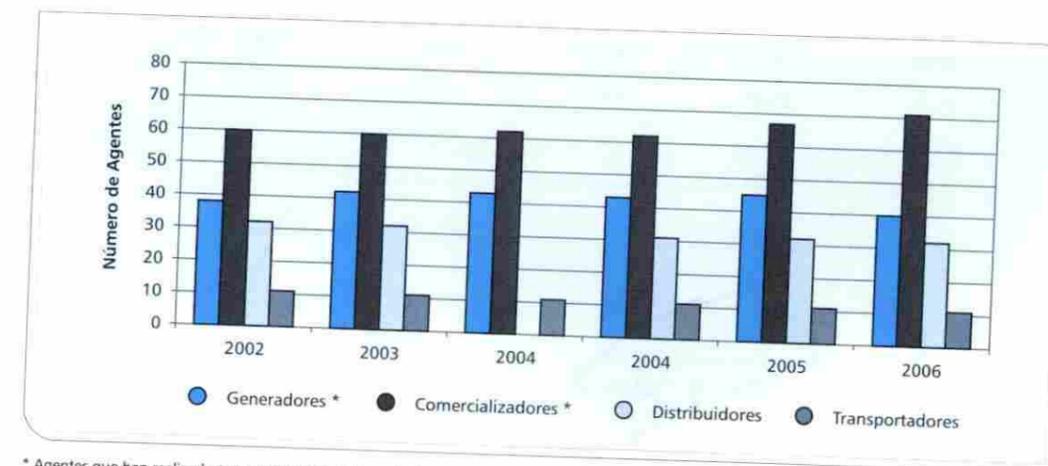
TARIFA MEDIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA ALGUNAS EMPRESAS 2002-2006 \$/kWh						
Año	Empresa	Sectores de Consumo				
		Industrial	Comercial	Oficial	Alumbrado	Residencial
2002	Codensa S.A. ES.P.	205	207	159	139	151
2003		238	240	185	203	172
2004		260	265	209	193	187
2005		265	271	212	187	195
2006		266	272	214	195	206
2002		Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	170	198	166	0
2003	157		111	155	165	167
2004	177		123	170	167	168
2005	161		128	156	172	173
2006	149		123	171	191	191
2002	Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	71	120	156	0	241
2003		158	224	208	193	170
2004		186	272	256	207	193
2005		174	207	257	217	202
2006		186	172	235	221	224
2002	Empresas de Públicas de Medellín E.S.P.	157	174	139	0	124
2003		114	85	85	144	218
2004		152	123	128	163	163
2005		149	119	93	164	174
2006		157	117	98	168	185
2002	Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	150	149	139	0	175
2003		156	107	123	218	203
2004		117	121	142	208	218
2005		106	81	167	199	221
2006		114	116	160	210	243

Fuente: CREG
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO POR ACTIVIDAD 2002 - 2006

Agentes	2002	2003	2004	2004	2005	2006
Generadores *	38	42	43	43	45	40
Comercializadores *	60	60	62	62	67	71
Distribuidores	32	32		31	32	32
Transportadores	11	11	11	11	11	11

