

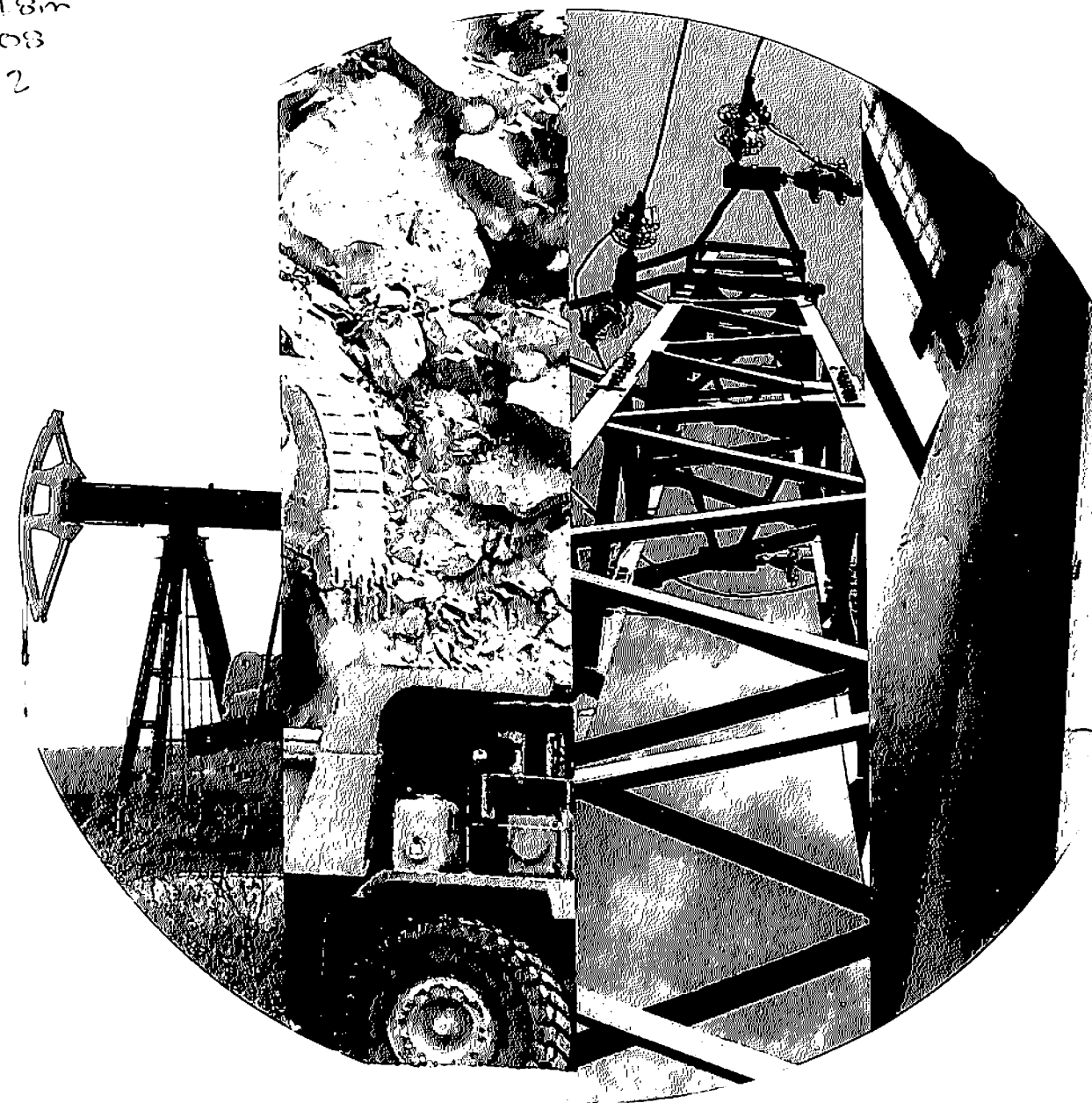
338.207861

C 2.18m

2008

4.2

ARBE



ISSN 0120-0291

MEMORIAS AL CONGRESO
DE LA REPÚBLICA
2007 - 2008

HERNÁN MARTÍNEZ TORRES
MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Ministro
Hernán Martínez Torres

Viceministro
Manuel Fernando Maiguashca Olano

Secretaría General
Andrés Ruiz Rodríguez

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
Hernán Molina Valencia

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME
Alirio Delmar Fonseca Mejía

• 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

Financiera Energética Nacional - FEN
Luz Esperanza Rojas Jiménez

OTRAS ENTIDADES

Interconexión Eléctrica S.A. ISA
Luis Fernando Alarcón Matilla

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

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

Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica CORELCA (En liquidación)
Hugo Ortíz

Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe GECELCA
Alfonso de Mares Colom

ÍNDICE

SECCIÓN A SECTOR HIDROCARBUROS

1.	POLÍTICA SECTORIAL.....	23
2.	AVANCES EN LAS METAS GENERALES DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO.....	24
2.1	CONTRATOS.....	24
2.2	EXPLORACIÓN	30
2.2.1	EXPLORACIÓN SÍSMICA.....	30
2.2.2	POZOS EXPLORATORIOS (A-3).....	30
2.2.3	INVERSIONES EN PROYECTOS EXPLORATORIOS	32
2.2.3.1	MÉTODOS REMOTOS.....	33
2.2.3.2	MÉTODOS DE SUPERFICIE.....	34
2.2.3.3	MÉTODOS DE VISUALIZACIÓN INDIRECTA DEL SUBSUELO.....	35
2.2.3.4	MÉTODOS DE CONOCIMIENTO DIRECTO DEL SUBSUELO	37
2.2.3.5	ESTUDIOS INTEGRADOS	39
2.2.4	GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN	40
2.2.4.1	NUEVO MODELO DE CONTRATACIÓN BIP	40
2.2.4.2	INFORMACIÓN CARGADA EN EL EPIS.....	41
2.2.4.3	SUMINISTRO DE INFORMACIÓN	42
2.2.5	PROMOCIÓN	43
2.2.5.1	FASE DE DIVULGACIÓN	43
2.2.5.1.1	PRESENCIA EN MEDIOS INTERNACIONALES	43
2.2.5.1.2	PUBLICACIONES.....	43
2.2.5.2	FASE DE ACTIVACIÓN DE CONTACTOS	43
2.2.5.3	FASE DE PROMOCIÓN DE VISITAS	43
2.2.5.4	FASE DE ASISTENCIA AL INVERSIONISTA.....	44
2.2.5.5	OTRAS ACTIVIDADES DE APOYO	45
2.2.6	ACTIVIDAD EXPLORATORIA DE ECOPETROL S.A.	45
2.3	RESERVAS.....	45
2.4	PRODUCCIÓN	46
2.4.1	NUEVOS NEGOCIOS	47
2.4.1.1	CRUDOS PESADOS	47
2.4.1.2	CAMPOS MADUROS	48
2.4.2	SEGUIMIENTO CONTRATOS DE E&P (ANH).....	49
2.4.2.1	AVISO DE DESCUBRIMIENTO	49
2.4.2.2	DERECHOS ECONÓMICOS POR PRODUCCIÓN.....	50
2.4.2.3	ÁREAS DE OPERACIÓN DIRECTA.....	50
2.5	CONCESIÓN TELLO.....	50
2.5.1	PRODUCCIÓN CAMPO TELLO - LA JAGUA	51
2.5.2	REGALÍAS CAMPO TELLO	51
3.	REGALÍAS.....	51
3.1	DISTRIBUCIÓN DE REGALÍAS.....	52

4.	ZONAS DE FRONTERA.....	54	11.	ESTUDIOS Y PROYECTOS ESPECIALES.....	93
4.1	ASPECTOS RELEVANTES POR DEPARTAMENTO.....	54	11.1	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS A PARTIR DE CARBÓN PARA EL CASO COLOMBIANO.	93
4.2	VOLÚMENES MÁXIMOS DE COMBUSTIBLES EN LAS ZONAS DE FRONTERA.....	57	11.2	DESARROLLO Y CONSOLIDACIÓN DEL MERCADO DE BIOCOMBUSTIBLES EN COLOMBIA.....	94
4.2.1	GRANDES CONSUMIDORES.....	57			
4.3	ACCIONES DE TIPO GENERAL.....	57	12.	ECOPETROL S.A.....	94
4.3.1	AUDITORIA A ESTACIONES DE SERVICIO.....	57	12.1	LA CAPITALIZACIÓN DE ECOPETROL S.A.....	94
4.3.1.1	VERIFICACIÓN DE LOS REQUISITOS DOCUMENTALES.....	58	12.2	ESTRATEGIA CORPORATIVA.....	95
4.3.1.2	VERIFICACIÓN FÍSICA DE REQUISITOS TÉCNICOS.....	58	12.2.1	MISIÓN.....	95
4.3.1.3	VERIFICACIÓN FÍSICA DE LOS REQUISITOS DE SEGURIDAD.....	59	12.2.2	VISIÓN.....	95
4.3.1.4	VERIFICACIÓN CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO.....	59	12.2.3	MEGAS DE CRECIMIENTO A 2015.....	95
4.3.1.5	CRITERIOS DE VALORACIÓN DE CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS.....	60	12.2.4	ESTRATEGIA DE CRECIMIENTO.....	96
4.3.1.6	CRITERIOS DE EVALUACIÓN.....	60	12.2.4.1	EXPLORACIÓN.....	96
4.3.1.7	CRITERIO PARA SELECCIÓN DE LÍMITES DE CONTROL.....	60	12.2.4.2	PRODUCCIÓN.....	96
4.3.1.8	CÁLCULO DEL LÍMITE MÍNIMO DE CONTROL.....	61	12.2.4.3	REFINACIÓN.....	96
4.3.1.9	RESULTADOS GENERALES DE ZONA DE FRONTERA.....	62	12.2.4.4	PETROQUÍMICA.....	96
4.3.2	RECONVERSIÓN SOCIO LABORAL DE PIMPINEROS.....	68	12.2.4.5	DIVERSIFICACIÓN ENERGÉTICA.....	96
4.3.3	DIAGNÓSTICOS DEPARTAMENTALES.....	69	12.2.4.6	TRANSPORTE Y LOGÍSTICA.....	96
5.	TRANSPORTE.....	69	12.2.4.7	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	96
5.1	OPTIMIZACIÓN OPERACIONAL.....	70	12.2.5	ESTRATEGIA DE CONSOLIDACIÓN ORGANIZACIONAL.....	96
5.2	HURTO DE COMBUSTIBLES Y ATENTADOS.....	71	12.2.6	CIFRAS PRINCIPALES.....	98
5.3	NUEVOS NEGOCIOS.....	72	12.2.7	COMPORTAMIENTO DE LA ACCIÓN.....	99
5.4	INVERSIONES.....	72	12.2.8	UTILIDAD NETA.....	99
5.5	PRINCIPALES PROYECTOS PLANEADOS ÁREA DE TRANSPORTE AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE AÑO 2008.....	73	12.2.9	EBITDA.....	99
5.6	TARIFAS POR DISTANCIA.....	73			
6.	REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA.....	74		SECCIÓN B	
6.1	CARGAS A REFINERÍAS.....	74		SECTOR DE MINAS	
6.2	MARGEN BRUTO DE REFINACIÓN.....	75	1.	MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR MINERO.....	103
6.3	COSTOS UNITARIOS OPERACIONALES TOTALES.....	75	1.1	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.....	103
6.4	CONFIABILIDAD.....	76	1.2	INGEOMINAS.....	103
6.5	ACCIDENTALIDAD.....	76	1.3	GOBERNACIONES DELEGADAS.....	103
6.6	INVERSIONES.....	76	1.4	UPME.....	104
6.7	PRINCIPALES PROYECTOS.....	77	1.5	IFI CONCESIÓN SALINAS.....	104
6.7.1	PLAN MAESTRO DE DESARROLLO DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA.....	77			
6.7.2	HIDROTRATAMIENTO GRB.....	78	2.	RESULTADOS MACROECONÓMICOS.....	104
7.	SUMINISTRO Y MERCADEO.....	78	2.1	VALOR ANUAL DE LA PRODUCCIÓN MINERA.....	104
7.1	NUEVOS NEGOCIOS.....	79	2.2	PIB MINERO.....	104
7.2	SATISFACCIÓN DE CLIENTES.....	80	2.3	EXPORTACIONES MINERAS.....	107
8.	TEMAS REGULATORIOS Y LEGALES.....	80	2.4	REGALÍAS Y COMPENSACIONES MINERAS.....	107
8.1	POLÍTICA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES.....	80	2.5	INVERSIÓN EXTRANJERA.....	109
8.2	DECRETO 1717 DE 2008 – MODIFICACIÓN MARCO REGULADORIO DEL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS.....	85	3.	EJECUTORIAS Y AVANCES DEL PERIODO 2006 – 2007.....	110
8.3	REGLAMENTO DE TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES POR POLIDUCTO.....	85	3.1	OBJETIVOS Y METAS DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO MINERO VISIÓN 2019.....	110
8.4	REGLAMENTOS TÉCNICOS DE LA CADENA DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS.....	86	3.2	EJECUTORIAS 2006 – 2007.....	111
8.5	NORMAS TÉCNICAS SOBRE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	86	3.2.1	LÍNEAS PARA FACILITAR LA ACTIVIDAD MINERA.....	111
8.6	SISTEMA DE INFORMACIÓN DE LA CADENA DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS - SICOM.....	86	3.2.1.1	AGENDA PARA PROMOVER LA INVERSIÓN MINERA.....	111
9.	MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE LOS COMBUSTIBLES.....	87	3.2.1.1.1	POLÍTICA DE PROMOCIÓN DEL PAÍS MINERO.....	111
10.	BIOCMBUSTIBLES.....	89	3.2.1.1.2	INFORMACIÓN Y ATENCIÓN AL MINERO.....	113
			3.2.1.1.3	MERCADOS DE MINERALES EN EUROPA.....	113
			3.2.1.1.4	PROCESOS ÁGILES Y EFECTIVOS.....	113
			3.2.1.1.5	CONTRATACIÓN.....	113
			3.2.2	GOBERNACIONES DELEGADAS.....	114
			3.2.3	INGEOMINAS.....	114
			3.2.4	CATASTRO MINERO COLOMBIANO.....	116

3.2.5	SIMCO.....	116	2.1.2	PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD.....	148
3.2.6	PLAN ESTRATÉGICO DE TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN PARA EL SECTOR MINERO (PETICS).....	117	2.1.3	DECLARACIÓN DE ENERGÍA FIRME PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD Y ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME.....	148
3.2.7	ÁREAS CON INVERSIÓN DEL ESTADO.....	117	2.1.4	IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ELECTRICIDAD.....	149
3.2.8	ÁREAS DE RESERVA ESPECIAL.....	117	2.1.5	APORTES HÍDRICOS Y RESERVAS.....	149
3.2.9	ZONAS MINERAS INDÍGENAS Y DE COMUNIDADES NEGRAS.....	119	2.1.6	CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....	151
3.2.10	EXPROPIACIONES A FAVOR DE LA MINERÍA.....	120	2.1.7	DEMANDA DE ELECTRICIDAD.....	152
3.2.11	CONTRATO DE ADMINISTRACIÓN PARAFISCAL DE LA ESMERALDA.....	120	2.2	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.....	153
3.2.12	SEGURIDAD Y SALVAMENTO MINERO.....	120	2.2.1	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN.....	153
3.2.13	IFI CONCESIÓN SALINAS.....	122	2.2.2	ATENTADOS A LA INFRAESTRUCTURA.....	154
3.2.14	SAMA.....	122	2.3	MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA.....	154
3.2.15	PROCESO LICITATORIO PARA LA ENTREGA EN CONCESIÓN DE LAS ÁREAS MINERAS DE SAL DE ZIPAQUIRÁ, NEMOCÓN, UPIN Y GALERAZAMBA.....	123	2.3.1	AGENTES DEL MERCADO.....	154
3.3	INFORMACIÓN GEOLÓGICA MINERA DE LIBRE Y FÁCIL ACCESO.....	123	2.3.2	TRANSACCIONES EN EL MERCADO.....	155
3.3.1	MODELO GEOLÓGICO Y POTENCIAL DE RECURSOS - META SIGOB.....	123	2.3.3	PRECIOS EN BOLSA DE ENERGÍA Y PECIOS EN CONTRATOS.....	156
3.3.2	EVALUACIÓN Y MONITOREO DE AMENAZAS GEOLÓGICAS.....	125	2.3.4	RESTRICCIONES DEL SISTEMA.....	158
3.3.3	LÍNEAS DE FISCALIZACIÓN DEL APROVECHAMIENTO MINERO.....	126	2.3.5	TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD.....	159
3.3.3.1	PROCESOS EFECTIVOS DE RECAUDO, LIQUIDACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y GIRO DE REGALÍAS.....	126	2.3.6	DEL CARGO POR CAPACIDAD AL CARGO POR CONFIABILIDAD.....	159
3.3.3.2	PROCESOS EFECTIVOS DE FISCALIZACIÓN INTEGRAL DE LA ACTIVIDAD MINERA.....	128	2.3.7	INDICADORES DE LA GESTIÓN COMERCIAL DEL ASIC.....	160
3.3.3.3	SEGUIMIENTO Y CONTROL A TÍTULOS MINEROS EN INGEOMINAS.....	128	2.4	ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA.....	160
3.3.3.4	SEGUIMIENTO A PROYECTOS DE INTERÉS NACIONAL.....	130	2.4.1	INDICADORES FINANCIEROS.....	160
3.3.3.5	SEGUIMIENTO Y CONTROL EN LAS GOBERNACIONES DELEGADAS.....	131	2.4.2	INFORME DE DEUDA.....	161
3.3.3.6	CONTROL EFECTIVO DE LA ILEGALIDAD MINERA.....	132	2.5	INFORME DE OPERACIÓN DEL SIN.....	161
3.3.3.7	PROGRAMA DE LEGALIZACIÓN DE MINERÍA DE HECHO.....	132	2.5.1	EVENTO SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.....	163
3.3.3.8	PROGRAMA INTEGRAL DE CONTROL A LA ILEGALIDAD.....	133	2.5.2	COORDINACIÓN GAS - ELECTRICIDAD.....	164
3.4	LÍNEAS PARA PROMOVER EL DESARROLLO SOSTENIBLE EN LA MINERÍA.....	135	3.	COMISIÓN ASESORA DE COORDINACIÓN Y SEGUIMIENTO A LA SITUACIÓN ENERGÉTICA - CACSSE.....	165
3.4.1	AGENDA PARA LA MODERNIZACIÓN DE LA MINERÍA TRADICIONAL.....	135	4.	PLAN DE EXPANSIÓN DE COBERTURA DE ELECTRICIDAD.....	165
3.4.2	MODELO DE GESTIÓN DE LOS DISTRITOS MINEROS:.....	135	5.	GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	166
3.4.3	PROYECTOS DE FOMENTO MINERO.....	138	5.1	CONVOCATORIAS - OBRAS STN - QUE ENTRARON EN OPERACIÓN RECIENTEMENTE:.....	168
3.4.4	ESTRATEGIA DE FINANCIAMIENTO PARA EL SECTOR MINERO.....	138	5.2	CONVOCATORIAS - OBRAS STN - EN CURSO:.....	168
3.4.5	EXPLORACIÓN BÁSICA DEL TERRITORIO NACIONAL.....	139	5.3	FUTURAS CONVOCATORIAS.....	169
3.4.6	DISTRITOS MINEROS COMPETITIVOS.....	139	6.	ELECTRIFICADORAS REGIONALES: CADA VEZ MAYOR SOLIDEZ.....	169
3.4.7	ASPECTOS AMBIENTALES.....	140	6.1	RESULTADOS.....	170
3.4.8	DESARROLLAR ESTUDIOS TÉCNICOS SECTORIALES.....	143	6.2	LOS RETOS A FUTURO.....	172
3.4.8.1	ANÁLISIS Y PROGRAMA PARA ELABORACIÓN DE CENSO MINERO.....	143	7.	FONDOS DE FINANCIACIÓN.....	172
3.4.8.2	SEGUIMIENTO A INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA.....	143	7.1	FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS - FSSRI.....	172
3.4.8.3	CÁLCULO Y ANÁLISIS DE PIB MINERO.....	143	7.1.1	INFORMACIÓN BÁSICA.....	172
3.4.8.4	ANÁLISIS DE LA INCLUSIÓN DE COLOMBIA EN LA INICIATIVA DE TRANSPARENCIA DE LAS INDUSTRIAS EXTRACTIVAS.....	143	7.1.2	INFORMACIÓN ESTADÍSTICA.....	173
3.4.8.5	DISEÑO DE LA SERIE ÍNDICE DE PRODUCCIÓN MINERA COLOMBIANA CON BASE EN LA METODOLOGÍA DE LA CEPAL.....	143	7.1.3	PERSPECTIVAS.....	173
3.4.8.6	VALIDACIÓN DE DATOS.....	144	7.2	FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS RURALES INTERCONECTADAS - FAER.....	173
3.4.8.7	SEGUIMIENTO AL PRECIO DE LOS PRODUCTOS MINEROS.....	144	7.3	PROGRAMA DE NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS - PRONE.....	177
3.4.8.8	USOS ALTERNATIVOS PARA PRODUCTOS MINEROS.....	144	7.4	FONDO DE ENERGÍA SOCIAL - FOES.....	179
3.4.8.9	INDUSTRIAS DEMANDANTES DE PRODUCTOS MINEROS.....	144	7.5	FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS - FAZNI.....	180
	SECCIÓN C		8.	PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGIZACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS.....	182
	ENERGÍA ELÉCTRICA		8.1	LOGROS ADMINISTRATIVOS DEL IPSE.....	182
1.	PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2006 - 2025 - PEN.....	147	8.2	PROYECTOS CON ENERGÍAS RENOVABLES VIGENCIA 2007.....	183
2.	EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DURANTE AÑO 2007 HASTA MARZO 2008.....	147			
2.1	OFERTA Y DEMANDA DE ELECTRICIDAD.....	147			
2.1.1	CAPACIDAD DE GENERACIÓN.....	147			

8.2.1	IMPLEMENTACIÓN DEL PARQUE TECNOLÓGICO CON SISTEMA HÍBRIDO (EÓLICO-DIESEL) EN EL CORREGIMIENTO DE NAZARETH, MUNICIPIO DE URBILLA, DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA.....	183	10.	ENERGÍA NUCLEAR.....	193
8.2.2	IMPLEMENTACIÓN PROYECTO PILOTO SISTEMA DE GASIFICACIÓN DE 40 KW EN NECOCLÍ - ANTIOQUIA.....	184	10.1	CONTROL REGULATIVO DE LAS FUENTES DE RADIACIÓN.....	193
8.2.3	GENERACIÓN DE ENERGÍA CON GLP EN TIMBIQUÍ.....	184	10.2	REGLAMENTACIÓN.....	194
8.3	PLAN DE INVERSIONES 2008.....	184	10.3	TRATADOS INTERNACIONALES EN MATERIA NUCLEAR.....	195
8.4	SUBSIDIOS POR MENORES TARIFAS.....	185	10.4	FORTALECIMIENTO DE LAS CAPACIDADES NACIONALES PARA EL CONTROL DE LAS FUENTES RADIATIVAS Y MATERIALES NUCLEARES.....	195
8.5	PERSPECTIVAS DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS.....	185	10.5	ASISTENCIA TÉCNICA INTERNACIONAL.....	195
8.6	OPERACIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN.....	186	10.6	COLOMBIA GALARDONADA CON EL PREMIO ARCAL 2007 EN VIENA.....	196
8.7	INVENTARIO Y TRANSFERENCIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS.....	187	11.	USO RACIONAL DE ENERGÍA Y FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA.....	196
8.8	ASIGNACIÓN DE RECURSOS FNR 2007.....	187	11.1	USO RACIONAL DE ENERGÍA.....	196
8.9	SEGUIMIENTO TÉCNICO DE PROYECTOS ENERGÉTICOS.....	188	11.2	NORMALIZACIÓN PARA APLICACIONES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS.....	199
8.9.1	RECUPERACIÓN Y REPOTENCIACIÓN DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA, PCH, DE LA ENCARNACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN EN LA ENCARNACIÓN, BARRANCOS Y SAN RAFAEL EN EL MUNICIPIO DE URRAO EN EL DEPARTAMENTO DE ANTIOQUIA.....	188	11.3	EVALUACIÓN E INVENTARIOS DE LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA - FNCE.....	199
8.9.2	PROYECTO MANTENIMIENTO Y MEJORAMIENTO DE OBRAS CIVILES EN LA QUEBRADA PEDREGAL DE LA PCH DE MUTATÁ, Y DEL SISTEMA ELÉCTRICO MUTATÁ - EL VALLE - CIUDAD MUTIS EN EL MUNICIPIO DE BAHÍA SOLANO EN EL DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ.....	189	11.4	PROYECTO GESTIÓN DE INFORMACIÓN Y CONOCIMIENTO - GI&C ONLINE DE FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA -FNCE- EN COLOMBIA.....	200
8.9.3	PROYECTO CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA ENERGÉTICO PARA LA LOCALIDAD DE ISLA FUERTE - MUNICIPIO DE CARTAGENA - DEPARTAMENTO DE BOLIVAR.....	189	11.5	COMISIÓN INTERSECTORIAL PARA USO RACIONAL Y EFICIENTE DE ENERGÍA Y FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA.....	200
8.9.4	PROYECTO LÍNEA DE INTERCONEXIÓN CURBARADÓ - MURINDÓ.....	190	11.6	ACTIVIDADES RELACIONADAS CON LA EVALUACIÓN DE LA ORDEN AL MÉRITO URE.....	201
8.10	ACTIVIDADES PLANEADAS POR EL IPSE ENTRE LOS AÑOS 2008 Y 2009.....	190	11.7	CONVENIO MARCO COLOMBIA - CUBA SOBRE URE Y FNCE.....	201
8.10.1	DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EN LOS DEPARTAMENTOS DE CASANARE Y VICHADA EN LA ORINOQUÍA.....	190	11.8	CONVENIO SAN MIGUEL.....	201
8.10.2	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EN LOS DEPARTAMENTOS DE CAUCA Y NARIÑO (COSTA PACÍFICA).....	190	12.	GESTIÓN AMBIENTAL.....	202
8.10.3	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA SAN ANTONIO DE GETUCHÁ A LA BASE TRES ESQUINAS - SOLANO EN EL DEPARTAMENTO DEL CAQUETÁ.....	191	13.	FINANCIERA ENERGÉTICA NACIONAL: PRINCIPALES REALIZACIONES.....	202
9.	MARCO REGULATIVO SECTOR ELÉCTRICO.....	191	13.1	RESULTADOS FINANCIEROS.....	202
9.1	MERCADO MAYORISTA.....	191	13.2	PRINCIPALES HECHOS DE LA GESTIÓN DE LA FEN DURANTE EL AÑO 2007.....	203
9.1.1	CARGO POR CONFIABILIDAD.....	191	13.3	EXPECTATIVAS.....	204
9.1.2	MERCADO ORGANIZADO REGULADO.....	191	14.	EVOLUCIÓN ISA.....	205
9.1.3	MEDIDAS PARA CONDICIONES DE EMERGENCIA.....	191	14.1	HECHOS MÁS DESTACADOS.....	205
9.1.4	MODIFICACIÓN RESOLUCIÓN CREG-004 DE 2003 DE TIE.....	192	14.2	NEGOCIO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	206
9.1.5	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS POR LOS SERVICIOS DE CND, LAC, ASIC.....	192	14.2.1	INFRAESTRUCTURA DE ISA Y SUS EMPRESAS.....	207
9.2	TRANSMISIÓN.....	192	14.3	GESTIÓN DE XM S.A. E.S.P. DURANTE 2007.....	212
9.2.1	METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN.....	192	14.4	PERSPECTIVAS Y COMPROMISOS A FUTURO DEL GRUPO ISA.....	213
9.2.2	ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN.....	192	15.	GESTIÓN DE ISAGEN.....	214
9.3	DISTRIBUCIÓN.....	192	15.1	RESULTADOS FINANCIEROS.....	214
9.3.1	METODOLOGÍA DE LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DEL PRÓXIMO PERIODO TARIFARIO.....	192	15.2	GESTIÓN COMERCIAL.....	214
9.3.2	CÓDIGO DE MEDIDA.....	192	15.3	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.....	215
9.4	COMERCIALIZACIÓN.....	192	15.4	PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	215
9.4.1	FÓRMULA TARIFARIA GENERAL.....	192	15.4.1	PLAN DE EXPANSIÓN 2006 - 2011.....	215
9.4.2	RECONOCIMIENTO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	193	15.4.2	PLAN DE EXPANSIÓN 2012 - 2020.....	216
9.5	ZONAS NO INTERCONECTADAS.....	193	15.4.3	FUENTES DE GENERACIÓN NO CONVENCIONALES.....	216
9.6	OTROS TEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	193	15.5	GESTIÓN AMBIENTAL.....	216
9.6.1	CONCENTRACIÓN ACCIONARIA EN ENERGÍA ELÉCTRICA.....	193	15.5.1	GESTIÓN OBLIGATORIA CENTRALES EN OPERACIÓN.....	216
9.6.2	USO DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA SERVICIOS DE TELECOMUNICACIONES.....	193	15.5.2	GESTIÓN VOLUNTARIA CENTRALES EN OPERACIÓN.....	217
			15.5.3	GESTIÓN AMBIENTAL EN PROYECTOS DE GENERACIÓN.....	218
			15.6	GESTIÓN FINANCIERA.....	218
			15.7	GESTIÓN DE LA ORGANIZACIÓN.....	219
			15.8	EL FUTURO PRÓXIMO.....	219

SECCIÓN D
GAS

1.	RESERVAS DE GAS NATURAL	223
2.	OFERTA DE GAS NATURAL	223
3.	TRANSPORTE DE GAS NATURAL	224
3.1	PROMIGAS S.A. E.S.P.	224
3.2	TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR - TGI	224
3.3	PROGASUR S.A. E.S.P.	226
3.4	TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P.	227
3.5	TRANSORIENTE S.A. E.S.P.	227
3.6	TRANSPORTADORA GASODUCTO DEL TOLIMA S.A E.S.P.	228
3.7	TRANSCOGAS S.A E.S.P.	228
4.	COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL	228
5.	DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL	229
6.	ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO PARA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED	230
7.	FONDO ESPECIAL CUOTA DE FOMENTO	232
7.1	PROYECTOS APROBADOS POR FONDO ESPECIAL CUOTA DE FOMENTO	232
8.	FONDO NACIONAL DE REGALÍAS	234
9.	GAS NATURAL VEHÍCULAR	235
10.	FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS....	236
11.	PRINCIPALES PROYECTOS DEL SECTOR GAS COMBUSTIBLE	237
11.1	EXPORTACIONES DE GAS A VENEZUELA	237
11.2	PROYECTO DE INTERCONEXIÓN GASÍFERA VENEZUELA – COLOMBIA - PANAMÁ	237
11.3	AMPLIACIÓN PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS DE CUSIANA EN 70 MPCD	238
12.	ASPECTOS REGULATORIOS Y /O REGLAMENTARIOS DE GAS NATURAL	238
12.1	ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL	238
12.2	MERCADO DE GAS	239
12.2.1	LÍMITE A LA INTEGRACIÓN HORIZONTAL DE LAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN MINORISTA DE GAS NATURAL	239
12.3	TRANSPORTE	239
12.3.1	PARTICIPACIÓN DE TERCEROS EN LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE	239
12.3.2	REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE - RUT	239
12.4	NUEVOS CARGOS TARIFARIOS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS	239
13.	SITUACIÓN DEL GAS LICUADO DEL PETRÓLEO 2007 - 2008	240
13.1	OFERTA DE GLP	240
13.2	COMERCIALIZACIÓN Y VENTAS DE GLP	241
14.	PROGRAMA DE REPOSICIÓN Y MANTENIMIENTO DE CILINDROS PARA DISTRIBUCIÓN DE GLP	241
14.1	EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LOS CILINDROS	242
15.	PROGRAMA DE GLP RURAL	243

16.	ASPECTOS REGULATORIOS Y REGLAMENTARIOS EN MATERIA DE GLP	243
16.1	ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA	243
16.2	PRECIO DEL GLP	244
16.3	PLANTAS DE ENVASADO	244
17.	NORMATIVIDAD EXPEDIDA POR EL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN MATERIA DE GAS 2007- 2008	244

SECCIÓN E
ADMINISTRATIVO

1.	EJECUCIÓN PRESUPUESTAL	247
1.1	FUNCIONAMIENTO	247
1.2	INVERSIÓN	248
2.	AHORROS EN GASTOS GENERALES	249
2.1	COMODATOS Y ARRENDAMIENTO	249
2.2	BAJA DE BIENES MUEBLES	249
2.3	MEJORAMIENTO DE INFRAESTRUCTURA	250
2.4	DOTACIÓN DE OFICINAS	250
2.5	PROGRAMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS	250
2.5.1	CONTRATOS DE COMODATO	250
2.5.2	CONTRATOS DE ARRENDAMIENTO	250
3.	PARTICIPACION CIUDADANA EN EL EJERCICIO Y CONTROL DE LO PÚBLICO Y DE LA LUCHA CONTRA LA CORRUPCIÓN	250
4.	SISTEMAS DE GESTIÓN	252
4.1	SISTEMA DE DESARROLLO ADMINISTRATIVO	252
4.2	SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD – MEJORAMIENTO CONTINUO	253
4.3	MODELO ESTÁNDAR DE CONTROL INTERNO – MECI –	254
5.	DESARROLLO DEL TALENTO HUMANO	254
5.1	PROGRAMAS DE BIENESTAR	254
5.2	CAPACITACIÓN	255
5.3	NOMBRAMIENTOS	255
5.4	PROGRAMA DE RENOVACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA – PRAP –	255
6.	MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTA INFORMÁTICA	256
6.1	ACTUALIZACIÓN PLATAFORMA DE CÓMPUTO	256
6.2	MODERNIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TICS	256
6.2.1	RED ACTIVA DE DATOS Y TELEFONÍA IP (VOZ SOBRE IP)	256
6.2.2	GESTIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TIC	256
6.2.3	GESTIÓN DE PROCESOS Y PROCEDIMIENTOS	256
6.2.4	SISTEMAS DE INFORMACIÓN	256
6.2.5	SEGURIDAD INFORMÁTICA	256
7.	RECUPERACIÓN DE CARTERA	256

SECCIÓN F
INFORME CONTROL INTERNO

1.	INTRODUCCIÓN	259
2.	ASESORÍAS	259
2.1	FOMENTO DE LA CULTURA DE AUTOCONTROL	259
2.2	IMPLEMENTACIÓN SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD NTCGP 1000:2004	259
2.3	EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO VIGENCIA 2007. IMPLEMENTACIÓN MODELO ESTÁNDAR DE CONTROL INTERNO – MECI	260
2.4	COMITÉ DE COORDINACIÓN DEL MINISTERIO	260
2.5	DIVULGACIÓN DE NORMATIVIDAD	260
2.6	FORMULACIÓN PLAN DE MEJORAMIENTO CON LA CONTRALORÍA	260
2.7	PROFESIONALIZACIÓN DE LA PLANTA DE PERSONAL	260
3.	EVALUACIONES	261
3.1	EJECUCIÓN Y FORMULACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO ADMINISTRATIVO 2006.....	261
3.2	DERECHOS DE AUTOR SOBRE SOFTWARE	261
3.3	PROCESO DE CONTRATACIÓN	261
3.4	GASTOS DE FUNCIONAMIENTO MINMINAS.....	261
3.5	GASTOS DE FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR.....	261
3.6	SISTEMA DE CONTROL INTERNO CONTABLE.....	261
3.7	PROCESO DE LIQUIDACIÓN MINERCOL	262
	ANEXOS	263
	ANEXO LEGAL.....	265
	BALANCE ENERGÉTICO.....	275
	ANEXO ESTADÍSTICO	283
	HIDROCARBUROS	285
	MINAS	315
	ENERGÍA ELÉCTRICA	331
	GAS COMBUSTIBLE.....	353

SIGLAS

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

CONFIS	Consejo Distrital de Política Económica y Fiscal	EEB	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá	GLP	Gas Licuado del Petróleo	OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social	EEC	Empresa de Energía de Cundinamarca	GNC	Gas Natural Comprimido	OLADE	Organización Latino Americana de Energía
CORCALI	Comité Operativo Regional de Cali	EEPPM	Empresas Públicas de Medellín	GNCV	Gas Natural Comprimido Vehicular	OLAMI	Organización Latinoamericana de Minería
CORANTIOQUIA	Corporación Autónoma Regional de Antioquia	EIA	Energy International Agency - Agencia Internacional de Energía	GNV	Gas Natural Vehicular	OMC	Organización Mundial de Comercio
CORELCA	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica	ELECTRICARIBE	Electrificadora del Caribe S.A.	GRT	Grupos Regionales de Trabajo	OR	Operadores de red
CORMAGDALENA	Corporación Autónoma Regional del Río Grande la Magdalena	ELECTROCAQUETÁ	Electrificadora del Caquetá	GTOR	Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores	OXY	Occidental de Colombia
CORPOAMAZONIA	Corporación Autónoma Regional del Amazonas	ELECTROCOSTA	Electrificadora de la Costa Atlántica	HMR	Cooperación Técnica Alemana	P&G	Pérdidas y Ganancias
CORPOBOYACÁ	Corporación Autónoma Regional de Boyacá	ELECTROHUILA	Electrificadora del Huila	HSE	Gerenciamiento de Hidrocarburos	PAZ DEL RÍO S.A.	Acerías Paz del Río S.A.
CORPOCHIVOR	Corporación Autónoma de Chivor	ELECTROLIMA	Electrificadora del Tolima en Liquidación	IBA	Salud e higiene y seguridad industrial	PCBs	Contaminantes orgánicos persistentes
CORPOGUAVIO	Corporación Autónoma del Guavio	EMICAUCA	Empresa Minera Indígena del Cauca	ICONTEC	Índice Anual de Bursatilidad Accionaria	PCH	Pequeña central hidroeléctrica
CORPOMACARENA	Corporación para el desarrollo sostenible del área de manejo especial de la Macarena	EMSA	Electrificadora del Meta S.A E.S.P	ICP	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificaciones	PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
CORPORINOQUIA	Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia	ENAGAS	Empresa Nacional de Gas de España	ICPC	Instituto Colombiano de Petróleos	PEMEX	Petróleos de México
CORPOURABÁ	Corporación Autónoma de Urabá	ENERTOLIMA	Compañía Energética del Tolima	ICRP	Instituto Colombiano de Productores de Cemento	PEN	Plan Energético Nacional
CPR	Contratos de Participación y Riesgo	ENELAR	Empresa de Energía de Arauca	IDEAM	Comisión Internacional de Protección Radiológica	PETROBRAS	Petróleos del Brasil
CRD	Centro Regional de Despacho	EPSA	Empresa de Energía del Pacífico	IFI	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales	PETROECUADOR	Petróleos del Ecuador
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas	ESP	Empresa de Servicios Públicos	IFO	Instituto de Fomento Industrial	PETROSANTANDER	Petróleos de Santander
CRT	Capacidad Teórica de Cuentas	ESSA	Empresa de Energía de Santander	IGBC	Combustible para Calderas	PGN	Presupuesto General de la Nación
CZN	Cerrejón Zona Norte	ETESA	Empresa de Transmisión de Panamá	INEA	Índice General de la Bolsa de Colombia	PIB	Producto Interno Bruto
DAFP	Departamento Administrativo de la Función Pública	EVA	Indicadores de Valor Económico Agregado	INGEOMINAS	Indicadores Salomón Son aquellos que miden la eficiencia del proceso de refinación	PMD	Plan Maestro de Desarrollo
DAM	Distrito Alto Magdalena	Factor R	Rentabilidad del Proyecto	INTERCOR	Instituto Nacional de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas	PNDM	Plan Nacional de Desarrollo Minero
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística	FAEP	Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera	IPSE	Instituto Colombiano de Geología y Minería	PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
DANSOCIAL	Departamento Administrativo Nacional de la Economía Solidaria	FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales	ISA	Corporación Internacional de Recursos Colombianos (International Colombian Resources Corporation)	POT's	Planes de Ordenamiento Territorial
DES	Duración de las fallas contabilizadas del servicio de Energía Eléctrica	FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas	ISAGEN	Interconexión Eléctrica S.A. ESP	PPA	Acuerdo de compra de energía (Power purchase agreement)
DGH	Dirección General de Hidrocarburos	FBM	Formato Básico para Captura de Información Minera	IVA	Interconexión Eléctrica S.A. Generadora	PROEXPORT	Fondo de Promoción de Exportaciones
DGM	Dirección General de Minas	FEDESMERALDAS	Federación Nacional de Esmeraldas	JET-A1	Impuesto al valor agregado	PROURE	Programa de Uso Racional de Energía
DIAN	Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales	FEN	Financiera Eléctrica Nacional	LAC	Turbocombustible para Aviación	RD	Valor de los Impuestos y Regalías Distribuidas
DIMAR	Dirección General Marítima	FENALCARBON	Federación Nacional de Carboneros de Colombia	MDL	Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas	REP	Red de Energía del Perú
DISPAC	Empresa Distribuidora del Pacífico	FES	Frecuencia de las Fallas Contabilizadas del servicio de energía eléctrica	MEM	Interconexión Eléctrica S.A. Generadora	Res.	Resolución
DNP	Departamento Nacional de Planeación	FIP	Fondo de Inversiones para la Paz	MERIT	Interconexión Eléctrica S.A. Generadora	RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
DTF	Depósitos a Término Fijo	FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía	MHCP	Impuesto al valor agregado	RUT	Reglamento Único de Transporte Sub Estación
E&L	Integridad Operativa, Energía y Pérdidas	FNR	Fondo Nacional de Regalías	MINER S.A.	Turbocombustible para Aviación	S/E	Salinas Marítimas de Manaure
E&P	Actividad Exploratoria y de Producción	FOES	Fondo de Energía Social	MINERCOL	Liquidador y administrador de cuentas	SAMA	Control de Supervision y Adquisición de datos (Supervisory Control and Data Acquisition)
EADE	Empresa Antioqueña de Energía	FONADE	Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo	NBI	Mantenimiento y Confiabilidad	SCADA	Control de Supervision y Adquisición de datos (Supervisory Control and Data Acquisition)
EBSA	Empresa de Energía de Boyacá	FOREC	Fondo de Reconstrucción del Eje Cafetero	OCENSA	Ministerio de Hacienda y Crédito Público	SDL	Sistemas de Distribución Local
ECOCARBÓN	Empresa Colombiana de Carbones	FSSRI	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos GBS Gases de Boyacá y Santander		Mercado de Energía Mayorista	SEC	Sistema Electrónico de Contratos
ECOGAS	Empresa Colombiana de Gas	GENSA	Gestión Energética S.A.		Mantenimiento y Confiabilidad	SENA	Servicio Nacional de Aprendizaje
ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleos				Ministerio de Hacienda y Crédito Público	SIAL	Sistema de Áreas Libres
EDEQ	Empresa de Energía del Quindío				Mantenimiento y Confiabilidad	SIC	Sistemas de Intercambios Comerciales

SIMEC	Sistema de Información Minero Energético Colombiano	UMACRO	Unidad de Análisis Macroeconómico
SIN	Sistema de Interconexión Nacional	UNR	Usuarios No Regulados
SINGEO	Sistema de Información Geocientífica de INGEOMINAS	UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
SMMLV	Salarios Mínimos Mensuales Legales Vigentes	URE	Uso Racional y Eficiente de Energía
SNIE	Sistema Nacional de Información Estadística	URRA	Empresa Multipropósito URRA S.A.
SSEPI	Sistema de Seguimiento y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública	US\$	Dólares
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	USGS	Servicio Geológico de los Estados Unidos
STN	Sistema de Transmisión Nacional	WACC	Costo Promedio Ponderado de Capital
STR	Sistema de Transmisión Regional	WTI	Precio Internacional de Referencia de Petróleo Crudo (West Texas intermediate)
TEBSA	Termobarranquilla S.A.	ZARPE	Permiso de navegabilidad expedido por la DIMAR o autoridad competente
TIES	Transacciones Internacionales de Electricidad	ZNI	Zona no interconectada
TRM	Tasa representativa del mercado		

CONVENCIONES UNIDADES

2D	2 Dimensiones	MBLS	Millones de barriles
3D	3 Dimensiones	MBPD	Millones de barriles por día
BEP	Barriles equivalentes de petróleo	MBEP	Millones de barriles equivalentes de petróleo
BI	Barril		
BPD	Barriles por día	MBTU	Millón de unidades térmicas inglesas
BPDC	Barriles por día calendario		
BTU	Unidad térmica inglesa (British thermal unit)	Mm3	Millones de metros cúbicos
CAR	Refinería de Cartagena	MPC	Millones de pies cúbicos
g	Gramo(s)	MPDC	Millones de pies cúbicos por día calendario
gal	Galón	Mt	Millones de toneladas
GPC	Giga pies cúbicos	MVA	Megavoltamperios
GWh	Gigavatios hora	MVAr	Megavoltamperios reactivos
ha	Héctarea(s)	MW	Megavatios
HP	Caballos de fuerza	Oz troy	Onzas troy
KBDC	Miles de barriles por día calendario	PC	Pie cúbico
KBLS	Miles de barriles	PCBs	Bifenilos policlorinados
KBPD	Miles de barriles de petróleo diarios	PCD	Pie cúbico por día
kg	Kilogramo	rms	Valor eficaz de la onda
km	Kilómetro(s)	RUT	Reglamento único de transporte
km2	Kilómetro cuadrado	S/E	Sub estación
KPDC	Miles de pies cúbicos por día calendario	t	Tonelada(s)
kt	Miles de toneladas	Tcal	Teracalorías
kV	Miles de voltios	TEC	Toneladas equivalentes de carbón
kWh	Kilovatios Hora	TEP	Toneladas equivalentes de petróleo
L	Litro(s)	TJ	Terajulios
lb	Libra(s)	TPC	Terapias cúbicas
M\$	Millones de pesos	US\$	Dólares
MUS\$	Millones de dólares	US\$/BI	Dólares por barril
m3	Metros cúbicos	US\$/KPC	Dólares por miles de pies cúbicos
mA	Miliamperios	US\$/MBTU	Dólares por millón de unidades térmicas inglesas

CARTA REMISORIA

Honorables
SENADORES Y REPRESENTANTES
Congreso de la República
Ciudad

Honorables Senadores y Representantes

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 208 de la Constitución Política, me permito presentar al Honorable Congreso de la República el informe de actividades del Ministerio de Minas y Energía correspondiente al periodo comprendido entre julio de 2007 y julio de 2008.

Estas memorias 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, se trabajó en los lineamientos establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, mediante el cumplimiento de los objetivos estratégicos que buscan impulsar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos para asegurar la autosuficiencia del país.

El fortalecimiento institucional se adelanta a través de la separación de competencias en la formulación de políticas públicas, regulación, seguimiento y control de las actividades sectoriales. A su vez, la intensificación de las labores de promoción y asignación de áreas para la exploración y producción de hidrocarburos por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, continúa. Adicionalmente, se pusieron en marcha proyectos de Upgrading, transporte de crudos pesados y explotación incremental de reservas de crudo en campos maduros, descubiertos no desarrollados o inactivos, con el apoyo de inversionistas estratégicos.

En este periodo también se ha promovido el desarrollo de proyectos para la explotación integrada de campos de gas, proyectos de gas metano asociado al carbón, con el fin de asegurar reservas adicionales de gas para atender prioritariamente la demanda interna regulada.

En cuanto a biocombustibles, el Gobierno Nacional promoverá la competencia entre los diferentes biocombustibles, con base en criterios de sostenibilidad financiera, ambiental, y de abastecimiento energético.

El sector de gas combustible ha estado enmarcado en un continuo crecimiento y sigue siendo un factor relevante en el desarrollo del sector y en el mejoramiento de la calidad de vida de la población colombiana.

El número de usuarios del servicio de gas natural domiciliario sigue en ascenso, y a la fecha de corte de este informe asciende a un total de usuarios de 4.686.361, es decir, 357.894 más que los registrados en marzo de 2007.

Esta cifra aumentará durante este año ya que el Fondo Nacional de Regalías tiene previsto aprobar un total de 7.471 millones en proyectos de infraestructura de gas combustible para diferentes regiones del país, beneficiando aproximadamente a 6.000 nuevos usuarios.

Por su parte el fondo especial cuota de fomento cuenta con aprobación de vigencias futuras del orden de 25.000 millones con los cuales se cofinanciarán diversos proyectos de infraestructura de gas natural.

El GLP enfrenta un cambio significativo en materia regulatoria, gracias al establecimiento de una regulación aplicable al periodo de transición de un esquema de parque universal de cilindros a uno de parque marcado de propiedad de los distribuidores. Así se busca generar mayor responsabilidad por la seguridad del cilindro y por la calidad del producto envasado. Este esquema finalizará en el 2010.

En cuanto al aseguramiento del abastecimiento interno de gas natural, este ministerio ha trabajado en la elaboración del Decreto que permita disponer de un mecanismo de información sobre la disponibilidad de la oferta de gas natural, así como de la demanda contratada por los usuarios del servicio.

Es evidente el mejoramiento de los indicadores del sector minero en el país. Durante este periodo las políticas se enmarcaron en el Plan Nacional de Desarrollo Minero que 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".

Además, en la ley del Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010, para el sector minero se consideró que para el desarrollo del potencial minero del país se requiere la consolidación de una política que permita aumentar la productividad de las explotaciones mineras tradicionales legales e 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 la Política de Promoción del País Minero, que busca que Colombia sea destino atractivo para la inversión tanto nacional como extranjera, se adelantaron importantes actividades a nivel nacional e internacional.

En relación con la energía eléctrica durante junio de 2007 y junio de 2008 se consolidó el esquema del Cargo por Confiabilidad definiendo un mecanismo de mercado que permite garantizar en el largo plazo la confiabilidad en el suministro de energía en Colombia. El 7 de mayo de 2008, producto de la primera subasta de energía se asignaron 3.009 Gwh-año de energía en firme equivalentes a una capacidad de 438 MW con un precio de US\$13.998 por MWh.

En abril de 2008 se publicó el proyecto de resolución que estableció la metodología y fórmulas de tarifas que permitan remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica por el período tarifario de 2008 al 2013.

Durante la vigencia 2007 del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Interconectadas, FAER, se aprobaron 46 proyectos de electrificación rural con una asignación de \$72.754 millones, comprometiendo recursos de las vigencias 2007, 2008 y 2009, beneficiando a 32.226 familias de 17 departamentos del país. Como parte de este Fondo, se aprobaron 53 proyectos para la normalización de redes eléctricas de barrios subnormales por un valor de \$41.134 millones beneficiando a 36.749 familias.

En cuanto al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI, durante la vigencia 2007 se aprobaron 37 proyectos por un valor de \$105.534 millones, comprometiendo recursos de las vigencias 2007, 2008 y 2009, beneficiando a 32.762 familias en 14 departamentos de las zonas no interconectadas del país.

En el 2007 se giraron recursos del Fondo de Energía Social, FOES, por un valor de \$87.765 millones beneficiando en promedio mes a 2.377.038 usuarios ubicados en barrios subnormales, áreas rurales menor desarrollo y zonas de difícil gestión.

El 5 de diciembre de 2007 entró en operación la línea de transmisión a 230 kV de interconexión entre Colombia y Ecuador que además de fortalecer el sistema eléctrico en el Sur de Colombia, aumenta la capacidad de transporte hacia Ecuador.

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 2007 y lo corrido del 2008 demuestran el éxito de las estrategias adoptadas en materia de política petrolera.

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

- Impulso a la exploración y explotación de hidrocarburos, a través de la implementación de las siguientes acciones:
 - o Aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos. El fortalecimiento de los alcances del Decreto Ley 1760 de 2003 frente a la separación de competencias en la formulación de políticas públicas, regulación y control de las actividades sectoriales se constituye en uno de los principales esfuerzos realizados. De igual manera, se avanza en la actualidad en el desarrollo de una reestructuración sectorial, en la cual se espera que a partir del año 2009, las labores de fiscalización y control de la actividad petrolera en los sectores de exploración y explotación queden en cabeza de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y las labores de formulación de política, regulación y el desarrollo de reglamentos técnicos se fortalezcan en el Ministerio de Minas y Energía.
 - o Intensificación de las labores de promoción y asignación de áreas para la exploración y producción de hidrocarburos por parte de la ANH. Se continúa con el seguimiento constante y la viabilización de las operaciones que desarrolla la industria petrolera en el país, a través de la estrategia de seguridad democrática y mecanismos como el acuerdo Gobierno - Industria, con el fin de cumplir con las siguientes metas establecidas para el cuatrienio: 1. Suscripción de treinta nuevos contratos anuales de exploración y producción en promedio, 2. Adquisición de treinta y dos mil kilómetros equivalentes de sísmica en dos dimensiones (2D) y 3. Perforación de cuarenta nuevos pozos exploratorios por año (pozos A-3) en promedio.

La puesta en marcha de proyectos de mejoramiento y transporte de crudos pesados, y de explotación incremental de reservas de crudo en campos maduros, descubiertos no desarrollados o inactivos, a través de inversionistas estratégicos se sigue desarrollando, con importantes avances en campos como Castilla, Chichimene, la Cira Infantas, Tibú, Casabe, Orito, Lisama, entre otros.

El Ministerio de Minas y Energía ha venido promoviendo el desarrollo de proyectos de explotación integrada de campos de gas, para lo cual presentó al Congreso de la República, dentro del Proyecto de Ley de Ahorro de las Regalías, un artículo en dicha dirección. Dado el estado actual del trámite del proyecto en mención, se ha decidido presentar un proyecto independiente sobre el particular que será presentando durante la segunda legislatura del 2008. De igual forma, se viene avanzando en el desarrollo de proyectos de gas metano asociado al carbón, para lo cual se expidió el 12 de mayo del año en curso el documento CONPES 3517, como una estrategia para la maximización de la explotación de este importante recurso para el país.

- Formación de precios energéticos, a través del impulso de las siguientes acciones:
 - o Desmonte de subsidios a los combustibles líquidos. Durante el año 2007 y lo corrido del 2008, 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 la refinación e importación de estos combustibles para asegurar el abastecimiento de estos energéticos en el corto y mediano plazo.

- o Competencia en el mercado de biocombustibles. El Gobierno Nacional promueve la competencia entre los diferentes biocombustibles, con criterios de sostenibilidad financiera, ambiental, y abastecimiento energético. Para estos efectos, el Ministerio de Minas y Energía expidió el 31 de marzo del año en curso el documento CONPES 3510, como una política orientada a promover la producción sostenible de biocombustibles en Colombia, aprovechando las oportunidades de desarrollo económico y social que ofrecen los mercados emergentes de los biocombustibles. De esta manera, se busca expandir los cultivos de biomasa conocidas en el país y diversificar la canasta energética, dentro de un marco de producción eficiente y sostenible económica, social y ambientalmente para competir en el mercado nacional e internacional.

Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía ha venido adoptando 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. En el futuro se evaluará incrementar los porcentajes de mezcla, de acuerdo con la factibilidad técnico-económica.

- Regulación del sector de hidrocarburos, a través de las siguientes acciones:
 - o Distribución de combustibles líquidos. Durante el presente año el Ministerio de Minas y Energía modificó el Decreto 4299 de 2005, con el fin de establecer nuevos términos para los procesos de certificación y autorización de los diferentes agentes de la cadena de distribución de combustibles, además de precisar y aclarar los requisitos que deben cumplir los señalados agentes. De igual manera se avanzó en la expedición de las reglas de acceso a la infraestructura para la importación y el transporte de combustibles líquidos y de los reglamentos técnicos de la cadena de distribución de combustibles.

Así mismo, se encuentra en desarrollo y puesta en operación el sistema de información que integra las actividades de todos los agentes que conforman la cadena de distribución de combustibles, SICOM, el cual fue creado a través del artículo 61 de la Ley 1151 de 2007 (Plan Nacional de Desarrollo) y reglamentado a través de la Resolución 18 2113 del 21 de diciembre de 2007.

Adicionalmente, el Gobierno Nacional ha venido dando continuidad a la estrategia de control contra el hurto de combustibles líquidos, de tal forma que éste se reduzca a valores mínimos, teniendo en cuenta que el promedio del 2007 fue de 561 barriles por día y en lo corrido del presente año, con corte al 30 de abril, el promedio está alrededor de los 386 barriles por día.

Finalmente, se siguen buscando opciones para el régimen especial para los combustibles líquidos en zonas de frontera, de tal forma que se minimice el comercio ilícito entre fronteras y se genere el desarrollo económico y social de esas zonas.

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

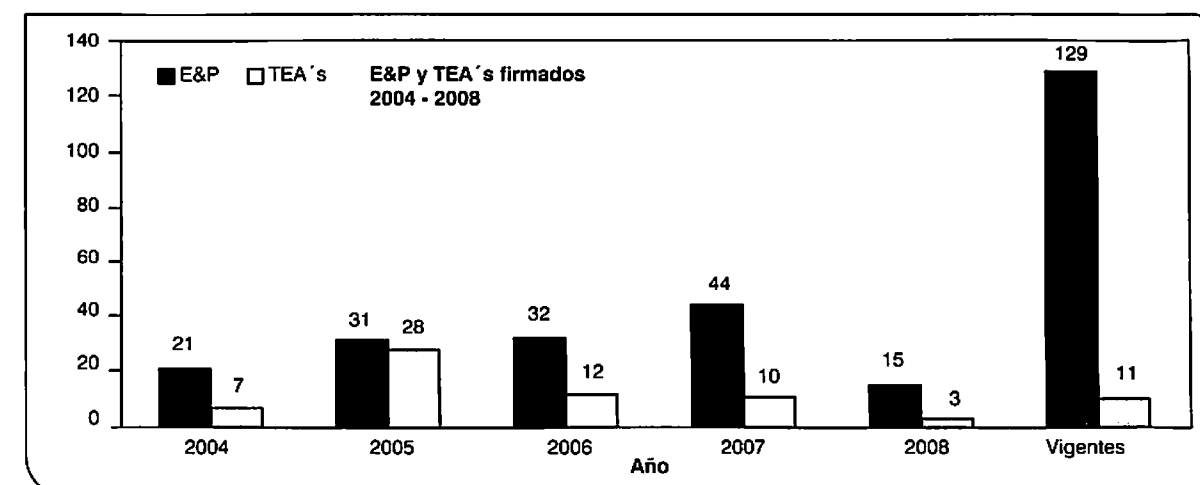
2.1 CONTRATOS

Durante el 2007 y lo corrido del 2008 se han suscrito por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos setenta y dos nuevos contratos; cincuenta y nueve de ellos corresponden a contratos de Exploración y Producción de hidrocarburos (E&P) y trece de Evaluación Técnica (TEA). A mayo 31 del 2008 se han firmado diez y ocho nuevos contratos; quince de Exploración y Producción de hidrocarburos (E&P) y tres de Evaluación Técnica (TEA).

Es importante mencionar que de los sesenta contratos de Evaluación Técnica (TEA) suscritos desde el año 2004, cuarenta y nueve de estos cambiaron a contratos de exploración y producción, lo cual confirma las ventajas del esquema de evaluación técnica como una fase contractual previa de obtención de información y evaluación, antes de la suscripción de un contrato de exploración y producción.

La siguiente gráfica muestra la evolución de los contratos suscritos durante los últimos cinco años, en donde se destaca la gran evolución en los años 2005 y 2006 y el avance durante el presente año.

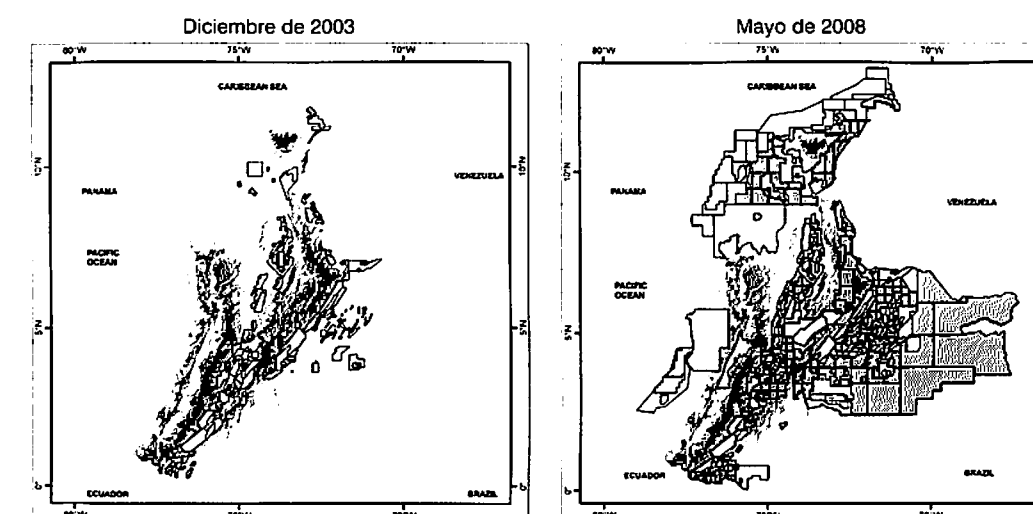
GRÁFICA 1. EVOLUCIÓN CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN & TEA'S



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Los contratos suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, han permitido incrementar las actividades de exploración, producción y evaluación técnica en el área sedimentaria del país, hasta alcanzar en mayo de 2008 un total de 20.310.210 hectáreas, tal como se muestra en la siguiente gráfica.

GRÁFICA 2. EVOLUCIÓN ÁREA SEDIMENTARIA DEL PAÍS EN ACTIVIDAD EXPLORATORIA



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

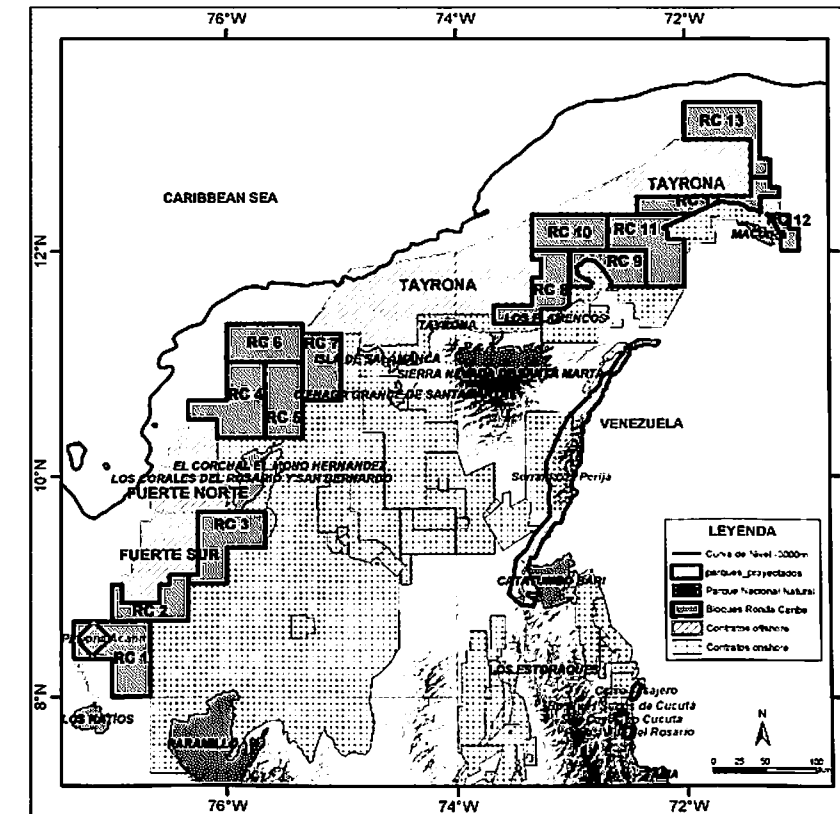
Ronda Caribe

Durante el 2007 se destacó el desarrollo de la Ronda Caribe como el primer proceso de solicitud de ofertas multibloque de la ANH. Se cumplió con el cronograma inicialmente publicado, que incluyó la venta de un paquete de datos, la realización de un Road Show con presentaciones en Bogotá, Houston, Londres, Singapur y Calgary, la organización de un taller técnico en Bogotá, y una ceremonia de adjudicación, en la que se adjudicaron nueve de los trece bloques ofrecidos a compañías de clase mundial, que se relacionan a continuación:

- El bloque RC#4, ubicado al norte de Islas del Rosario se adjudicó a un consorcio de tres compañías, el operador BP Exploration Company Ltd (Colombia), con un porcentaje del 35%, ECOPEPETROL S.A. con el 35% y Petrobrás Colombia Limited con el 30%. El porcentaje de participación para la ANH es del 16% y la inversión para la primera fase es de US\$ 5'500.000.
- El bloque RC#5 al norte de Cartagena se adjudicó a la empresa BP Exploration Company Ltd (Colombia), con un porcentaje de participación para la ANH del 12% y una inversión en primera fase de US\$ 5'800.000.
- El bloque RC#6, ubicado en aguas profundas al norte de Cartagena, se adjudicó a tres compañías: el operador Petrobrás Colombia Limited, con un porcentaje del 40%, ECOPEPETROL S.A. con el 30% y Hess Corporation con el 30%. El porcentaje de participación para la ANH es del 2% y la inversión para la primera fase es de US\$ 5'300.000.
- El bloque RC#7, ubicado entre Barranquilla y Cartagena, se adjudicó a un consorcio de tres compañías: el operador Petrobrás Colombia Limited, con un porcentaje del 40%, ECOPEPETROL S.A. con el 30% y Hess Corporation con el 30%. El porcentaje de participación para la ANH es del 11% y la inversión para la primera fase es de US\$ 5'300.000.
- El bloque RC#8, al occidente del contrato Guajira (Chevron), se adjudicó a las empresas ONGC Videsh Limited (operador) con una participación del 40%, ECOPEPETROL S.A. con un 40% y Petrobrás Colombia Limited con el 20%. El porcentaje de participación para la ANH es del 4% y la inversión en primera fase es de US\$ 5'300.000.
- El bloque RC#9, ubicado alrededor del contrato Guajira (Chevron), se adjudicó a un consorcio integrado por la empresa ECOPEPETROL S.A. (operador) y ONGC Videsh Ltd, con una participación del 50% cada uno. El plan de actividades incluye una inversión de US\$ 5'300.000 para la primera fase y un porcentaje de participación para la ANH del 5%.
- El bloque RC#10, ubicado al norte del contrato Guajira (Chevron), se adjudicó al consorcio integrado por la empresa ONGC Videsh Limited (operador) con una participación del 50% y el otro 50% para ECOPEPETROL S.A. El plan de actividades incluye una inversión de US\$ 5'300.000 para la primera fase y un porcentaje de participación 2% para la ANH.
- El bloque RC#11, ubicado entre los bloques RC9, RC10 y RC12 fue adjudicado a la empresa ECOPEPETROL S.A. con un porcentaje de participación para la ANH del 3% y una inversión en la primera fase de US\$ 5'300.000.
- El bloque RC#12 de la parte norte de la Guajira, costa afuera, fue adjudicado a la empresa ECOPEPETROL S.A., con un porcentaje para la ANH del 15% y una inversión en la primera fase de US\$ 5'300.000.

Los programas exploratorios constan de dos fases con una duración de 36 meses cada una. En total se adjudicaron 2.526.992 hectáreas que corresponden al 66% del total de áreas ofrecidas.

GRÁFICA 3. ÁREAS ASIGNADAS DURANTE EL PROCESO DE ADJUDICACIÓN RONDA CARIBE

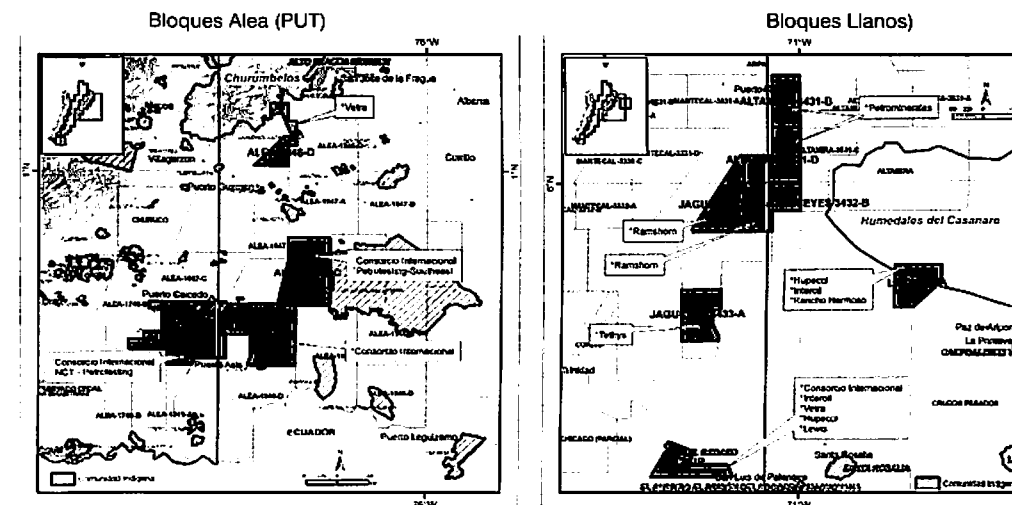


Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

La Mini Ronda

Durante el 2007 también se desarrolló el proceso competitivo especial 001, denominado la Mini Ronda, que incluyó 38 bloques ubicados en las cuencas de los Llanos Orientales, los valles Inferior y Superior del Magdalena y Putumayo provenientes de áreas en estudio. Dentro del proceso se vendió un paquete de datos con toda la información disponible para cada una de las áreas. En los siguientes mapas se muestra la ubicación de los bloques y los nombres de los proponentes habilitados que presentaron propuestas.

GRÁFICA 4. BLOQUES DE LA MINI RONDA Y PROPONENTES HABILITADOS QUE PRESENTARON PROPUESTAS



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

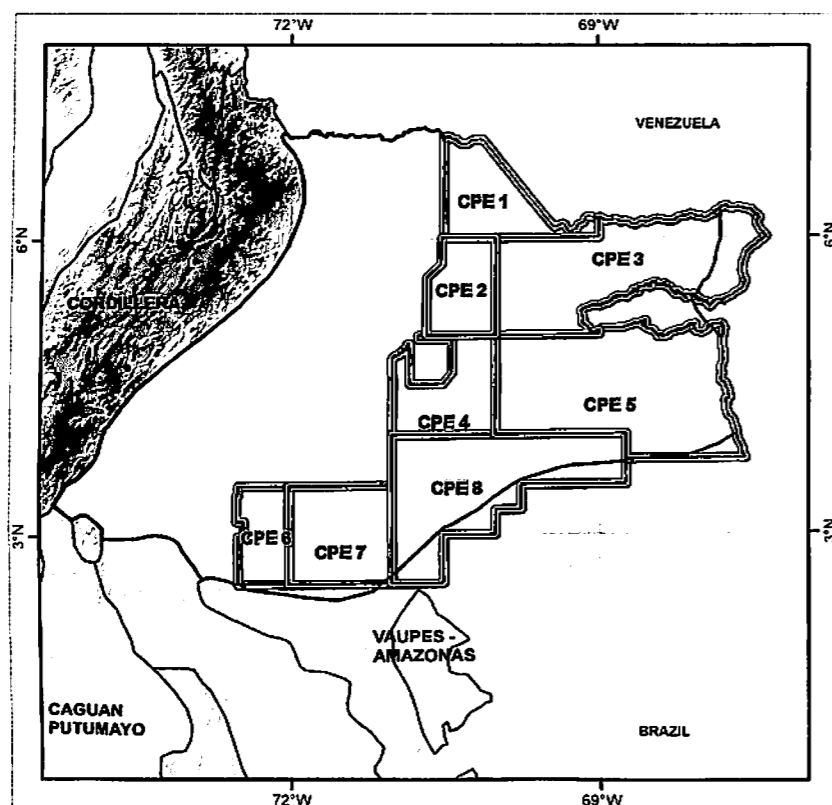
En resumen, se recibieron propuestas para 13 de los 38 bloques y participaron 15 de las 24 empresas habilitadas. Hay inversiones propuestas en Fase I de hasta US\$11.44 millones. Se presentó competencia en 5 bloques (más de una oferta por bloque).

Durante el presente año se espera consolidar la firma de los respectivos 13 contratos de Exploración & Producción (E&P). Las inversiones promedio para la fase 1 ascienden a US\$4,2 millones para las 250.406 hectáreas que están en proceso de adjudicación, cifra que arroja una inversión promedio de US\$194/Ha, cifra muy superior al promedio de contratación directa.

Por otra parte, se encuentra en proceso de selección el proyecto de Crudos Pesados Este, el cual fue cerrado por invitación. El objeto de este proceso es el de seleccionar la mejor oferta para la adjudicación de las áreas para evaluación técnica y firmar los respectivos contratos de Evaluación Técnica Especial (TEAs Especiales).

Son en total ocho (8) bloques ubicados en la cuenca Llanos Orientales con un área total de 12'556.505 Has, que deben ser asignados entre los meses de julio y agosto.

GRÁFICA 5. BLOQUES PROYECTO DE CRUDOS PESADOS CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

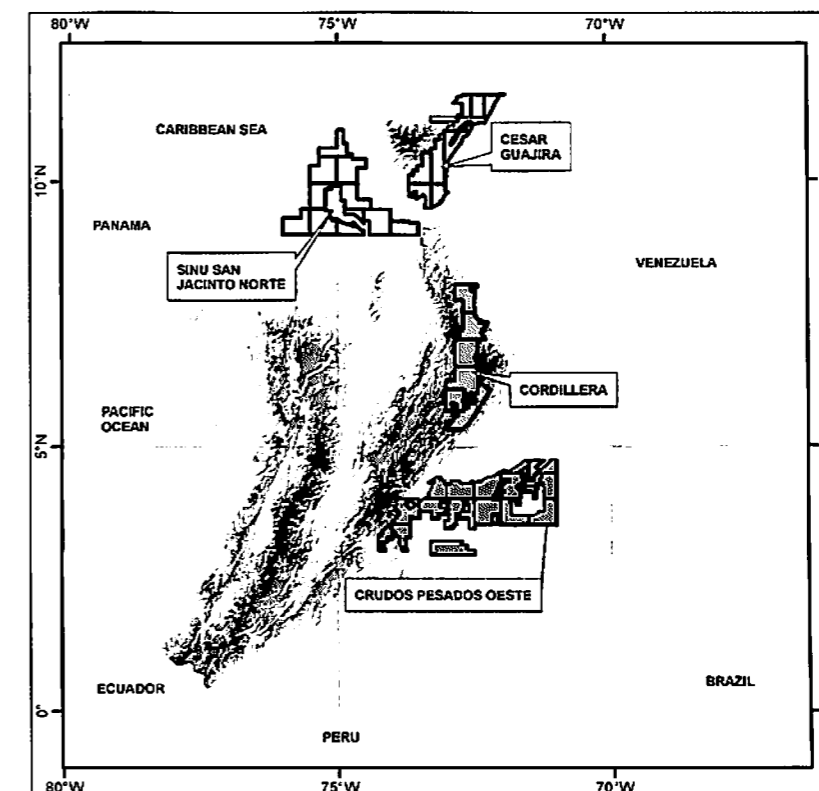
Ronda Colombia

Se encuentra en proceso la Ronda Colombia, cuyo objeto es seleccionar la mejor oferta de las que se presenten para adjudicar las áreas exploratorias ofrecidas y celebrar los respectivos Contratos de E&P, antes de finalizar el presente año.

Son 43 bloques distribuidos en cuatro cuencas así:

- Cesar - Guajira: 10 bloques con un área aproximada de 1'246.833 Has.
- Sinú Norte: 10 bloques con un área aproximada de 2'228.083 Has.
- Cordillera: 6 bloques con un área aproximada de 1'243.921 Has.
- Crudos Pesados West: 17 bloques con un área aproximada de 2'962.210 Has.

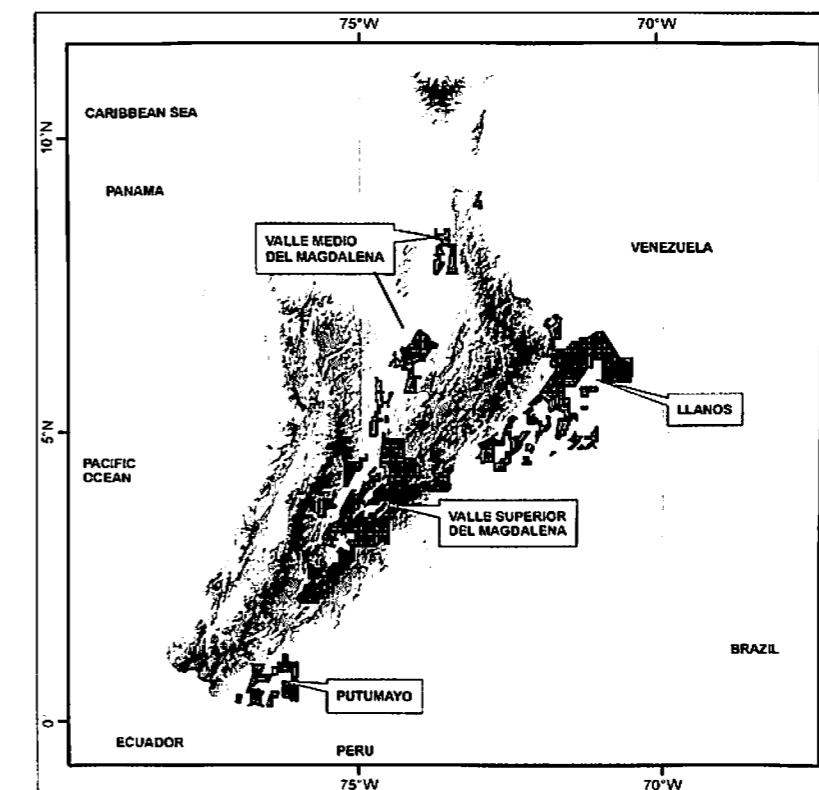
GRÁFICA 6. BLOQUES EN LICITACIÓN RONDA COLOMBIA



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Finalmente, se tiene previsto el desarrollo de la Ronda Ordinaria 2008 (Mini Ronda 2008), cuyo proceso no se ha iniciado todavía y cuyo lanzamiento oficial será en el mes de julio. Constará de 100 Bloques ubicados en las cuencas Valle Medio y Superior del Magdalena, Llanos Orientales y Putumayo, con un área de 4'830.629 Has aproximadamente.

GRÁFICA 7. BLOQUES EN LICITACIÓN EN EL PROCESO MINI RONDA 2008



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

2.2 EXPLORACIÓN

Teniendo en cuenta los objetivos establecidos a corto y mediano plazo, el tema exploratorio continúa siendo muy importante y prioritario. En este campo se resaltan las importantes inversiones para la adquisición de sísmica y la realización de estudios geológicos en cuencas conocidas y áreas de frontera, que permitirán identificar el verdadero potencial hidrocarburífero del país.

2.2.1 EXPLORACIÓN SÍSMICA

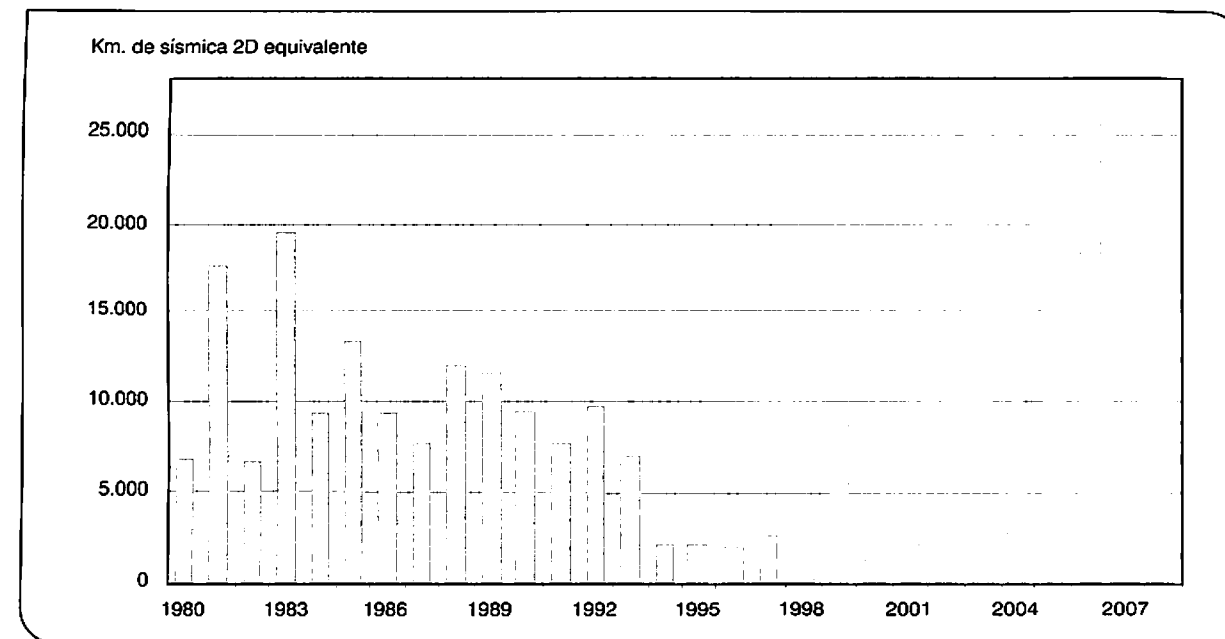
Los proyectos de exploración que realiza la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, tienen como principal objetivo aumentar el conocimiento del potencial petrolífero de las cuencas del país. Para cumplir con estos propósitos, se ha definido un ciclo exploratorio de aproximadamente cuatro años, en donde la ANH realizará estudios geológicos que permitan incentivar la inversión, y por ende un exitoso proceso de oferta y asignación de áreas.

Durante el 2007 se ejecutaron un total de 9970 kilómetros equivalentes de sísmica en dos dimensiones (2D), 6128 kilómetros onshore y 3842 kilómetros offshore.

Al 31 de mayo de 2008 se han corrido 3391 kilómetros equivalentes de sísmica en dos dimensiones (2D). En este sentido, se tiene un acumulado en el cuatrienio 2006-2010 de 31.333 kilómetros equivalentes de sísmica 2D, acercándonos a los 32.000 kilómetros establecidos como meta en este campo para dicho cuatrienio.

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

GRÁFICA 8. EVOLUCIÓN ADQUISICIÓN DE SÍSMICA EQUIVALENTE EN DOS DIMENSIONES (2D)



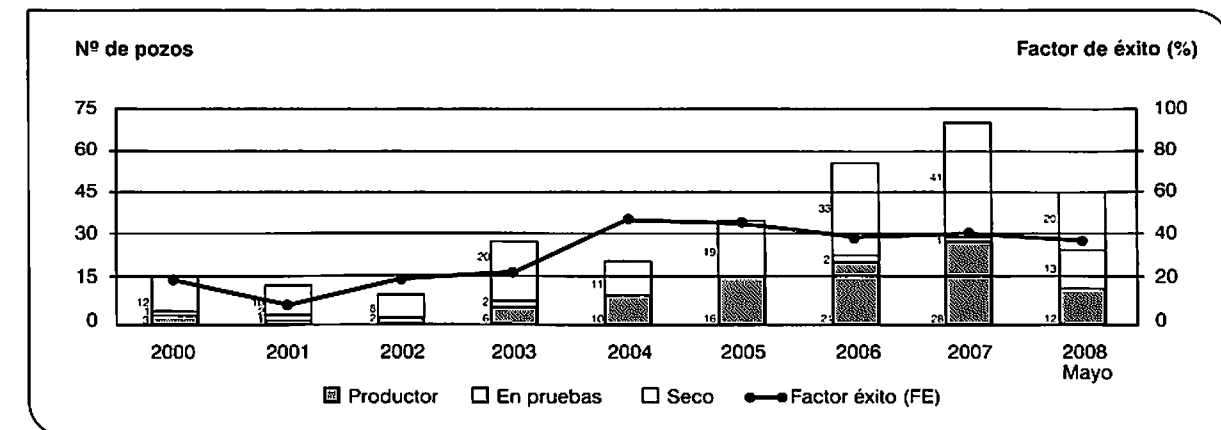
Fuente: Ministerio de Minas y Energía - Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

2.2.2 POZOS EXPLORATORIOS (A-3)

Durante el 2007 se perforaron setenta pozos exploratorios: cinco de operación directa de ECOPETROL S.A., veinticuatro por parte de los asociados y cuarenta y uno de los contratos de la ANH. Durante lo corrido del año, con corte a 31 de mayo, se han perforado cuarenta y cinco pozos, además once pozos se encuentran en perforación y treinta y nueve pozos están confirmados en el cronograma de actividades a desarrollar en lo que resta del año, lo que nos permite asegurar que durante el presente año se perforarán como mínimo noventa y a su vez, de los pozos perforados durante el 2007, veintisiete pozos fueron declarados productores, seis pozos se encuentran en pruebas y treinta y siete resultaron secos.

En lo corrido del 2008, con corte a 31 de mayo, diez pozos han sido productores, trece se encuentran en prueba, dos han sido suspendidos y veinte resultaron secos.

GRÁFICA 9. EVOLUCIÓN POZOS EXPLORATORIOS (A-3) PERFORADOS

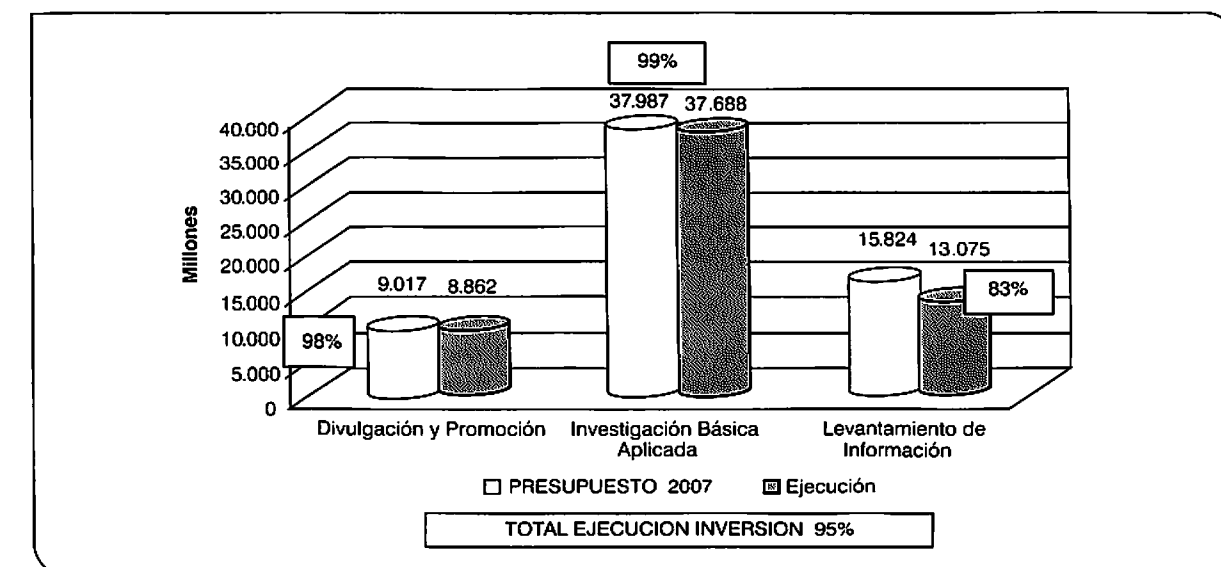


Fuente: Ministerio de Minas y Energía - Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

La inversión exploratoria de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, se encaminó principalmente a dos actividades:

- Investigación básica aplicada, en donde se ejecutó el 99% del presupuesto establecido de \$37.987 millones de pesos.
- Levantamiento de información, en donde se ejecutó el 83% del presupuesto establecido de 15.924 millones de pesos.