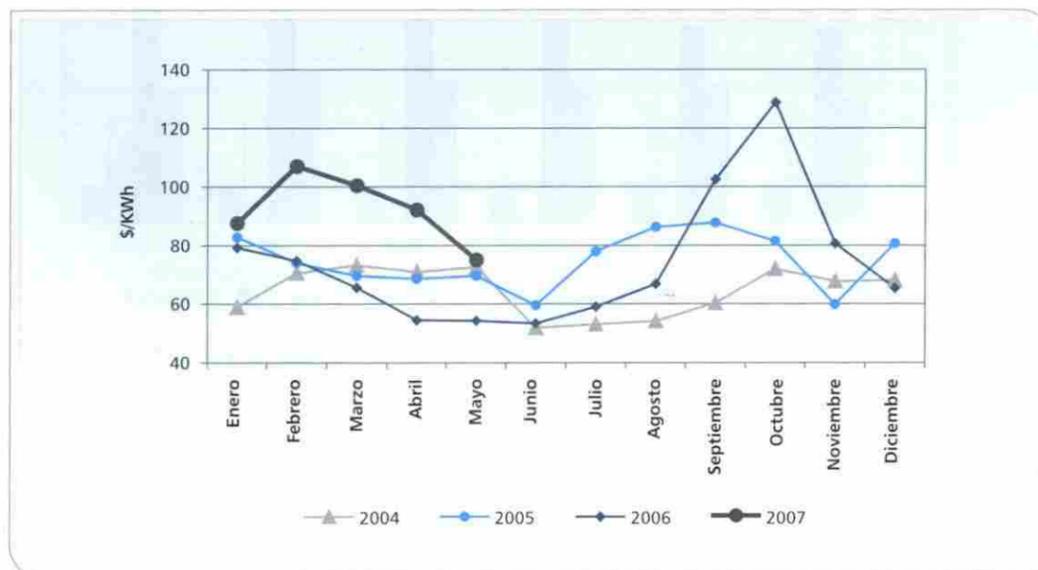
* Agentes que han realizado transacciones en el Mercado Mayorista



* Agentes que han realizado transacciones en el Mercado Mayorista
Fuente: XM, Información a diciembre 31 de cada año, marzo 2007
Elaboró: Upme

**EVOLUCIÓN PRECIO PROMEDIO EN BOLSA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
2004 - MAYO 2007**
\$/kWh

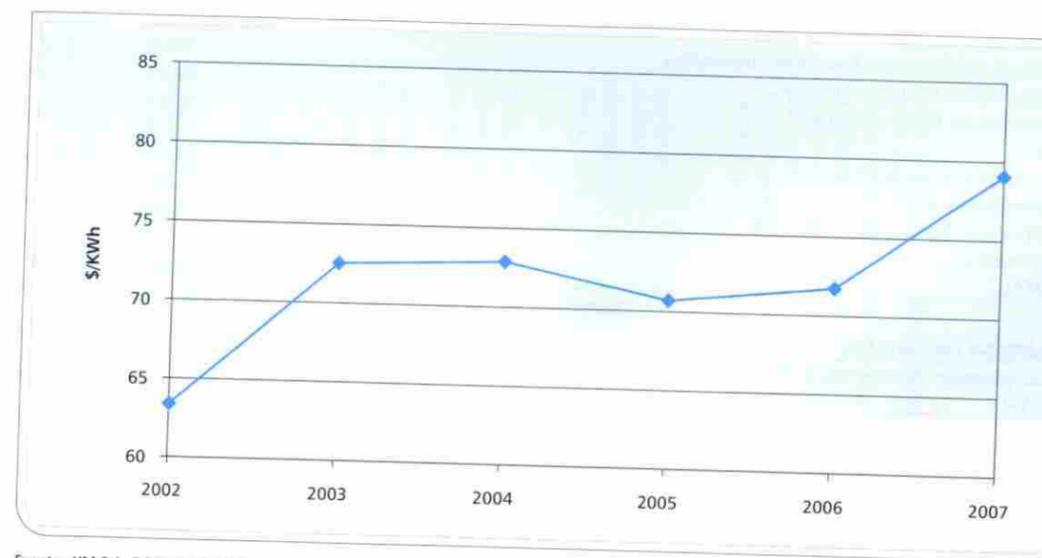
Mes	2004	2005	2006	2007
Enero	58,97	82,90	79,30	87,63
Febrero	70,50	74,06	74,70	107,01
Marzo	73,16	69,61	65,60	100,39
Abril	70,97	68,60	54,50	92,09
Mayo	72,53	69,56	54,30	75,00
Junio	51,94	59,51	53,40	
Julio	53,07	77,92	59,00	
Agosto	54,23	86,22	66,80	
Septiembre	60,33	87,67	102,50	
Octubre	71,97	81,46	128,80	
Noviembre	67,76	59,82	80,60	
Diciembre	68,07	80,56	65,40	



Nota: La Bolsa de Energía Eléctrica se creó a partir de julio de 1995.
Fuente: XM S.A. E.S.P. mayo 2007
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