GRÁFICA 10. EJECUCIÓN GASTOS DE INVERSIÓN DURANTE 2007 (CIFRAS EN MILLONES DE PESOS)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

A su vez, durante esta vigencia se constituyeron reservas presupuestales (diferencia entre las disponibilidades y los compromisos) para respaldar los contratos de los siguientes proyectos:

- Perforación de un pozo en la cuenca Sinú-San Jacinto por valor de \$2.565 millones.
- Inventarios, interpretación y evaluación integral de la información geológica, geofísica y geoquímica de las cuencas Sinú-San Jacinto, Cesar-Ranchería y Cordillera Oriental por valor de \$1.980 millones.

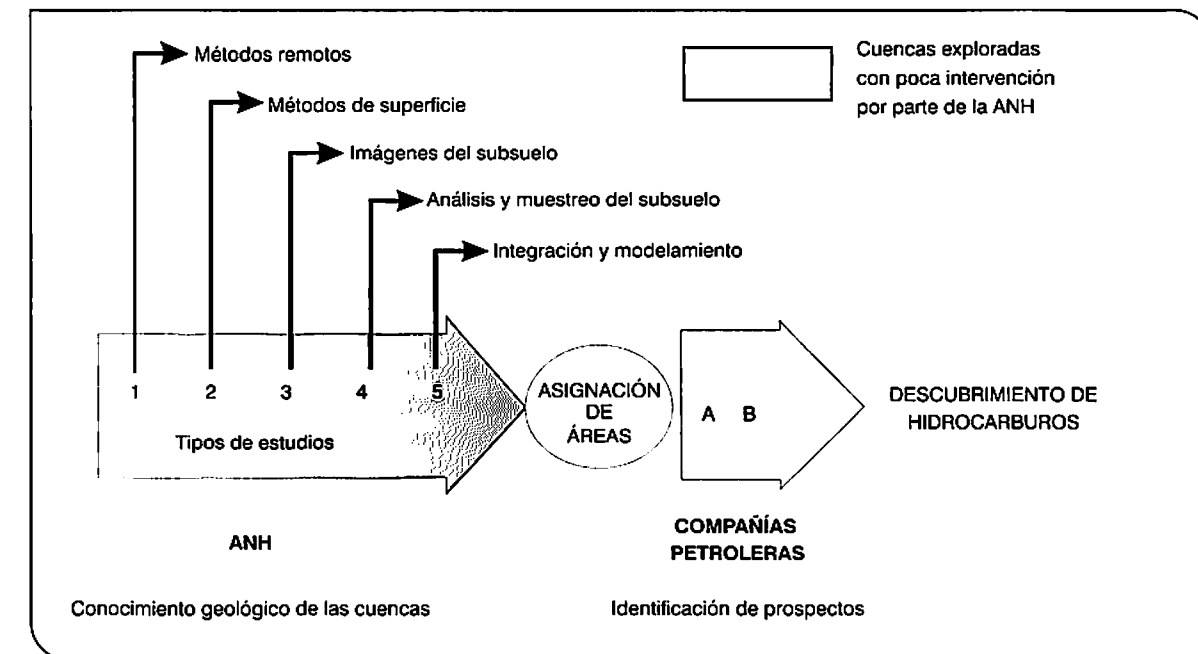
- Inventario y evaluación de la información micro paleontológica de las cuencas sedimentarias de Colombia por \$390 millones.
- Adquisición, procesamiento e interpretación de aeromagnetogravimetría en los Llanos Orientales por valor de \$630 millones.
- Depuración, estandarización, normalización y migración de los metadatos geográficos residentes en el BIP y en la herramienta MetaTool de la ANH al sistema Web de Administración de Metadatos Geográficos SWAMI v.2 del Instituto Geográfico Agustín Codazzi por valor de \$130 millones.
- Interventoría a los contratos E&P, TEAs y convenios con ECOPETROL S.A. por valor de \$500 millones.
- Centro de monitoreo y riesgos socio políticos por valor de \$1.000 millones.
- Convenio con el Ministerio del Interior para el fortalecimiento de los pactos de transparencia, las auditorías visibles y vigías de la democracia en departamentos y municipios receptores de regalías por valor de \$550 millones.
- Caracterización del ecosistema marino de las áreas de interés de hidrocarburos por \$80 millones.
- Sistema integrado de información por \$1.350 millones, adquisición de infraestructura de TI por \$700 millones.
- Separación de stand \$50 millones.
- Montajes de Stand \$800 millones.
- Estudios y asesorías internacionales de promoción y mercadeo \$190 millones.
- Plan de comunicaciones \$120 millones.
- Sistema de información geográfica del sector de hidrocarburos por \$1.200 millones y servicios profesionales, asesorías e interventorías por \$600 millones.

2.2.3 INVERSIONES EN PROYECTOS EXPLORATORIOS

Con el fin de cumplir con el objetivo de aumentar el conocimiento del potencial petrolífero de las cuencas del país, se ha definido un ciclo exploratorio de aproximadamente cuatro años donde la ANH realizará estudios geológicos que se agrupan en cinco tipos, que van de lo general a lo particular: remotos, superficie, visualización indirecta del subsuelo, conocimiento directo del subsuelo y estudios integrados.

A continuación se definen cada uno de los métodos mencionados:

GRÁFICA 11. DIFERENTES TIPOS DE ESTUDIOS QUE REALIZA LA ANH PARA MEJORAR EL CONOCIMIENTO DE LAS CUENCAS SUB-EXPLORADAS DEL PAÍS



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

2.2.3.1 Métodos Remotos

Se refiere a aquellos estudios que se realizan sin tener contacto directo con la superficie terrestre o el fondo del océano. Incluyen todas las técnicas geofísicas aerotransportadas (magnetometría, gravimetría), la adquisición e interpretación de imágenes de satélite y radar, y la batimetría en regiones costa-afuera. A continuación, se presenta el estado de avance de este tipo de proyectos:

- Adquisición, procesamiento e interpretación de aeromagneto - gravimetría en la cuenca de los Llanos Orientales. Durante el 2007 fueron adquiridos más de 14.000 km de información aerogeofísica en el margen occidental de los Llanos Orientales, principalmente sobre la zona de influencia de crudos pesados. El contrato firmado entre la ANH y la compañía CARSON Helicopters tuvo como objetivo la definición de la geometría del basamento y la identificación de áreas de interés para la exploración de hidrocarburos. Esta información se constituye en el pilar estratégico para la promoción del área de crudos pesados. Adicionalmente, en noviembre de 2007 se culminó el estudio de aeromagneto-gravimetría en las cuencas de Cesar-Ranchería y Guajira.

Actualmente, se encuentra en proceso de adjudicación el área de los Llanos que no tenía cubrimiento aerogeofísico. Se espera que el primero de mayo comience el contrato con la compañía que sea elegida en el proceso de contratación. Además de los Llanos, la ANH espera comenzar la adquisición de 9.200 km de aerogeofísica en el piedemonte de los Llanos y la Cordillera Oriental y 8.200 km en la Cuenca del Putumayo.

- Batimetría cuenca del Pacífico Offshore. Durante el 2007 se dio inicio al convenio de cooperación técnica con la Dirección General Marítima (DIMAR), para realizar este estudio. Una investigación sistemática de la batimetría en la cuenca del Pacífico offshore permitirá conocer de manera detallada la geomorfología del suelo marino. Esta herramienta, unida a la información sísmica, permitirá identificar e interpretar las estructuras y los rasgos geológicos que dieron lugar a la configuración actual de la cuenca.

En la actualidad FONADE se encuentra haciendo los trámites necesarios para la compra de los equipos y la contratación del personal necesario para la realización del trabajo de campo.

2.2.3.2 Métodos de Superficie

Son aquellos estudios que se realizan directamente sobre el terreno o en el fondo marino (cartografía geológica, columnas estratigráficas y transectas geológicas). Incluyen diferentes tipos de análisis de las muestras obtenidas en estos estudios tales como geoquímica de rocas y crudos, bioestratigrafía, petrografía, petrofísica, historia térmica (AFTA), estratigrafía de isótopos estables y estudios radiométricos. A continuación se presenta el estado actual de estos proyectos:

- Cartografía geológica y modelamiento estructural de las cuencas de Urabá y Sinú - San Jacinto a partir de la interpretación de imágenes de sensores remotos y monitoreo sísmico. Debido a la escasa información geológica existente en la cuenca de Urabá, se plantea la necesidad de un proyecto que incluya la interpretación de imágenes de sensores remotos con cartografía de campo y complementarla con un modelamiento tectónico estructural a partir del monitoreo sísmico en la zona.

Este proyecto permitirá adquirir nueva información geológica que acreciente el conocimiento del sistema petrolífero de las cuencas de Urabá y San Jacinto. La mencionada información permitirá a la ANH determinar las áreas aptas para la exploración de hidrocarburos en las cuencas y ofrecer las de mayor prospectividad en rondas futuras.

- Levantamiento de columnas estratigráficas y realización de análisis petrográficos, petrofísicos, bioestratigráficos y geoquímicos en las áreas de Pasto, el Bordo, Cali - Buga y Buga - Cartago, en la cuenca Cauca-Patía. Este trabajo se contrató con la compañía GEOESTUDIOS y busca mejorar el conocimiento del sistema petrolífero en la cuenca Cauca - Patía. Los hallazgos científicos derivados de este estudio permitirán aumentar el conocimiento de los recursos en crudo liviano y gas, que han sido evidenciados en anteriores trabajos de exploración.

En la actualidad este proyecto se encuentra en la fase de compilación de la información de campo, laboratorio y redacción del informe final. Debido a que el trabajo no permitió caracterizar en su totalidad las unidades potencialmente generadoras, reservorios y sellos de hidrocarburos de la cuenca, se ha considerado una prórroga y una adición presupuestal que permita estudiar cuatro nuevas secciones estratigráficas en el sector del Patía.

- Cortes estructurales en tres sectores de la Cordillera Oriental (Suesca - Sogamoso). Con el ánimo de analizar la evolución estructural del área central de la Cordillera Oriental y su relación con la generación y migración de hidrocarburos, se contrató dicho estudio con la compañía GEOSEARCH. Adicionalmente, se espera obtener una cartografía geológica a escala 1:25.000 basada en sensores remotos y control de campo que permita identificar estructuras de interés que generen nuevos conceptos exploratorios hacia el norte y sur del área de estudio.

A la fecha, ya se culminó la fase de campo y se encuentra en proceso la elaboración de los cortes estructurales. Teniendo en cuenta la mala calidad de la información sísmica y de pozos disponibles, se ha considerado una prórroga de tres meses que incluirá estudios complementarios de bioestratigrafía.

- Estratigrafía de la formación La Paila. El objeto del proyecto consiste en realizar un estudio estratigráfico detallado de las rocas de la Formación La Paila (Oligoceno - Mioceno), entre las poblaciones de Buga y Cartago (departamento del Valle del Cauca), con el fin de definir su ambiente de depósito, edad y la procedencia de sus componentes.
- Inventario de localidades aptas para el estudio detallado de secuencias cenozoicas y levantamiento de columnas estratigráficas en la cuenca del Chocó. Se contrató con la Universidad EAFIT la realización del estudio.
- Inventario de localidades aptas para el estudio detallado de secuencias cenozoicas y levantamiento de columnas estratigráficas en la cuenca de Tumaco, en los departamentos de Nariño y Valle. Se contrató con la Universidad EAFIT la realización del estudio.
- Levantamiento de columnas estratigráficas en el sector del Chalán, cuenca Sinú-San Jacinto. Este trabajo tiene como objeto el levantamiento de columnas estratigráficas y el muestreo sistemático y de las unidades cretáceas y paleógenas aflorantes en los cinturones plegados de Sinú y San Jacinto, en el sector conocido como el Anticlinal de Chalán.

El estudio incluye la integración de información estratigráfica, sedimentológica y estructural detallada, así como un muestreo de rocas y crudos. Esta información aumentará el conocimiento de la roca almacén y de

los procesos de generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos en el área. Este estudio ya fue contratado con la compañía ATG LTDA.

- Estudio de Isótopos de Carbono ($\delta^{13}C$) y Estroncio ($^{87}Sr/^{86}Sr$) en los depósitos cretáceos - terciarios de la Cordillera Oriental. Este proyecto tiene por objeto realizar una curva patrón de isótopos de carbono estable ($\delta^{13}C$) y de $^{87}Sr/^{86}Sr$ en el intervalo Cretáceo-Paleógeno de la región de Villa de Leiva (cuenca de la Cordillera Oriental).

Esta nueva herramienta servirá de complemento a la bioestratigrafía y ayudará a precisar la datación y correlación de las rocas generadoras sellos y reservorios de hidrocarburos del país.

2.2.3.3 Métodos de Visualización Indirecta del Subsuelo

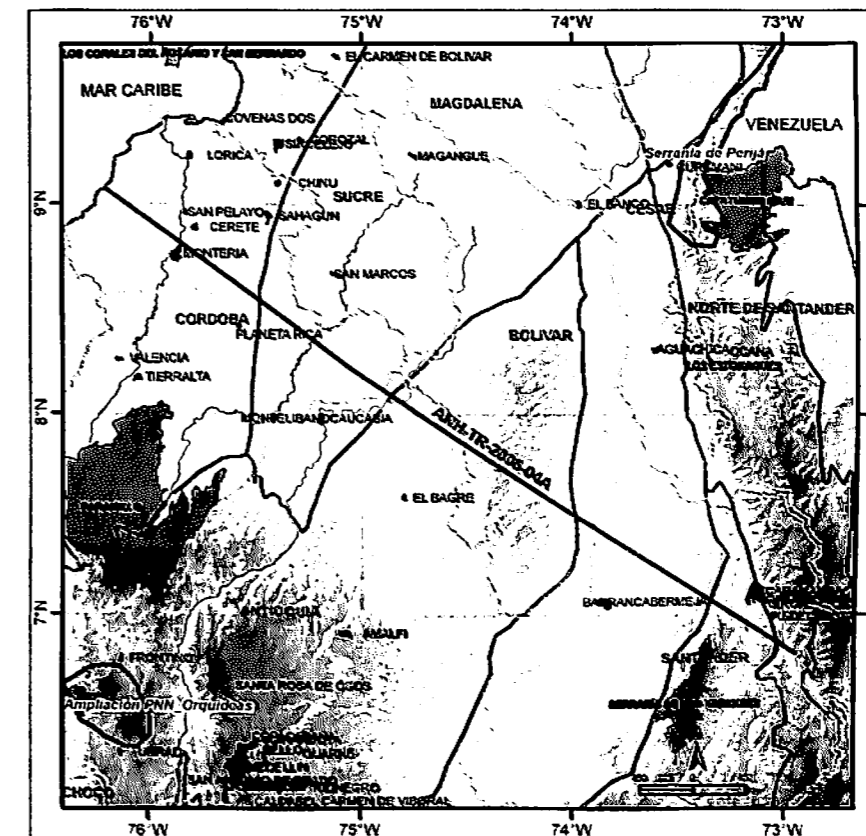
Estos estudios se realizan sobre la superficie terrestre o en el océano, con el fin de obtener imágenes del subsuelo sin que exista contacto directo con éste. Ejemplo: sísmica 2D, 3D (onshore y offshore) y su reprocesamiento, magnetotélurica, gravimetría y magnetometría en superficie. A continuación se presenta el estado actual de estos proyectos:

- Adquisición, procesamiento e interpretación de 430 km de la línea sísmica transandina ANH-TR-2006-4a en el proyecto Colombia Regional. La ANH se encuentra adquiriendo información geológica, geofísica, geoquímica y topográfica asociada al área de influencia del proyecto.

Esta información permitirá desarrollar un mapa regional de leads para el área central de la cuenca Sinú-San Jacinto, Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena y parcialmente la Cordillera Oriental. Este trabajo se realizará gracias a una interpretación conjunta de la línea sísmica regional y todos los programas sísmicos anteriores que la cruzan.

Su interpretación asociada a reflectores sísmicos regionales y la detección de anomalías de densidad y geoquímicas permitirá conocer mejor el potencial hidrocarburífero de las cuencas estudiadas.

GRÁFICA 12. LOCALIZACIÓN DE LA LÍNEA SÍSMICA TRANSANDINA ANH-TR-2006-4ª



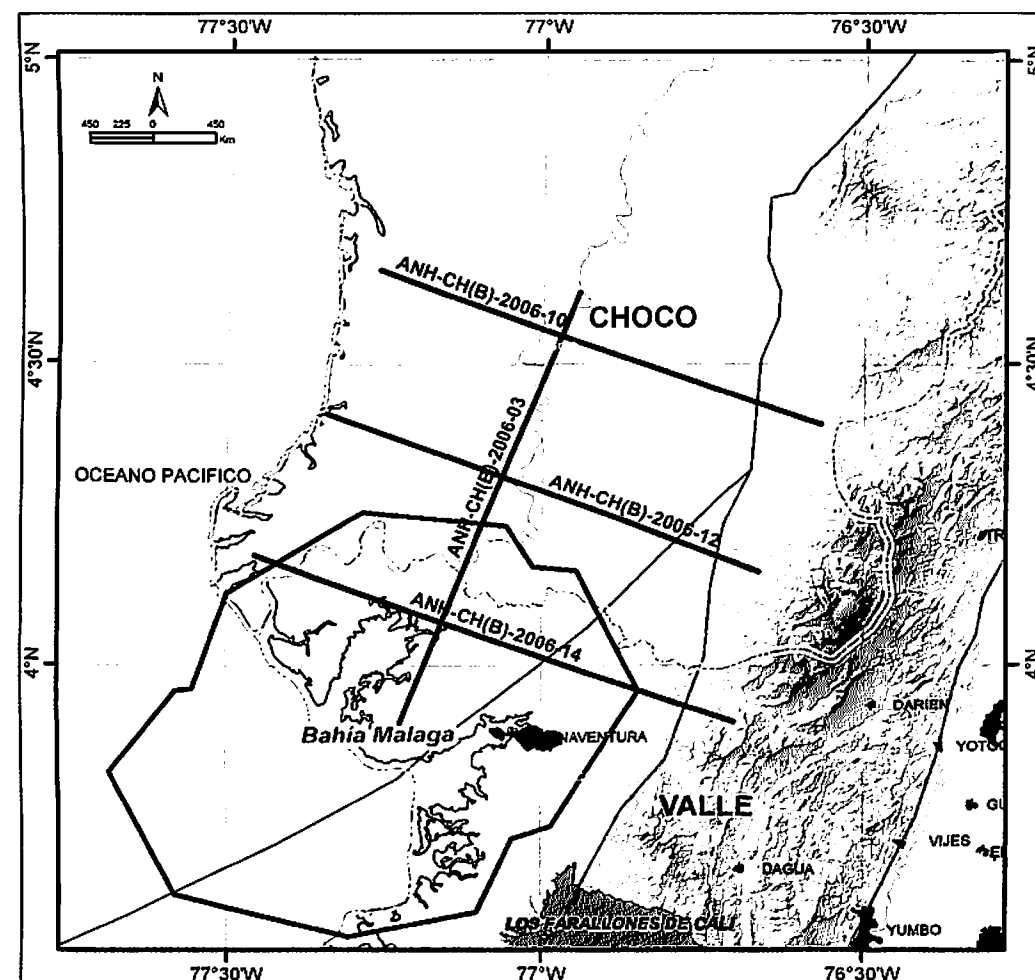
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

- Adquisición, procesamiento e interpretación de 338 km de líneas sísmicas 2D en el proyecto Chocó - Buenaventura, en la cuenca Atrato - San Juan. A partir de este estudio la ANH obtendrá la información geológica, geofísica, geoquímica y topográfica sobre el área seleccionada.

Así mismo, la entidad conocerá una interpretación de las líneas sísmicas sobre mapas topográficos y geológicos con información a una escala 1:25.000, que permitirá amarrar los otros programas sísmicos levantados en la zona y deducir la continuidad de leads hacia el sector occidental de la cuenca.

El contratista, G2SEISMIC, se encuentra realizando consultas previas con las comunidades indígenas y afrodescendientes.

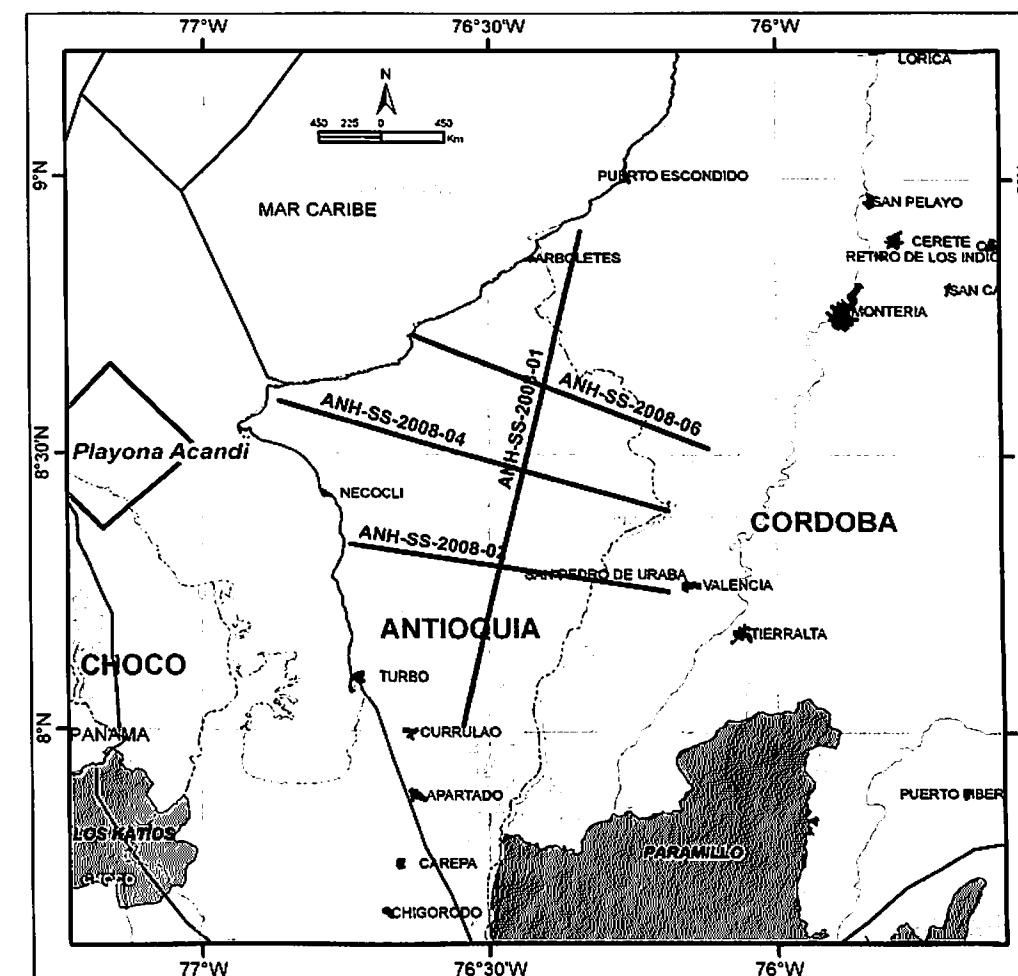
GRÁFICA 13. LOCALIZACIÓN DEL PROGRAMA SÍSMICO CHOCÓ-BUENAVENTURA (LÍNEAS NEGRAS)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

- Adquisición, cubrimiento completo, procesamiento e interpretación sísmica de 301.62 km para el programa sísmico Sinú Sur. La ANH obtendrá la información geológica, geofísica, geoquímica y topográfica sobre el área seleccionada. Los resultados de este programa serán orientados a la identificación de leads regionales asociados a las estructuras de las cuencas Sinú - San Jacinto (región sur) y Urabá (región norte). Esta información ayudará a la promoción del área en la Ronda 2009.

GRÁFICA 14. LOCALIZACIÓN DEL PROGRAMA SÍSMICO SINÚ SUR (LÍNEAS VIOLETAS)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

2.2.3.4 Métodos de Conocimiento Directo del Subsuelo

Estos estudios permiten obtener testigos de roca en el subsuelo con el fin de conocer sus características físicas, químicas, paleontológicas y cronológicas (ej. pozos estratigráficos y piston cores en regiones costa-afuera). Incluyen además todos los registros que se pueden obtener a lo largo del pozo (ej. registros eclécticos, de radioactividad, acústicos, etc.) y los diferentes tipos de análisis de las muestras obtenidas en estos estudios: geoquímica de rocas y crudos, bioestratigrafía, petrografía, petrofísica, historia térmica (AFTA), estratigrafía de isótopos estables y estudios radiométricos. El estado de estos proyectos es el siguiente:

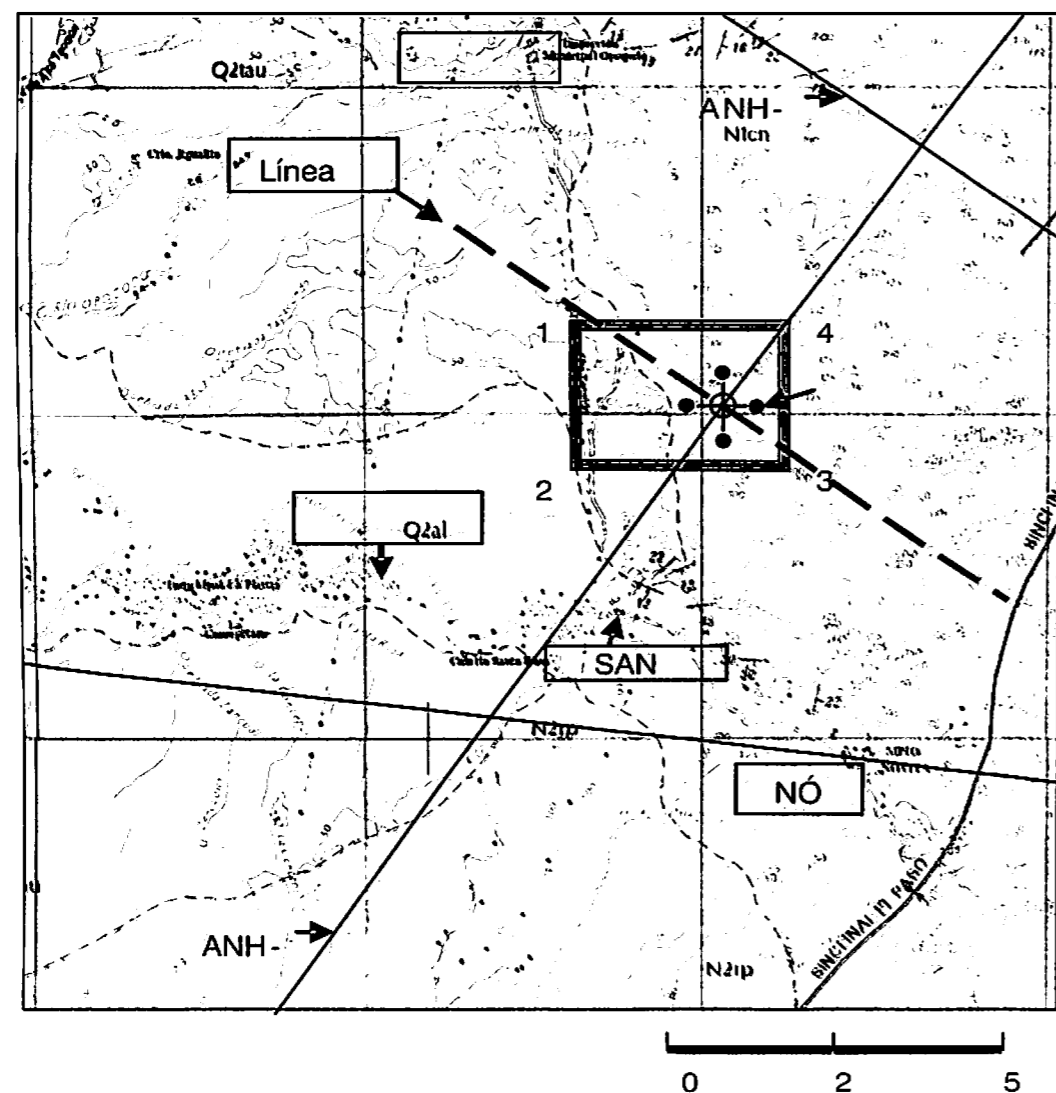
- Perforación y recuperación de núcleos de pozos someros (tipo slim hole) ANH-1E, en la cuenca del Sinú - San Jacinto. En el 2007 la ANH contrató, por medio de un proceso de selección objetiva, a una de las firmas especializadas en la materia, teniendo en cuenta los resultados de los trabajos realizados por PETRODATA (2000) para ECOPEL S.A., los cuales consideraron que la principal roca generadora es la formación Cansona de edad Cretácea. Sin embargo, existe poca información relativa a su capacidad de generación de hidrocarburos.

Así mismo, la firma GEOANDES (2000) señaló que la formación San Cayetano (Paleoceno) podía considerarse como roca almacén en este sector. GEOANDES también sugirió seguir en el subsuelo la continuidad lateral de dichas unidades, para identificar las áreas con mayor potencial de acumulación de hidrocarburos, dado que estos afloramientos corresponden a una de las zonas donde las rocas del Paleoceno presentan las mejores características como reservorio. De acuerdo con estos conceptos se propuso un programa de perforación y recuperación de núcleos de pozos someros corazonados (o tipo slim holes).

La empresa LT Geoperforaciones y Minería LTDA., ha perforado 2 pozos de 450 y 500 m de profundidad, cuyos núcleos ya fueron entregados a la Litoteca Nacional. Está en curso la perforación de dos pozos.

- Perforación de un pozo estratigráfico en la cuenca del Chocó (Colombia), con recuperación de muestras (fluidos y rocas) y obtención de registros eléctricos. Con el fin de impulsar el conocimiento del subsuelo en la cuenca del Chocó, la ANH ha considerado necesaria y conveniente la perforación de un pozo estratigráfico que corte la casi totalidad de los sedimentos que componen el sistema petrolífero del sector central de la cuenca. Con este proyecto se pretende obtener, entre otros, un completo conjunto de registros eléctricos, de radiación natural, de imágenes de las paredes del pozo y de las litologías cortadas. Como productos físicos se obtendrán muestras de los fluidos (eventualmente de petróleo y gas), de buena parte de las rocas cortadas por la broca (muestras de zanja), así como núcleos convencionales y de pared, extraídos de las unidades o los intervalos considerados de mayor interés.

GRÁFICA 15. LOCALIZACIÓN DEL LUGAR SELECCIONADO PARA LA PERFORACIÓN DEL POZO ESTRATIGRÁFICO CHOCÓ



En colores: unidades geológicas. El rectángulo rojo representa el área donde se debe tramitar la licencia ambiental.
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

- Estudio de los núcleos y registros obtenidos de los pozos someros ("slim holes") en la cuenca Sinú-San Jacinto. Este trabajo tiene por objeto realizar un estudio litoestratigráfico (descripción e interpretación de núcleos y registros), bioestratigráfico (polen, dinoflagelados, foraminíferos, nanofósiles calcáreos), cronoestratigráfico (radiométrico K/Ar, Ar/Ar o huellas de fisión), petrográfico (composición & textura), petrofísico (permeabilidad & porosidad) y geoquímico (contenido y calidad de la materia orgánica) de los núcleos obtenidos por la ANH en los pozos someros (slim-holes) de la cuenca de Sinú - San Jacinto.

El estudio detallado y multidisciplinario de estas muestras de roca, permitirá obtener un conocimiento más preciso de la edad de las unidades sedimentarias, las características geoquímicas de las rocas generadoras y las propiedades geofísicas de los posibles reservorios, todo ello con el objeto de disminuir el riesgo exploratorio en el área y atraer la atención de posibles inversionistas.

2.2.3.5 Estudios Integrados

Estos estudios son el resultado de la agrupación de uno o varios de los métodos anteriormente descritos, con miras a obtener un mayor conocimiento de los sistemas petrolíferos, por ejemplo:

- Estudios integrados de sísmica, geoquímica y petrofísica con el fin de calcular reservas.
- Interpretación de imágenes sísmicas utilizando pozos.
- Registros eléctricos.
- Datos bioestratigráficos.
- Atlas de integración (geoquímicos, geofísicos, petrográficos y bioestratigráficos).

Con estos estudios se pueden establecer mapas de leads y plays y hacer estimaciones de reservas de hidrocarburos que servirán para la promoción y comercialización de áreas. Los proyectos que se están desarrollando son:

- Inventario, interpretación y evaluación integral de la información geológica, geofísica y geoquímica adquirida por la ANH en la cuenca Sinú – San Jacinto. Este proyecto se adelantó mediante contrato firmado entre la ANH y la Universidad de Caldas en busca de elaborar modelos del sistema petrolífero, la identificación de plays exploratorios y la estimación del recurso potencial en la cuenca. Esta información es importante para la promoción de áreas durante la Ronda Colombia 2008.
- Inventario, interpretación y evaluación integral de la información geológica, geofísica y geoquímica adquirida por la ANH en el área de Soápage – cuenca Cordillera Oriental. Este proyecto se adelantó mediante contrato firmado entre la ANH y la Universidad Nacional de Colombia en busca de elaborar modelos del sistema petrolífero, la identificación de plays exploratorios y la estimación del recurso potencial en el área de influencia. Esta información se orienta a fortalecer la actividad de promoción durante la Ronda Colombia 2008.
- Inventario, interpretación y evaluación integral de la información geológica, geofísica y geoquímica adquirida por la ANH en la cuenca Cesar – Ranchería. Este proyecto se adelantó mediante contrato firmado entre la ANH y la Universidad Industrial de Santander, en busca de elaborar modelos del sistema petrolífero, la identificación de plays exploratorios y la estimación del recurso potencial en toda la cuenca. Esta información se orienta a fortalecer la actividad de promoción durante la Ronda Colombia 2008.
- Inventario, interpretación y evaluación integral de la información geológica, geofísica y geoquímica adquirida por la ANH en la cuenca Chocó, área Buenaventura - San Juan – Istmina – Condoto. Este proyecto se adelantó mediante contrato firmado entre la ANH y la Universidad EAFIT en busca de elaborar modelos del sistema petrolífero, la identificación de plays exploratorios y la estimación del recurso potencial en el área de influencia. Esta información servirá de apoyo promocional durante la Ronda Colombia 2009.
- Inventario y evaluación de la información micropaleontológica de las cuencas de Colombia. Se firmó un contrato interinstitucional entre la ANH y el Smithsonian Institute for Tropical Research (STRI), para hacer una evaluación precisa de los estudios micropaleontológicos con que cuenta el país, especialmente los que han suministrado las distintas compañías petroleras, y que actualmente reposan en el EPIS.

Este inventario y evaluación contempla la integración e interpretación de los datos micropaleontológicos de las cuencas sedimentarias de Colombia, con el fin de evaluar la cantidad y calidad de la información existente y hacer un diagnóstico de la áreas que deben ser estudiadas con mayor detalle en el futuro.

Esta información ayudará a diseñar proyectos que permitan aumentar la resolución de las cartas de distribución bioestratigráfica del país. De esta manera, la ANH puede planificar la elaboración de una herramienta que disminuya riesgos exploratorios e incremente el interés de invertir en cuencas sedimentarias aun no muy bien estudiadas o donde la tectónica es compleja (ej. los piedemontes).

2.2.4 GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN

El Banco de Información Petrolera, BIP, es el encargado de administrar la información técnica de exploración y producción del país, siendo la única fuente oficial de la misma. El BIP está conformado por la Cintoteca Nelson Rodríguez Pinilla, donde se almacenan los medios físicos de información, ubicada en el terminal Mansilla de ECOPEL S.A. en Facatativá y por el centro de cómputo y las oficinas administrativas y operativas ubicadas en la ciudad de Bogotá.

El Banco de Información Petrolera cuenta con más de 1.600.000 unidades de información digital representados en 890.000 unidades físicas.

La Litoteca Nacional de Colombia es el centro de información e investigación en ciencias de la tierra que administra y preserva las colecciones de muestras de roca del país y promueve su estudio sistemático orientado a la exploración y aprovechamiento sostenible de los recursos minero energéticos y a la investigación de los procesos geológicos naturales. Sus colecciones comprenden:

- Colección de corazones de 1.483 pozos perforados (145.053 pies).
- Ripios de 4.883 pozos (3.983.322 unidades).
- 232 pozos con 4.927 corazones de pared (SWC).
- 66.798 muestras de roca de afloramiento.
- 7.187 secciones delgadas.
- 9.300 placas palinológicas.
- 4.350 placas de foraminíferos.
- 13.003 plugs tomados de corazones y muestras de afloramiento.

La administración de la Litoteca se lleva a cabo mediante un convenio celebrado entre la ANH y ECOPEL S.A., por medio del cual se definen las actividades que corresponden a cada parte. La administración y operación la realiza ECOPEL S.A. y la ANH suministra los recursos financieros correspondientes y realiza la supervisión.

Los objetivos principales con respecto a la administración del Banco de Información Petrolera y la Litoteca Nacional para el año 2007, tenían como principal meta continuar con la prestación de los servicios de suministro y consulta de información a las compañías de E&P bajo las mejores prácticas operacionales y administrativas, así como realizar la verificación de la totalidad de la información recibida al año y su respectiva carga en las bases de datos.

Entre los logros más importantes en el 2007, están los contratos resultantes de los procesos para contratar la administración del Banco de Información Petrolera y del centro de cómputo principal y alternativo del mismo.

2.2.4.1 Nuevo Modelo de Contratación BIP

El contrato con el cual se administraba el Banco de Información Petrolera hasta el 30 de noviembre de 2007, incluyó tres ítems básicos en su alcance: recepción, verificación y carga de la información que las compañías operadoras debían entregar a la ANH; suministro de información a los usuarios para proyectos de exploración e inversión, incluyendo programación de data rooms; y el mantenimiento y administración del centro de cómputo y toda la infraestructura de hardware y software del BIP.

Como parte de la fase de planeación adelantada por la entidad para mejorar la prestación de los servicios se diseñó un nuevo modelo operacional, de negocios, y por lo tanto contractual, que permitirá hacer más

eficiente la administración y operación del BIP. Como soporte de estas opciones la ANH contrató y finalizó los siguientes estudios: "Mapa de datos técnicos de E&P que deben estar contenidos e integrados en línea en el BIP", "Diagnóstico de procesos actuales, recomendaciones para su mejora y evaluación de estrategias para el Banco de Información Petrolera", "Propuesta para Nuevo Modelo de Negocios del BIP e Integración con un modelo de gestión de conocimiento" y "Términos de referencia técnicos para contratar los servicios del BIP, de acuerdo con la nueva visión", los cuales se convirtieron en insumo principal de la nueva contratación de la administración del Banco de Información Petrolera.

El nuevo esquema de contratación definió que se debían ejecutar tres contratos, que reunieran todas las actividades contempladas en el anterior contrato: operación de los servicios básicos, servicio de centro de cómputo principal y alternativo y suministro y/o desarrollo de software especializado para el manejo de datos de exploración y producción.

La implementación de este nuevo esquema se inició con los procesos de selección ST-IP-004: "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; administración e implementación de software y medios físicos en el Banco de Información Petrolera" y ST-IP-007: "Contratar los servicios de comunicaciones y diseño, implementación y operación del centro de cómputo principal y alternativo para el funcionamiento del Banco de Información Petrolera de la Agencia Nacional de Hidrocarburos". El primero tiene como propósito fundamental realizar la operación y prestación de servicios básicos, en el cual se encargó al contratista la obligación contractual de mejorar la calidad del 100% de los registros de las bases de datos del EPIS; y el segundo tiene como propósito el manejo del centro de cómputo principal y alternativo donde se almacena toda la información digital del BIP.

Dentro de estas nuevas contrataciones se generó una fase especial llamada Plan de Transición, que tenía como objetivo primordial coordinar las actividades relacionadas con el empalme entre los contratos de operación del BIP; es decir, del Contrato AEX-033-03, con el cual se operó el BIP entre los años 2004 a 2007 y los nuevos contratos diseñados por la ANH, junto con las correspondientes interventorías y otras actividades como traslado de hardware, configuración de equipos y acompañamiento técnico. Esta labor de coordinación permitió que el proceso de empalme se diera de manera transparente.

El desarrollo del nuevo modelo incluyó la opción de adquirir una nueva plataforma tecnológica y software, mediante un proceso de selección independiente de la operación básica y del manejo del centro de cómputo principal y alternativo.

Con el objetivo de conocer experiencias de otros países en el desarrollo y operación de software de bancos de información petrolera, se realizó un taller de transferencia de tecnología con la compañía Kadme AS, de Noruega, quien asesora a diferentes países y conoce los desarrollos actuales tanto de casas productoras como de software de código abierto que se están utilizando en el mundo.

El resultado del taller, junto con los análisis realizados por la subdirección técnica, definió la necesidad de realizar un proyecto para cambiar el "Front - End" del EPIS con el fin de divulgar y promover la información técnica de E&P contenida en el BIP. El esquema bajo el cual se definió cambiar este componente del sistema es el de desarrollos de código abierto, previo un análisis de requerimientos y del modelo de negocios del BIP y con base en la estrategia de promoción diseñada por la ANH.

2.2.4.2 Información Cargada en el EPIS

Con base en los compromisos que las compañías tienen dentro de los diferentes esquemas contractuales vigentes en Colombia, durante el 2007 en el EPIS fueron cargados 5.523 Km de sísmica de campo equivalentes (25 programas sísmicos 2D y 2 programas 3D), 32.662 Km equivalentes de sísmica de proceso (279 programas sísmicos 2D y 6 programas 3D), información de 219 pozos y 2.550 documentos y mapas.

En el primer semestre de 2008 en el EPIS fueron cargados 988 Km de sísmica de campo equivalentes (4 programas sísmicos 2D y 5 programas 3D), 5.686 Km equivalentes de sísmica de proceso (36 programas sísmicos 2D y 7 programas 3D), información de 17 pozos y 848 documentos y mapas.

Esta información se cargó con los más altos estándares de calidad, lo que permite disponer de información totalmente confiable almacenada en bases de datos, que a su vez se convierte en un insumo más para las actividades de E&P en Colombia y garantiza que la subdirección técnica cumpla con su misión de preservar la información técnica y geológica que se adquiere en el país.

Durante el 2007 en total se cargaron 13.371 nuevos archivos en las bases de datos, lo que representa un crecimiento del 1,7% de las bases de EPIS. Igualmente se recibieron 15.956 nuevos medios físicos, que incluyen cintas, documentos, secciones sísmicas en papel, mapas y registros eléctricos, entre otros, que fueron almacenados en la Cintoteca NRP y que representa un crecimiento del 2.07% en los medios almacenados.

Durante el primer trimestre de 2008 se cargaron 6.908 nuevos archivos en las bases de datos, lo que representa un crecimiento del 0.6% de las bases de EPIS. Igualmente se recibieron 5.055 nuevos medios físicos, que incluyen cintas, documentos, secciones sísmicas en papel, mapas y registros eléctricos, entre otros, que fueron almacenados en la Cintoteca NRP y que representa un crecimiento del 0.59% en los medios almacenados.

A continuación se presenta una síntesis de la distribución de información cargada en el EPIS durante el 2007, por cada modalidad contractual vigente en Colombia.

TABLA 1. RESUMEN INFORMACIÓN RECIBIDA POR CONTRATOS EN EL 2007

ITEMS		CONTRATOS		KM
SÍSMICA 2D CAMPO	25	ECOPETROL	6	1.804
		ANH	19	3.033
SÍSMICA 3D CAMPO	4	ECOPETROL	0	
		ANH E&P	4	404
SÍSMICA 2D PROCESO	291	ECOPETROL	47	6.555
		ANH	244	25.393
SÍSMICA 3D PROCESO	6	ECOPETROL	0	0
		ANH E&P	6	420

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

2.2.4.3 Suministro de Información

Durante el 2007 se suministró información de 52.281 Km de sísmica 2D de campo y 170.906 Km de sísmica 2D de proceso a los usuarios del Banco de Información Petrolera. Se atendió información de 732 pozos. Se suministraron 32.004 unidades de información entre documentos y mapas, y se atendieron 223 sesiones de Dataroom (sala de visualización de información de exploración y producción), para un promedio de 18 sesiones mensuales.

Durante el primer trimestre de 2008 se suministró información de 3.066 Km de sísmica 2D de campo y 12.042 Km de sísmica 2D de proceso a los usuarios del Banco de Información Petrolera. Se atendió información de 251 pozos. Se suministraron 1.219 unidades de información entre documentos y mapas, y se atendieron 33 sesiones de Dataroom (sala de visualización de información de exploración y producción).

Estos volúmenes suministrados fueron el principal aporte por parte del Banco de Información Petrolera a las actividades de exploración de hidrocarburos en Colombia para el 2007 y el primer trimestre de 2008.

Las cuencas de mayor demanda de información fueron: Valle Medio del Magdalena, Llanos, Putumayo, Caribe Offshore, Cordillera, Valle Superior e Inferior del Magdalena y Catatumbo.

Las compañías que mayor número de solicitudes realizaron fueron: Hocol S.A., Nexen Petroleum Colombia Limited, Petrobras Colombia Ltd., ECOPETROL S.A., Emerald Energy PLC Colombia, Cepcolsa, Petrotesting Colombia S.A., Repsol Exploración Colombia S.A., entre otras.

2.2.5 PROMOCIÓN

La Agencia Nacional de Hidrocarburos, 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: "Divulgación y Promoción de los recursos Hidrocarburíferos Colombianos", adelantando en el 2007 diferentes actividades.

2.2.5.1 Fase de Divulgación

El programa de divulgación, que tiene como objetivo dar a conocer y posicionar el país como destino de inversión, la ANH y el sector petrolero, está orientado al logro de 20.000 contactos pasivos y llegar a influenciadores y multiplicadores.

2.2.5.1.1 Presencia en Medios Internacionales

En el 2007, la ANH lanzó una campaña publicitaria donde principalmente se promocionó la imagen de Colombia, posicionándola como un país propicio para la inversión extranjera con la ANH como interlocutor. Esta campaña fue planeada estratégicamente con el lanzamiento de la Ronda Caribe, donde se buscó aprovechar los resultados exitosos y reforzar la imagen de Colombia y la ANH en el mundo, a través de testimoniales y de una nueva imagen fresca y renovada.

Por tal razón, se promocionó en importantes medios como: Upstream, Petroleum Economist, Petroguía, Oil & Gas Journal, Oil & Gas Investor, The Economist y Financial Times. La decisión de contar con estos medios se analizó durante 4 años, estudiando exactamente a su público objetivo y los niveles de impacto que generan.

Por otra parte, durante los primeros meses del presente año, se lanzó una campaña que promocionó el evento "III Colombia Oil & Gas Investment Conference".

2.2.5.1.2 Publicaciones

Como apoyo para la realización de las distintas actividades del plan de promoción, se definió como una herramienta fundamental contar con material impreso. En este punto se desarrollaron diversas publicaciones, impresión de folletos, afiches, volantes, cartillas, plegables y carpetas, entre otros.

De esta manera se dio a conocer al público de una manera atractiva, impactante y profesional, la información técnica y geológica del país, los nuevos esquemas contractuales, las áreas hidrocarburíferas del país y la información más relevante sobre los factores a tener en cuenta para el desarrollo de negocios de E&P en Colombia. Con esta estrategia se lograron establecer contactos importantes para el futuro desarrollo del sector, y se adelantó una campaña de posicionamiento y recordación de la ANH.

Las principales publicaciones estuvieron direccionadas al apoyo de los siguientes eventos: Institucional, Ronda Caribe, Crudos Pesados, Mini Rondas, nominación de áreas y el III Oil & Gas Investment Conference.

2.2.5.2 Fase de Activación de Contactos

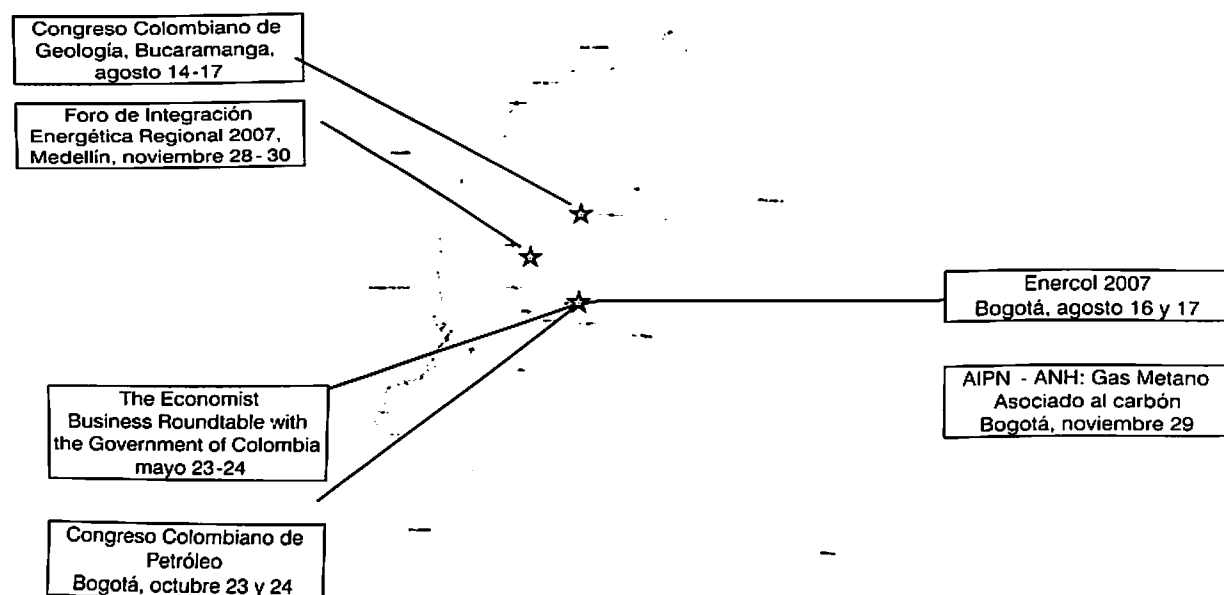
Durante esta fase se busca generar oportunidades para que el mercado objetivo se informe sobre el país como destino de inversión, la ANH y el sector petrolero.

Esta fase tiene como objetivo acercar 2.000 contactos activos y el desarrollo de actividades en los eventos petroleros a nivel mundial, los cuales se seleccionan de una larga lista que se estudia año tras año. La presencia con stands institucionales que brinden información comercial y técnica, y la búsqueda de oportunidades de dictar charlas o conferencias, son puntos fundamentales en la consecución de las metas propuestas.

2.2.5.3 Fase de Promoción de Visitas

El objetivo de esta fase es incentivar la visita a Colombia logrando 200 visitas entre multiplicadores y posibles inversionistas. Las actividades que se desarrollan en esta fase comprenden el apoyo de la ANH en eventos que cumplan con este objetivo, así como también la organización de la ANH de eventos en Colombia.

**GRÁFICA 16. EVENTOS DE PROMOCIÓN
2007-2008**



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

El III Oil & Gas realizado durante el mes de febrero, reunió a 1800 personas en Colombia, siendo los principales asistentes empresas de Estados Unidos, Europa y Canadá. Los resultados obtenidos fueron satisfactorios y permitieron despertar un gran interés por la información de la Ronda Colombia, situación que se evidenció en la posterior realización de los eventos "Road Shows".

Durante marzo de 2008, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, participó en la feria ambiental FIMA, donde el propósito fue difundir los proyectos y la Política Socio Ambiental adoptada mediante la Resolución 012 de 2007, para esto la ANH unió esfuerzos con el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, en búsqueda de la promoción y posicionamiento del sector de los hidrocarburos de Colombia, como una industria responsable con el medio ambiente y promotora de la protección de los derechos humanos de las comunidades.

En este mismo mes, la ANH participó en una reunión con la comunidad en Paz de Ariporo, donde socializó los diferentes proyectos hidrocarburíferos en todo el país y respondió a varias solicitudes hechas por las comunidades asentadas en las áreas de influencia de los proyectos hidrocarburíferos en el departamento del Casanare.

La reunión tuvo como dos objetivos principales:

- Informar a las autoridades regionales, locales y a las comunidades del departamento del Casanare sobre las actividades hidrocarburíferas que actualmente se están desarrollando.
- Aclarar las inquietudes de las comunidades, por las diferentes entidades competentes del Gobierno, respecto a las obligaciones de las empresas operadoras, el alcance de las licencias ambientales y la inversión social en el desarrollo de los proyectos de hidrocarburos.

2.2.5.4 Fase de Asistencia al Inversionista

El objetivo de esta fase es ofrecer más posibilidades de información al inversionista mediante el desarrollo de rondas licitatorias. En el 2007 se realizó con un exitoso resultado la Ronda Caribe.

Para la promoción de la ronda se realizaron road shows en Bogotá, Houston, Londres, Singapur y Calgary y varios eventos adicionales aprovechando la participación de la ANH en escenarios internacionales.

Durante el desarrollo de esta fase se contó con la empresa consultora Gaffney & Cline, quien asesoró a la ANH en las diferentes fases de la ronda, arrojando como resultado nueve contratos adjudicados y dos empresas nuevas en Colombia: ONGC y Hess.

Finalmente, en el 2008 se inició la promoción de la Ronda Colombia 2008. Con la intención de promocionar esta ronda se realizaron Road shows en Bogotá, Houston y Londres.

2.2.5.5 Otras Actividades de Apoyo

- Marca país: "Colombia es Pasión": un programa del Gobierno Nacional que la ANH apoyó activamente. El objetivo principal fue atraer efectivamente inversionistas para el sector de hidrocarburos. La estrategia consistió en implementar un mecanismo de comunicaciones a nivel nacional e internacional, dirigido a divulgar la información positiva sobre el país y a generar un sentimiento de pertenencia con el fin de facilitar el camino promocional y llegar más fácilmente al público objetivo de la ANH.

Específicamente se trabajó en conjunto con esta iniciativa para promocionar el evento III Oil & Gas Investment Conference en el exterior. La marca Pasión apoyará a la ANH durante los eventos del 2008.

- En el segundo semestre del año 2007, la compañía Gravitas Comunicaciones fue escogida mediante licitación para asesorar a la ANH en el acompañamiento de actividades de promoción en el tema de comunicaciones. Con esta asesoría se obtuvo un diagnóstico sobre la situación de la ANH en el contexto nacional e internacional, y a partir del mismo se establecieron los lineamientos para desarrollar actividades de promoción con mayor éxito y mejores resultados.

2.2.6 ACTIVIDAD EXPLORATORIA DE ECOPETROL S.A.

ECOPETROL S.A. perforó cinco (5) pozos exploratorios (A-3) en 2007, dos (2) de ellos arrojaron petróleo en superficie.

En el 2007 se consolidaron varios procesos para intensificar la participación de ECOPETROL S.A. en proyectos exploratorios dentro y fuera de Colombia con el fin de aumentar las reservas, diversificar el portafolio y ubicar a la empresa en un nivel competitivo en el mercado petrolero.

Se concretaron 16 nuevos negocios internacionales y se constituyeron dos nuevas filiales: ECOPETROL del Perú y ECOPETROL América Inc. En Perú se sellaron negocios para explorar tres bloques y ejecutar seis TEAS en asocio con las compañías Talisman, Repsol, Petroperú y Petrobras. En Brasil se concretó la participación en seis bloques junto a las compañías Petrobras, Petrogal y Vale Do Rio Doce, y se firmó uno más en el Golfo de México con las compañías Shell y New Field.

Al interior del país, la empresa obtuvo participación en ocho de los 13 bloques exploratorios que hicieron parte de la Ronda Caribe 2007 ofertados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. ECOPETROL S.A. participa con el 100% en dos ellos (bloques 11 y 12), mientras que en los otros seis lo hace a través de consorcios con reconocidas empresas de la industria petrolera: en tres de ellos será el operador.

Se avanzó en la generación de nuevos conceptos exploratorios en los bloques existentes, de los cuales ECOPETROL S.A. participó en 33, 12 en forma directa, y se comercializaron parte de las reservas de Gibraltar y las reservas de Lisama 158 y Guariquies-1.

2.3 RESERVAS

A diciembre 31 de 2007 las reservas probadas de petróleo del país fueron de 1.359 millones de barriles, que aunque son menores en 151 millones de barriles con respecto a las 1.509 reportadas en el año 2007, están soportadas por la disminución de las reservas de ECOPETROL S.A. en el mismo monto, luego de la certificación realizada bajo la metodología SEC.

No obstante, durante el presente año ECOPETROL S.A. viene adelantando un agresivo programa de inversión, que le permitirá adicionar importantes reservas, que dentro del portafolio de la empresa se encontraban en la

categoría de probadas no desarrolladas y probables, las cuales fueron descartadas al momento de la referida certificación bajo la metodología de la SEC.

En cuanto al gas se refiere, las reservas del país a 31 de diciembre de 2007, fueron de 7,219.59 Giga pies cúbicos, mostrando una disminución con respecto a los 7,349 Giga pies cúbicos reportados en el 2006.

2.4 PRODUCCIÓN

Por segundo año consecutivo se continúa con el incremento de la producción de petróleo al alcanzar 531,135.2 barriles promedio día durante el 2007, 3.7 miles de barriles de petróleo por día (kbpd) más que en el año 2006, producto de los altos precios del barril de petróleo, conjuntamente con el esfuerzo de toda la industria por minimizar la curva de declinación e incorporar nuevas reservas en todos los campos.

Adicionalmente, a marzo 31 de 2008 la producción promedio del país alcanzó un pico importante al ubicarse en 561,000 barriles por día, la mayor alcanzada desde el año 2002, cuando se obtuvieron 578,000 barriles por día.

La producción de gas del país para el 2007 fue de 730 millones de pies cúbicos día, 50 millones de pies cúbicos día superior a la reportada en el 2006 de 680 millones de pies cúbicos día; lo anterior, en función de los compromisos comerciales y el incremento de la demanda interna.

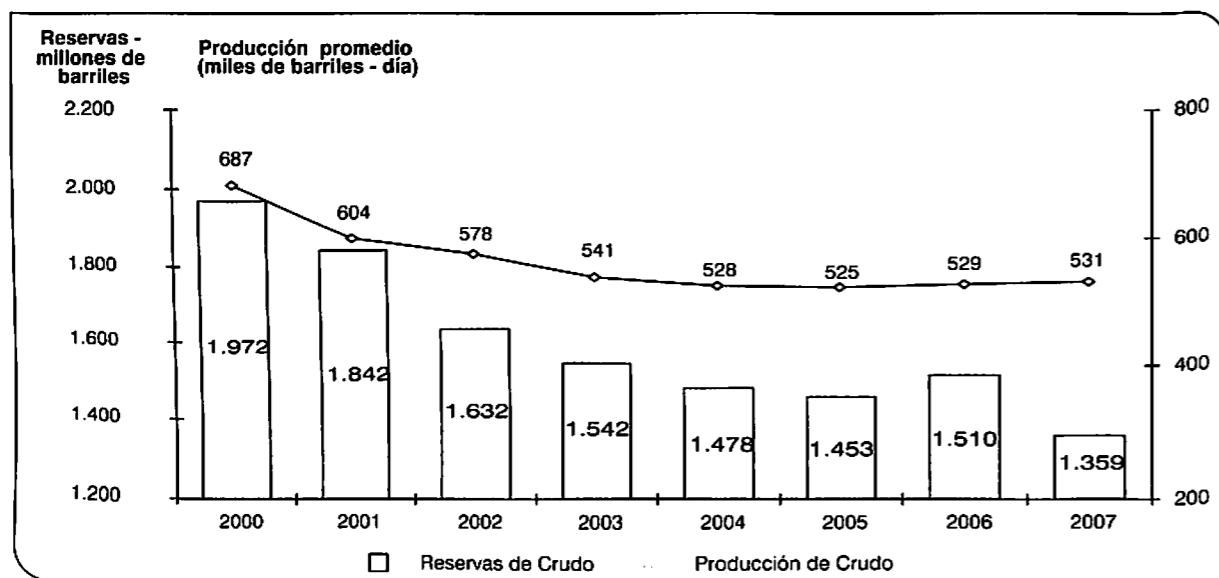
La producción propiedad de ECOPETROL S.A. se ubicó en 399 Kpde, 15 Kbpde por encima de los registrados en 2006, de los cuales 326,6 Kbpde corresponden a crudo y el resto a gas natural. El resultado de este incremento obedece básicamente al desarrollo de los proyectos de crudo pesado en los Llanos Orientales, la optimización de campos maduros y las inversiones realizadas para incrementar el factor de recobro.

El mayor aporte de ECOPETROL S.A., se vio reflejado en sus campos de operación asociada, que presentó un aumento de 10% frente a 2006, al pasar de 159 Kbpd a 175 Kbpd en 2007, principalmente por el buen comportamiento de campos como Rubiales, Nare, Cosecha, Caricare y Caño Limón.

Para el primer trimestre de 2008, ECOPETROL S.A. y sus socios reportaron una producción promedio de 532 Kbpd, 7 Kbpd más que en el 2007, resultado de una mayor producción incremental que ha atenuado la declinación de los campos.

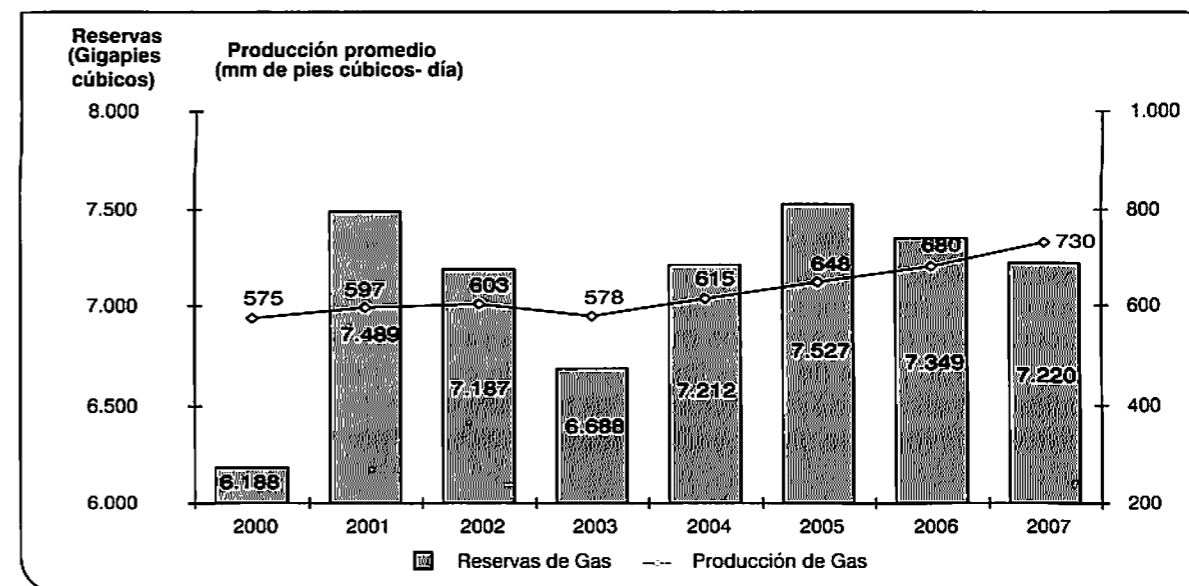
El incremento en la producción propiedad de ECOPETROL S.A. con respecto al 2007 de 20 kbpd, obedeció a los mejores resultados obtenidos en los campos de la operación asociada, al lograr una producción de un 5% más que en 2007, pasando de niveles de 175 kbpd a 183 kbpd en el primer trimestre de 2008, principalmente por el buen comportamiento de campos como Rubiales, Caracara, Nare, Cosecha, Caricare, Caño Limón, entre otros. La producción de los campos de operación directa alcanzó 164 Kbpd, producto de las campañas de perforación en Castilla, Tenay, Tello, La Cira, Casabe y Orito.

GRÁFICA 17. RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO A DICIEMBRE 31 DE 2007



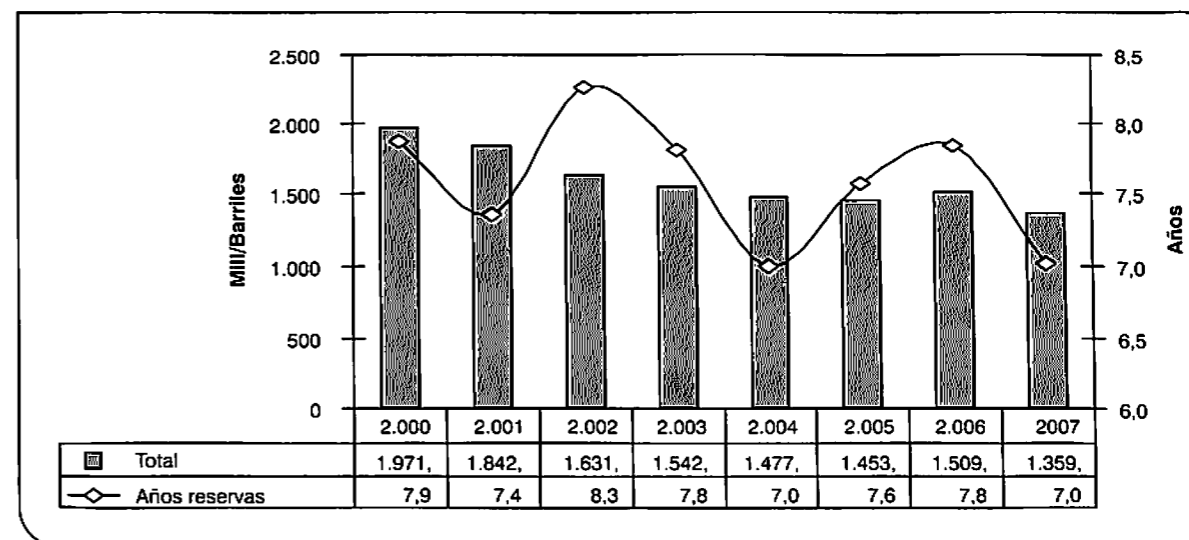
Fuente: Agencian Nacional de Hidrocarburos, ANH.

GRÁFICA 18. RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE GAS A DICIEMBRE 31 DE 2007



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

GRÁFICA 19. RELACIÓN RESERVAS - PRODUCCIÓN - AUTOSUFICIENCIA A DICIEMBRE 31 DE 2007



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

2.4.1 NUEVOS NEGOCIOS

Durante 2007 ECOPETROL S.A. decidió participar como socio en el desarrollo de los campos Caracará Sur A, B y C, ubicados en el departamento del Meta; Centauro Sur en el Casanare, Guariquíes en Santander, Girasol en Antioquia, Boyacá y Santander, con reservas estimadas del orden de 6 MbIs. La empresa tiene como socias a las compañías Hupecol, Ramshorn y Mansarovar Energy Colombia Ltd., respectivamente.

2.4.1.1 Crudos Pesados

La producción de crudos pesados continuó en ascenso en el 2007 y se constituyó en uno de los pilares de crecimiento de ECOPETROL S.A., en donde se destacaron los campos del bloque Cubarral, principalmente Castilla, de operación directa de ECOPETROL S.A.; Nare-Teca, en asociación con la compañía Mansarovar (conformada por Sinopec de China y ONGC de la India) y Rubiales, en asocio con Metapetroleum.

El gran reto del proyecto de crudos pesados es producir 170 Kbpd de estos crudos en una primera etapa hacia el 2011 y contar con un sistema de mejoramiento de crudos hacia el 2013. En el 2007 la producción del país de crudos pesados se cumplió, el promedio esperado era de 95,2 Kbpd y se obtuvo, al cierre del 31 de diciembre, un promedio de 98,7 Kbpd (ECOPETROL S.A. + Socios). En el primer trimestre de 2008 se registró una producción promedio de 123.6 Kbpd, de la cual el 81 % corresponde a ECOPETROL S.A. con 110.1 Kbpd.

En materia de exploración, durante el 2007 la ANH aprobó a SHELL como socio estratégico de ECOPETROL S.A. para trabajar el Bloque Caño Sur y el plan de trabajo de la fase-2. En el primer trimestre de 2008 se adelantaron las actividades de perforación del pozo Hadas 1, en este momento se encuentra en evaluación de pruebas de producción.

En materia de producción, uno de los aspectos más relevantes es la revisión de las reservas y los perfiles de producción de mediano y largo plazo de todos los proyectos de crudos pesados. Actualmente se adelanta la contratación de estudios de yacimientos para actualizar dicha información. Durante el primer trimestre se recibió la actualización del estudio de reservas del proyecto Rubiales realizadas por el socio Metapetroleum.

Así mismo, se adelantan proyectos de facilidades. Este es el caso del proyecto de Desasfaltado, el cual definió que durante el primer trimestre de 2008 la tecnología a utilizar será la desarrollada por ECOPETROL S.A. Actualmente se define la estrategia de negocio del proyecto de generación eléctrica a base de asfaltenos. Además, según lo planeado se adelantan los proyectos de construcción de facilidades de producción en las instalaciones de Castilla 2 y Acacias 1.

2.4.1.2 Campos Maduros

Estos son algunos de los principales resultados de producción de crudo durante 2007:

- Yarigüí: a diciembre la producción de crudo fue de 13,3 Kbpd. Mediante la perforación de 11 pozos productores, dos pozos inyectores, el completado de seis pozos productores de la vigencia anterior y el fracturamiento hidráulico de cinco pozos, se lograron reservas adicionales de 7,12 Mbls. El presupuesto total de inversiones a diciembre 31 fue de US\$73 millones (\$152 millardos).
- Tenay: localizado en el departamento del Huila, este campo incrementó su producción en más del 59% mediante la perforación de dos pozos de desarrollo que le permitieron producir 1,17 Kbpd. Se invirtieron US\$ 16,7 millones (\$34 millardos).
- La Cira - Infantas (Alianza Oxy - ECOPETROL S.A.): La producción alcanzó 13,3 Kbpd en diciembre, que corresponde a un incremento de ECOPETROL S.A. del 61%. Se perforaron 60 pozos (14 inyectores y 46 productores), se hicieron 431 trabajos de varilleo y otros 182 de reacondicionamiento, lo que permitió aumentar las reservas en 10,6 Mbls. Las inversiones ascendieron a US\$88 millones (\$182,8 millardos).
- Casabe (Alianza ECOPETROL S.A. - Schlumberger): En el 2007 se perforaron 31 pozos y se realizaron 214 trabajos de reacondicionamiento, esta dinámica permitió incrementar la producción a 8,9 Kbpd e incorporar reservas por 7,9 Mbls. El presupuesto total de inversiones fue de US\$54 millones (\$113 millardos).
- Lisama - Nutria - Tesoro: se cumplió con la perforación y el completamiento de nueve pozos de desarrollo y 13 trabajos de workover, lo que permitió obtener reservas adicionales de 2,35 Mbls. La producción cerró en 4,4 Kbpd. El presupuesto ascendió a US\$47 millones (\$97,8 millardos).
- Llanito - Gala - Galán: se perforaron 14 pozos de desarrollo y se realizaron 17 trabajos de workover, que permitieron adicionar 5,45 Mbls de reservas. La producción pasó de 3,9 Kbpd en enero a 5 Kbpd en diciembre. El presupuesto fue de US\$55 millones (\$115 millardos).

Los esfuerzos por incrementar la producción demandaron inversiones por US\$ 3.115 millones en los últimos cinco años. En 2007 alcanzaron los US\$1.157 millones.

- Cusiana - Cupiagua - Floreña y Pauto: localizados en el departamento de Casanare, estos campos operados por BP en asocio con ECOPETROL S.A. produjeron 94,2 Kbpd en 2007. Se invirtieron US\$104,1 millones en la perforación de dos pozos de desarrollo y trabajos de reacondicionamiento.

- Caño Limón - Caño Yarumal - otros: estos campos pertenecientes a la Asociación Cravo Norte tuvieron una inversión cercana a los US\$92 millones (participación ECOPETROL S.A.). Durante 2007 se realizaron 41 pozos de desarrollo y 63 trabajos de reacondicionamiento que ayudaron a mitigar la alta curva de declinación del campo.
- Campo Jiba - Campo Araguato: Estos campos pertenecientes a la Asociación Chipirón tuvieron una inversión cercana a US\$8,6 millones (30% participación ECOPETROL S.A.). En 2007 se perforó un pozo en el campo Jiba y se construyó una línea de transferencia hacia Caño Limón.
- Tibú: en 2007 se revisó el Plan de Desarrollo del campo que contempla tres fases. En la Fase I del proyecto, que arrancó en junio de 2007, se iniciaron el levantamiento de la línea base socio-ambiental, el proceso licitatorio para realizar sísmica 3D, la evaluación de los sectores a intervenir para la inyección de agua y la intervención de pozos mediante trabajos de reacondicionamiento.
- Guandó: con una inversión de US\$46,9 millones (propiedad de ECOPETROL S.A.) se perforaron 34 pozos, de los cuales 33 entraron en producción en lo corrido del año, lo que permitió aumentar la producción en 6.400 Bpd y producir en todo el año 2,4 Mbls.
- Caricare: este campo perteneciente a la Asociación Rondón tuvo inversiones cercanas a los US\$49 millones (\$101 millardos). Durante 2007 se realizó una sísmica 3D, se perforaron cuatro pozos de desarrollo y dos pozos inyectores; así mismo se adelantó la construcción de facilidades de superficie.
- Cosecha A, Terecay (Cosecha G) y Canagüey (Cosecha): campos pertenecientes a la Asociación Cosecha en los que se invirtieron US\$29 millones (30% participación ECOPETROL S.A.). Durante 2007 se realizó sísmica 3D y se perforaron tres pozos de desarrollo.

2.4.2 SEGUIMIENTO CONTRATOS DE E&P (ANH)

Durante el 2007, la producción total proveniente de contratos E&P suscritos por la ANH fue de 2.219.636 barriles de aceite provenientes de las cuencas Llanos Orientales, Putumayo y Cordillera Oriental. En lo que a gas se refiere, la producción del 2007 alcanzó los 280 millones de pies cúbicos (MMPC) provenientes del Valle Inferior del Magdalena, que corresponden a 49.123 BPE (barriles de petróleo equivalente).

Durante el primer trimestre de 2008, la producción fue de 1.286.717 barriles de petróleo (BP) y 2.979 millones de pies cúbicos de gas (MMPC), este incremento se debió a la entrada en producción del campo La Creciente.

2.4.2.1 Aviso de Descubrimiento

Durante la vigencia del 2007, se presentaron 17 avisos de descubrimiento según la siguiente tabla:

TABLA 2. AVISOS DESCUBRIMIENTO AÑO 2007

	CONTRATO	POZOS
1	CORCEL	CORCEL-1 (A-3)
2	CABIONA	CABIONA-4 (A-3)
3	CABIONA	CABIONA-8 (A-3)
4	LA CRECIENTE	LA CRECIENTE-1 (A-3)
5	MORICHE	MAURITIA N-1 (A-3)
6	JOROPO	OJO DE TIGRE-2ST (A-3)
7	GUARROJO	OCELOTE-1 (A-3)
8	CUBIRO	ARAUCO-1 (A-3)
9	DOROTEA	DOROTEA-B2 (A-3)
10	LEONA	LEONA A-1 (A-3)
11	CRAVO VIEJO	BASTIDAS-1 (A-3)
12	CRAVO VIEJO	MATEMARRANO-1 (A-3)
13	CRAVO VIEJO	CARRIZALES-1 (A-3)
14	CHAZA	COSTAYACO-1 (A-3)
15	LA LOMA	CAPORO-1 (A-3)
16	CARBONERA	CERRO GORDO-1 (REENTRY)
17	PLATANILLO	ALEA-1 (REENTRY)

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. ANH.

En enero de 2008 se recibió aviso de descubrimiento del pozo Tres Curvas-1, contrato E&P Catguas y en marzo el respectivo Programa de Evaluación. En febrero se recibió el aviso de descubrimiento del pozo Conga-1, contrato E&P Las Águilas.

En el año 2007 los operadores declararon la comercialidad de 3 campos:

TABLA 3. DECLARACIONES DE COMERCIALIDAD

CONTRATO	OPERADOR	DECLARACION DE COMERCIALIDAD	POZOS	RESERVAS (MMBPE)
YAMU	WINCHESTER OIL AND GAS S.A.	02-abr-07	CARUPANA-1 (REENTRY) CARUPANA-2 (A-1) CARUPANA-3 (A-1)	1,9
LOS HATOS	HARKEN DE COLOMBIA LTD	24-may-07	LOS HATOS-1 (A-3)	0,21
RIO VERDE	HARKEN DE COLOMBIA LTD	07-sep-07	TILODIRAN-2 (A-3)	1,65

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

El 4 de enero de 2008 Montecz S.A. declaró la comercialidad del campo Careto, contrato E&P Cubiro, en el cual han sido perforados los pozos Careto-1 (A3) y Careto-2 (A2), con unas reservas probadas del orden de 0,99 MMBPE.

2.4.2.2 Derechos Económicos por Producción

En enero de 2007 se realizó la actualización del índice de precios al productor de Estados Unidos, con el fin de realizar el respectivo ajuste a la fórmula de cálculo de derechos económicos por producción, generados durante el primer semestre del año.

Por otra parte, en enero de 2008 se realizó la actualización correspondiente del factor utilizado para el cálculo de derechos económicos por uso del subsuelo en áreas de evaluación y explotación, quedando en: 0,1119 US\$/BBL para petróleo y en 0,01119 US\$/KPC para gas natural. El valor cobrado por este concepto, correspondiente a la producción de 2007 fue de US\$189.803.

2.4.2.3 Áreas de Operación Directa

Sobre las áreas en explotación de operación directa de ECOPEPETROL S.A., durante el 2007 se celebraron 40 convenios. El 21 de febrero de 2008 se suscribieron los convenios de producción Cicuco - Boquete, Playón, Quebrada Roja, Sogamoso y Toca. Asimismo, el 18 de enero de 2008 se recibió aviso de descubrimiento del pozo Tenax-1 del convenio de Exploración y Explotación Cuisinde y el 17 de enero de 2008 ECOPEPETROL S.A. declaró la comercialidad del campo Gibraltar, Convenio de exploración y explotación Sirirí.

2.5 CONCESIÓN TELLO

Como resultado de las revisiones conjuntas con ECOPEPETROL S.A. para la elaboración del contrato de operación del campo Tello, surgió el memorando de entendimiento del 5 de septiembre de 2005, documento que 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 13 de febrero de 2006, día de la reversión, se firmó el segundo acuerdo previo de términos y condiciones básicas entre la ANH y ECOPEPETROL S.A., en el que se determinó que ECOPEPETROL S.A. actuaría como operador de los campos comerciales Tello y la Jagua y sin perjuicio de lo anterior, se continuaría la negociación de un esquema definitivo contractual.

Así las cosas, el tercer acuerdo que se firmó el 26 de julio de 2006, autorizando a la administración a iniciar una negociación que tendiera a la enajenación a ECOPEPETROL S.A. de los activos y derechos de producción provenientes de la reversión de la concesión Tello, lo que implicó ampliar la vigencia del memorando de entendimiento hasta el 30 de octubre de 2006.

Con el fin de ampliar la vigencia del acuerdo, se firmaron el cuarto, quinto y sexto acuerdo, este último con una vigencia hasta el 31 de enero de 2007, períodos en los cuales se continuó con la evaluación por parte de la ANH de la propuesta de ECOPEPETROL S.A. para la enajenación de los activos. Posteriormente, se firmó el séptimo acuerdo el 31 de enero de 2007 con una vigencia hasta el 30 de marzo de 2007 y el octavo acuerdo, el 30 de marzo de 2007, vigente hasta el 16 de abril de 2007 o antes si se definían los términos del acuerdo y se obtenían las autorizaciones requeridas.

Finalmente, el 13 de abril de 2007, se firmó el contrato de Exploración y Explotación de hidrocarburos campos Tello y La Jagua, cuyo objeto es: otorgar por parte de la ANH a ECOPEPETROL S.A. " (...) el derecho exclusivo para explorar el área contratada y explotar los hidrocarburos de propiedad del estado que allí se encuentren y transfiere la titularidad de los activos asociados a los campos Tello y La Jagua" identificados en el anexo 3 del contrato; el término de duración de este contrato será desde la fecha efectiva hasta el agotamiento económico de los campos comerciales o hasta que ECOPEPETROL S.A. devuelva la totalidad de las áreas, lo que primero suceda.

2.5.1 PRODUCCIÓN CAMPO TELLO - LA JAGUA

La producción promedio diaria alcanzada para el año 2007 fue de 7.734.7 BPPD.

TABLA 4. PROMEDIO DIARIO DE PRODUCCIÓN MES A MES DE ENERO DE 2007 HASTA MARZO DE 2008

Mes	Producción BOPD
Enero 07	8.134
Febrero 07	8.405
Marzo 07	8.052
Abril 07	7.952
Mayo 07	7.931
Junio 07	7.462
Julio 07	7.736
Agosto 07	7.572
Septiembre 07	7.454
Octubre 07	7.247
Noviembre 07	7.279
Diciembre 07	7.356
Enero 08	7.118
Febrero 08	6.891
Marzo 08	6.269

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

2.5.2 REGALÍAS CAMPO TELLO

Las regalías para el campo Tello - La Jagua hasta la curva básica de producción son del 26,5% y sobre la incremental son del 8%. Para la producción total del año 2007 (2.814.618 barriles de petróleo), el volumen de regalías fue de 703.654 barriles de crudo. En el primer trimestre de 2008 la producción fue de 614.824 barriles y el volumen correspondiente a regalías es de 140.257 barriles de petróleo.

3. REGALÍAS

A partir de la Ley 1118 de 2006, por la cual se modifica la naturaleza jurídica de ECOPEPETROL S.A. y se dictan otras disposiciones¹, la función de recaudo y comercialización de las regalías por la explotación de hidrocarburos corresponde a la ANH, conforme a lo dispuesto en el numeral 10 del artículo 5 del Decreto 1760 de 2003.

Para cumplir con estas nuevas funciones, la agencia suscribió con ECOPEPETROL S.A. un convenio interadministrativo de colaboración para el recaudo de las regalías, en desarrollo del cual los volúmenes de producción recaudados fueron comercializados directamente con ECOPEPETROL S.A.

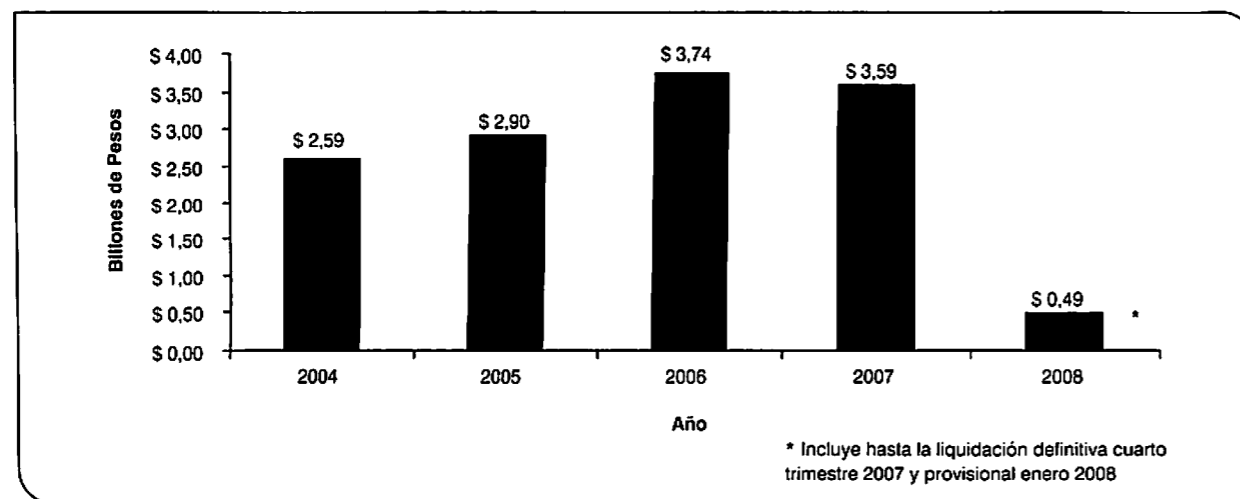
Mediante esta ley se derogaron "los parágrafos 2 y 4 del artículo 5º, el artículo 21, los artículos 33 y 36 al 51 y el parágrafo 2 del artículo 52 del Decreto Ley 1760 de 2003 y modifica el artículo 55 de la Ley 191 de 1995 y el artículo 17 literal K) de la Ley 161 de 1994" (el subrayado es nuestro)

Ahora bien, respecto al proceso de liquidación de las regalías, una vez recibidas las liquidaciones provisionales y definitivas elaboradas y remitidas por el Ministerio de Minas y Energía, la ANH consolida la información y calcula los valores que deben ser recaudados en pesos, tanto de ECOPETROL S.A. como de los demás operadores de los contratos suscritos por la agencia.

3.1 DISTRIBUCIÓN DE REGALÍAS

En la siguiente gráfica se presenta el comportamiento de las regalías por la explotación de hidrocarburos, generadas en el territorio nacional durante los últimos cinco años y recaudadas oportunamente por la ANH:

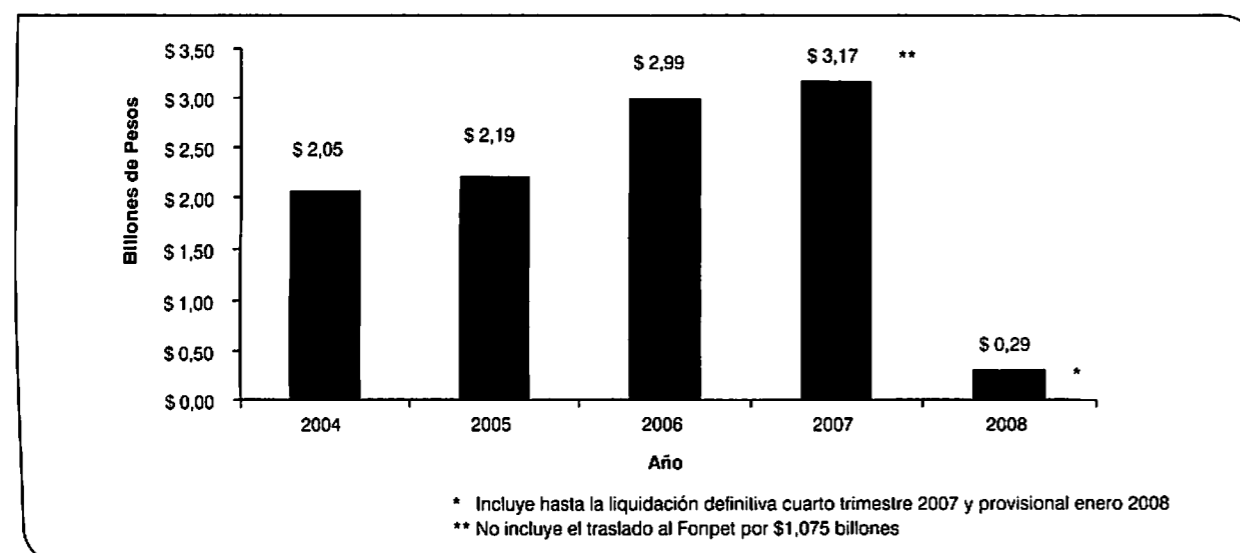
GRÁFICA 20. REGALÍAS RECAUDADAS DURANTE EL PERÍODO 2004 - 2008



Regalías recaudadas durante el período 2004 - 2008.
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

En la gráfica presentada a continuación se observa el comportamiento de las regalías giradas en las vigencias 2004, 2005, 2006 y 2007 y primer trimestre del año 2008.