**PRECIO PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CONTRATOS
\$/kWh
2002 - MAYO 2007**

Mes	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Enero	60,58	71,44	72,55	71,39	72,20	78,18
Febrero	61,54	71,85	73,51	71,89	71,70	80,60
Marzo	62,08	72,45	73,96	72,01	70,80	81,01
Abril	62,51	73,50	73,89	71,69	70,00	79,43
Mayo	61,88	72,44	72,15	70,70	69,50	76,20
Junio	61,39	71,96	72,18	68,70	70,06	
Julio	61,75	71,9	72,44	70,58	70,10	
Agosto	62,77	72,1	72,05	70,48	71,77	
Septiembre	63,94	72,76	72,85	70,41	74,60	
Octubre	66,35	72,48	73,59	70,71	74,04	
Noviembre	66,69	73,37	72,48	68,31	73,00	
Diciembre	68,71	73,9	72,66	71,47	73,30	
Promedio	63,35	72,51	72,86	70,70	71,76	79,08



Fuente: XM S.A. E.S.P. mayo 2007
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR EMPRESAS
2006

TRANSMISIÓN 110-115 kV

EMPRESA PROPIETARIA	CIRCUITOS (km)	%
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.	458,5	4,6
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	552,7	5,6
Cementos Diamante S.A.	10,5	0,1
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	344,9	3,5
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	446,8	4,5
Codensa S.A. E.S.P.	977,8	9,8
Concrecem	1,7	0,0
Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	331,8	3,3
Empresa de Energía de Boyaca S.A. E.S.P. Empresa de Servicios	685,8	6,9
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	17,0	0,2
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	96,1	1,0
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	31,1	0,3
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	832,0	8,4
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	658,7	6,6
Electrificadora de La Costa Atlántica S.A. E.S.P.	758,5	7,6
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	400,9	4,0
Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P. En Liquidación	487,5	4,9
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	173,0	1,7
Empresa de Energía de Arauca E.S.P.	60,0	0,6
Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.	187,0	1,9
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. "EPSA E.S.P."	984,7	9,9
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	438,9	4,4
Etaservicios S.A. E.S.P.	417,5	4,2
Internacional Colombia Resources Corporation	304,0	3,1
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	108,7	1,1
Ministerio de Minas y Energía	102,0	1,0
Nd	30,0	0,3
Siderúrgica de Boyacá S.A.	2,4	0,0
Termoflores S.A. E.S.P.	3,2	0,0
Termoyopal Generación 2 S.A. E.S.P.	13,7	0,1
Transelca S.A. E.S.P.	12,6	0,1
TOTAL	9.929,8	43,79

TRANSMISIÓN 138 kV

EMPRESA PROPIETARIA	CIRCUITOS (km)	%
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	15,5	100,0
TOTAL	15,5	0,07

TRANSMISIÓN 220-230 kV

EMPRESA PROPIETARIA	CIRCUITOS (km)		%
	2001	2006	
Distasa S.A. E.S.P.	30	27,3	0,2
Empresa de Energía de Bogotá E.S.P.	691	684,0	6,2
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	798	791,8	7,2
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. "Epsa E.S.P."	273	269,8	2,5
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	207	122,9	1,1
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	7120	7.478,3	68,1
Termoflores S.A. E.S.P.		14,8	0,1
Transelca S.A. E.S.P.	1440	1.595,5	14,5
TOTAL	10559	10.984,3	48,44

TRANSMISIÓN 500 kV

EMPRESA PROPIETARIA	CIRCUITOS (km)	%
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	1.744,6	100,0
TOTAL	1.744,6	7,69
TOTAL SIN	22.674,2	100,0

No se incluyen en las líneas 220-230 kV las líneas de Interconexión Internacional ni líneas de conexión al STN
Fuente: XM S.A. E.S.P. marzo 2007
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