GRÁFICA 21. REGALÍAS GIRADAS DURANTE EL PERÍODO 2004 - 2008



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

En la siguiente tabla se muestra el acumulado de regalías pagadas durante la vigencia fiscal 2007 y el primer trimestre del año 2008, agrupadas por departamento y puertos:

TABLA 5. REGALÍAS GIRADAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 1º DE ENERO 2007 Y EL 31 DE MARZO DE 2008 Millones de pesos corrientes		
BENEFICIARIO	2007	2008*
ANTIOQUIA	69.970	23.387
ARAUCA	242.366	82.227
BOLIVAR	52.109	17.316
BOYACA	84.860	30.133
CASANARE	548.460	41.214
CAUCA	6.563	2.140
CESAR	8.658	2.648
CÓRDOBA	97	11
CUNDINAMARCA	8.982	2.523
GUAJIRA	151.561	18.948
HUILA	274.437	93.965
META	358.024	81.518
NARIÑO	836	433
NORTE DE SANTANDER	22.061	7.651
PUTUMAYO	57.986	14.835
SANTANDER	173.459	60.073
SUCRE	965	428
TOLIMA	131.199	47.433
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE	60.127	17.467
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CORDOBA	65.225	21.899
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	53.711	17.970
FNR. ESCALONAMIENTO	3.287	986
DNP INTERVENTORÍAS 1% LEY 756	26.760	8.381
DIRECCIÓN DEL TESORO NACIONAL - FNR	326.654	106.850
FONPET	461.671	140.790
TOTAL	3.190.030	841.226

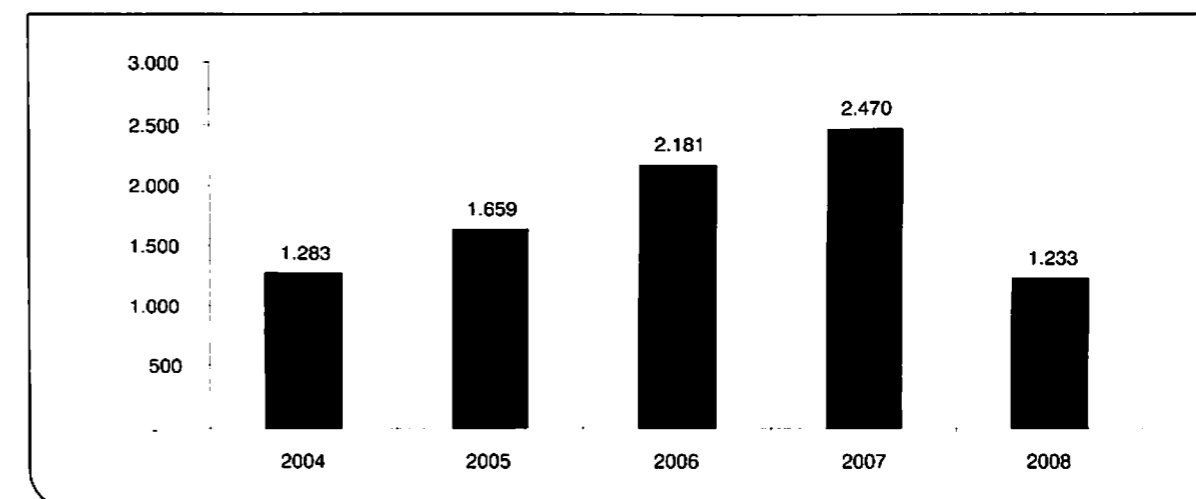
* Incluye hasta la liquidación definitiva cuarto trimestre 2007 y provisional enero 2008
** No incluye el traslado al Fonpet por \$1,075 billones

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Con la información oficial de las liquidaciones provisionales y definitivas de regalías del Ministerio de Minas y Energía, la ANH procede a "Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP, hacer los giros y reintegros en los términos establecidos en la Ley 209 de 1995 o en las normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen."²

En atención a esta disposición legal, al 31 de marzo de 2008 el saldo acumulado en el FAEP asciendió a \$1.233 millones, de conformidad con las liquidaciones elaboradas por el MME y tal como se puede apreciar en la siguiente gráfica comparativa:

GRÁFICA 22. SALDO ACUMULADO ANUAL DEL FAEP DURANTE EL PERÍODO 2004-2008
(CIFRAS EN MILLONES DE DÓLARES)



Nota: el saldo a 31 de marzo de 2008 se encuentra calculado con la información de la liquidación de regalías definitiva cuarto trimestre y provisional de enero de 2008 elaborada por el MME.

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

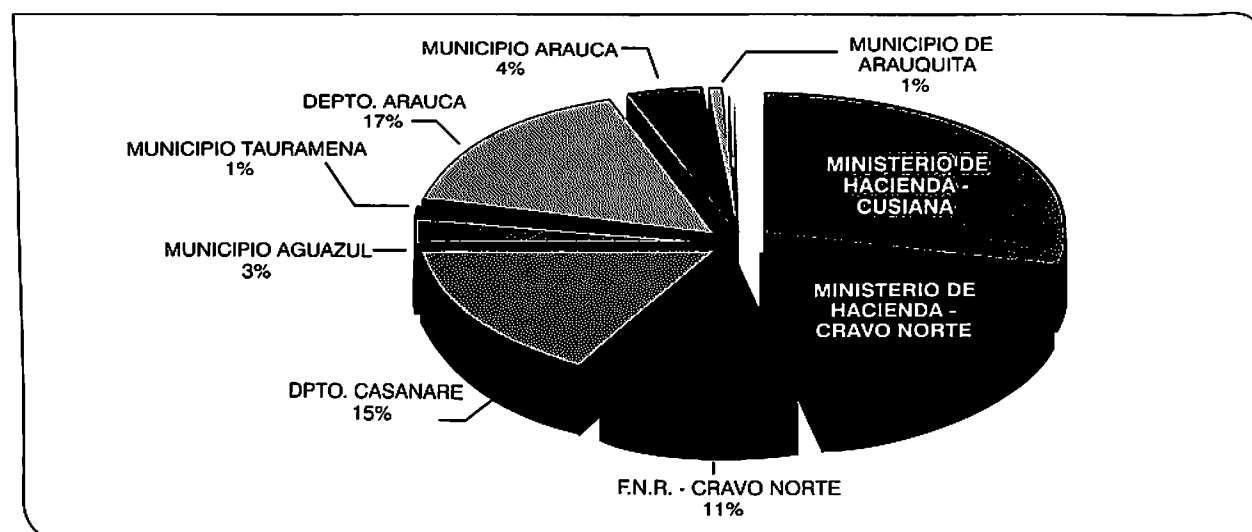
Numeral 5 11 artículo 5º Decreto 1760 de 2003

Particularmente, los valores que le correspondía ahorrar en el FAEP a ECOPETROL S.A., fueron cobrados por la ANH y abonados directamente por ECOPETROL S.A. en una cuenta en el exterior. El mismo procedimiento se llevó a cabo en el caso de los desahorros que le correspondían a dicha empresa.

A partir del 24 de julio de 2007, con la entrada en vigencia de la Ley 1151 de 2007, ECOPETROL S.A. dejó de estar obligado a efectuar ahorros en el FAEP. Los recursos que a esta fecha se encontraban registrados en el fondo a favor de ECOPETROL S.A., incluyendo los intereses causados no pagados, pasaron a ser propiedad de la Nación, representada a través del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

En el mismo sentido, para dar cumplimiento al artículo 131 de la Ley 1151 de 2007 y a efectos de la transferencia de los recursos de la cuenta del Fondo de Ahorro y de Estabilización Petrolera, FAEP, el Banco de la República, en su calidad de administrador de dichos recursos, transfirió en el mes de enero a la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el 70% del saldo de capital de dichas cuentas de conformidad con los numerales 2 y 3 del Decreto 3238 de 2007.

GRÁFICA 23. DISTRIBUCIÓN DEL SALDO DEL FAEP A 31 DE MARZO DE 2008



Nota: El saldo a 31 de marzo de 2008 se encuentra calculado con la información de la liquidación de regalías definitiva cuarto trimestre y provisional de enero 2008, elaborada por el Ministerio de Minas y Energía.

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

4. ZONAS DE FRONTERA

De acuerdo con lo establecido en el artículo 1° 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 y 3353 de 2004.

Es así como bajo lo establecido en estos decretos, el Ministerio de Minas y Energía aprobó nuevos planes de abastecimiento mediante la Resoluciones 124106 y 124107 del 23 de abril de 2007.

Durante el año 2007 y lo corrido del año 2008 el departamento se ha venido abasteciendo normalmente con combustibles importados desde la República Bolivariana de Venezuela para atender las Estaciones de Servicio y con producto nacional para atender los grandes consumidores y el gran consumidor individual no intermediario del departamento de la Guajira.

A partir de la segunda quincena del mes de Julio de 2007, previa justificación técnica por parte del Ministerio de Minas y Energía y de ECOPETROL S.A., el Ministerio de Energía y Petróleo Venezolano, MENPET, autorizó despachar combustibles en las proporciones de 60% de gasolina y 40% de ACPM.

Cesar:

El abastecimiento de este departamento se encuentra habilitado con producto nacional, y durante el año 2007 y lo corrido del presente año no se presentó ninguna situación crítica de desabastecimiento, caso en el cual hubiera sido necesario tomar un plan de contingencia.

En consecuencia, no hubo ninguna novedad y el balance de suministro ha sido normal, con puntos de abastecimiento de combustibles desde las plantas de Ayacucho, Baranoa, Galapa, Palermo, Planta conjunta Siape - Promin, para las estaciones de servicio.

El Ministerio de Minas y Energía aprobó el Plan de Abastecimiento mediante la Resolución 124105 de abril de 2007.

Respecto a la distribución de combustibles para los grandes consumidores y grandes consumidores individuales no intermediarios de ACPM, el abastecimiento se realizó en forma normal desde las plantas de Ayacucho, Baranoa, Galapa, Palermo, Planta conjunta Siape - Promin y desde la Refinería de Barrancabermeja.

Norte de Santander

El esquema de distribución de combustibles para este departamento se encuentra enmarcado en los Decretos 2340 y 4236 de 2004 del Ministerio de Minas y Energía, donde aprobó nuevos planes de abastecimiento mediante la Resolución 124021 de abril de 2007.

Para garantizar el suministro de combustibles con producto importado desde la República Bolivariana de Venezuela para este departamento, se firmó un contrato específico de suministro de combustible con PDVSA y se estableció que el 25 de octubre de 2007 se daría inicio al esquema. No obstante, no se pudo dar inicio al programa debido a inconvenientes de tipo político que se presentaron con Venezuela, además de la cancelación de la entrada del programa por parte del Gobierno del país vecino, 24 horas antes de colocar en operación el referido esquema.

El departamento se ha venido abasteciendo en forma legal con combustible de procedencia nacional y no se han presentado situaciones críticas en las que hubiere sido necesario ejecutar planes de emergencia.

En el departamento se destaca la construcción de la planta de abasto por parte de la Organización Terpel en el municipio de Villa del Rosario, por medio de la cual se abrió la posibilidad de abastecer el departamento con producto nacional y/o importado a partir de abril de 2008, con el cual se optimizó la operación y se ha venido minimizando la destinación ilícita de combustibles hacia otras regiones.

Boyacá:

El departamento se abasteció normalmente con producto nacional procedente desde las plantas de Chimitá en Bucaramanga (Santander) y no se presentó ninguna situación crítica de desabastecimiento, se encuentra autorizado únicamente el municipio de Cubará, el cual se abastece de producto nacional de acuerdo con lo aprobado por la Resolución 124114 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 el departamento. Arauca se abastece actualmente con producto nacional de acuerdo con la Resolución 124104 de abril de 2007.

El departamento se abasteció normalmente con producto nacional desde las plantas de Aguazul y Arauca, y con producto introducido desde Venezuela (gasolina de 91 octanos) para los municipios de Arauca, Fortul y Puerto Rondón.

Teniendo en cuenta que los inventarios de producto introducido no fueron suficientes para atender la demanda, debido fundamentalmente a las medidas de control implementadas por la Guardia Nacional Venezolana, a partir del 13 de diciembre de 2007 se autorizó el inicio de abastecimiento con producto nacional para todos los municipios zonas de frontera del departamento.

Vichada:

El plan de abastecimiento de este departamento corresponde al aprobado mediante la Resolución 124112 de abril 23 de 2007. El departamento se ha venido abasteciendo normalmente con producto nacional desde las plantas de Aguazul y Puerto Carreño. Debido a que no se contaba con un cupo asignado por la UPME, a partir del mes de agosto fue necesario autorizar ventas a precio nacional para abastecer el municipio de Cumaribo.

Guainía:

Para el caso del departamento del Guainía, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2338 de 2004 y el Ministerio de Minas y Energía aprobó el Plan de Abastecimiento mediante la Resolución 124113 de abril 23 de 2007. Actualmente el departamento se abastece con producto nacional procedente desde las plantas de Aguazul y Puerto Inírida.

Durante los meses de junio y julio de 2007, debido a inconvenientes logísticos (intransitabilidad en vías terrestre y bajos niveles del río), fue necesario llevar vía aérea 4.500 galones de ACPM, debido a que la electrificadora no tenía combustible para generar energía. Durante el resto del periodo el abastecimiento se realizó en condiciones normales.

Vaupés:

Se abastece con producto nacional, el cual se transporta vía terrestre desde Mansilla hasta Aguazul y luego por vía aérea hasta Mitú, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124123 de abril 23 de 2007.

Amazonas:

El departamento se abastece de combustibles de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124109 de abril 23 de 2007. En febrero de 2007 se pusieron en funcionamiento dos tanques de 6.000 barriles cada uno (Gasolina corriente y Jet A1) los cuales fueron construidos por ECOPETROL S.A. para garantizar buena capacidad de almacenamiento y por ende disponibilidad de inventarios en la región.

Amazonas se abastece normalmente con gasolina y ACPM nacional procedente de Neiva, el cual es transportado vía terrestre hasta Puerto Asís y desde allí vía fluvial hasta Leticia. En el Amazonas se continuó con la importación de combustibles (JetA1, Diesel y Fuel Oil) desde Iquitos (Perú) para suministro a aeronaves en vuelos nacionales (JetA1) y generación de energía eléctrica (Diesel y Fuel Oil).

Putumayo:

Se abastece con producto nacional de las plantas de Neiva y Puerto Asís, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124108 de abril de 2007. El abastecimiento se ha realizado en condiciones normales para el departamento, excepto para algunos municipios en los que por situaciones de orden público se autorizó el suministro de combustibles desde la planta de Mulaló – Yumbo.

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 de la UPME, en especial en los municipios de Mocoa y Villagarzón.

Nariño:

Se abastece con producto nacional de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124101 de abril de 2007. El departamento se ha venido abasteciendo normalmente con producto nacional procedente de las plantas de Yumbo y Mulaló.

Algunas de las estaciones de servicio del departamento solicitan el cupo al final del mes y en ocasiones se presentan casos en los que no lo alcanzan a retirar porque se presentan inconvenientes con el transporte o la disponibilidad del producto en las plantas autorizadas.

Durante el periodo se presentaron inconvenientes con algunas estaciones de servicio, por problemas de actualización del certificado de carencia por tráfico de informes que expide la Dirección Nacional de Estupefacientes.

Chocó:

Se abastece con producto nacional de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124110 de abril de 2007. El departamento se abasteció normalmente con producto nacional procedente de Cartagena, Riosucio, Acandí, y Buenaventura (Juradó).

4.2 VOLÚMENES MÁXIMOS DE COMBUSTIBLES EN LAS ZONAS DE FRONTERA

A partir de las disposiciones contempladas en los Decretos 4723 de 2005, 4299 de 2005, 386 de 2007 y 733 de 2008, y de la metodología adoptada y ajustada mediante la Resolución 0170 de abril 18 de 2008, se expidieron 169 resoluciones con fecha de abril 22 de 2008, con las cuales se establecieron los volúmenes máximos de combustibles líquidos derivados del petróleo exentos de IVA, arancel y global que corresponde a cada municipio y corregimiento de zona de frontera, estableciendo un total de 25'507.840 galones/mes correspondiente a 169 municipios de zonas frontera.

El volumen total distribuido entre las estaciones de servicio señaladas por el Ministerio de Minas y Energía fue de 25.146.413 galones/mes, el volumen restante corresponde a municipios que no cuentan con estaciones de servicio.

4.2.1 GRANDES CONSUMIDORES

Así mismo, conforme a lo señalado en las Resoluciones 180036 de 2006 y 180219 de 2005 y al Decreto 1333 de 2007 emanados por el Ministerio de Minas y Energía, y a la Resolución UPME 225 de 2007, se establecieron cupos de combustible a 19 grandes consumidores. El volumen total de combustible asignado a grandes consumidores en el año 2008 es de 17.752.529 galones/mes.

4.3 ACCIONES DE TIPO GENERAL

4.3.1 AUDITORIA A ESTACIONES DE SERVICIO, EDS

En noviembre de 2006, El Ministerio de Minas y Energía, FONADE y ECOPETROL S.A. realizaron un convenio que tenía como objeto unificar esfuerzos institucionales dirigidos a la verificación del cumplimiento de los requisitos que se establecen en los Decretos 1521 de 1998 y 4299 de 2005 y a la verificación de la capacidad real de almacenamiento de las estaciones de servicio ubicadas en las diferentes zonas de frontera. Esta acción se realizó en concordancia con lo señalado en el Decreto 4723 de 2005, que le señalaba al Ministerio de Minas y Energía la obligación de llevar a cabo una nueva verificación sobre el particular, luego de la primera auditoria realizada en el 2005.

Mediante concurso público surtido durante los meses de febrero a abril del 2007, se contrató a la firma SAYBOLT DE COLOMBIA para que llevara a cabo las señaladas auditorias y a la firma JARAMILLO Y JARAMILLO como interventora del proceso en mención. Las auditorias se realizaron entre los meses de mayo y agosto de 2007, auditándose un total de 1.004 estaciones de servicio en las zonas indicadas.

Ahora bien, en el periodo comprendido entre agosto de 2007 y marzo de 2008 y en concordancia con lo establecido en los Decretos generales 4299 de 2005 y 1333 de 2007, varias de las estaciones de servicio que fueron auditadas avanzaron en el proceso de cumplimiento de requisitos y para ello obtuvieron su certificado de conformidad, a través de los cuatro organismos acreditados para dicho proceso que hoy están en el mercado, a saber: Bureau Veritas, Icontec, SGS y Saybolt de Colombia.

De otro lado, en el periodo comprendido entre septiembre y noviembre de 2007, el Ministerio de Minas y Energía, en conjunto con ECOPETROL S.A., desarrolló un proceso de socialización de los resultados obtenidos, para lo cual realizó 10 visitas a las diferentes zonas del país. En el mismo proceso se presentaron las medidas a tomar con el fin de asegurar en un mediano plazo el cumplimiento total de los requisitos técnicos y legales por parte de las estaciones de servicio fronterizas, sin afectar el abastecimiento de las señaladas regiones, lo que dio origen al Decreto 773 de 2008, el cual fue expedido el pasado 10 de marzo del año en curso.

En dicho decreto se señala que el Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos, debería clasificar, de acuerdo con los resultados de la auditoría realizada, las estaciones de servicio ubicadas en zonas de frontera, teniendo como parámetro el mínimo de requisitos técnicos y de seguridad para seguir operando, así como aquellas que hayan obtenido el respectivo certificado de conformidad; todas las cuales podrán ser beneficiarias del cupo de que trata el Artículo 1º de la Ley 681 de 2001, proceso que se hizo efectivo en el mes de abril del año en curso.

De igual forma, al momento de asignar los cupos, la UPME ponderaría teniendo en cuenta las estaciones que hayan obtenido la mayor calificación en la auditoría realizada y las que hayan obtenido el señalado certificado de conformidad.

Los requerimientos verificables de los Decretos 1521-1998 y 4299-2005 fueron clasificados de acuerdo con los siguientes cuatro aspectos:

- Verificación de los requisitos documentales.
- Verificación física de requisitos técnicos.
- Verificación física de los requisitos de seguridad.
- Verificación de la capacidad de almacenamiento.

Los hallazgos destacables de la auditoría fueron en cada caso ilustrados con fotografías y videos.

4.3.1.1 Verificación de los Requisitos Documentales

Consistió en la verificación de los documentos de cada estación de servicio. Este grupo contenía los siguientes requerimientos: licencia de construcción o funcionamiento, cuyo documento debe estar acompañado de la memoria técnica del proyecto; la EDS debe demostrar su condición de empresa mediante el certificado de constitución y gerencia expedido por una Cámara de Comercio; debe contar además con una póliza de seguro de responsabilidad civil extracontractual, según lo establece el Artículo 39 del Decreto 1521-1998; y de ser necesario, contar con permiso de las autoridades ambientales.

Los elementos verificables de este grupo eran:

- Licencia de construcción.
- Póliza de responsabilidad civil extracontractual.
- Certificado de Cámara de Comercio.
- Documentación de ampliación o modificación de la estación de servicio, en caso de aplicación.

La calificación del grupo de información documental constituía el promedio aritmético de los resultados individuales obtenidos para cada elemento del grupo.

4.3.1.2 Verificación Física de Requisitos Técnicos

El auditor verificó físicamente en cada EDS el cumplimiento de requisitos técnicos y de adecuación. Este grupo de elementos constaba de la verificación de existencia de pruebas de estado y calibración de surtidores, constancia de pruebas hidrostáticas y/o hermeticidad realizada al sistema de almacenamiento, documentación de los trabajos de mantenimiento de tanques y certificado de construcción de los mismos.

Además, este grupo contenía las verificaciones del estado de las instalaciones eléctricas, sanitarias y la ubicación y diámetro de las bocas de llenado de los tanques.

Los elementos verificables de este grupo eran:

- Existencia de actas de calibración surtidores.
- Existencia de actas y registros de pruebas hidrostáticas de tanques y tuberías.
- Cumplimiento de los requisitos para las bocas de llenado de los tanques.
- Mantenimiento y control periódico de los tanques.
- Certificados de fabricación de tanques con normas y pruebas.
- Cumplimiento de normas técnicas de seguridad NFPA 30 y 30A.
- Ubicación de los tubos de respiración.
- Uso y utilización del suelo.
- Pendientes del piso.
- Títulos de propiedad.
- Alturas de los tanques.
- Diámetro de las bocas de llenado.
- Visitas o sanciones por la autoridad competente.

La calificación del grupo de información técnica constituía el promedio aritmético de los resultados individuales obtenidos para cada elemento del grupo 3.

4.3.1.3 Verificación Física de los Requisitos de Seguridad

Este grupo contenía los requisitos mínimos obligatorios de seguridad de las estaciones de servicio según las normas técnicas de seguridad NFPA 30 y 30 A, las distancias mínimas entre sistemas de almacenamiento y edificaciones cercanas, la ubicación de los tubos de respiración de los tanques, la implementación de un plan de contingencia contra incendios y la disponibilidad de extintores adecuados.

Este grupo se conformó con los siguientes elementos:

- Plan de contingencia contra incendios.
- Materiales de la estructura de edificaciones.
- Distancias y ubicación de tanques enterrados.
- Planos aprobados por empresa de energía eléctrica e instalaciones eléctricas protegidas con tubería conductiva.
- Instalaciones sanitarias apropiadas para empleados y usuarios de la estaciones.
- Vivienda (No existencia).
- Ubicación de los tanques.
- Bocas de llenado de los tanques.
- Manejo de lubricantes y parte ambiental.

La calificación del grupo de información de seguridad constituía el promedio aritmético de los resultados individuales obtenidos para cada elemento del grupo.

4.3.1.4 Verificación Capacidad de Almacenamiento

En razón a sus características estrictamente individuales, este verificable (Certificado de capacidad de almacenamiento) no intervenía junto con otros elementos para cálculo alguno de valoración grupal. Para el efecto se valoraba que los aforos de los tanques hubieran sido realizados por un método técnicamente idóneo y que existiera en los establecimientos el soporte sobre el particular y en especial teniendo como referencia que, para el caso de tanques enterrados, en general se hubieran aplicado los aforos volumétricos, ante la no factibilidad técnica de efectuar aforos por otros métodos como el strapping.

Durante el proceso de socialización de los resultados, se le informó a las diferentes estaciones de servicio cuáles tenían problemas con los datos de su capacidad de almacenamiento, de tal forma que pudieran realizar los aforos por un método técnicamente válido, allegar los resultados al Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos y ser tenidos en cuenta al momento de la definición del listado de estaciones de servicio a ser consideradas.

En este sentido, todos los aforos que se allegaron bajo dichos criterios fueron valorados y tenidos en cuenta, y en el caso de las estaciones de servicio sobre las cuales se tenían dudas o vacíos sobre sus capacidades de almacenamiento, se aplicó un factor de ajuste del 70% sobre sus capacidades de almacenamiento, de tal forma que no se afectara a las estaciones que habían realizado sus procesos bajo el estricto rigor técnico. En la relación de estaciones de servicio que se presenta como resultado de este documento, se presentan valorados con un 100% aquellas estaciones de servicio sobre las cuales existía un soporte técnico de los aforos realizados y de su capacidad de almacenamiento y con un 70% aquellos casos en que no se tenía el suficiente soporte. De igual forma, en el caso de estaciones de servicio antiguas en las cuales no se tenía información de su capacidad de almacenamiento, se utilizó la información disponible de la auditoría realizada en el 2005, con su respectivo ajuste.

4.3.1.5 Criterios de Valoración de Cumplimiento de Requisitos

Con el propósito de presentar numéricamente los distintos niveles de cumplimiento de los requisitos de los Decretos 1521 de 1998 y 4299 de 2005, se tomaron 2 criterios de valoración, a saber:

Criterio 1: No cumplimiento del requisito

Esta situación frente al requisito, se representaba con una calificación de cero (0), para indicar la falta absoluta del requisito verificable. Su valor porcentual era de cero por ciento: 0%.

Criterio 2: Cumplimiento parcial del requisito

Esta situación frente al requisito, se representaba con una calificación de uno (1), e indica la observancia plena del requisito verificable. Su significación porcentual era de cien por ciento: 100%. La tabla 6 presenta los criterios de valoración empleados para consolidar los resultados del trabajo de auditoría.

TABLA 6. CRITERIOS DE VALORACIÓN Y CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS

CRITERIO #	DESCRIPCIÓN	VALOR	EQUIVALENTE
1	No cumplimiento del requisito	0	0%
2	Cumplimiento parcial del requisito	1	100%

Fuente: Saybolt de Colombia

4.3.1.6 Criterios de Evaluación

Para el análisis estadístico se tomaron los 26 verificables antes señalados, que incluyen los requisitos documentales, técnicos y de seguridad y su valoración depende de la participación que tengan. Esto significa que tienen mayor valor los verificables técnicos y afectarán la calificación final en un 52%, los documentales en un 15% y los de seguridad un 33%. Es importante anotar que este es un criterio diferencial frente al aplicado en la auditoría realizada en el 2005, en la cual los tres elementos fueron valorados por igual y es consistente con el mayor peso que la parte técnica y de seguridad deben tener.

En el caso de las estaciones de servicio que después del proceso de auditoría obtuvieron su certificado de conformidad, se valoraron sobre un 100% de cumplimiento general de requisitos y teniendo en cuenta los porcentajes anteriores en lo que respecta a los elementos técnicos, de seguridad y documental.

4.3.1.7 Criterio para Selección de Límites de Control

El Decreto 1521 de 1998 y 4299 de 2005 estableció unos requisitos obligatorios, exigibles para todas las EDS del país, a partir del primer año de haber sido promulgado. Esta obligatoriedad permitía esperar resultados muy similares entre todas las valoraciones de cumplimiento de las EDS auditadas, lo que en términos del modelo estadístico, implicaba esperar:

- 1) Una desviación estándar resultante muy pequeña, y
- 2) La totalidad de las valoraciones de las EDS muy cercanas entre sí y distribuidas alrededor del promedio; en natural respuesta a la observancia de los reglamentos de ley.

Los datos de las valoraciones finalmente obtenidas mostraron una gran dispersión entre sí, hecho que se interpreta como una respuesta desigual a los reglamentos de ley por parte de las EDS auditadas.

Sin embargo, un grueso número de EDS obtuvieron valoraciones entre el promedio y más o menos una desviación estándar (MR). Otras EDS's obtuvieron valoraciones por encima de este límite, demostrando en forma excepcional el cumplimiento de requisitos respecto a la mayoría de EDS.

Dado que los Decretos 1521 de 1998 y 4299 de 2005 no permiten cumplimientos parciales de sus requisitos, este estudio debió considerar:

- 1) El valor de una sola desviación estándar como criterio para los límites máximos y mínimos de control alrededor de la calificación promedio de un departamento en cada zona del estudio. En este sentido, aquellas estaciones que se encuentren con una valoración igual o menor al límite mínimo (límite crítico) establecido para cada departamento en alguno de los elementos evaluados (documental, técnico y seguridad) o en el total general, son estaciones de servicio que por su muy baja valoración no serán objeto de asignación de volúmenes máximos para la primera asignación de la vigencia 2008, no obstante el plazo otorgado a las mismas por el Decreto 733 del 10 de marzo de 2008.
- 2) Con el fin de tener en cuenta en el corto plazo a las estaciones de servicio que quedaron por debajo del límite crítico, el Ministerio de Minas y Energía consideró la opción de que el organismo de certificación con el cual cada estación estuviera adelantando su proceso de certificación, le realizara una evaluación de su estado de cumplimiento de requisitos y la hiciera llegar a más tardar el miércoles 16 de abril, debidamente documentada frente a cada ítem e incluyendo en la misma un registro gráfico y fotográfico del estado de cumplimiento. La evaluación se debía realizar cuantitativamente desde cada uno de los tres criterios (técnico, documental y seguridad), además de documentar la información de la capacidad de almacenamiento. Si a partir de dicho informe una estación estaba por encima del límite crítico en cada una de las variables, se les incluiría en el listado de asignación de volúmenes máximos del mes de abril de 2008.
- 3) Es importante anotar que los departamentos de Guajira, Norte de Santander, Arauca, Cesar, Putumayo y Amazonas, por sus características propias, fueron valorados individualmente, mientras los departamentos de Guainía, Vichada, Vaupés, Chocó y Boyacá, por su similitud en el desarrollo del mercado, fueron agrupados en uno solo. Lo anterior, buscando comparar las estaciones de servicio frente al desarrollo propio de la región, de tal forma que se primaran dentro de una región las estaciones que se acercaban al mayor cumplimiento de requisitos señalados en las normas vigentes.

4.3.1.8 Cálculo del Límite Mínimo de Control

La expresión matemática que permitió el cálculo del límite mínimo de control es la siguiente:

Límite mínimo (LI):

$$LI = X - (MR) \quad (\text{Ecuación 2})$$

Donde,

LI, es el límite mínimo

MR, Desviación estándar

X, es el promedio de las valoraciones de cumplimiento de las EDS

En concordancia con lo anterior, los límites mínimos para cada uno de los departamentos fronterizos fueron los siguientes:

TABLA 7. LÍMITES MÍNIMOS PARA DEPARTAMENTOS FRONTERIZOS

DEPARTAMENTO	TÉCNICO	SEGURIDAD	DOCUMENTAL	Total 1521-4299
NARIÑO	25,7%	20,3%	11,0%	59,1%
NORTE DE SANTANDER	20,7%	18,3%	10,1%	50,6%
GUAJIRA	18,3%	18,7%	9,1%	48,4%
CESAR	28,1%	22,4%	10,6%	62,4%
PUTUMAYO	17,3%	14,9%	9,9%	44,4%
GUAINÍA VICHADA VAUPÉS - CHOCÓ BOYACÁ	5,8%	8,3%	6,1%	22,3%
ARAUCA	10,4%	15,3%	7,9%	35,8%
AMAZONAS	6,8%	6,0%	6,4%	22,3%

4.3.1.9 Resultados Generales de Zona de Frontera

La Zona de Frontera está constituida por 12 departamentos, donde se auditaron 1.004 EDS. La valoración promedio final 68.6% de cumplimiento, sustentada por los resultados de valoraciones parciales de documentación (12.9%), técnica (31.1%) y seguridad (24.6%).

Los resultados alcanzados en el proceso de auditoría, y sin tener en cuenta que posterior a este proceso muchas estaciones tuvieron un proceso sustancial de mejora al alcanzar su certificación de cumplimiento de requisitos, permiten observar las diferencias relativas entre las valoraciones que obtuvieron los distintos departamentos. De estos se destacan las siguientes observaciones:

- Cesar obtuvo el más alto resultado de cumplimiento general con un 79.2%. Este resultado tiene sustento en que este departamento consiguió las más altas valoraciones parciales de cumplimiento de requisitos documentales (13,6%), técnicos (37,4%) y de seguridad (28,2%).
- El mayor número de EDS auditadas fue en Nariño (334 EDS), influye sobre el promedio general (68,6%).
- Nariño obtuvo el segundo resultado de cumplimiento general con un 75,3%. Este resultado tiene sustento en que este departamento consiguió las siguientes valoraciones parciales de cumplimiento de requisitos documentales (13,6%), técnicos (35,0%) y de seguridad (26,7%).
- Cercanos al resultado general promedio está Norte de Santander (70,0%), y situándose por debajo de éste, se encuentran consecutivamente los departamentos de Guajira (62,8%), Chocó (61,9%), Putumayo (60,9%), y Vichada (58,4%).
- Los resultados generales inferiores se obtuvieron en Vaupés (25,5%), Amazonas (30,7%) y Boyacá (47,3%), aunque el número de EDS en estos departamentos es comparativamente bajo (6, 19 y 4, respectivamente) frente a los departamentos de mayor densidad de EDS: Nariño (334), Guajira (162), Cesar (155), Putumayo (125) y Norte de Santander (111).
- Cercanos al resultado general promedio, pero situándose por debajo de éste, se encuentran consecutivamente los departamentos de Guajira (62,8%), Putumayo (60,9%), Vichada (58,4%) y Amazonas (30%).
- Los departamentos de Boyacá (47,3%), Amazonas (30,7%) y Vaupés (25,5%) obtuvieron resultados por debajo del límite inferior general (48,7%)
- Ningún departamento estuvo por encima del límite superior (88,3%).
- Los departamentos de Cesar (79,2%), Nariño (75,3%) y Norte de Santander (70,0%) obtuvieron resultados por encima del promedio general (68,5%).

TABLA 8. RESULTADOS GENERALES

DEPARTAMENTO	TOTAL EDS	TÉCNICO	DOCUMENTAL	SEGURIDAD	TOTAL 1521 Y 4299
CESAR	155	37,4%	13,6%	28,2%	79,2%
NARIÑO	334	35,0%	13,6%	26,7%	75,3%
NORTE DE SANTANDER	111	32,1%	12,9%	24,9%	70,0%
GUAJIRA	162	26,8%	12,4%	23,6%	62,8%
CHOCÓ	10	24,2%	12,4%	25,3%	61,9%
PUTUMAYO	125	27,8%	12,7%	20,4%	60,9%
VICHADA	18	27,1%	11,9%	19,4%	58,4%
ARAUCA	53	20,8%	11,8%	20,9%	53,5%
GUAINÍA	7	20,2%	11,2%	20,0%	51,4%
BOYACÁ	4	16,9%	12,1%	18,3%	47,3%
AMAZONAS	19	11,8%	8,7%	10,2%	30,7%
VAUPÉS	6	6,6%	6,2%	12,7%	25,5%
TOTALES	1004	31,1%	12,9%	24,6%	68,6%

Fuente: Saybolt de Colombia.

TABLA 9. RESULTADOS POR MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DE NARIÑO

MUNICIPIO	TOTAL EDS	PROMEDIO TÉCNICO	PROMEDIO SEGURIDAD	PROMEDIO DOCUMENTAL	PROMEDIO GENERAL MUNICIPIO
ALDANA	2	38,2%	30,4%	13,2%	81,8%
ANCUYA	1	45,0%	35,1%	10,5%	90,6%
ARBOLEDA	2	30,1%	24,0%	13,3%	67,3%
BARBACOAS	19	26,9%	21,7%	12,3%	60,9%
BELÉN	2	24,3%	17,1%	12,0%	53,4%
BUESACO	3	39,7%	26,6%	14,3%	80,5%
CARLOSAMA	1	38,5%	29,1%	14,9%	82,5%
CHACHAGUI	7	33,9%	30,3%	11,6%	75,8%
COLÓN	2	31,1%	18,3%	12,2%	61,6%
CONSACA	2	43,2%	32,7%	15,0%	90,9%
CONTADERO	1	45,9%	32,1%	15,4%	93,4%
CÓRDOBA	1	29,6%	31,8%	15,4%	76,9%
CUMBAL	5	38,5%	29,9%	15,4%	83,8%
CUMBITARA	7	35,6%	23,9%	13,9%	73,4%
EL CHARCO	7	33,5%	25,5%	14,8%	73,9%
EL PEÑOL	5	31,3%	29,9%	13,9%	75,2%
EL ROSARIO	5	35,7%	22,8%	13,6%	72,1%
EL TABLON	5	27,0%	16,6%	11,9%	55,5%
EL TAMBO	3	42,9%	32,7%	13,3%	88,9%
FCO PIZARRO	3	30,6%	18,9%	14,6%	64,1%
FUNES	1	33,4%	30,8%	15,1%	79,3%
GUACHUCAL	5	39,9%	30,9%	14,6%	85,4%
GUAITARILLA	2	39,0%	28,7%	13,5%	81,2%
GUALMATAN	1	36,3%	30,3%	14,8%	81,5%
ILES	3	36,0%	27,0%	14,8%	77,8%
IMUES	2	42,6%	30,3%	15,2%	88,2%
IPIALES	15	44,2%	30,0%	14,7%	88,9%
LA CRUZ	3	30,2%	18,6%	14,3%	63,0%
LA FLORIDA	1	29,4%	32,7%	13,5%	75,5%
LA LLANADA	3	41,4%	26,0%	15,4%	82,9%
LA TOLA	2	30,0%	21,1%	9,8%	60,9%
LA UNION	6	40,2%	30,8%	14,6%	85,6%
LEIVA	9	29,5%	23,9%	12,7%	66,0%
LINARES	3	40,0%	32,5%	15,4%	87,8%
MAGUI PAYAN	6	36,8%	22,4%	15,1%	74,4%
MALLAMA	2	31,5%	26,8%	14,5%	72,7%
MOSQUERA	7	14,8%	11,9%	8,6%	35,2%
NARIÑO	1	47,2%	32,1%	14,8%	94,1%
OLAYA HERRERA	15	21,1%	23,0%	12,3%	56,4%
PASTO	41	37,7%	30,4%	12,2%	80,3%
POLICARPA	10	27,9%	19,1%	11,7%	58,7%
POTOSI	1	44,6%	30,1%	15,4%	90,1%
PUERRES	2	39,1%	31,1%	12,5%	82,7%
PUPIALES	2	37,7%	31,1%	14,6%	83,3%
REMOLINO	1	20,0%	10,7%	11,3%	42,0%
RICAUARTE	4	34,9%	29,2%	16,0%	80,0%
ROBERTO PAYAN	8	18,5%	15,0%	12,3%	45,8%
SAMANIEGO	7	43,1%	32,7%	13,8%	89,6%
SAN BERNARDO	3	25,1%	22,2%	13,1%	60,4%
SAN JOSÉ DE ALBAN	3	30,2%	22,2%	14,6%	67,0%
SAN LORENZO	3	26,9%	22,8%	13,0%	62,8%
SAN PABLO	4	31,2%	22,4%	12,9%	66,5%
SAN PEDRO CAR	2	26,0%	24,0%	13,5%	63,5%
SANDONA	3	39,2%	32,7%	13,2%	85,1%
STA BARBARA DE ISCU	3	16,2%	13,6%	13,4%	43,2%
SANTACRUZ	2	41,0%	22,2%	12,0%	75,2%
SAPUYES	4	38,5%	26,8%	13,5%	78,8%
SOTOMAYOR	4	40,1%	28,7%	14,8%	83,5%
TAMINANGO	7	42,6%	28,8%	14,3%	85,8%
TANGUA	5	39,3%	30,8%	13,6%	83,7%
TUMACO	34	38,5%	28,7%	15,3%	82,6%
TUQUERRES	8	39,6%	29,2%	14,7%	83,5%
YACUANQUER	3	41,0%	31,3%	14,2%	86,5%
TOTAL	334	35,0%	26,7%	13,6%	75,3%

Fuente: Saybolt de Colombia.

TABLA 10. RESULTADOS POR MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DEL CESAR

MUNICIPIO	TOTAL EDS	PROMEDIO TÉCNICO	PROMEDIO SEGURIDAD	PROMEDIO DOCUMENTAL	PROMEDIO GENERAL MUNICIPIO
AGUACHICA	20	40,4%	31,6%	14,8%	86,8%
AGUSTIN CODAZZI	13	24,3%	20,9%	9,6%	54,8%
BECERRIL	3	37,8%	27,5%	14,9%	80,2%
BOSCONIA	10	35,5%	26,5%	12,8%	74,8%
CHIRIGUANA	6	40,6%	28,8%	15,6%	84,9%
CURUMANI	6	43,1%	32,2%	14,7%	90,0%
EL COPEY	7	35,0%	26,8%	13,3%	75,1%
EL PASO	9	23,8%	21,2%	11,1%	56,2%
GAMARRA	8	36,7%	26,1%	15,0%	77,8%
LA GLORIA	5	39,0%	32,5%	15,3%	86,8%
LA JAGUA DE IBIRICO	8	41,1%	28,6%	14,7%	84,5%
LA PAZ	2	48,1%	31,6%	15,1%	94,8%
MANAURE	1	39,8%	21,0%	10,5%	71,3%
PAILITAS	6	43,8%	30,9%	13,8%	88,5%
PELAYA	5	44,6%	31,7%	14,6%	90,9%
RÍO DE ORO	7	44,2%	32,0%	14,3%	90,5%
SAN ALBERTO	7	37,6%	30,4%	14,7%	82,7%
SAN DIEGO	2	40,5%	26,7%	12,2%	79,5%
SAN MARTÍN	7	35,2%	29,8%	13,9%	78,9%
VALLEDUPAR	23	39,3%	28,4%	13,3%	81,1%
TOTAL	155	37,4%	28,2%	13,6%	79,2%

Fuente: Saybolt de Colombia.

TABLA 11. RESULTADOS POR MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA

MUNICIPIO	TOTAL EDS	PROMEDIO TÉCNICO	PROMEDIO SEGURIDAD	PROMEDIO DOCUMENTAL	PROMEDIO GENERAL MUNICIPIO
ALBANIA	8	17,5%	21,4%	10,0%	48,9%
BARRANCAS	13	27,3%	24,2%	13,5%	65,0%
DISTRACCIÓN	3	30,0%	20,8%	9,1%	59,8%
DIBULLA	9	32,6%	26,7%	12,6%	71,9%
EL MOLINO	2	32,0%	26,8%	15,2%	74,0%
FONSECA	10	26,8%	23,3%	10,7%	60,8%
HATA NUEVO	8	19,6%	20,4%	9,7%	49,7%
JAGUA DEL PILAR	4	25,9%	23,0%	13,6%	62,5%
MAICAO	43	25,5%	23,1%	13,0%	61,6%
MANAURE	4	15,0%	14,7%	9,6%	39,3%
RIOHACHA	23	32,2%	24,9%	12,5%	69,6%
SAN JUAN DEL CESAR	9	31,1%	24,9%	13,7%	69,6%
URIBIA	4	22,0%	25,0%	11,3%	58,3%
URUMITA	4	26,1%	25,4%	12,8%	64,3%
VILLANUEVA	18	27,2%	24,0%	13,0%	64,1%
TOTAL	162	26,8%	23,6%	12,4%	62,8%

Fuente: Saybolt de Colombia.

TABLA 12. RESULTADOS POR MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO

MUNICIPIO	TOTAL EDS	PROMEDIO TÉCNICO	PROMEDIO SEGURIDAD	PROMEDIO DOCUMENTAL	PROMEDIO GENERAL MUNICIPIO
COLÓN	1	48,7%	32,7%	14,8%	96,2%
LA DORADA	8	25,5%	20,3%	12,1%	57,9%
LA HORMIGA	21	25,7%	16,8%	12,3%	54,8%
MOCOA	6	38,4%	25,3%	14,8%	78,4%
ORITO	15	20,5%	18,1%	11,5%	50,1%
PUERTO ASÍS	29	27,0%	19,4%	11,9%	58,3%
PUERTO CAICEDO	9	29,5%	19,9%	13,7%	63,1%
PUERTO GUZMÁN	7	36,0%	21,5%	13,6%	71,0%
PUERTO LEGUÍZAMO	16	17,5%	20,3%	11,8%	49,7%
SAN FRANCISCO	2	42,7%	30,8%	15,4%	88,8%
SANTIAGO	2	37,9%	22,2%	16,7%	76,8%
SIBUNDOY	2	43,7%	29,6%	15,4%	88,6%
VILLA GARZÓN	7	38,6%	25,7%	14,2%	78,5%
TOTAL	125	27,8%	20,4%	12,7%	60,9%

Fuente: Saybolt de Colombia.