SUBSIDIOS GIRADOS CON RECURSOS PGN (PESOS COLOMBIANOS)
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

EMPRESA	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
CHEC	8.484.597.237	16.874.775.939	4.495.210.426	8.946.902.799	10.883.877.445	14.164.262.675	6.556.114.397
EDEQ	1.929.583.545	3.838.713.070	765.321.137	1.162.377.133	4.126.031.464	4.087.685.155	2.212.715.143
EEC	3.423.749.239	576.000.000			4.141.493.335	5.048.858.174	1.384.353.965
ESSA	7.838.186.122	19.240.117.435	377.703.135	561.446.424	6.695.077.454	6.853.536.941	445.509.837
CENS	10.254.684.094	25.457.933.039	5.186.988.990	7.203.844.440	11.190.263.855	3.205.836.993	5.203.705.032
ELECTROLIMA	8.140.164.462	10.410.899.009	4.496.166.315	6.860.452.348			
ENERTOLIMA							
ELECTROHUILA	10.570.118.352	19.785.882.074	5.585.303.944	2.059.221.686	7.812.452.959	19.343.998.853	7.003.265.428
ELECTROCAQUETA	2.608.720.231	5.697.392.111	1.968.815.182	9.666.866.352	13.659.296.589	16.996.686.214	9.213.744.626
CEDENAR	21.632.778.357	18.553.110.810	12.758.175.613	3.417.051.902	5.679.950.889	6.999.692.823	3.785.096.914
EMSA	1.487.874.270	6.590.350.178	1.021.185.270	15.677.738.060	20.919.094.813	27.372.103.022	12.834.308.543
ELECTROCHOCÓ	4.871.731.883	5.428.334.050	3.552.234.250	2.954.558.017	8.447.490.318	3.958.060.265	2.389.087.622
CEDELCA	13.317.302.740	11.617.977.824	5.864.965.616	412.765.750			
EBSA	8.941.319.396	5.817.000.000	4.625.149.995	7.087.375.856	14.987.865.039	14.550.985.050	12.692.389.206
CODENSA		19.511.635.721		9.302.245.166	12.673.311.962	16.623.427.056	7.555.404.942
EMCARTAGO							
CETSA	578.779.291	581.965.149	209.883.107	498.547.882	489.278.442	243.755.856	145.934.072
SIBUNDOY	423.936.589	488.813.706	182.965.152	454.448.662	2.338.053.331	540.469.915	451.075.347
ENELAR	877.172.427	533.000.000	486.198.061	1.015.273.315	637.601.022	530.801.860	596.633.139
YARUMAL	726.236.146						
EPSA	460.804.712						
ELECTRICARIBE	7.938.719.447	6.729.554.871	4.365.273.944	9.271.321.202	28.195.367.119	16.348.775.810	6.761.954.939
ELECTROCOSTA	10.453.619.792	11.574.000.000	18.267.852.486	52.461.624.827	56.264.217.319	33.339.997.107	15.811.979.599
EEBAJOPUTUMAYO	6.983.677.162	9.375.941.351	9.309.365.718	27.392.743.569	52.513.227.658	37.230.361.782	40.496.490.058
CAUCASIA	328.000.000	826.551.178	598.485.225	758.305.795	967.795.198	938.000.412	509.730.202
SAN PEDRO	901.488.052						
EPUTUMAYO	237.171.531						
EADE + ETASERVICIOS	668.220.327	477.000.000	500.564.183	990.924.119	1.171.642.361	905.958.113	1.019.273.439
CAMPAMENTO	29.096.001.945	59.519.923.547	14.316.828.899	24.426.956.837	32.330.215.954	29.515.008.401	18.159.483.015
ENTRERRIOS	104.711.650	93.000.000	31.709.749	31.582.509		220.521.639	123.576.641
POPAYÁN	131.740.594	118.000.000	25.438.465	1.561.535			
EEASA	46.000.000	128.839.010	29.876.931	60.918.517	62.381.545	77.017.632	94.892.091
DISPAC	96.000.000	1.713.022.338	1.745.293.681	60.918.517			
ZNI		22.132.977.662	670.000.000	8.247.987.544	8.127.000.000	2.730.218.543	2.882.360.710
MANACACIAS	21.444.000.000		21.432.706.319	21.765.799.238	20.000.000.000	22.207.000.000	23.500.000.000
ENERGUAVIARE							
ENERGISOCIAL							
COMERCIALIZADORES INDEP.							
ELECTROVICHADA							
EL RETORNO							
CUMBAL							
TOTAL	184.997.089.593	283.692.710.072	122.869.661.793	223.608.894.120	345.603.333.088	314.137.613.547	205.859.136.453