TABLA 13. RESULTADOS POR MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DE VICHADA

MUNICIPIO	TOTAL EDS	PROMEDIO TÉCNICO	PROMEDIO SEGURIDAD	PROMEDIO DOCUMENTAL	PROMEDIO GENERAL MUNICIPIO
CUMARIBO	11	32,2%	19,3%	14,7%	66,3%
PRIMAVERA	4	23,1%	23,1%	13,6%	59,8%
PUERTO CARREÑO	3	22,7%	15,7%	5,3%	43,7%
TOTAL	18	27,1%	19,4%	11,9%	58,4%

Fuente: Saybolt de Colombia.

TABLA 14. RESULTADOS POR MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DEL AMAZONAS

MUNICIPIO	TOTAL EDS	PROMEDIO TÉCNICO	PROMEDIO SEGURIDAD	PROMEDIO DOCUMENTAL	PROMEDIO GENERAL MUNICIPIO
LETICIA	17	13,3%	10,5%	9,0%	32,7%
PUERTO NARIÑO	1	0,0%	9,9%	9,5%	19,4%
LA PEDRERA	1	2,0%	6,7%	3,2%	12,0%
TOTAL	19	11,8%	10,2%	8,7%	30,7%

Fuente: Saybolt de Colombia.

TABLA 15. RESULTADOS POR MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ

MUNICIPIO	TOTAL EDS	PROMEDIO TÉCNICO	PROMEDIO SEGURIDAD	PROMEDIO DOCUMENTAL	PROMEDIO GENERAL MUNICIPIO
ACANDI	3	16,5%	24,1%	7,1%	47,6%
UNGLIA	1	39,3%	31,2%	16,4%	86,9%
RÍO SUCIO	3	30,1%	27,2%	15,7%	72,9%
JURADÓ	3	15,0%	17,1%	14,3%	46,3%
TOTAL	10	24,2%	25,3%	12,4%	61,9%

Fuente: Saybolt de Colombia.

TABLA 16. RESULTADOS POR MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DE NORTE DE SANTANDER

MUNICIPIO	TOTAL EDS	PROMEDIO TÉCNICO	PROMEDIO SEGURIDAD	PROMEDIO DOCUMENTAL	PROMEDIO GENERAL MUNICIPIO
ABREGO	11	36,1%	26,3%	14,2%	76,6%
BUCARASICA	2	35,9%	27,9%	12,7%	76,6%
CACHIRA	1	32,4%	31,4%	15,1%	78,8%
CHINAGOTA	2	33,9%	24,5%	14,0%	72,4%
CHITAGA	1	29,1%	16,3%	9,0%	54,5%
CONVENSIÓN	3	28,3%	28,5%	13,1%	69,9%
CÚCUTA	20	30,1%	23,0%	12,5%	65,7%
EL CARMEN	3	18,6%	19,6%	10,8%	49,0%
EL TARRA	1	2,1%	10,9%	8,0%	21,0%
EL ZULIA	2	29,3%	23,3%	14,6%	67,1%
HACARY	2	21,3%	18,9%	7,9%	48,1%
LA ESPERANZA	3	23,7%	23,8%	13,6%	61,1%
LA PLAYA	1	26,8%	14,1%	14,1%	55,0%
LOS PATIOS	10	38,6%	28,0%	14,3%	80,9%
OCAÑA	21	38,4%	29,9%	13,0%	81,4%
PAMPLONA	9	31,6%	23,4%	13,4%	68,3%
PTO SANTANDER	1	13,3%	12,8%	11,2%	37,3%
RAGONVALIA	1	31,7%	22,4%	14,1%	68,3%
SANTO DOMINGO	1	26,9%	24,9%	12,9%	70,0%
SARDINATA	3	43,3%	28,0%	14,7%	86,0%
TEORAMA	2	25,6%	23,5%	10,4%	59,6%
TIBÚ	3	24,1%	16,8%	11,7%	52,7%
TOLEDO	4	30,0%	21,9%	14,5%	66,4%
VILLA DEL ROSARIO	4	23,9%	18,8%	18,8%	52,5%
TOTAL	111	32,1%	24,9%	12,9%	70,0%

Fuente: Saybolt de Colombia.

TABLA 17. RESULTADOS POR MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DE ARAUCA

MUNICIPIO	TOTAL EDS	PROMEDIO TÉCNICO	PROMEDIO SEGURIDAD	PROMEDIO DOCUMENTAL	PROMEDIO GENERAL MUNICIPIO
SARAVENA	11	18,3%	19,1%	11,6%	49,0%
FORTUL	5	9,4%	15,4%	8,3%	33,2%
TAME	11	24,3%	20,6%	12,8%	57,7%
PUERTO RONDÓN	6	38,0%	24,6%	16,4%	78,9%
CRAVO NORTE	2	10,4%	13,7%	15,3%	39,4%
ARAUCA	12	21,5%	24,0%	11,5%	57,1%
ARAUQUITA	6	24,2%	23,0%	12,1%	59,2%
TOTAL	53	20,8%	20,9%	11,8%	53,5%

Fuente: Saybolt de Colombia.

TABLA 18. RESULTADOS POR MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DE VAUPÉS

MUNICIPIO	TOTAL EDS	PROMEDIO TÉCNICO	PROMEDIO SEGURIDAD	PROMEDIO DOCUMENTAL	PROMEDIO GENERAL MUNICIPIO
MITÚ	6	6,6%	12,7%	6,2%	25,5%
TOTAL	6	6,6%	12,7%	6,2%	25,5%

Fuente: Saybolt de Colombia.

TABLA 19. RESULTADOS POR MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DE GUAINÍA

MUNICIPIO	TOTAL EDS	PROMEDIO TÉCNICO	PROMEDIO SEGURIDAD	PROMEDIO DOCUMENTAL	PROMEDIO GENERAL MUNICIPIO
PUERTO INÍRIDA	7	20,2%	20,0%	11,2%	51,4%
TOTAL	7	20,2%	20,0%	11,2%	51,4%

Fuente: Saybolt de Colombia.

TABLA 20. RESULTADOS POR MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DE BOYACÁ

MUNICIPIO	TOTAL EDS	PROMEDIO TÉCNICO	PROMEDIO SEGURIDAD	PROMEDIO DOCUMENTAL	PROMEDIO GENERAL MUNICIPIO
CUBARÁ	4	16,9%	18,3%	12,1%	47,3%
TOTAL	4	16,9%	18,3%	12,1%	47,3%

Fuente: Saybolt de Colombia.

4.3.2 RECONVERSIÓN SOCIO LABORAL DE PIMPINEROS

En desarrollo del programa en mención, durante el 2007 se desarrolló la etapa de creación de los pequeños negocios de los nuevos emprendedores formados en la fase I y a la fecha se han constituido 22 unidades de negocio conformadas por 122 personas de los municipios de Pamplona, Cúcuta y Ocaña, por valor de \$186 millones.

Adicionalmente, se implementó la etapa de formación en el área metropolitana de Cúcuta, en donde se formaron 491 personas, de las cuales fueron certificadas 447 personas. A la fecha se han inscrito 61 planes de negocios, que asocian a 211 personas. Para el resto de personas formadas, se está estableciendo una estrategia de call center, para la atracción de los emprendedores faltantes.

Los resultados del avance de las dos fases del programa a la fecha son los siguientes:

Fase I: personas formadas: 420; certificadas: 369; planes de negocio formulados: 23; negocios financiados: 22, emprendedores atendidos: 122.

Fase II: personas formadas: 491; certificadas: 447; planes de negocio formulados: 84; negocios en estudio: 61; emprendedores atendidos: 211.

En total, a la fecha, hay un poco más de 333 personas que son nuevos emprendedores y que están en la etapa de incubación y fortalecimiento de sus negocios. Adicionalmente, los que por el sólo hecho de haber recibido el proceso de formación dejaron sus actividades ilícitas y hoy están desarrollando otras labores lícitas, y algunas después del proceso de formación, están trabajando en las empresas en las que desarrollaron las prácticas del oficio aprendido.

Para los nuevos emprendedores de la Fase II, el proceso de incubación de negocios inició a partir del mes de marzo del 2008 y se está en el proceso de evaluación y adjudicación de los créditos para estas nuevas unidades de negocio (84). Es crucial, para lograr un verdadero resultado en la reconversión laboral, el éxito en la conformación y aseguramiento de la sostenibilidad de estas unidades de negocio, pues en la medida en que se fortalezca este proceso, las personas podrán continuar en otros programas o procesos de fortalecimiento empresarial y asegurar la pervivencia de sus negocios, aún después que se finalice el ciclo completo del programa que la conforman las dos etapas antes mencionadas.

Consideramos importante darle continuidad al convenio de la fase II hasta que se termine el primer ciclo de incubación de los negocios, que está programado para desarrollarse en 18 meses a partir de la adjudicación y entrega de los créditos. El convenio se ampliará a partir de marzo hasta septiembre de 2009, fecha en la que se tiene previsto liquidar el convenio y asegurar que el programa quede establecido dentro del marco de un convenio interinstitucional con las entidades regionales que han participado en el programa y en donde se han asegurado los recursos del fondo RECONVERTIRNOS para el Norte de Santander.

Es importante aclarar que el verdadero objetivo que persigue este programa social es contribuir desde lo social al programa de lucha contra el contrabando, brindando una opción laboral lícita a las personas más vulnerables (que no tienen más opciones) que se dedican a la venta ilegal de gasolina.

El Programa de Reconversión Socio Laboral, si bien está insertado dentro de la estrategia de lucha contra el contrabando de gasolina, por sí solo no alcanza a resolver el problema y por lo tanto la medición de impacto en la disminución del contrabando o en el incremento en la venta de hidrocarburos colombianos en la frontera, debe ser con los resultados conjuntos e integrales de toda la estrategia de la mesa de lucha contra el contrabando.

4.3.3 DIAGNÓSTICOS DEPARTAMENTALES

Se contrató a la firma PROEZA LTDA para realizar la caracterización (diagnóstico) de la situación social derivada del comercio ilícito de combustible en 8 municipios de 4 departamentos: Guajira (Uribía, Maicao y Manaure), Arauca (Arauca, Arauquita), Vichada (Puerto Carreño y Cumaribo) y Guainía (Puerto Inírida) de la zona de frontera Colombo-Venezolana.

Del resultado del estudio se concluye que la dedicación de la población objeto al comercio ilícito en la frontera Colombo Venezolana, ha sido consecuencia de:

- La gran diferencia de precios de los combustibles en territorio venezolano en comparación con los precios de Colombia.
- La existencia de una frontera relativamente abierta, sin grandes obstáculos físicos naturales.
- Las grandes distancias de los lugares fronterizos con los puntos o sitios de abastecimiento o terminales de ECOPEPETROL S.A., y las características de las vías que dificultan el transporte del combustible a lugares fronterizos remotos.
- Las bajas condiciones socioeconómicas de la población (desempleo, subempleo), las pocas o limitadas oportunidades de trabajo que hacen atractivo este negocio ilícito, aún corriendo riesgos de seguridad ocupacional o con las autoridades policivas.

Con base en los resultados del estudio realizado, se procedió a la firma de los siguientes convenios interinstitucionales para la ejecución del Programa de Reconversión Socio Laboral en cada departamento, así:

- Convenio de colaboración DRI 193/07, suscrito entre Cámara de Comercio, ECOPEPETROL S.A. y Sena Regional Guajira, por valor de \$1.358 millones.
- Convenio de colaboración DRI 192/07, suscrito entre Cámara de Comercio, ECOPEPETROL S.A. y Sena Regional Arauca, por valor de \$571 millones.
- Convenio de colaboración DRI 192/07 suscrito entre Cámara de Comercio, IFINORTE, ECOPEPETROL S.A. y Sena Regional Norte de Santander. En este se incluyeron los recursos para la ejecución de la fase III de Norte de Santander y Fase I de Guainía y Vichada, debido a que en los dos últimos departamentos no se ha podido identificar un operador del programa, por valor de \$1.890 millones.

5. TRANSPORTE

En 2007 el área de transporte de ECOPEPETROL S.A. emprendió los primeros pasos en su preparación para internacionalizar sus servicios: incrementó los volúmenes transportados, avanzó en la integridad de su infraestructura e inició la ampliación de la red para crudos pesados.

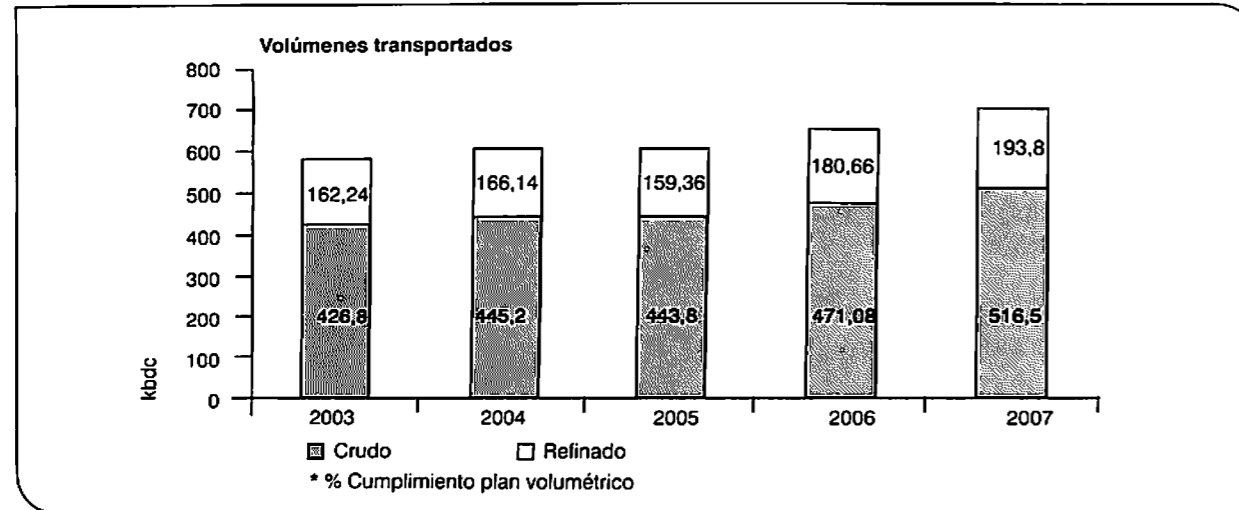
El año se caracterizó por la reducción constante del hurto de combustibles, el incremento en la satisfacción de sus clientes y la generación de valor.

Un mejor desempeño operacional permitió incrementar los volúmenes transportados. El cumplimiento fue del 105,5% en los compromisos de transporte de crudo y refinados. La calificación de los clientes registró un índice de 97,3% en entregas perfectas.

5.1 OPTIMIZACIÓN OPERACIONAL

Se aseguró la operación remota desde el Centro de Control Maestro de Operaciones en Bogotá de todos los sistemas de operación continua de la red nacional de poliductos y se diseñó la plataforma tecnológica para lograr lo propio en la red de oleoductos de propiedad de ECOPEPETROL S.A.

GRÁFICA 24. VOLÚMENES TRANSPORTADOS



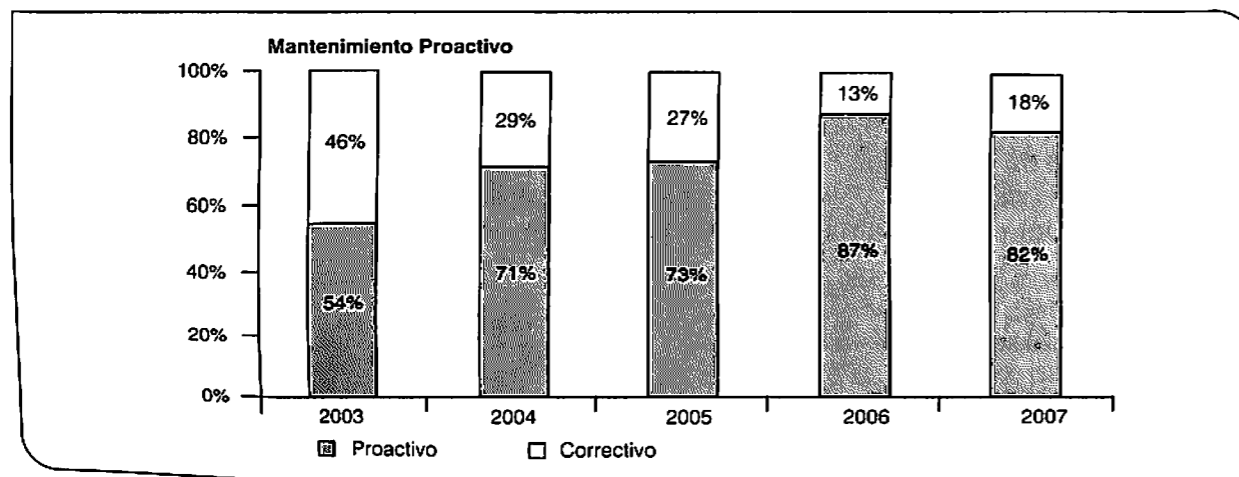
Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Con los nuevos esquemas de operación y la nueva versión del optimizador de energía se logró un ahorro del 32% en consumos de energía eléctrica.

A lo largo del año se inspeccionaron 1.200 kilómetros de tubería, se repararon los hallazgos críticos y se valoró el riesgo en 6.456 kilómetros para asegurar la integridad de las redes.

Así mismo, se puso en marcha el mantenimiento primario y el programa de confiabilidad en las plantas, estrategia que garantizará la preservación y confiabilidad de la infraestructura, evitará afectaciones e impactos a las comunidades y el medio ambiente y disminuirá los riesgos asociados al transporte.

GRÁFICA 25. MANTENIMIENTO PROACTIVO



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

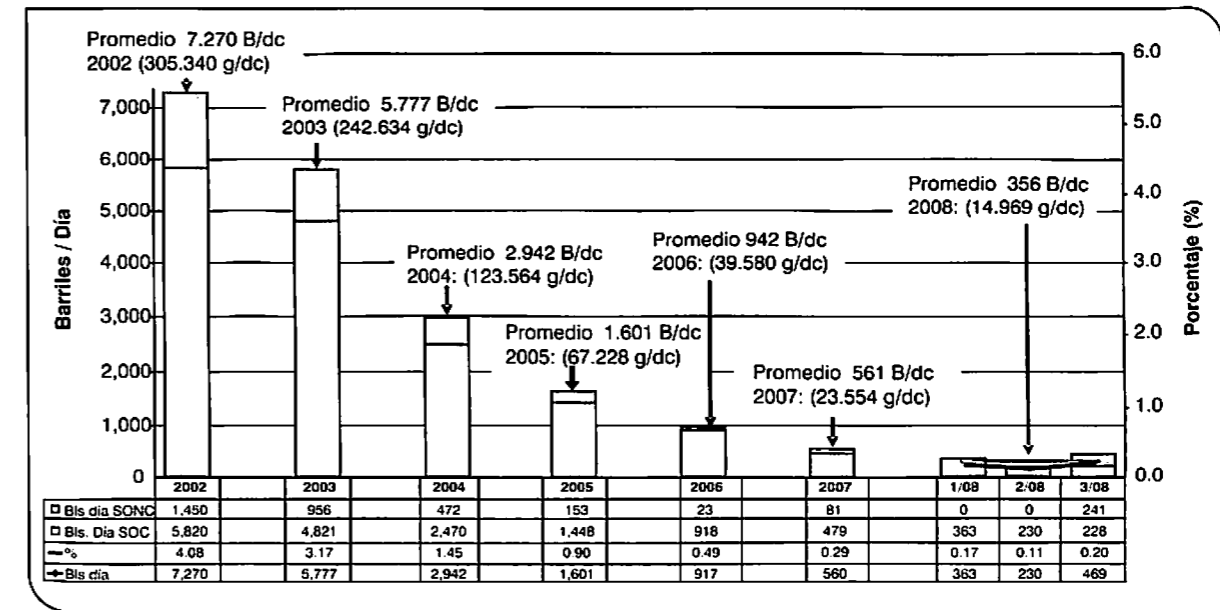
Se superó la meta de generación de valor en un 16,4% al alcanzar \$190,7 millones más que en 2006, apalancados en el incremento de los ingresos, la optimización de costos operativos y la gestión de control de hurtos y atentados.

5.2 HURTO DE COMBUSTIBLES Y ATENTADOS

En 2007 el hurto de combustibles fue en promedio de 561 barriles por día. Lo anterior significó una reducción de 40,4% frente a 2006 (942 Bpd), 65% comparado con 2005 (1.601 Bpd) y 92% en relación con 2002, cuando se tenía un nivel de hurto de 7.270 Bpd. En relación con el hurto de crudos, éste alcanzó un nivel total de 322 Bpd en promedio, de los cuales 320 corresponden a desbalances de los oleoductos del sur del país, especialmente el oleoducto Transandino.

Ahora bien, los 356 barriles por día en promedio a marzo 31 de 2008 significan una reducción del 40% en relación a 2007 (561 Bpd) y 95% en relación a 2002 cuando se tuvo el valor más alto de la historia. La evolución sobre el particular se presenta en la siguiente gráfica:

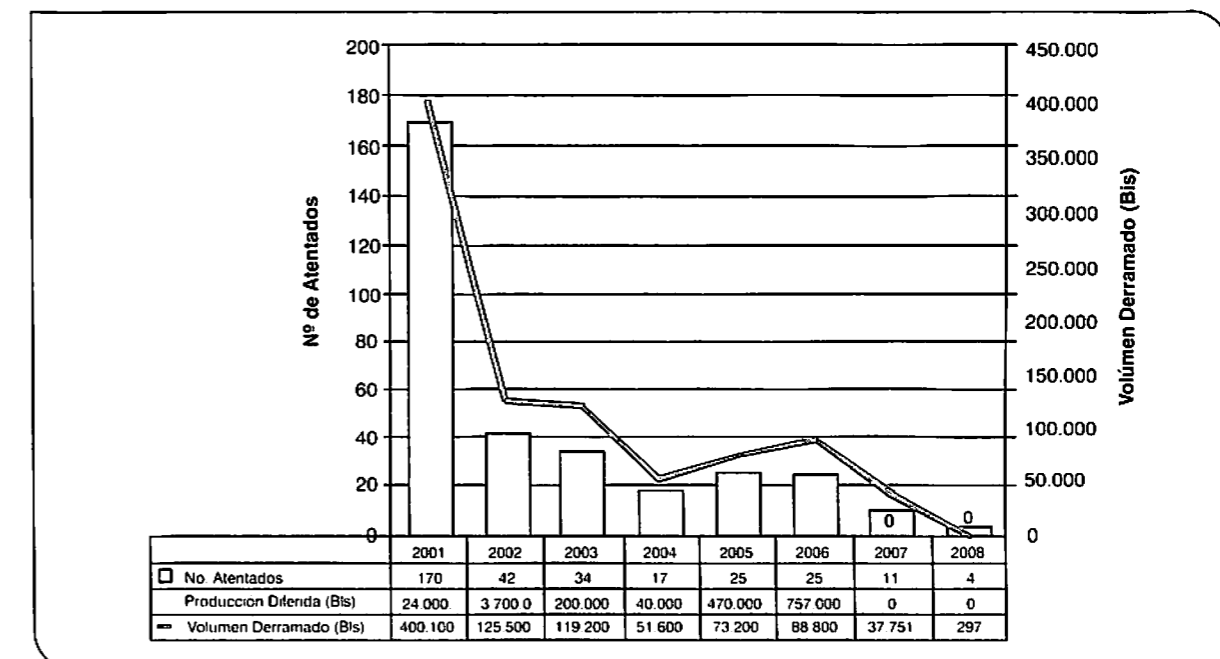
GRÁFICA 26. EVOLUCIÓN REDUCCIÓN HURTO DE COMBUSTIBLES



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

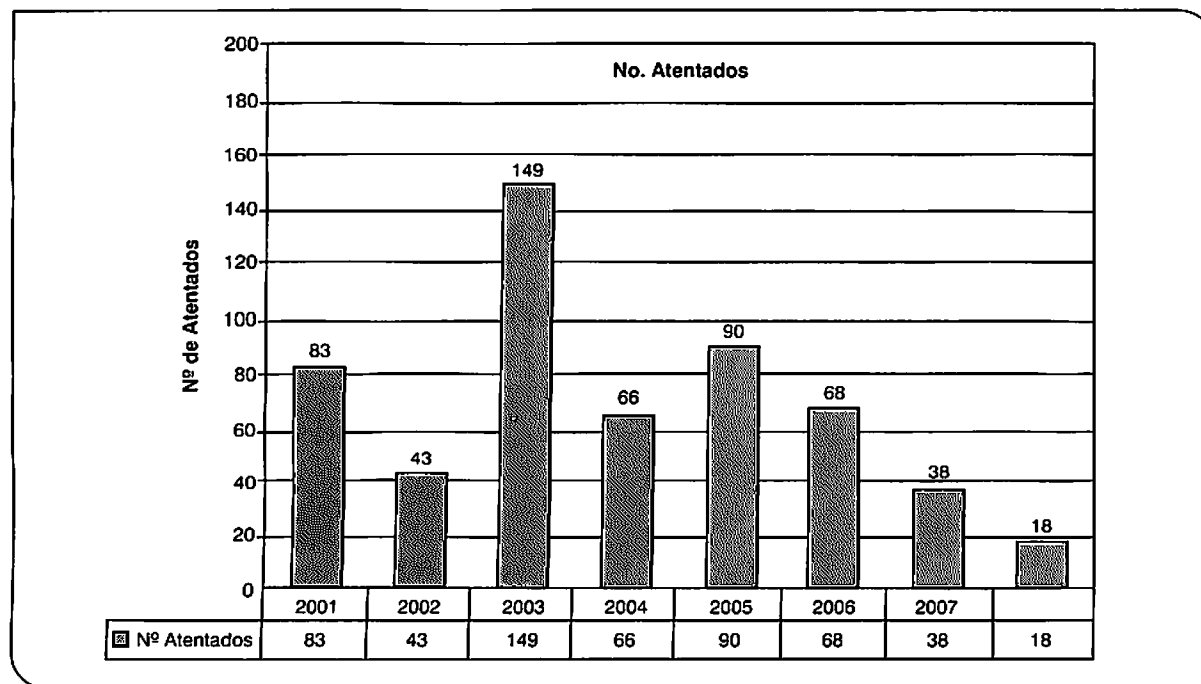
En cuanto a atentados, en 2007 se logró una disminución de 56% al cerrar el año con 11 ataques, 14 menos que en 2006. El volumen de crudo derramado a causa de la comisión de este delito (37.751 barriles), disminuyó en 57% respecto al año anterior. En los oleoductos del sur del país se redujo el número de atentados en 54%.

GRÁFICA 27. ATENTADOS OLEODUCTO CAÑO LIMÓN COVEÑAS



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

GRÁFICA 28. ATENTADOS OLEODUCTOS DEL SUR



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

5.3 NUEVOS NEGOCIOS

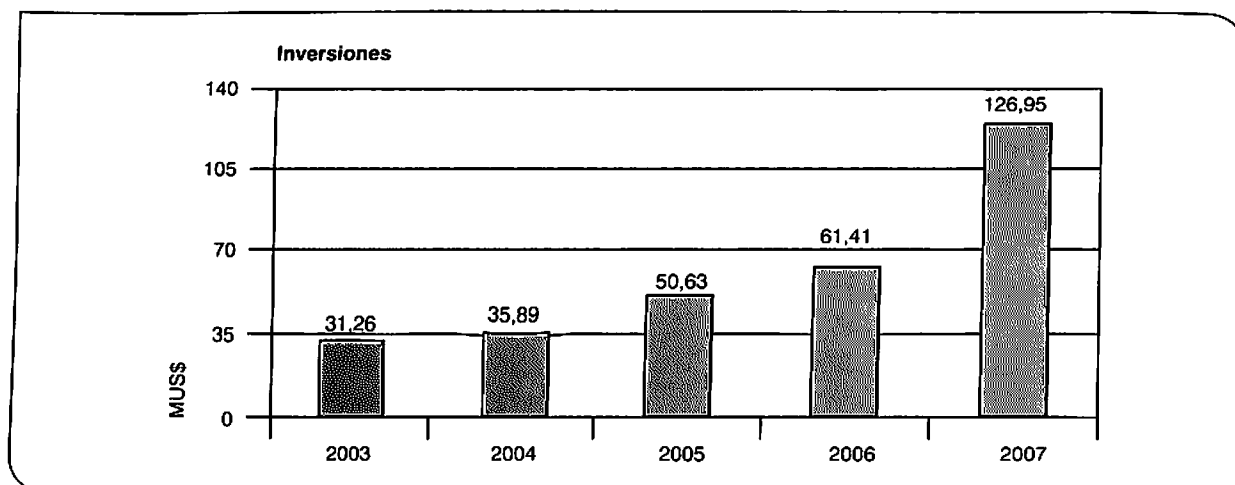
En 2007 ECOPEPETROL S.A. y la compañía Petro-Rubiales suscribieron un memorando de entendimiento para la construcción de un oleoducto de 230 kilómetros de extensión con una inversión estimada de US\$300 millones, que permitirá transportar el crudo extraído de los campos Rubiales y Pirirí, ubicados en el departamento del Meta.

Para el desarrollo de este proyecto se constituirá una compañía, se realizarán las primeras inversiones e iniciarán las obras de construcción que terminarán en el segundo semestre de 2009.

5.4 INVERSIONES

Se adelantaron 77 proyectos por US\$127 millones, principalmente orientados al control de hurtos, mejoramiento de la confiabilidad, seguridad industrial y optimización operativa.

GRÁFICA 29. INVERSIONES



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

5.5 PRINCIPALES PROYECTOS PLANEADOS ÁREA DE TRANSPORTE AÑO 2008.

TABLA 21. PROYECTOS EN DESARROLLO

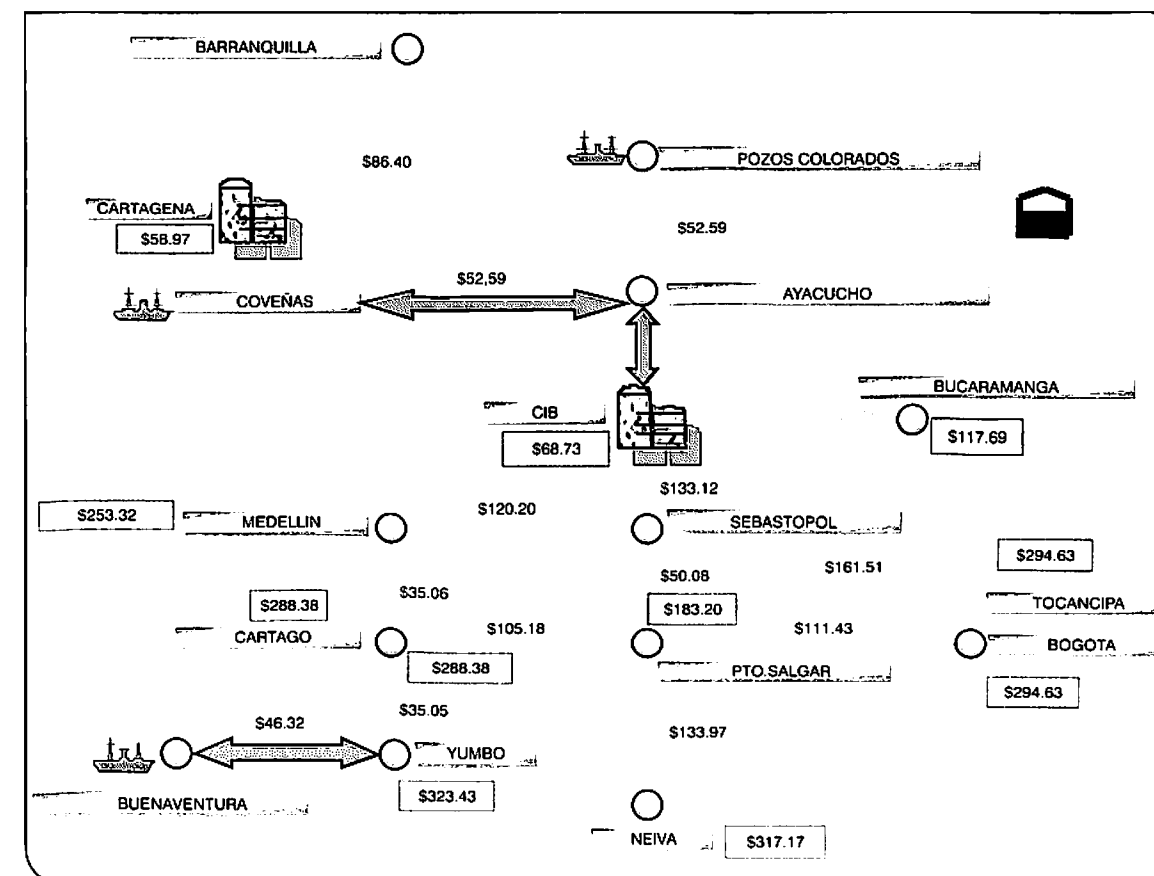
Nombre del Proyecto	Alcance
Oleoducto Crudos Pesados Campo Castilla	Construcción de una tubería de aproximadamente 127 kilómetros de longitud y 20" de diámetro, entre la estación Apiay y la planta El Porvenir, para transporte de 150 KBDO de crudo Castilla diluido.
Poliducto / Nafta ducto Crudos Pesados Campo Castilla	Construcción de una tubería de 175 kilómetros de longitud aproximadamente y 12" de diámetro entre el terminal Tocancipá y estación Castilla, para transporte de 36 KBO de nafta.
Oleoducto Crudos Pesados Campo Rubiales	Construcción de aproximadamente 270 kilómetros de tubería y 24" de diámetro entre el campo Rubiales, en el municipio de Puerto Gaitán y la planta Monterrey.
Poliducto Interconexión Mansilla -Tocancipá	Construcción de una tubería de 8" de diámetro y 65 kilómetros de longitud, entre el terminal Mansilla y Tocancipá.

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

5.6 TARIFAS POR DISTANCIA

Se continúa aplicando el cobro de las tarifas por distancia a través del sistema de poliductos de ECOPEPETROL 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 30. TARIFAS POR DISTANCIA



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

6. REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA

El presupuesto total de refinación durante el año 2007 ascendió a US\$282 millones, superior en 62% al de 2006, lo que permitió ejecutar 95 proyectos de reconversión, crecimiento, reposición de equipos y ambientales.

En 2007 se realizaron avances para posicionar en 2010 las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena en el primer cuartil de Latinoamérica.

En la gestión de esta área se destaca el inicio de la operación de la sociedad Refinería de Cartagena S.A. en el mes de abril, el cumplimiento de los planes volumétricos, el aumento en la carga, la disminución de los incidentes ambientales, el incremento del margen bruto de refinación, la consolidación de los beneficios en caja del programa de optimización y el incremento en la generación de valor, EVA.

De otro lado, durante el primer trimestre de 2008 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 mantenimiento programado de varias unidades de proceso en las refinerías de Barrancabermeja (GRB) y Cartagena (GRC).

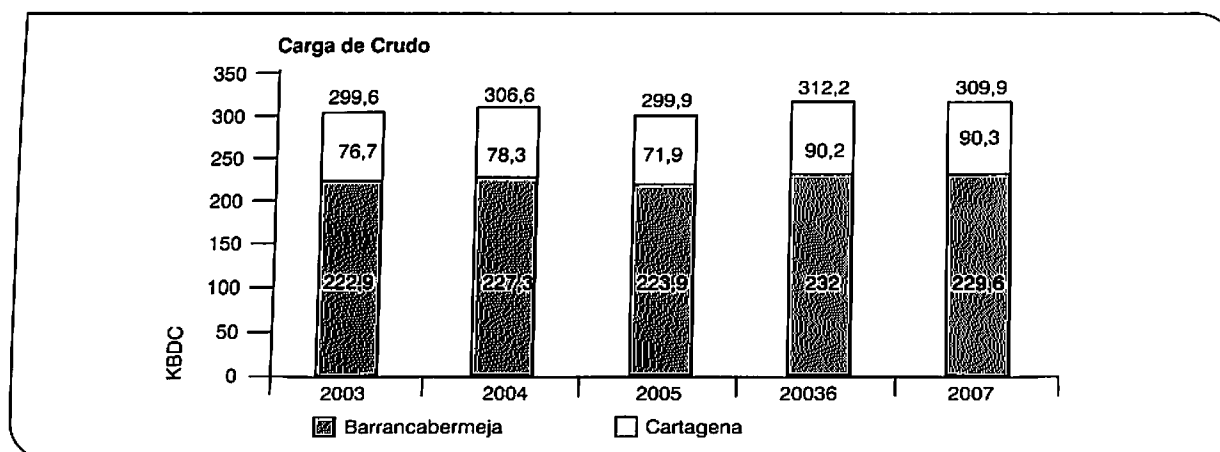
Dentro de los indicadores se destacan el mayor margen bruto de refinación a precios presupuestales, la mayor carga de crudo y la disminución de los días de parada de no programadas.

6.1 CARGAS A REFINERÍAS

Los resultados en la carga de ambas refinerías estuvieron por encima de los pronósticos. Para el caso de la refinería de Barrancabermeja se cumplió con la meta propuesta para el año 2007, que incluía la parada general de la U-2000 y se superaron los inconvenientes presentados en la U-250.

Con respecto a Cartagena, se alcanzaron 80,3 miles de barriles de petróleo por día (Kbpd), es decir, se mantuvo el esquema de maximización de cargas a las unidades. Este valor se convierte en el más alto alcanzado en la historia de la refinería.

GRÁFICA 31. CARGA DE CRUDO REFINERÍAS



Fuente: ECOPETROL S.A.

La carga de crudo a las refinerías va en 304.1 kbdc, superando la meta de 299.1 kbdc para el primer trimestre del año 2008.

La refinería de Barrancabermeja supera la meta propuesta para el periodo de enero – marzo de 2008 en 4.5 kbdc, por la buena estrategia utilizada en la parada de la unidad U – 200 y para lo que resta del año se tiene un plan especial de dietas que permitirían seguir cumpliendo con el compromiso del año.

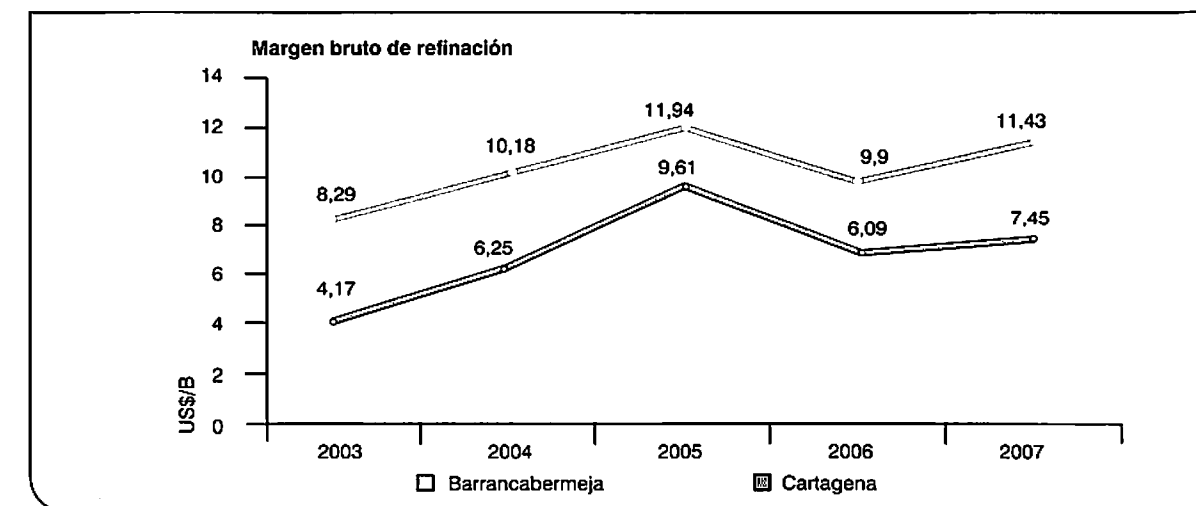
La Refinería de Cartagena supera su meta acumulada a marzo de 2008 logrando 80.1 kbdc, manteniéndose el esquema de maximización de cargas a las unidades y el procesamiento de algunos crudos importados como el Forties y el Plutonio.

6.2 MARGEN BRUTO DE REFINACIÓN

El margen bruto de refinación se vio favorecido por el crack spread, (término que representa el cálculo de lo que podría ser la ganancia o rentabilidad), los mayores rendimientos de productos valiosos y la optimización de procesos y dietas de crudo a las refinerías.

El incremento en el margen respondió a los altos precios internacionales motivados por la mayor demanda de países como China e India y a la mayor producción de destilados medios en Barrancabermeja, la cual aumentó 3% y permitió reducir las importaciones de diesel para atender la demanda nacional.

GRÁFICA 32. MARGEN BRUTO DE REFINACIÓN



Fuente: ECOPETROL S.A.

Ahora bien, en lo corrido del año 2008 el margen bruto de refinación calculado a precios presupuestales se vio favorecido por los mayores rendimientos de productos valiosos y la optimización de procesos y dietas de crudo a las refinerías.

El margen acumulado a marzo de 2008 para la Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica (VRP) es de 8.04US\$/BI, el cual es superior en 0.14US\$/BI a la meta propuesta en el pronóstico volumétrico. Por el efecto de mayores rendimiento de los productos más valiosos se explican 0.09US\$/BI, mientras que la gestión para obtener una dieta de crudo más económica explica los 0.05US\$/BI restantes.

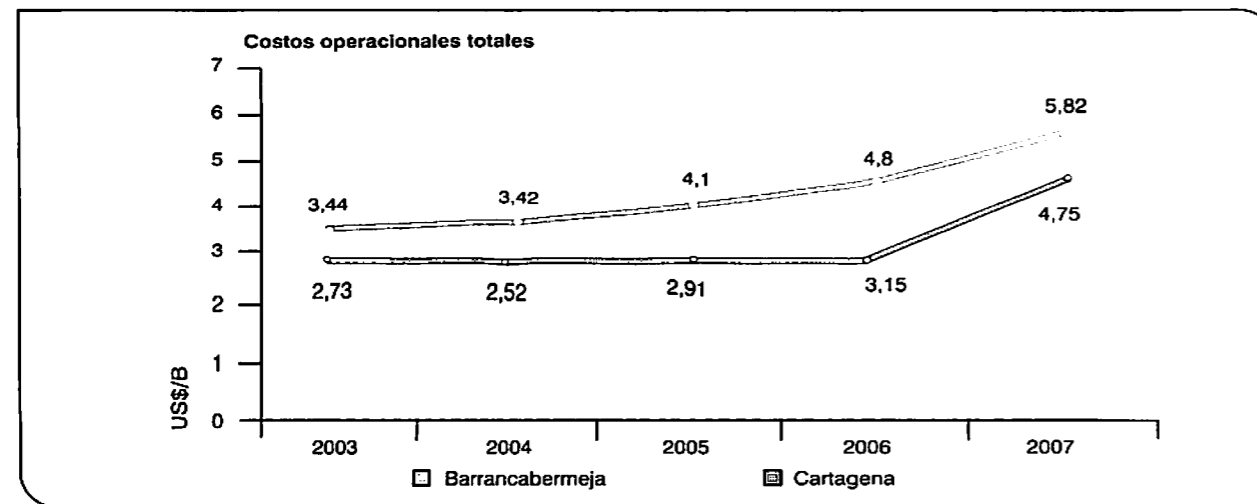
Para la Refinería de Barrancabermeja el margen acumulado en el mismo periodo fue de 9.40US\$/B y para GRC de 4.15US\$/BI, superando la meta de la Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica de ECOPETROL S.A.