GAS

Ministerio de Minería y Petróleo
BIBLIOTECA

RESERVAS DE GAS NATURAL
2004-2006
GPC

AÑO	Desarrollado (comercializado) remanente	No desarrollado (no comercializado) remanente	Total remanente	No probado	TOTAL
2004	1.810,1	2.376,8	4.186,9	1.709,6	5.896,5
2005	2.548,4	1.446,5	3.994,9	1.778,9	5.773,8
2006	2.983,1	1.359,1	4.342,2	2.134	6.476,2

Fuente: MINMINAS

DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL
2002-2006

Demanda de Gas Natural	2002	2003	2004	2005	2006
GBTUD	601	584	615	652	721
TOTAL PAIS	382	403	436	457	534
+ Sectores No Eléctricos	91	92	91	88	97
Ecopetrol	12	13	11	11	12
Petroquímico	138	141	165	175	205
Industrial	131	144	148	152	168
Doméstico	10	14	21	31	52
GNC	220	181	179	195	187
+ Sector Eléctrico	344	321	323	322	328
Costa Atlántica	150	150	163	167	170
+ Sectores No Eléctricos	12	14	13	12	14
Ecopetrol	9	9	8	8	10
Petroquímico	94	91	104	105	103
Industrial	25	26	27	27	28
Doméstico	10	11	12	13	14
GNC	194	171	160	155	158
+ Sector Eléctrico	257	263	292	330	393
Interior País	231	253	273	290	364
+ Sectores No Eléctricos	78	78	78	75	83
Ecopetrol	4	4	3	3	2
Petroquímico	43	50	61	69	101
Industrial	103	116	119	125	140
Doméstico	3	5	12	18	38
GNC	26	10	19	39	29
+ Sector Eléctrico					
Oferta de Gas Natural	2002	2003	2004	2005	2006
TOTAL PAIS	603	594	620	663	729
+ Guajira	506	471	467	465	449
+ Guepaje y Otros Costa	9	7	5	4	6
+ Cusiana	20	49	80	122	193
+ Otros Yacimientos Interior	68	67	68	71	81
Costa Atlántica	515	478	472	470	455
+ Guajira	506	471	467	465	449
+ Guepaje	9	7	5	4	6
+ Otros Costa (Arianna)	0				3
Barranca y Bucaramanga	55	52	52	56	65
+ Payoa, Provincia, Cantagallo, Llanito, El Centro, Otros Interior	55	52	52	56	65
Antioquia (Transmetano)	27	57	88	131	201
Bogotá, GBS y Llanos	20	49	80	122	193
+ Cusiana	20	49	80	122	193
+ Apiay	7	8	9	8	8
Sur Occidente (Valle, V. Caldas)	7	7	7	7	7
Tolima y Huila	7	7	7	7	7
+ Montañuelo	7	7	7	7	7
+ Otros Neiva	0				

DEMANDA SECTORIAL DE GAS NATURAL
2002-2006

Demanda de Gas Natural	2002	2003	2004	2005	2006
MPCD					
TOTAL PAÍS	585	567	596	630	695
+ Sectores No Eléctricos	366	386	418	437	509
Ecopetrol	85	87	85	82	91
Petroquímico	12	12	11	11	12
Industrial	135	137	161	170	198
Doméstico	121	134	137	143	158
GNC	13	16	23	30	50
+ Sector Eléctrico	218	181	178	192	186
Costa Atlántica	345	322	325	323	329
+ Sectores No Eléctricos	151	151	164	167	170
Ecopetrol	12	14	13	12	14
Petroquímico	9	9	8	8	10
Industrial	95	91	104	106	104
Doméstico	25	26	27	27	28
GNC	10	11	12	13	14
+ Sector Eléctrico	194	172	161	156	159
Interior País	239	244	271	307	366
+ Sectores No Eléctricos	215	235	254	270	339
Ecopetrol	73	72	72	70	77
Petroquímico	3	4	3	2	2
Industrial	40	46	57	65	94
Doméstico	96	108	111	116	130
GNC	3	5	11	17	36
+ Sector Eléctrico	24	9	18	37	27

Nota: 2006 preliminar.
Fuente: UPME y Empresas del sector.

COBERTURAS DE GAS NATURAL

COBERTURAS GAS NATURAL

	Sep-06	Mar-07
Poblaciones con gas natural:	410	416
Usuarios residenciales conectados con gas natural:	4.064.809	4.256.244
Usuarios comerciales conectados con gas natural:	63.218	68.118
Usuarios industriales conectados con gas natural:	3.150	2.862
Usuarios TOTALES conectados con gas natural:	4.131.177	4.327.224

FECHA	Número total de usuarios residenciales conectados por estrato					
	E1	E2	E3	E4	E5	E6
Sep-05	558.834	1.377.258	1.230.156	333.654	138.781	87.877
Dic-05	580.629	1.416.263	1.251.335	341.410	142.212	90.062
Mar-06	599.139	1.453.191	1.269.524	346.962	145.697	92.435
Mar-07	685.588	1.581.924	1.343.804	375.642	159.398	101.219

Fuente: Dirección de Gas MINMINAS

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO Marzo 31 de 2007					
Concesión	Catastro	Usuarios residenciales conectados	Viviendas anilladas	% Cobertura Efectiva	% Cobertura potencial
Caldas	95.827	64.649	79.228	82,7%	67,5%
Quindío	83.661	56.942	96.160	68,1%	114,9%
Risaralda	165.933	80.582	126.437	48,6%	76,2%
Valle del Cauca	209.976	174.505	205.959	98,1%	83,1%
Centro y Tolima	250.828	147.170	216.186	86,2%	58,7%
Altiplano Cundiboy.	197.651	133.057	164.675	67,3%	83,3%
TOTAL		656.905	888.645	74,38%	85,43%

Fuente: Dirección de Gas MME abril 2007

CONSUMO DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) 2002 - MARZO 2007 Miles de Barriles Día Calendario						
Mes	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Enero	23,08	20,92	20,4	20,7	23,40	21,59
Febrero	23,43	21,86	19,3	22,9	23,60	20,96
Marzo	20,63	21,73	25,2	19,0	17,90	16,12
Abril	24,58	21,64	20,4	21,2	22,50	22,17
Mayo	24,37	21,69	20,1	20,5	21,90	22,17
Junio	22,25	20,50	21,1	22,6	22,50	22,17
Julio	21,13	21,59	21,1	21,6	21,80	
Agosto	25,72	22,50	21,6	22,2	22,20	
Septiembre	21,48	21,61	20,7	21,2	18,90	
Octubre	21,99	21,44	21,0	20,7	21,70	
Noviembre	22,96	22,44	20,8	21,2	23,60	
Diciembre	22,89	21,25	21,6	21,1	19,90	
Promedio	22,87	21,60	21,1	21,3	21,7	20,9

Fuente: Ecopetrol - Estadísticas de la Industria Petrolera.

Nota: los datos del 2007 de marzo-mayo son el promedio de los últimos seis meses.

PRODUCCIÓN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) 2002 - MARZO 2007 Miles de Barriles Día Calendario

Mes	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Enero	23,21	20,30	15,25	19,25	23,26	21,55
Febrero	20,64	19,19	17,96	21,68	22,68	18,27
Marzo	21,88	21,66	20,73	21,32	17,97	19,51
Abril	22,01	19,22	18,83	20,67	25,25	19,77
Mayo	26,45	20,35	19,05	19,77	25,22	19,77
Junio	22,63	19,07	20,86	20,75	19,44	19,77
Julio	17,15	19,91	22,40	19,60	21,10	
Agosto	24,07	28,21	21,20	20,78	20,98	
Septiembre	22,14	25,02	19,25	20,28	17,48	
Octubre	21,32	24,01	19,92	18,47	20,84	
Noviembre	23,49	39,11	21,21	19,02	19,72	
Diciembre	20,85	32,89	21,91	18,59	15,99	
Promedio	22,16	24,09	19,89	20,02	20,83	19,77

Nota: Las cifras del 2006 Abril y Mayo son proyectadas por la Vicepresidencia de Mercadeo y Suministro de Ecopetrol los datos de abril a junio de 2007 son un promedio de los últimos seis meses.