6.3 COSTOS UNITARIOS OPERACIONALES TOTALES

El costo unitario operacional total aumentó con respecto a los años anteriores. Éste se vio afectado especialmente por la tasa de cambio que estuvo 11,4% por debajo del presupuesto, la no disponibilidad de gas natural que obligó a sustituirlo por combustibles más costosos como el GLP o el Fuel Oil, y el precio del gas natural que aumentó en la Refinería de Cartagena.

Otro aspecto que afectó el costo total fueron las depreciaciones y amortizaciones debido a que la refinería de Cartagena fue aportada a la sociedad que desarrollará el Plan Maestro de Desarrollo. Se destacan los menores costos de químicos y catalizadores debido a la implementación de mejores prácticas del programa de optimización de refinerías, y una menor compra de energía eléctrica en Barrancabermeja por la mejora en la confiabilidad de los servicios industriales.

GRÁFICA 33. COSTOS OPERACIONALES TOTALES



Fuente: ECOPETROL S.A.

Para el 2008, el costo unitario operacional va en 4.67US\$/BI frente a una meta de 4.76US\$/BI; aunque se está cumpliendo con lo presupuestado en el año, los costos se han visto fuertemente afectados por la devaluación del dólar.

En la Refinería de Barrancabermeja se destaca el ahorro que se ha tenido en la compra de los catalizadores a pesar de las mayores cargas, que representa -0.16US\$/BI y una subejecución en los costos de las regionales que prestan servicios a la refinería por tener pendiente el inicio de actividades, que representa -0.05US\$/BI y la mayor carga de crudo.

En la Refinería de Cartagena la mayor carga de crudo y el menor consumo de materiales de proceso en paradas de planta ha favorecido los costos, que se han visto fuertemente afectados por el incremento en el precio del gas que se traduce en 0.16US\$/BI de mayor costo.

6.4 CONFIABILIDAD

El factor de utilización durante el año 2007 se vio afectado en la Refinería de Barrancabermeja por la menor carga a cracking debido a la estrategia de maximización de destilados medios. En Cartagena se presentó una disminución por el mayor número de días de parada no programados, que afectó principalmente la unidad de ruptura catalítica.

De otro lado, para el 2008 el factor de utilización de la VRP fue de 82.7% versus una meta de 81.2%. Dicho valor se ha visto favorecido en la Refinería de Barrancabermeja por la mayor carga de crudo y de cracking motivado por la mejor estrategia en la parada de U-200 (Unidad de Destilación de Crudo).

En Cartagena este factor se vio afectado por la mayor duración de la inspección de la unidad de ruptura catalítica, que afectó también los días de parada no programados.

6.5 ACCIDENTALIDAD

La accidentalidad en nuestras refinerías se ha reducido en los últimos años debido a los programas de liderazgo, las visitas de seguridad, la metodología de "los 3 Qués", y a las campañas de concientización del personal para dar prioridad a la seguridad. El indicador de incidentes ambientales se empezó a llevar a partir del 2005. Evidencia mejoras en el periodo, por el mayor interés hacia el medio ambiente y su preservación.

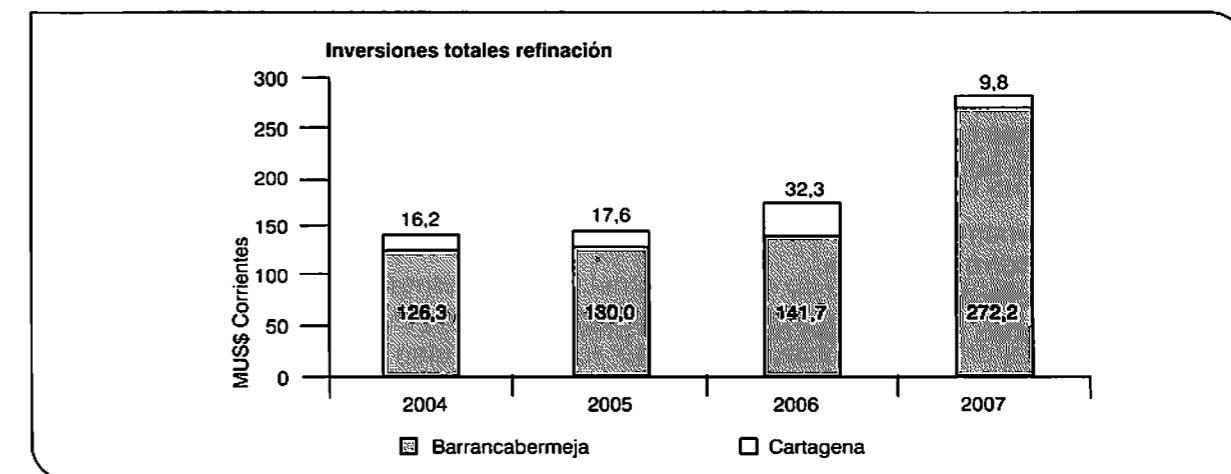
6.6 INVERSIONES

El presupuesto total de inversiones de Refinación y Petroquímica ascendió a US\$282 millones en 2007, superior en 62% al de 2006 y en 100% al de 2004. Incluyó la realización de 95 proyectos de reconversión, crecimiento, reposición de equipos y ambientales.

Al desagregar el presupuesto de inversiones se destacan US\$172 millones destinados al proyecto de hidrotreatmento de combustibles, US\$28 millones para los proyectos de incremento en producción de polietileno, US\$22 millones para los proyectos de producción de propileno (US\$13 millones en Barrancabermeja y US\$9 millones en Cartagena), US\$5 millones en el blending de diesel, US\$4 millones en el proyecto de Control Operacional Consolidado (COC) y US\$4 millones en proyectos ambientales.

Durante el periodo se destinaron US\$1,5 millones para los estudios del Plan Maestro de Servicios Industriales en la Refinería de Barrancabermeja, los cuales dieron origen a este proyecto con un valor estimado en US\$300 millones y una duración de 30 meses.

GRÁFICA 34. INVERSIONES TOTALES EN REFINACIÓN



Fuente: ECOPETROL S.A.

6.7 PRINCIPALES PROYECTOS

Los principales proyectos que se están adelantando son el Plan Maestro de Desarrollo de la Refinería de Cartagena, Hidrotreatmento de Combustibles, Plan Maestro de Servicios Industriales y Modernización de la Refinería de Barrancabermeja. El avance que se tenía a 31 de marzo de 2008 en cada uno de ellos se detalla a continuación.

6.7.1 PLAN MAESTRO DE DESARROLLO DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA

Este proyecto que está siendo desarrollado por Refinería de Cartagena S.A., en la que ECOPETROL S.A. tiene un 49% de participación accionaria y que tiene el propósito de incrementar la capacidad de la refinería de 80 a 150 kbdc, aumentar la conversión a productos valiosos del 74% al 95% y obtener combustibles con las más exigentes especificaciones de calidad internacionales a partir del procesamiento de crudos pesados, presenta el siguiente estado de avance:

El 6 de noviembre de 2007 se firmó el contrato EPC (Engineering, Procurement & Construction) con la firma norteamericana CB&I y el 5 de marzo del presente año quedó en firme la propuesta presentada por Glencore International AG, por MUS\$2300, frente a una inversión inicial estimada de MUS\$2618.

La refinería ampliada y modernizada deberá estar en operación en enero de 2012. A marzo 31 tenía un avance del 6.9% frente a un 8.6% planeado; mostrando algún atraso en el desarrollo de la ingeniería básica.

Se tiene aprobado el 80% de las bases de diseños de las unidades de proceso, se concluyeron los estudios conceptuales de almacenamiento y de energía, se realizaron las revisiones de los PFD (Process Flow Diagram) para las unidades de Crudo; Hydrocracking e Hidrotreatmentos de diesel; se pusieron las órdenes de compra para los reactores de Hydrocracking e Hidrotreatmentos de diesel. Se encuentra en desarrollo el Plot Plan y se contrataron las firmas consultoras para la obtención de la licencia ambiental y para el trámite de Zona Franca.

6.7.2 HIDROTRATAMIENTO GRB

El proyecto de Hidrotratamiento presenta un avance global del 29.9% y las principales actividades realizadas son:

1. Revisión modelo 3D al 60% para las unidades U-4650 Hidrógeno, U-4700 Diesel, U-4800 (Claus) y 4-820 (Clauspol).
2. Se colocaron las órdenes de compra para tubería, instrumentación, cables y equipos eléctricos de ISBL.
3. Se adelanta la adecuación de las áreas de la refinería donde van a estar ubicadas las plantas.

El proyecto está destinado a mejorar la calidad de los combustibles del país, al reducir su contenido de azufre (gasolina de 1000 a 300 ppm y diesel de 4500 a 1200 ppm y en Bogotá de 500 a 50 ppm), a través de las siguientes acciones:

- o Construir siete plantas nuevas.
- o Construir interconexiones con la refinería existente.
- o Construir las facilidades adicionales requeridas, tales como:
 - Cuartos de Control.
 - Tanques de almacenamiento.
 - Modificaciones en torre enfriadora.
 - Subestaciones eléctricas.
 - Instalación de bombas para manejo de cargas y productos.

El proyecto estará en operación a finales del año 2009.

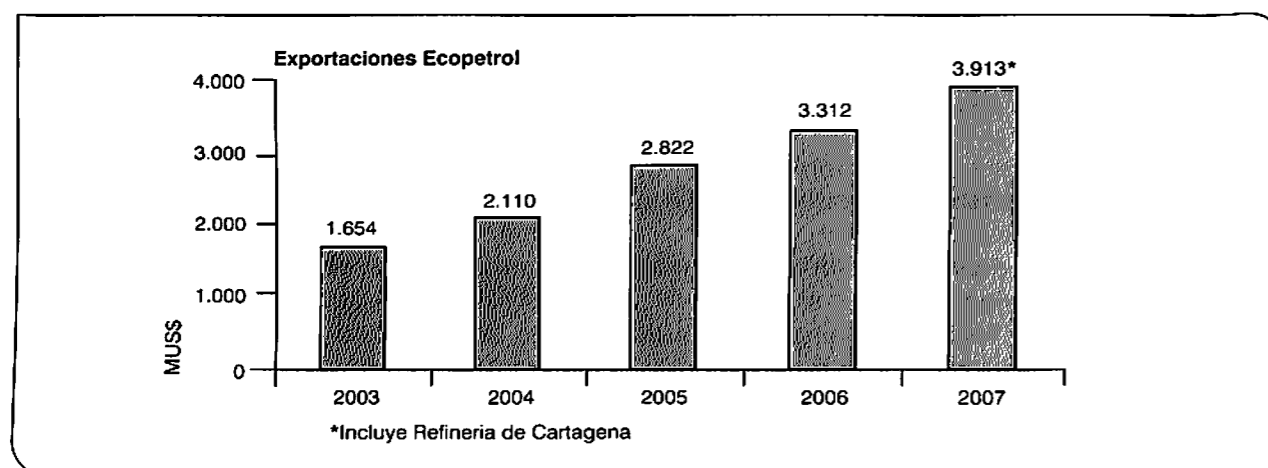
7. SUMINISTRO Y MERCADEO

El año 2007 concluyó con un incremento en las ventas. El crecimiento en volumen y en ingresos fue el resultado de un trabajo coordinado entre las diferentes áreas operativas que busca consolidar a ECOPEPETROL S.A. como una empresa integrada en la cadena del petróleo y el gas.

Los aumentos en la producción de propiedad de ECOPEPETROL S.A., la optimización de las dietas en las refinerías y una mayor eficiencia en la estrategia comercial de la empresa permitieron alcanzar mejores resultados en relación con el 2006.

El valor de las exportaciones ascendió a US\$3.913 millones, 18% superior al valor obtenido el año anterior, producto del aumento en el volumen de las ventas de crudos y productos en 0,7% y al comportamiento de los precios internacionales del petróleo, que estuvieron en promedio en US\$72,3 por barril, 9,2% superior al promedio de las cotizaciones de 2006.

GRÁFICA 35. EXPORTACIONES ECOPEPETROL



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

La fortaleza del mercado de altos azufres de Rotterdam y del Lejano Oriente abrió mayores oportunidades al Fuel Oil de ECOPEPETROL S.A. hacia esos destinos. Esta situación se evidenció de una manera más pronunciada que en el 2006. Por su parte, el crudo Castilla se logró posicionar en el Golfo de Estados Unidos, entre los consumidores finales. Estos dos factores fueron claves en el crecimiento de las ventas.

Ahora bien, durante el primer trimestre del 2008 el valor de las exportaciones ascendió a US\$1.569 millones, cifra superior en un 153% al valor obtenido el año anterior. Esta situación se presentó fundamentalmente por el aumento en el volumen de las ventas de crudos en un 48% y al comportamiento de los precios internacionales del petróleo, que estuvieron en promedio en US\$80,61 por barril, 79% superior al promedio de las cotizaciones de 2007 durante el mismo periodo.

Durante el primer trimestre las mayores exportaciones de crudo se deben a la mayor producción de Crudo Castilla y South Blend, los cuales están posicionados en el Golfo de Estados Unidos, entre los consumidores finales.

Entre tanto, el valor de las ventas de combustibles y petroquímicos, sin incluir transporte, alcanzó \$11.196 millones, cifra que supera en un 15% al valor registrado en 2006. En volumen el crecimiento fue de 2,4% con respecto al año anterior.

Las ventas de diesel crecieron 6,3% frente a 2006, mientras que las de gasolina presentaron una disminución de 3,1% en relación con el mismo periodo principalmente debido a: la "dieselización" del país, la mezcla de alcohol y la sustitución de gasolina por gas natural, además de la optimización del combustible para los sistemas de transporte masivo.

En petroquímicos se consolidó la participación de los disolventes aromáticos producidos por ECOPEPETROL S.A. en el mercado regional. Se iniciaron las entregas de propileno a Propilco para agregar valor a una corriente que se comercializaba como gas licuado de petróleo (GLP). La oferta de polietileno al mercado nacional se complementó con importaciones.

Por su parte, en el primer trimestre de 2008 el valor de las ventas país de combustibles y petroquímicos, sin incluir transporte, alcanzó \$3.096 millones, superiores en un 21% a lo registrado en el primer trimestre de 2007. En volumen el crecimiento fue de 2,4% con respecto al año anterior.

Las ventas de diesel crecieron 6,08% frente al primer trimestre del 2007, mientras que las de gasolina presentaron una disminución de 1,8% en relación con el mismo periodo, como consecuencia de la "dieselización" del país, la mezcla de alcohol y la sustitución de gasolina por gas natural, además de la optimización del combustible para los sistemas de transporte masivo.

En petroquímicos durante el primer trimestre del 2008, se obtuvieron ingresos por \$301 millones, lo que representa un aumento del 51% frente al mismo periodo en el 2007. Este aumento está dado por la consolidación del mercado de los disolventes aromático, como también por las mayores ventas de Polietileno cuyo suministro ha estado por el orden de 4.500 Toneladas/mes durante el primer trimestre del 2008 frente a 2.500 toneladas/mes en el 2007.

7.1 NUEVOS NEGOCIOS

Durante el periodo se consolidaron dos importantes negocios para el crecimiento de la empresa y su proyección futura.

En el primer semestre del año 2007 se constituyó Ecodiesel S.A. en asocio con siete empresas palmicultoras del Magdalena Medio, con el fin de producir 100 mil toneladas año de biodiesel e incursionar en forma directa en el mercado de los biocombustibles. Con un aporte de \$7,8 millones para el inicio del proceso ECOPEPETROL S.A. participa con el 50%.

Durante el primer trimestre de 2008 se concretó la cesión del lote para la construcción del proyecto y se contrataron las Ingenierías Básicas y de Detalle para la construcción de la planta de pretratamiento, transesterificación y esterificación, así como la de Obras Civiles y de Tanques. Contratos que deben finalizar en junio del presente año.

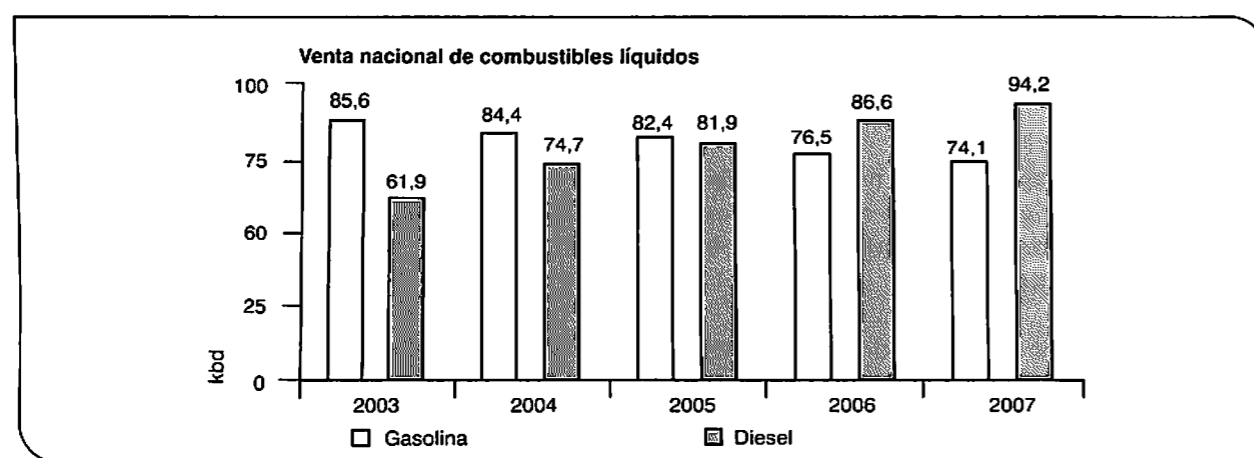
De otro lado, el pasado 7 de abril se concretó la adquisición de Polipropileno del Caribe (Propilco), operación que había sido anunciada desde el pasado mes de diciembre. La transacción, por un valor de 690 millones de dólares, se realizó una vez cumplidos los trámites legales ante la Superintendencia de Industria y Comercio y la capitalización de Propilco en 137 millones de dólares por parte de los anteriores propietarios de la empresa.

Esta operación permitirá asegurar sinergias mediante el aprovechamiento de las corrientes petroquímicas derivadas del proceso de refinación. Así mismo, la integración abre las puertas para acometer en el futuro nuevos proyectos en la cadena petroquímica en Colombia, acorde con las tendencias mundiales de la industria petrolera.

7.2 SATISFACCIÓN DE CLIENTES

ECOPETROL S.A. logró mantener el nivel de excelencia en la satisfacción de sus clientes a lo largo de 2007. De acuerdo con los resultados de una encuesta realizada por el Centro Nacional de Consultoría, la empresa alcanzó un resultado de 92% en el Top Two Boxes, (calificación que incluye excelente y muy buena). Este resultado se obtuvo gracias a iniciativas como la utilización del CRM (Customer Relationship Management), la utilización efectiva del Call Center y la integración de la atención al cliente desde los puntos de vista operativo y comercial.

GRÁFICA 36. VENTA NACIONAL DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS



Fuente: ECOPETROL S.A..

8. TEMAS REGULATORIOS Y LEGALES

8.1 POLÍTICA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Hasta el mes de diciembre de 1998, la política para fijar el incremento de precios de la gasolina regular y del 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.

Es por esta circunstancia que desde mediados de 1998 se inició una situación coyuntural de caída del precio internacional del crudo. Esta coyuntura fue aprovechada en su momento por el Ministerio, para establecer la política de liberación del precio de la gasolina regular y del ACPM.

Es así como mediante las Resoluciones 82438 y 82439 de 1998, el Ministerio de Minas y Energía adoptó una nueva forma de fijación de precios de la gasolina corriente y del ACPM, basada en la metodología de paridad de precios de importación. Bajo esta nueva metodología el ingreso al productor, es decir el precio de venta de ECOPETROL S.A. 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.

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

La estructura establecida en dichas resoluciones implicaba que los precios fluctuaran de acuerdo con la de los precios internacionales y la tasa de cambio. Sin embargo, entre finales de 1999 y 2002, el Gobierno no trasladó la totalidad de la variación de precios internacionales de los combustibles hacia los precios internos.

La anterior decisión se tomó con la finalidad de tener ajustes de precios moderados 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 alto costo porque se generó un subsidio económico por parte de ECOPETROL S.A., por 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 y del ACPM, se tomó en su momento sin afectar la esencia de la medida y consciente del alto subsidio que se estaba generando.

En concordancia con lo señalado por el Gobierno Nacional en el documento de bases del Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1151 de 2007), durante el 2007 y lo corrido del presente año, el Gobierno Nacional viene avanzando en el proceso de desmonte de los subsidios implícitos a los combustibles líquidos (gasolina corriente y ACPM).

El objetivo fundamental de este proceso es el de incentivar la competencia y la inversión en la industria de refinación e importación de estos combustibles, lo cual permitirá asegurar el abastecimiento de dichos energéticos en el mediano plazo.

Para esto, el Ministerio de Minas y Energía adelantó dos acciones fundamentales:

- Estableció una nueva metodología para el cálculo del ingreso al productor, que toma como referencia precios de mercado de productos derivados del petróleo comercializados en la costa del Golfo de Estados Unidos, basados en los costos de oportunidad paridad exportación de cada uno de los productos y ajustados según la calidad del producto nacional.
- Definió sendas de desmonte de los subsidios implícitos con el fin de mitigar el impacto del proceso de ajuste de precios.

Una vez concluyan los periodos de desmonte, el Ministerio de Minas y Energía evaluará la liberación de los precios de la gasolina corriente y el ACPM. Como complemento de lo anterior, el Gobierno Nacional evaluará la viabilidad de implementar mecanismos que permitan mitigar los efectos de la volatilidad de los precios.

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.

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 90s 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 propiciado que combustibles, como el diesel, para los que el país no tiene la suficiente capacidad de producción, tengan mayor demanda. 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 de transporte, como el servicio público municipal, los sistemas de transporte masivo, taxis y vehículos particulares.

Ahora bien, con el fin de mitigar el impacto del proceso de ajuste de precios, se definieron sendas de desmonte de los subsidios implícitos que no irán más allá de junio de 2010 para la gasolina y de diciembre de 2011 para el diesel³, 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 (Fondo de Estabilización de Precios).

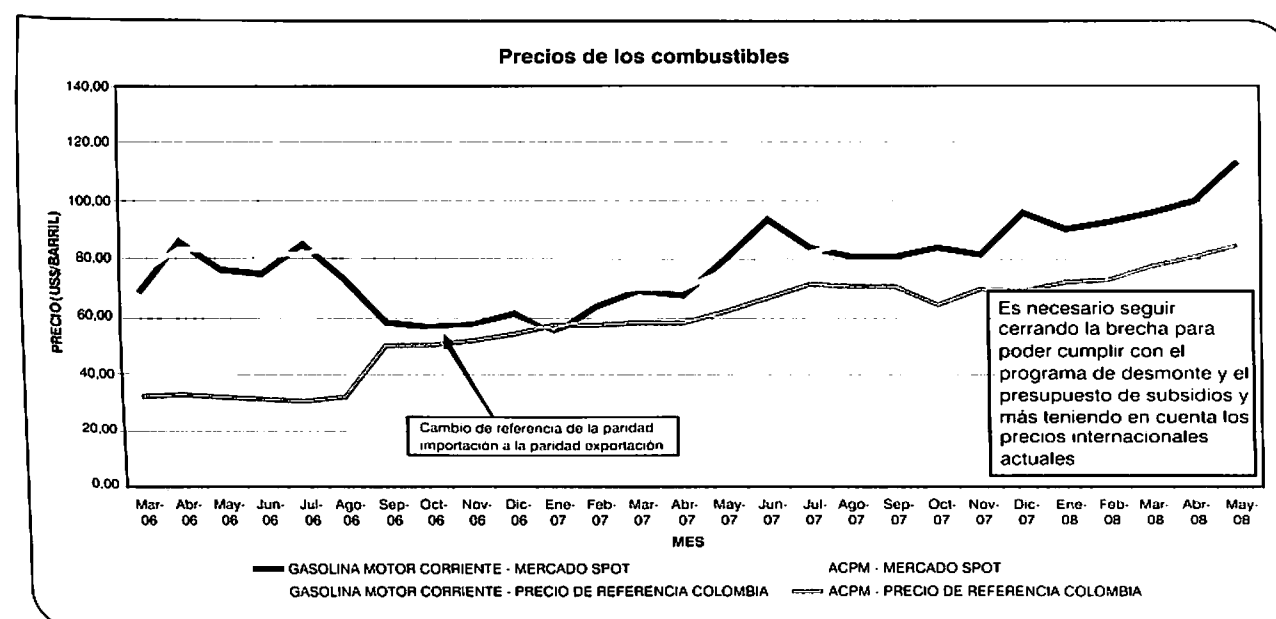
El Fondo de Estabilización de Precios fue creado por el Artículo 69 de la Ley 1151 de 2007. Este Fondo tiene como función atenuar en el mercado interno el impacto de las fluctuaciones de los precios de los combustibles en los mercados internacionales.

Los recursos necesarios para la operación del Fondo provendrán de la transferencia de parte de los recursos ahorrados por ECOPETROL S.A., en el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, para lo cual se tiene estimado un fondeo inicial de US\$170 millones de dólares.

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 junio 1 de 2008, el precio de referencia en la Costa del Golfo para la gasolina corriente era de US\$91,47 por barril, que corresponde al 71.2% del costo de oportunidad de la gasolina que era de US\$126,79 por barril.

En el caso del ACPM, el precio de referencia del mismo en la Costa del Golfo corresponde a US\$88,82 dólares por barril, que es equivalente a un 59,1% del costo de oportunidad del ACPM que era de US\$149,35 por barril.

GRÁFICA 37. PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Con el fin de mitigar el impacto de los altos precios del petróleo sobre los consumidores finales y más específicamente en lo que se refiere a los precios internos a los combustibles, el Gobierno Nacional ha tomado las siguientes medidas en los últimos días:

³ Dichas fechas de desmonte fueron definidas durante el mes de mayo del año en curso, dado el comportamiento al alza y los niveles más altos de la historia que vienen presentando los precios internacionales del petróleo y sus derivados en los últimos meses. Las fechas anteriores de desmonte eran junio de 2009 para la gasolina motor corriente y junio del año 2010 para el ACPM.

- Postergación de la fecha de desmonte de los subsidios a los combustibles de junio de 2009 en la gasolina a junio de 2010, y de junio de 2010 a diciembre de 2011 en el ACPM, tal como se señaló anteriormente. Esta medida supone que el Gobierno Nacional asumirá mayores subsidios en beneficio a los consumidores finales en un monto que para el periodo 2008 - 2011 estará alrededor de los \$14 billones de pesos corrientes, con un estimado de ejecución para el año 2008 de \$5,9 billones de pesos.
- Estabilización de los impuestos en la estructura tarifaria de los combustibles y más específicamente en el IVA y la sobretasa, de tal forma que dichos impuestos, además del global, solo tendrán una indexación anual a partir del índice de precios al consumidor. Lo anterior, permitirá que los ajustes en precios no sobrepasen los \$100 pesos mensuales, durante el periodo de desmonte antes señalado.
- La importación temporal, mientras se desarrolla la oferta nacional, de alcohol carburante para ser utilizado en las zonas en las cuales todavía no se mezcla dicho producto con las gasolinas (Costa Atlántica, Antioquia, Tolima y Huila), de tal forma que se reduzcan los subsidios a los combustibles para el Estado Colombiano. De esta forma se favorece a los consumidores nacionales con un combustible de mejor calidad y a un precio similar. Lo anterior, permitirá reducir en unos 2,800 barriles por día el consumo de gasolinas en el país, los cuales serán reemplazados por alcohol carburante.
- El establecimiento de nuevas cláusulas de precios extraordinarios, en los nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, para precios superiores a US\$90 dólares el barril. Estos recursos adicionales en un futuro irán a cubrir las medidas que el Gobierno tome para la estabilización de los precios a los combustibles.
- El envío de una circular con recomendaciones a las entidades territoriales sobre el establecimiento de medidas de restricción vehicular (pico y placa diario, día sin carro, circulación mínimo con dos pasajeros, entre otras), de tal forma que se realice un uso más eficiente del combustible en el país y se mitigue el efecto en materia de subsidios sobre el estado.

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 quiere decir que se ha generado subsidio.

En teoría económica, subsidio es la diferencia entre el precio que tendría un bien, o un servicio, sujeto sólo a la ley de la oferta y la demanda, y el precio que tiene ese bien o servicio para todo el público, o para un sector de los consumidores, después de una intervención del Gobierno.

Así, un subsidio surge cuando el costo de producción es mayor que el precio de mercado. En el caso de los combustibles, el precio de mercado es el ingreso al productor regulado por el Ministerio de Minas y Energía y el costo, según la definición clásica, es costo de oportunidad en el mercado, en este caso, corresponde al precio de paridad de exportación.

Uno de los supuestos fundamentales para definir un subsidio es que existe (o al menos podría existir sin intervención del Gobierno) un mercado eficiente en términos económicos. Es decir, un mercado en el cual existen una diversidad de vendedores y potenciales compradores, todos de un tamaño relativo tal que ninguno de ellos es capaz de determinar los precios por sí solo y en el cual los precios reflejan toda la información disponible en cada instante.

En dicho sentido, es importante anotar, que 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 de América para los refinadores o importadores, que venía siendo asumida por éstos, en cumplimiento de las finalidades sociales del Estado en los términos previstos en la Constitución Política, podría ser financiado durante la vigencia fiscal de 2007 con cargo a los recursos de la Nación.

El anterior Artículo fue reglamentado a través de la Resolución 180414 del 23 de marzo de 2007, modificada a través de las Resoluciones 181503 del 25 de septiembre de 2007, 182032 del 6 de diciembre de 2007 y 180193 del 21 de febrero de 2008, en las cuales se señalan en detalle los procedimientos para el reconocimiento del subsidio a los combustibles.

Es importante señalar, que en el caso del diesel, además del reconocimiento sobre la base de la paridad exportación, se establece un reconocimiento a paridad importación de los volúmenes de diesel que el país tiene

que importar para cubrir su demanda interna, además de un reconocimiento de los volúmenes de combustible Jet A-1 que se degradan para aumentar la capacidad de producción nacional de diesel.

De otro lado, en el artículo 60 de la Ley 1151 de 2007, Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010, se estableció que se podrán financiar, con cargo a los recursos del Presupuesto General de la Nación, los subsidios a la gasolina motor y combustibles diesel.

Mientras culmina el desmonte de estos subsidios en la vigencia del Plan Nacional de Desarrollo, seguirán siendo financiados con cargo a los recursos de la Nación, en desarrollo de la política, para implementar un sistema general de precios que reconozca la realidad de los precios internacionales de estos combustibles. Dicho artículo se encuentra en estos momentos en proceso de reglamentación, pero trabajará sobre referentes similares a los indicados en las resoluciones antes mencionadas.

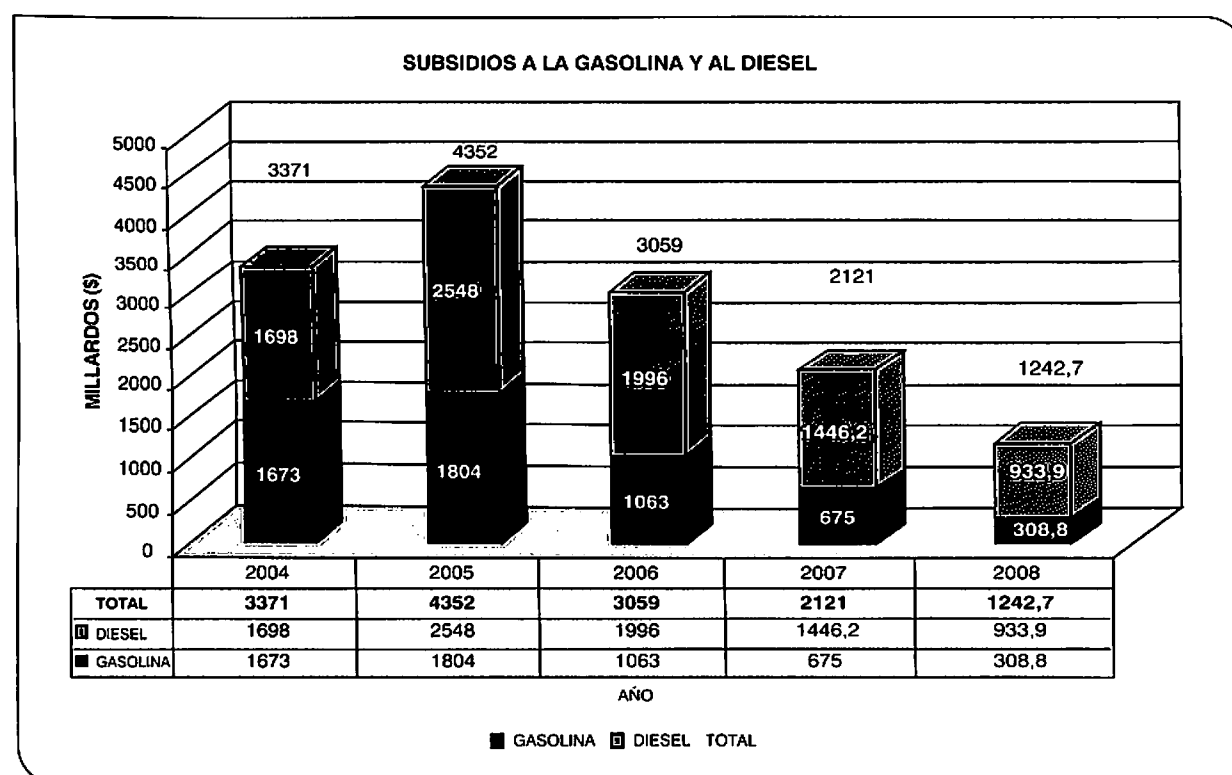
Ahora bien, teniendo como referencia las fechas de desmonte antes señaladas, para el Presupuesto General de la Nación del año 2007 se estableció un presupuesto de \$2,9 billones para dichos subsidios (su base era la referencia paridad importación), de los cuales a través del Documento CONPES 3483 del 13 de agosto de 2007 se señaló un financiamiento de \$1.475.000.000.000.

El acumulado total para el año 2007, fue de \$2,121 billones, de los cuales la porción correspondiente a los meses de noviembre y diciembre, fue cancelada con cargo al presupuesto del año 2008. Hasta octubre se habían cancelado \$1.444.000.000.000. Lo anterior, por cuanto si bien existía espacio presupuestal, el Estado no tenía disponibilidad de caja para cubrir dicho rubro.

De otro lado, se requieren \$14,1 billones de aquí al año 2012 en materia de subsidios, \$5,9 billones para el faltante de 2008, \$4,7 billones para el 2009, \$2,5 billones para el año 2010 y \$1 billón para el año 2011. Los pagos se realizarán un año después con el reconocimiento de un costo financiero.

La cuantificación de los subsidios desde 1998 hasta mayo del presente año, se muestra a continuación.

GRÁFICA 38. SUBSIDIOS A LA GASOLINA Y AL DIESEL



Subsidios 2008 con corte a abril (p)

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 y que además es escaso. Adicionalmente, es una política coherente que garantiza que los subsidios se destinen a los sectores que generen una mayor rentabilidad social, es decir agua, saneamiento básico, salud, etc. y no a quienes consumen combustible en forma directa o tangencialmente en forma indirecta, que son una fracción reducida de la población colombiana.

8.2 DECRETO 1717 DE 2008 – MODIFICACIÓN MARCO REGULATORIO DEL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

A través del Decreto 4299 de 2005, modificado por el Decreto 1333 de 2007, 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.

Esta reglamentación busca 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. 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 unos 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 1333 de 2007 otorgó plazos para su cumplimiento, dada la dinámica que se viene presentando en materia de certificación de estaciones de servicio, se hacía necesario conceder nuevos términos para que los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, tales como el distribuidor mayorista, almacenador, distribuidor minorista a través de estación de servicio automotriz, fluvial, de aviación y marítima, y los grandes consumidores, se ajustarán 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, realizar algunas precisiones a los requisitos y a las obligaciones estipuladas en el Decreto 4299 de 2005, modificado por el Decreto 1333 de 2007, con el fin de fortalecer el desarrollo del mercado de distribución de combustibles en el país.

Es así como se expidió el Decreto 1717 del 21 de mayo de 2008, en el cual se les concede para el efecto un nuevo plazo hasta el 1 de septiembre de 2008, para que los agentes y en especial las estaciones de servicio obtengan la autorización respectiva, previa obtención de su certificado de conformidad de cumplimiento de requisitos técnicos, a través de alguno de los 4 organismos de certificación que hoy operan en el mercado, a saber: Bureau Veritas, Icontec, Saybolt de Colombia y SGS. A la fecha se tienen 4.031 estaciones de servicio en proceso de certificación, de las cuales cerca de 1.500 ya están certificadas.

De otro lado, para la exhibición de la marca comercial por parte de las estaciones de servicio, se amplió el plazo hasta el 31 de octubre de 2008.

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. Adicionalmente, 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 este decreto.

Así mismo, 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 www.minminas.gov.co, con el objeto de recibir observaciones al mismo, el cual venció el pasado 31 de enero de 2008. Se espera la expedición del mismo, antes de finalizar el mes de septiembre del presente año.

8.4 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:

- Distribuidor mayorista y almacenador (plantas de abastecimiento).
- Distribuidor minorista (estación de servicio de aviación y marítima).
- Distribuidor minorista (estación de servicio automotriz y fluvial).
- Gran consumidor.

En concordancia con el cronograma de esta actividad, se tiene previsto expedir los reglamentos para el segundo semestre de 2008.

8.5 NORMAS TÉCNICAS SOBRE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

Durante el 2007, se estuvo trabajando en los términos de referencia para el proceso de consultoría con el fin de actualizar el Decreto 1895 de 1973, el cual fue adjudicado a finales del mes de diciembre al consorcio conformado por GRP-Itansuca.

Durante los primeros meses del año 2008, se estuvo legalizando este contrato que fijó como fecha efectiva de inicio el 3 de marzo de 2008; hasta el momento, se han desarrollado la dos primeras fases que son la de diagnóstico e inventario y actualmente se encuentran desarrollando la tercera fase. El tiempo para el desarrollo de la consultoría es de ocho (8) meses.

8.6 SISTEMA DE INFORMACIÓN DE LA CADENA DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS – SICOM

A través del Artículo 61 de la Ley 1151 de 2007 "Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010", se determinó que para realizar un eficiente control sobre los agentes encargados de la provisión de combustibles líquidos, se creará el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles, SICOM.

En este sistema de información se deben registrar todos los agentes que hagan parte de la cadena, como requisito para obtener el permiso de operación. El Ministerio de Minas y Energía deberá fijar los procedimientos, términos y condiciones para la puesta en marcha del sistema, así como el otorgamiento, renovación y cancelación del permiso a los agentes que integran la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, los cuales fueron definidos a través de la Resolución 182113 del 20 de diciembre de 2007, la cual fue modificada por la Resolución 180759 del 22 de mayo de 2008.

El sistema en mención, el cual debe empezar a operar a más tardar el 1 de diciembre del año en curso, integra a los agentes a nivel nacional en un solo sistema de información (combustibles líquidos, biocombustibles y crudos). De igual forma, organiza, controla y sistematiza la comercialización, distribución, transporte y almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo, alcohol carburante, biodiesel y crudos pesados, proporcionando información confiable y en línea de la oferta y la demanda de combustibles, además de generar reportes, balances volumétricos, estadísticas e información relevante para el sector.

A la fecha el software ha sido desarrollado y está listo para operar. De igual forma, en estos momentos se adelanta el proceso de contratación del hardware y la operación del sistema hasta el año 2010 y durante el segundo semestre del presente año se debe efectuar el proceso de registro de los agentes, previa capacitación por parte de los mismos sobre el uso del sistema.

9. MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE LOS COMBUSTIBLES

El Gobierno del Presidente Uribe ha venido adelantando una serie de acciones con miras a lograr el mejoramiento de la calidad de los combustibles, de tal forma que podamos en un corto plazo llevarlos a los más altos estándares internacionales y coadyuvar, así, con el mejoramiento de la calidad del aire y el desarrollo sostenible del país.

El plan contempla inversiones por US\$2.500 millones hasta el año 2010 en cinco grandes proyectos, que van desde la construcción de unidades de hidrotatamiento en las refinerías para reducir el contenido de azufre en nuestros combustibles, con énfasis especial en el tema del diesel, la producción de alcohol carburante desde el año 2005, el uso del biodiesel a partir de 2008 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 un socio estratégico (Glencore Internacional), se modernizará y ampliará este importante centro de refinación, no solo 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. Es así como se permitirá cumplir hacia el año 2010 en Bogotá no solo con los límites máximos de 500 ppm para el diesel, sino avanzar a estándares mejores de hasta 50 ppm.

Entre los avances del plan de mejoramiento se avanza en la distribución de un diesel de mejor calidad, con menor contenido de azufre, en todo el territorio colombiano a partir de enero de 2007, seis meses antes de lo establecido en la regulación vigente en dicho momento, Resolución 181780 de 2005, la cual señalaba que a partir del primero de julio de 2007, el diesel país debía ser de 4.000 ppm de contenido de azufre y el de Bogotá de 1.000 ppm, frente a los 4.500 y 1.200 ppm que en dicho momento se manejaban como límites máximos.

En este mismo sentido, es importante anotar que aunque 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 (2008 - 3000 ppm y 2009 - 2500 ppm), que fueron recientemente definidas, al expedir la Resolución 182087 del 17 de diciembre de 2008.

Ahora bien, el menor contenido de azufre se logra gracias a adecuaciones operativas en las refinerías de ECOPETROL S.A. 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 colombiano asume en beneficio de todos los colombianos y por el momento, el subsidio de caja que significa traer un combustible de más alto precio y venderlo a un menor precio en el territorio nacional.

Tal como se señaló anteriormente, el diesel en la capital ya registra una disminución de más de 20% en su contenido de azufre, principal elemento contaminante de este combustible, al pasar de 1.200 partes por millón (ppm) de azufre a menos de 1.000 ppm.

La meta de disminución en el contenido de azufre para la ciudad de Bogotá es de 500 ppm para el mes de junio del presente año, y de 50 ppm en el 2010, un plan verdaderamente ambicioso, con el cual el Ministerio de Minas y Energía le cumple a los bogotanos en tener un diesel de óptima calidad.

Las importaciones de diesel de alta calidad para mezclar con el nacional ascendieron 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.. Para el presente año estas importaciones estarán entre los 12.000 y 16.000 barriles por día, con un costo de más de US\$600 millones de dólares.

En relación con la masificación del gas natural vehicular, hoy se movilizan más de 243 mil vehículos con este combustible en Colombia, que equivalen al 8% del parque automotor estimado del país. De los vehículos convertidos a gas 72 mil lo hicieron en el 2006 y cerca de 70 mil en el 2007. La meta es convertir 310 mil en 2010 (10% del parque automotor).

Por su parte, en transporte público la legislación actual, Ley 1083 de 2006, obliga a utilizar combustibles limpios, a partir del primero enero de 2010, lo cual implica reducir a 50 ppm el contenido de azufre en el combustible diesel, tal y como se señaló anteriormente.

Para los anteriores efectos, el Ministerio de Minas y Energía expidió, en conjunto con los Ministerios de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y Protección Social, la Resolución No 180158 del 2 de febrero de 2007, 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, GLP, Biocombustible para uso en motores diesel (Biodiesel), Diesel hasta de 50 ppm de azufre, Gasolina reformulada y la energía eléctrica.

Con esta medida el Gobierno garantiza diesel de 50 ppm para los sistemas de transporte masivo desde el 1º de enero de 2010 en todo el territorio nacional.

De otro lado, los avances en el plan se complementan con el desarrollo del programa de biodiesel en el país, que ha permitido que a partir del 1 de enero de 2008, se mezcle un 5% de biodiesel con el diesel de origen fósil en la Costa Atlántica y desde el mes de junio en el resto del país. En dicho mercado se destaca la incursión de ECOPETROL S.A, para lo que se construirá una planta en Barrancabermeja con capacidad de 100 mil toneladas al año, con una inversión de US\$23 millones de dólares. La producción de dicha planta será de más de 2 mil barriles por día de biodiesel. Es importante anotar, que la mezcla en mención permitirá, igualmente, reducir los contenidos de azufre, al utilizarse un producto de origen biológico.