VENTAS DE GLP Barriles/mes

Mes	Barrancabermeja	Cartagena	Apiay	total	Barranca	Cartagena	Apiay
Jun-06	600.813	43.808	26.451	671.072	90%	7%	4%
Jul-06	606.054	42.646	27.450	676.150	90%	6%	4%
Ago-06	609.093	53.574	19.968	682.635	89%	8%	3%
Sep-06	484.812	57.437	30.837	573.086	85%	10%	5%
Oct-06	489.921	153.122	29.860	672.903	73%	23%	4%
Nov-06	554.862	118.699	23.493	697.054	80%	17%	3%
Dic-06	457.282	137.146	22.025	616.453	74%	22%	4%
Ene-07	507.732	138.781	22.822	669.335	76%	21%	3%
Feb-07	496.443	73.396	17.049	586.888	85%	13%	3%

**PRECIOS CILINDROS DE GLP
2000 - 2006**

BARRANCABERMEJA

CILINDRO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
CARROTANQUE	1.052,3	1.418,0	1.565,0	1.990,2	1.885,6	1.978,0	2.188,4
100 LIBRAS	27.139,0	32.994,1	36.343,4	45.675,4	43.557,6	45.685,7	50.369,0
80 LIBRAS		25.882,3	28.453,4	35.674,7	34.074,3	35.741,7	39.358,2
40 LIBRAS	11.268,7	13.644,9	15.017,3	18.788,0	17.973,7	18.854,3	20.745,0
30 LIBRAS		11.681,2	12.830,4	15.971,7	15.329,3	16.083,1	17.668,1
20 LIBRAS	5.925,2	7.120,8	7.848,8	9.757,0	9.372,6	9.833,0	10.798,9

APIAY

CILINDRO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
CARROTANQUE	1.052,3	1.418,0	1.565,0	1.990,2	1.885,6	1.978,0	2.188,4
100 LIBRAS	27.139,0	32.994,1	37.956,4	47.807,3	45.691,9	47.754,8	52.113,1
80 LIBRAS		25.882,3	29.695,6	37.314,2	35.718,1	37.336,1	40.701,7
40 LIBRAS	11.268,7	13.644,9	15.665,9	19.639,6	18.826,4	19.682,0	21.444,6
30 LIBRAS		11.681,2	13.362,0	16.674,1	16.033,3	16.765,6	18.244,2
20 LIBRAS	5.925,2	7.120,8	8.170,2	10.183,7	9.800,0	10.247,8	11.147,7

CARTAGENA

CILINDRO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
CARROTANQUE	1.052,3	1.418,0	1.565,0	1.990,2	1.885,6	1.978,0	2.188,4
100 LIBRAS	27.139,0	32.994,1	37.305,0	47.023,2	45.239,1	47.418,0	51.157,0
80 LIBRAS		25.882,3	29.193,6	36.712,4	35.369,5	37.076,4	40.736,7
40 LIBRAS	11.268,7	13.644,9	15.398,0	19.326,0	18.645,3	19.547,6	21.461,8
30 LIBRAS		11.681,2	13.147,6	16.416,9	15.882,9	16.654,6	18.257,8
20 LIBRAS	5.925,2	7.120,8	8.040,5	10.026,9	9.709,2	10.181,5	11.157,3

Este libro se terminó de imprimir
en los talleres de Digitos & Diseños Industria Gráfica Ltda.
en Bogotá, D.C., Colombia
Julio de 2007
©

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01000363

BIBLIOTECA

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

0 0 0 1 1 7

Memorias al congreso nacional
2006-2007

333.7 C718ria Ej. 1