Así mismo y tal como se ha venido mencionado, las anteriores acciones se complementan con los dos grandes proyectos para construir plantas de hidrotreatmento en Barrancabermeja y Cartagena, los cuales ya están en ejecución con sus principales contratos suscritos. Estos dos proyectos, que ya son una realidad, suman inversiones por más de US\$2.500 millones.

Las principales metas sobre el particular están definidas en las Resoluciones 182087 de 17 de diciembre de 2007 para el diesel y en la 181180 del 21 de junio de 2006 para las gasolinas, y cuyos objetivos principales son los siguientes en cuanto a contenidos de azufre.

TABLA 22. METAS CONTENIDO DE AZUFRE GASOLINA Y DIESEL

PRODUCTO	ANTES DE 2006	1 DE JULIO DE 2007	1 DE JULIO DE 2008	1 DE ENERO DE 2009	1 DE ENERO DE 2010	1 DE ENERO DE 2011	1 DE ENERO DE 2013
GASOLINA	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	300	300
ACPM BOGOTÁ	1.200	1.000	500	500	50	50	50
ACPM RESTO DEL PAÍS	4.500	4.000	3.000	2.500	500	500	50

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

NOTA: Desde el 1º de enero del año 2010 se garantiza diesel de 50 ppm para todos los sistemas de transporte masivo del país.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

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 geotérmica, el alcohol carburante y más recientemente el biodiesel.

Este interés es mundial y hace parte de las políticas ambientales y energéticas internacionales, por supuesto también de las agendas de las principales potencias del mundo y se evidencia en 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 y generar 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 que respiramos y la sustitución de cultivos ilícitos.

Para el caso colombiano, además del deterioro ambiental de las grandes ciudades generado por la excesiva contaminación ocasionada por las fuentes fijas y móviles, existen consideraciones estrechamente vinculadas con la seguridad y sostenibilidad energética nacional ante el conocido agotamiento de los yacimientos petroleros del país. En este campo, las políticas adelantadas por el Gobierno Nacional han permitido estabilizar este efecto decreciente, así como la generación de una verdadera revolución social en materia de empleo y desarrollo rural bajo esta política.

Por otra parte, el Gobierno Nacional, en cabeza del Presidente de la República, desde el inicio de su mandato ha expresado públicamente su intención de promover y fortalecer el sector de producción de biocombustibles. El primer paso en este sentido fue el impulso al alcohol carburante y más recientemente el uso de biodiesel. En este sentido se busca ir más allá del mercado nacional y el objetivo en el futuro cercano es el de ser fuente de suministro de biocombustibles para el escenario mundial.

Es con esta visión, y teniendo claro que nuestro mercado es pequeño y con pocas posibilidades de expansión, que Colombia, sus autoridades, sus centros de investigación y sobretodo el sector privado, deben enfocar el desarrollo del programa al mercado internacional.

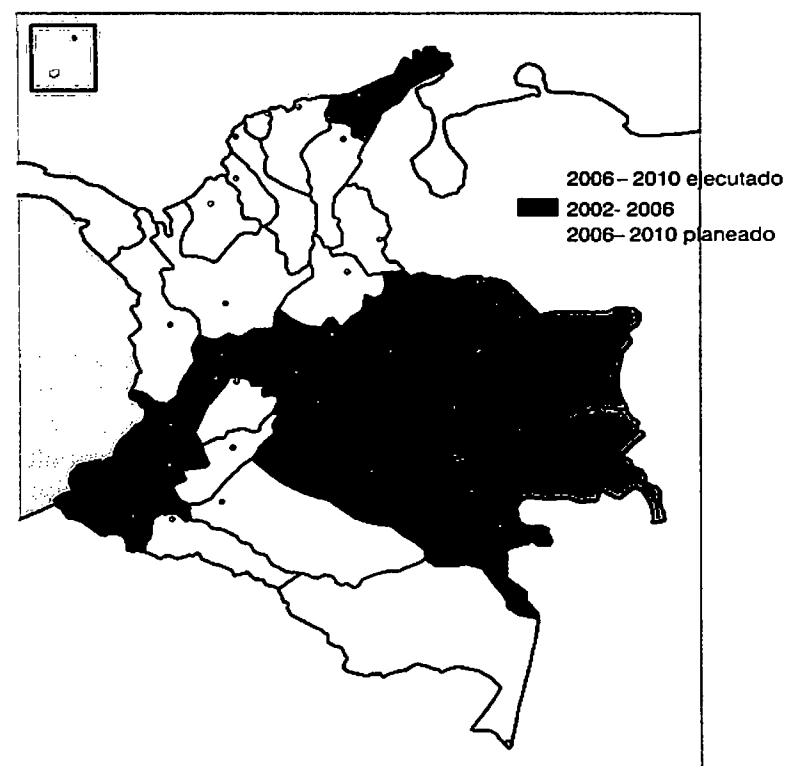
Muy poco gana el país cubriendo la demanda local con mezclas de biocombustibles, por cuanto sería alcanzada en un muy corto plazo sin brindar posibilidades concretas de expansión y de desarrollo a las potencialidades que el país tiene en la materia.

Ahora bien, sin perder el enfoque global que buscamos en el mediano y largo plazo, gracias al marco legal, regulatorio, tributario, técnico, de precios, de logística y de calidad de productos expedido por el Gobierno Nacional, dentro del sendero de los combustibles renovables, Colombia se consolida como un jugador importante en el continente.

En el 2005 el país incursionaba en la producción de etanol a base de caña de azúcar, en donde las producción de materia primas del Valle del Cauca se convirtieron en el pilar y soporte fundamental de este proceso. Hoy, cuando 16 departamentos, el 71% de la demanda nacional, consumen una mezcla de gasolina con el 10% de este combustible, el objetivo es llegar al 100% del territorio nacional antes de finalizar el presente año.

En el mismo orden de ideas, las importaciones de etanol nos permitan ayudar a mitigar los efectos de los altos precios internacionales del petróleo y más aún, una vez desarrollada una mayor oferta nacional la posibilidad de a partir del año 2012 se incremente hasta un 20% el porcentaje de mezcla del alcohol carburante con las gasolinas, para lo cual venimos trabajando intensamente, con el fin de cerrar las brechas tecnológicas que dicho reto nos impone.

GRÁFICA 39. ZONAS CON MEZCLA DE ALCOHOL AL 10%



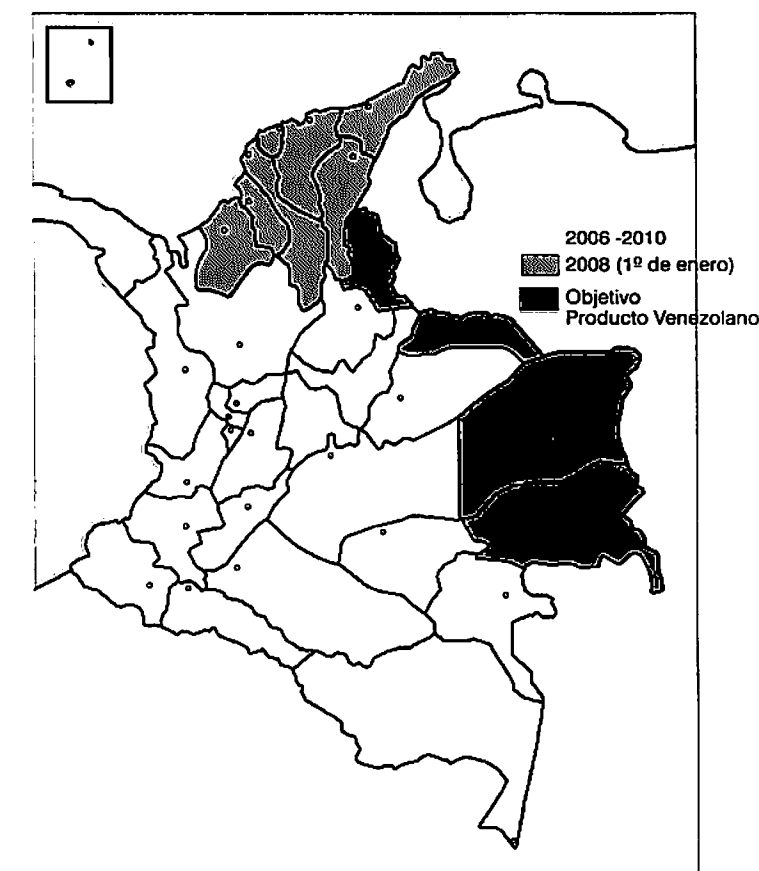
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Lo anterior, sin contar con el desarrollo de una nueva regulación técnica y económica a nivel de la industria de los combustibles y de los biocombustibles, que nos permita el uso de vehículos flexibles en el país.

Por otro lado, una mezcla del 5% de biodiesel con diesel de origen fósil empezó a consumirse en la Costa Atlántica desde el pasado mes de enero, y en el resto del país a partir del mes de agosto de 2008, de acuerdo con el cronograma actual de avance de construcción de las plantas de biodiesel.

Al igual que con el alcohol, el país espera incrementar al 10% el porcentaje de mezcla en el año 2010, o antes, dependiendo de las condiciones de oferta en la Nación, con lo cual podría alcanzar un escalón intermedio. Adicionalmente, se tiene planeado subir al 20% con las tecnologías flexibles a partir del año 2012, para lo cual está en proceso de expedición las normas correspondientes, que permitirán cumplir con dicho propósito, con el fin de que el sector automotriz pueda alcanzar y cumplir con el reto propuesto.

GRÁFICA 40. ZONAS CON MEZCLA DE BIODIESEL AL 5%



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo con lo señalado, esta iniciativa es tal vez la actividad más importante del desarrollo agroindustrial del país para los próximos años. La meta es no sólo alcanzar los objetivos para el mercado interno, sino avanzar a un programa con visión global, que debe ser el objetivo fundamental de todos los que alrededor de este tema se desenvuelven. El objetivo es convertir en 20 años 3 millones de hectáreas, que hoy se destinan a pastos para ganadería extensiva, en áreas de producción de etanol y biodiesel a partir de caña de azúcar y de aceite de palma.

Las excelentes cifras en materia de eficiencia energética, rendimientos en producción y generación de empleo, son las materias primas reinas para llevar a cabo la expansión del proyecto de biocombustibles en el país. Con esto se crearían cerca de 1 millón de empleos y resurgiría el campo como una fuente de estabilidad laboral y de progreso.

Es claro que éste es un reto histórico que compromete a varios ministerios ya que tendríamos, no sólo que contar con una política energética y agroindustrial, sino también con el desarrollo de infraestructura, capacitación y seguridad.

Es un esfuerzo conjunto de los sectores público y privado, el cual definitivamente se justifica en la medida que lo abordemos buscando avanzar mas allá de nuestras fronteras y no simplemente depender de nuestro reducido mercado local y de las protecciones que los gobiernos de turno les puedan otorgar a los diferentes inversionistas.

En este sentido, el Gobierno Nacional sigue trabajando en fortalecer día a día la estrategia nacional y las condiciones de competitividad del país en la materia, elementos que implican afrontar los retos de la globalización y no simplemente escondernos bajo un caparazón que si no crece por si solo, jamás podrá retoñar y mucho menos crecer.

Para ello, el pasado 31 de marzo del año en curso, se expidió el documento CONPES 3510, que establece una política orientada a promover la producción sostenible de biocombustibles en Colombia, aprovechando las oportunidades de desarrollo económico y social que ofrecen los mercados emergentes de los biocombustibles.

De esta manera, se busca expandir los cultivos de biomasa conocidas en el país y diversificar la canasta energética, dentro de un marco de producción eficiente y sostenible económica, social y ambientalmente, que permita competir en el mercado nacional e internacional.

El reto es grande, significa cerrar las brechas, asumir riesgos como en cualquier negocio y sobretodo tener claro que para ser competitivos y tener un negocio sostenible en el largo plazo, es imposible depender solamente del Gobierno Nacional y lo que él mismo ofrezca.

Uno de los elementos que se definen en dicho documento, es el de una nueva política de precios de los biocombustibles que tiene como base que el ingreso máximo al productor del biodiesel será el que resulte de establecer el mayor precio entre los siguientes tres precios:

- Un precio que tome como referencia el costo de oportunidad de los usos alternativos de la materia prima más eficiente utilizada para la producción de biodiesel, en este caso se calculará a partir del precio de referencia del mercado interno de aceite de palma, con sus respectivos ajustes por calidad. Adicionalmente, se tendrá en cuenta el precio internacional del metanol como insumo en su producción y el cálculo de un factor eficiente de producción.
- Un precio que tome como referencia los precios internacionales del diesel, medido éste sobre la base actual en la que se fijan los precios internos de nuestro ACPM, es decir una ponderación entre la paridad exportación y la paridad importación, al ser el país hoy importador en una porción en esta materia, con un ajuste referido a los cambios en las propiedades de estos combustibles como resultado de la mezcla : 1. aumento del precio por mejoras en cetanaje y la disminución en el contenido de azufre y 2. disminución del precio causado por el menor poder calorífico del biodiesel frente al diesel de origen fósil, aún cuando este efecto no tiende a ser muy grande.
- Finalmente y como tercer precio un mínimo, en beneficio de todos los eslabones productivos de esta industria, que permita atenuar las consecuencias de reducciones considerables en los anteriores precios. Dicho precio se fija en \$6.545/galón, bajo análisis de costos de la producción de biodiesel tomando como referencia el costo promedio de las materias primas en los últimos 10 años, el cual se actualiza de acuerdo con el comportamiento del índice de precios al productor en un 70% y del comportamiento de la tasa de cambio en 30%.

De igual forma, para el alcohol carburante, el ingreso máximo al productor será el que resulte de establecer el mayor precio entre:

- Un precio que tome como referencia el costo de oportunidad de los usos alternativos de la materia prima más eficiente utilizada para la producción de alcohol carburante (Se calculará a partir del precio de paridad exportación del azúcar blanco refinado).
- Un precio que tome como referencia los precios internacionales de la gasolina, ajustados por los cambios en las propiedades de estos combustibles como resultado de la mezcla : 1. aumento del precio por mejoras en octanaje y la disminución en el contenido de azufre, y 2. disminución del precio causado por el menor poder calorífico del alcohol carburante frente a las gasolinas (se calculará a partir del precio paridad exportación de la gasolina. Se tendrá en cuenta la valoración de los beneficios ambientales y de octanaje así como la capacidad calorífica del etanol en relación con la de la gasolina fósil)
- Un precio mínimo que permita atenuar las consecuencias de reducciones considerables en los anteriores precios (\$4.497/galón). Se actualiza de acuerdo con el comportamiento del IPP (70%) y de la tasa de cambio (30%).

Ahora bien, pensando en los mercados de exportación y el mercado interno futuro de mezclas flexibles, en el referido documento CONPES se ha definido un régimen de libertad regulada para los biocombustibles comercializados en forma pura, es decir, sin mezclarse con ningún otro tipo de combustible.

Para esto el ingreso máximo al productor de estos combustibles se establecerá tomando como referencia los precios internacionales de los combustibles fósiles, ajustados por los cambios en las propiedades de estos combustibles con respecto a los señalados combustibles fósiles, de acuerdo con la segunda fórmula de precios antes señalada.

Dicho precio es el objetivo al que le debe apuntar la producción de biocombustibles en el país, por cuanto le permitiría competir en forma directa con los combustibles fósiles y sin depender de fondo de los beneficios e incentivos transitorios que puedan otorgar los gobernantes de turno.

Con este panorama, el sector de los biocombustibles continúa consolidándose, mostrando su confiabilidad y atractivo para inversionistas de todo el mundo, pero igualmente trabajando en cumplir con los retos señalados.

Hay un aspecto adicional que es de particular preocupación y de debate de expertos a todo nivel hoy en el mundo, quienes previenen del peligro que representa inducir la producción masiva no controlada de materias primas con destino a los biocombustibles en el caso que implique devastar selvas, afectar la seguridad alimentaria y acabar con el equilibrio ambiental.

Al respecto el Gobierno Nacional reitera su compromiso de mantener un desarrollo sostenible y, sobretodo, bajo la filosofía de tener un programa diferenciador a los que se adelantan en otros países, por cuanto el nuestro se basa en un empleo de calidad y con afiliaciones a la seguridad social; la optimización del uso de la tierra y teniendo como prioridad la sostenibilidad alimentaria de los colombianos, sin afectar un solo milímetro cuadrado de nuestras selvas y bosques, los cuales consideramos nuestro principal tesoro.

Es por ello que el Gobierno Nacional avanza en el desarrollo de un "sello de calidad" para la producción de los biocombustibles, una de las líneas de acción definidas en el referido documento CONPES que nos permita de una vez por todas despejar aquellas dudas que algunas organizaciones internacionales y nacionales han planteado sobre el desarrollo de cultivos en esta materia.

El sello de calidad demostrará que la producción de biocombustibles definitivamente no es una fuente de generación de violencia y desplazamiento, sino por el contrario una fuente de calidad de vida, empleo, preservación de nuestra diversidad e impulso del desarrollo de los colombianos.

11. ESTUDIOS Y PROYECTOS ESPECIALES

11.1 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS A PARTIR DE CARBÓN PARA EL CASO COLOMBIANO

Actualmente, las condiciones de abastecimiento energético no son las más favorables para el país, ya que es necesario acudir a las importaciones de ACPM para cubrir la demanda interna de este energético. Esta situación ocasiona la participación del Estado a través del pago de subsidios, dado que el precio interno no cubre los costos de su importación.

Se estima que la demanda de ACPM crecerá a una tasa promedio anual de 3.3% en los próximos 20 años, lo cual hace necesario el encontrar alternativas de suministro o de sustitución que le permitan al país el autoabastecimiento energético ante un escenario de precios altos, y evitar así la dependencia del mercado externo para atender los requerimientos internos.

Además, como medida de planeación de estrategias energéticas de largo plazo, es necesario considerar una diversificación del portafolio disponible en este campo en el país.

Teniendo en cuenta las distintas opciones de producción de ACPM con producto nacional, y atendiendo las necesidades actuales del país, se estudió la viabilidad de un proyecto de producción de combustibles líquidos y particularmente de ACPM a partir del carbón mineral, lo cual puede ampliar el abanico de posibilidades en la producción de combustibles líquidos en reemplazo de derivados del petróleo, teniendo en cuenta la disponibilidad de reservas de carbón que tiene el país y la importancia de su autosuficiencia energética.

Los resultados muestran importantes oportunidades de inversión en el interior del país por las ventajas que existen en cuanto a infraestructura, mercado, suministro de carbón y cercanía a la principal refinería del país.

11.2 DESARROLLO Y CONSOLIDACIÓN DEL MERCADO DE BIOCOMBUSTIBLES EN COLOMBIA

Debido a las políticas de uso racional y eficiente de los recursos y su relación multisectorial que proporcionan elementos de desarrollo sostenible y bienestar a los colombianos dentro de un marco de planeación energética integrada, se estudió el desarrollo del mercado de los biocombustibles a fin de precisar las posibilidades internas y externas de producción y consumo de biocombustibles bajo la óptica, agrícola, financiera, técnica y ambiental de forma coordinada.

Lo anterior, teniendo en cuenta que es preciso crear un esquema que disminuya la vulnerabilidad del sistema energético, en cuanto a aprovisionamiento, y, así mismo, asegurar un panorama de precios estables bajo la concepción de que el precio de los sustitutos no se convierta en el factor de aumento de precios al combustible, ni vulnere las necesidades alimenticias de la población.

Este estudio, permitió relacionar otros análisis sobre la localización de materias primas para la elaboración de biodiesel y plantear un esquema de mercado donde se presenten las estructuras de desarrollo bajo el concepto de inversión privada con las garantías de estabilidad regulatoria y fiscal, a fin de que éste crezca bajo un ambiente de competencia regulada.

Es necesario, además, diversificar las fuentes de materias primas para la elaboración de sustitutos y aditivos de tal manera que no se ponga en riesgo el abastecimiento alimentario.

12. ECOPETROL S.A.

12.1 LA CAPITALIZACIÓN DE ECOPETROL S.A.

Con el fin de determinar el valor de la empresa y para que la Asamblea General de Accionistas pudiera fijar el precio de la acción, se contrataron dos consorcios de bancas privadas integrados por la Unión Temporal JP Morgan - Credit Suisse y la Unión Temporal Citi - Merrill Lynch, contratación dada de acuerdo a lo establecido por la Ley 1118 de 2006.

ECOPETROL S.A. fue valorada como una empresa integrada del sector de hidrocarburos, que desarrolla sus operaciones industriales y comerciales aprovechando su participación en el mercado y la infraestructura que posee para ejecutar nuevos proyectos.

Se valoró como una empresa en marcha, que desarrolla sus reservas probadas, probables y posibles, así como las expectativas de hallazgo de nuevas reservas según el plan de exploración. El conjunto de estas reservas se convierte en ingresos de caja mediante las ventas nacionales y/o exportaciones de crudo y gas y la de productos transformados como los refinados y los petroquímicos.

En el estudio se aplicaron metodologías y parámetros internacionalmente empleados para valoración de empresas en la industria petrolera a nivel mundial: flujo de caja descontado, múltiplos de compañías comparables y transacciones precedentes.

En la valoración se utilizó el perfil de producción de las reservas probadas, probables y posibles de la certificación de reservas realizada por tres auditores con reconocimiento internacional: Ryder Scott Company, Degolyer and MacNaughton y Gaffney Cline & Associates Inc.

Luego de recibidos los estudios por parte de las bancas de inversión, el 14 de agosto de 2007 la Asamblea General de Accionistas fijó el valor de la empresa en US\$24,8 billones y el valor patrimonial en US\$27,7 billones.

Al valor patrimonial se le aplicó un descuento por emisión primaria del 8%, práctica que es utilizada en ofertas iniciales de acciones y para incentivar a los inversionistas. Una vez aplicado el descuento, el valor se ubicó en US\$25,5 billones y sobre éste se fijó el precio de la acción que correspondió a \$1.400.

El proceso en mención se abrió en el mes de agosto y una vez finalizado el mismo se logró que 486 mil colombianos se convirtieran en socios de la petrolera, cuando la meta era vincular a 250 mil personas, que aportarían cerca de 5 billones 700 mil millones de pesos en las tres rondas que contemplaba el proceso. Toda la colocación se logró con creces en la primera ronda, demostrando así la confianza de los colombianos en esta empresa.

El resultado es un ECOPETROL S.A. con suficientes recursos económicos que permiten realizar importantes inversiones en:

- Exploración y explotación de hidrocarburos.
- Modernización de sus refinerías.
- Incursión más activa en petroquímica.
- Expansión de sus fronteras.
- Desarrollo de biocombustibles.

Con inversiones que superarán los US\$15.000 millones de dólares para los próximos 5 años ECOPETROL S.A. nos permitirá llevar la calidad de nuestros combustibles a los más altos estándares internacionales y coadyuvar así en el mejoramiento de la calidad del aire y el desarrollo sostenible del país y de la región.

12.2 ESTRATEGIA CORPORATIVA

12.2.1 MISIÓN

Descubrimos y convertimos fuentes de energía en valor para nuestros clientes y accionistas, asegurando el cuidado del medio ambiente, la seguridad de los procesos e integridad de las personas, contribuyendo al bienestar de las áreas donde operamos, con personal comprometido que busca la excelencia, su desarrollo integral y las construcción de relaciones de largo plazo con nuestros grupos de interés.

12.2.2 VISIÓN

ECOPETROL S.A. será una empresa global de energía y petroquímica, con énfasis en petróleo, gas y combustible alternativo; reconocida por ser competitiva, con talento humano de clase mundial y socialmente responsable.

12.2.3 MEGAS DE CRECIMIENTO A 2015.

Estar en el 2015 entre las 27 primeras compañías (hoy se ubica en el número 39) del ranking Petroleum Intelligence Weekly – PIW. Adicionalmente los retos en los negocios de upstream y el downstream son:

MEGAS	
Upstream	Producir 1.000 Kbped
Downstream	Vender 1.100 Gbtud de gas
	Alcanzar una capacidad de refinación de 650 KBD
	Procesar 2.700 KTA de productos petroquímicos
	Vender 450 KTA de biocombustibles

Fuente: ECOPETROL S.A.

12.2.4 ESTRATEGIA DE CRECIMIENTO

12.2.4.1 Exploración

Adicionar nuevas reservas mediante la exploración.

12.2.4.2 Producción

Aumentar las reservas y la producción de petróleo y gas.

12.2.4.3 Refinación

Aumentar la conversión, producir combustibles limpios y ampliar capacidad.

12.2.4.4 Petroquímica

Alcanzar liderazgo en petroquímica en el país.

12.2.4.5 Diversificación energética

Ser líder en biodiesel y aumentar la producción de etanol en Colombia.

12.2.4.6 Transporte y logística

Asegurar la capacidad de transporte optimizando la integración de los activos.

12.2.4.7 Distribución y comercialización

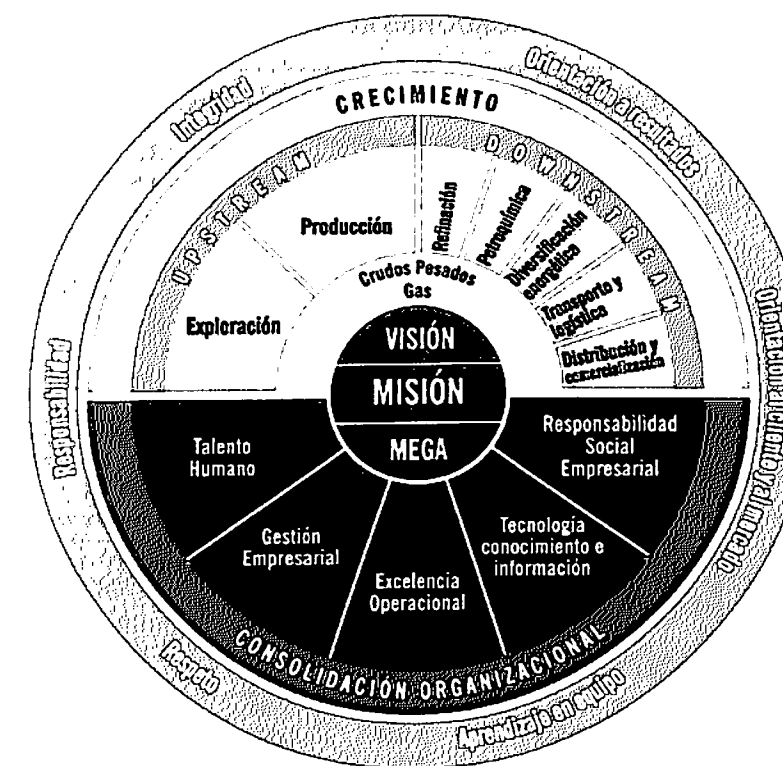
Agregar valor mediante la integración del downstream.

12.2.5 ESTRATEGIA DE CONSOLIDACIÓN ORGANIZACIONAL

Consolidar un modelo de excelencia en la calidad de la gestión empresarial que apalanque la estrategia de crecimiento. En Consolidación Organizacional al año 2011 esperamos:

- Contar con el talento humano de clase mundial requerido por la estrategia.
- Consolidar el modelo de calidad a la gestión empresarial.
- Llevar a estándares internacionales de desempeño y eficiencia las operaciones de negocio, los servicios de soporte, los productos y el HSE.
- Fortalecer la innovación, el desarrollo tecnológico y asegurar el conocimiento.
- Mejorar la confianza y reputación de la empresa con sus grupos de interés.

GRÁFICA 41. MARCO ESTRATÉGICO ECOPEPETROL S.A.



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

12.2.6 CIFRAS PRINCIPALES

TABLA 23. INDICADORES ECOPETROL S.A.

Indicador	Unidad	2003	2004	2005	2006	2007
Finanzas						
Ingresos Operacionales	Billones \$	11,50	13,10	15,50	18,40	22,30
Utilidad Operacional	Billones \$	3,01	3,87	4,50	4,76	8,78
Ebitda	Billones \$	4,47	5,71	6,84	8,18	10,30
Utilidad Neta	Billones \$	1,59	2,11	3,25	3,39	5,18
Activos	Billones \$	26,20	27,90	32,70	42,10	48,10
Exportaciones						
Volumen	Kbdc	162	172	169	174	175
Valor	MUS\$	1.654	2.110	2.822	3.312	3.913
Balanza Comercial	MUS\$	1.541	2.005	2.454	2.960	3.400
Combustibles						
Gasolina Ventas	Kbdc	88.612	84.444	82.389	76.490	74.065
Diesel Ventas	Kbdc	61.925	74.681	81.863	88.560	94.166
Gas Natural Consumo País	Gbtud	589	615	659	721	760

Indicador	Unidad	2003	2004	2005	2006	2006*	2007
Reservas							
Crudo y gas remanente Ecopetrol	Mbpe	1.420	1.602	1.610	1.752	1.558	1.456
Crudo y gas remanente Ecopetrol + Socios	Mbpe	2.261	2.223	2.165	2.279	2.131	2.021
Crudo y gas reposición reservas Ecopetrol	%	58	88	83	199	n.d.	33
Crudo y gas reposición reservas Ecopetrol + Socios	%	49	84	75	149	n.d.	61
Crudo remanente propiedad Ecopetrol	Mbls	1.056	1.095	1.099	1.177	1.130	1.022
Crudo remanente propiedad Ecopetrol + Socios	Mbls	1.542	1.478	1.453	1.506	1.468	1.355
Gas reservas probadas Ecopetrol	Mbpe	363,7	506,3	511,5	574,2	422,0	
Gas reservas probadas Ecopetrol	GPC	2.042	2.843	2.872	3.224	2.407	2.438
Gas reservas probadas Ecopetrol + Socios	GPC	4.040	4.187	3.996	4.342	3.722	3.739
Gas reservas no probadas Ecopetrol	GPC	968	871	918	1.154	2.716	2.055
Gas reservas no probadas Ecopetrol + Socios	GPC	1.909	1.710	1.779	2.134	3.016	2.437

n.d.: No disponible

*Valoración de reservas con nueva metodología; reservas certificadas por empresas especializadas con ocasión del proceso de capitalización

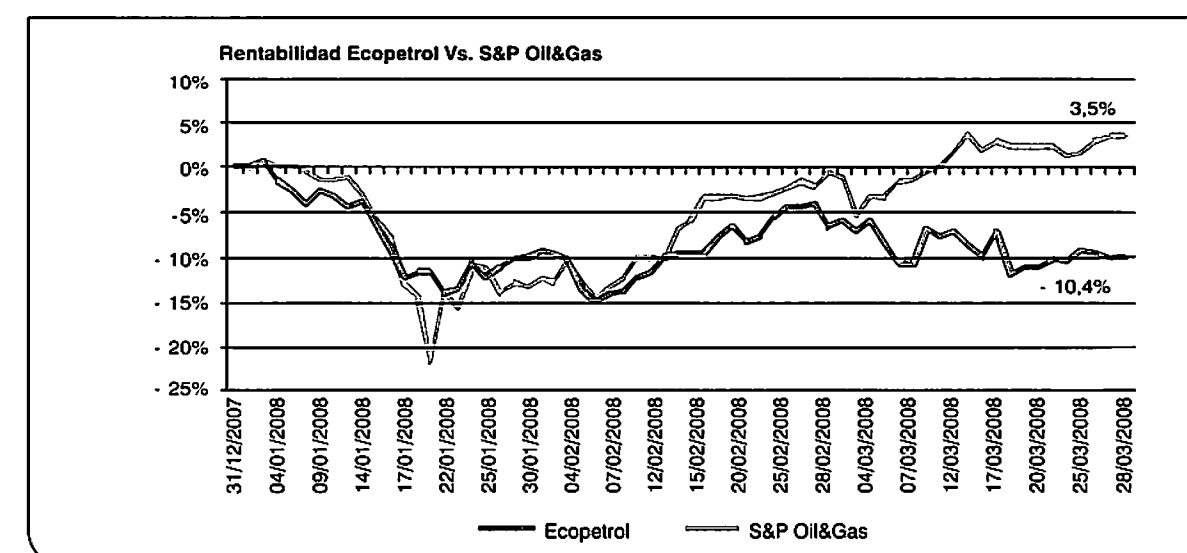
Indicador	Unidad	2003	2004	2005	2006	2007
Exploración						
Sísmica Ecopetrol	Km Equiv.	1.651	2.481	855	3.773	1.670
Sísmica Ecopetrol + Socios	Km Equiv.	3.470	6.767	2.668	4.584	3.081
Sísmica Total País	Km Equiv.	3.740	6.767	11.896	26.491	9.971
Pozos A-3 Ecopetrol	Cantidad	3	1	9	4	12
Pozos A-3 Ecopetrol + Socios	Cantidad	28	21	32	34	33
Pozos A-3 Total País	Cantidad	28	21	35	56	75
Inversión Ecopetrol	MUS\$	53	92	96	120	265
Inversión Ecopetrol + Socios	MUS\$	189	219	263	353	457
Producción						
Crudo y gas propiedad de Ecopetrol	Kbpd	367	467	376	385	399
Crudo operación directa Ecopetrol	Kbpd	113	123	138	157	151
Crudo total propiedad de Ecopetrol	Kbpd	292	306	311	316	327
Crudo Ecopetrol + Socios	Kbpd	541	528	526	528	525
Crudo País	Kbpd	541	528	526	529	531
Refinación						
Carga a refinarias	Kbpd	299,6	305,6	296,3	312,3	309,9
Factor de utilización	%	81,2	82,1	84,1	83,9	82,6
Margen bruto de refinación	US\$/BI	7,2	9,1	11,4	8,9	10,4
Paradas no programadas	Días	1.066,0	567,0	348,0	500,0	417,8
Transporte						
Volúmenes de crudo transportados	Kbdc	426,6	445,2	443,8	471,1	516,6
Volúmenes de refinados transportados	Kbdc	152,2	155,1	159,4	180,7	193,8
Hurto de hidrocarburos	BDC	5.777,0	2.942,0	1.601,0	942,0	561,0
Responsabilidad integral						
Inversión social total Ecopetrol	Millones \$	30.176	30.090	34.391	40.461	73.100

Fuente: ECOPETROL S.A. para las cifras de la empresa y sus socios. ANH para las cifras del país.

12.2.7 COMPORTAMIENTO DE LA ACCIÓN

En lo corrido del año la rentabilidad del índice S&P Oil&Gas es -10,4% mientras que la acción de ECOPETROL S.A. es de 3,5%.

GRÁFICA 42. RENTABILIDAD ECOPETROL S.A. VS S&P OIL & GAS



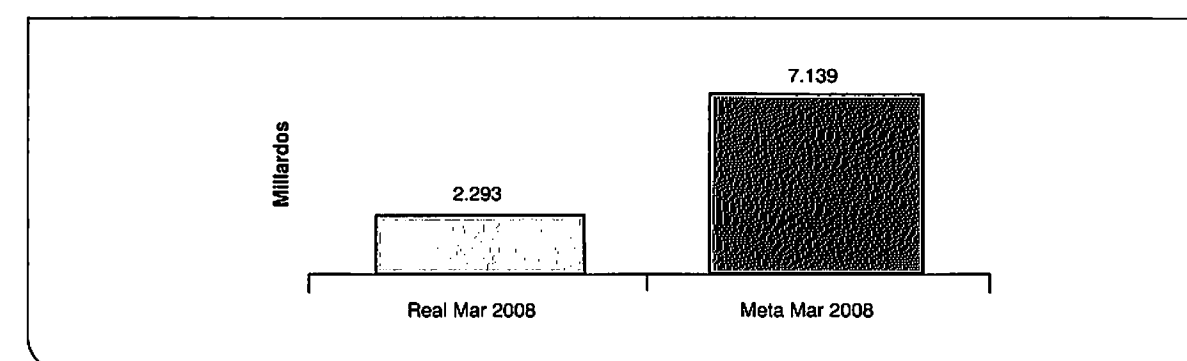
Fuente: ECOPETROL S.A.

Aumentó el apetito de grandes inversionistas por la acción de ECP debido a la inclusión de la acción en el índice MSCI y en el IGBC, así como por la perspectiva de altos dividendos y buenos resultados. Hay mucha demanda por la acción pero poca oferta.

12.2.8 UTILIDAD NETA

Ésta aumentó en un 173% frente lo obtenido en el primer trimestre de 2007.

GRÁFICA 43. UTILIDAD NETA ECOPETROL S.A.

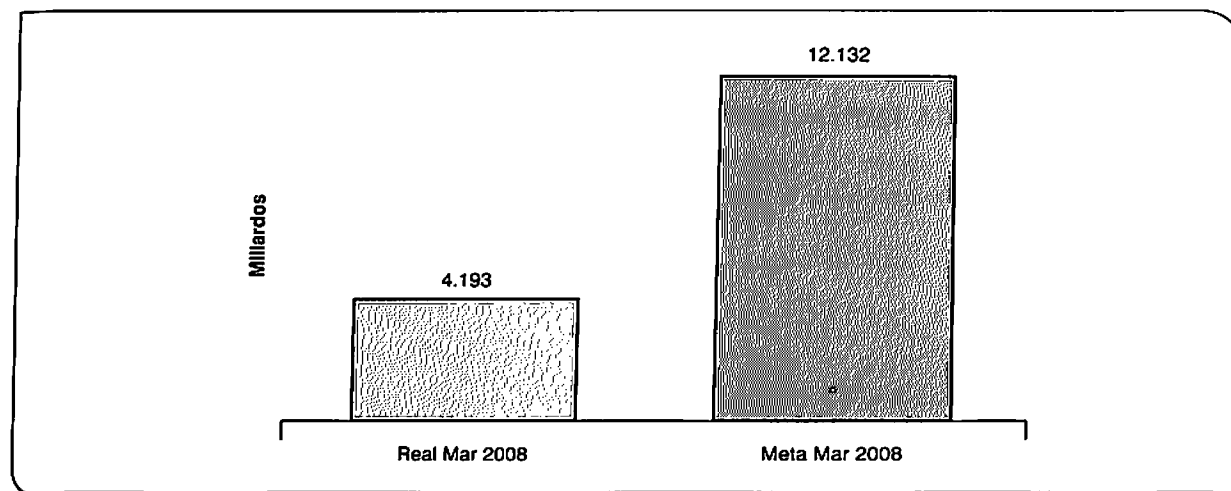


Fuente: ECOPETROL S.A.

12.2.9 Ebitda

Ebitda (utilidades antes de impuestos, depreciaciones y amortizaciones). Resultado del primer trimestre impactado por mayores precios nacionales e internacionales, producto del incremento del WTI.

GRÁFICA 44. EBITDA ECOPETROL S.A.



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 la función propia de Servicio Geológico, y funciones delegadas para la administración del recurso minero en el Servicio Minero, las cuales incluyen contratación y fiscalización en aquellas áreas y minerales diferentes a las que tienen las gobernaciones delegadas, y para todo el territorio nacional las funciones de recaudo y distribución de regalías, administración del Catastro y Registro Minero Nacional, la implementación de los auditores mineros externos, entre otras. Entre las funciones propias se encuentra el salvamento 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:

TABLA 1. GOBERNACIONES DELEGADAS

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

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

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 IFI CONCESIÓN SALINAS

Si bien el Instituto de Fomento Industrial, IFI, Concesión Salinas es un contrato de administración delegado, dado por el IFI (en liquidación), y por ende adscrito al Ministerio de Comercio Industria y Turismo, las funciones que cumple actualmente son la de administrar las salinas de Zipaquirá, Upín, Galerazamba, Manaure y Nemocón, razón por la cual guarda una estrecha relación con el sector de minas y energía.

2. RESULTADOS MACROECONÓMICOS

2.1 VALOR ANUAL DE LA PRODUCCIÓN MINERA

El valor promedio anual de la producción minera durante el cuatrienio 2003 - 2007 fue 2.95 billones de pesos constantes de 1994 (Tabla 2). De esta suma, aproximadamente el 62% corresponde a la producción de las empresas que operan en las ramas de carbón y ferrocemento.

**TABLA 2. VALOR DE LA PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES MINERALES 2003 - 2007
(EN MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE 1994)**

Producto	2003	2004	2005	2006e	2007e
Carbón	1.304.025	1.469.405	1.597.379	1.739.865	1.859.916
Materiales de construcción	391.308	479.010	506.295	581.429	658.817
Metales preciosos	591.554	513.127	453.503	262.972	275.852
Esmeraldas	83.976	76.119	76.008	94.352,47	133.374
Ferrocemento	227.869	232.381	251.088	243.414	234.730
Otros	68.350	74.592	91.769	104.193,57	118.300
TOTAL	2.667.082	2.844.634	2.976.042	3.021.003	3.280.991

Fuente: DANE - Cálculos estimados: UPME 2006 - 2007.

2.2 PIB MINERO

Durante el 2007 el desempeño del Producto Interno Bruto colombiano mostró un crecimiento de 7,52%, lo que constituye uno de los crecimientos económicos más altos registrados para el país desde 1978 y el cuarto en América Latina, después de Venezuela, Argentina y Perú.

Las ramas económicas que presentaron la más alta participación en el PIB nacional durante el 2007 fueron: construcción (6,4%), transporte, almacenamiento y comunicaciones (8,8%), comercio (12,2%), industria manufacturera (15,8%), mientras que el sector minero (con hidrocarburos) estuvo alrededor del 4,2%. El PIB minero sin hidrocarburos tuvo una participación del 2,57% en el PIB total.

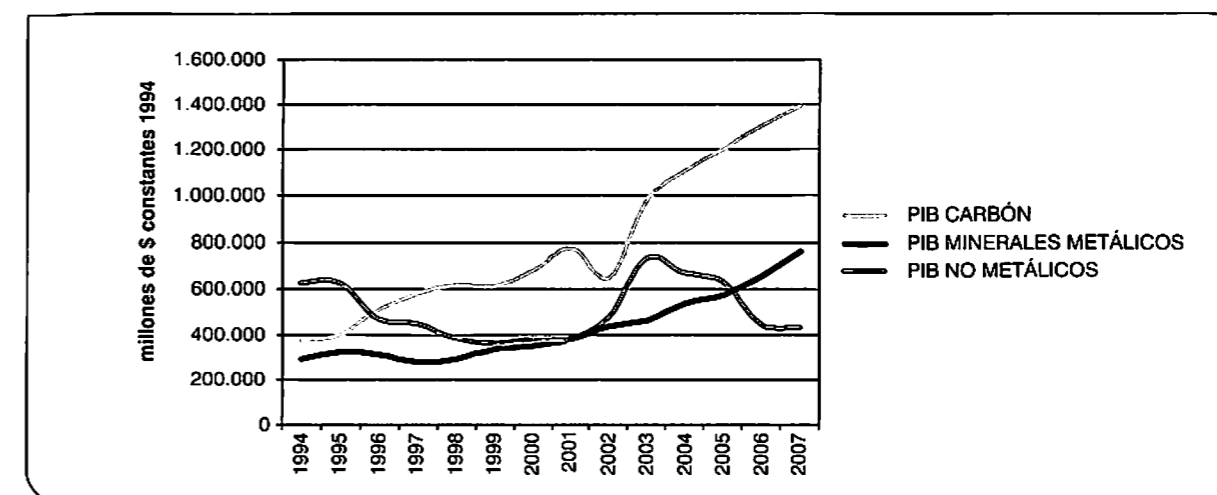
El PIB minero creció el 7,73% respecto al 2006, principalmente en lo referente a la rama de minerales no metálicos que creció el 16,23% y al carbón con una evolución del 6,91% respecto al periodo anterior.

**TABLA 3. PARTICIPACIÓN DEL SECTOR MINERO EN EL PIB 2001 - 2007
(MILES DE MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE 1994)**

Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006p	2007p
PIB TOTAL	75.458	76.917	79.884	83.772	87.728	93.731	100.777
PIB Minas e Hidrocarburos	3.430	3.413	3.880	3.983	4.066	4.072	4.257
Participación PIB minas e hidrocarburos en PIB Total	4,50%	4,40%	4,90%	4,80%	4,64%	4,34%	4,22%
PIB Minas sin Hidrocarburos	1.535	1.559	2.176	2.306	2.401	2.401	2.586
Participación PIB minas sin hidrocarburos en PIB Total	2,00%	2,00%	2,70%	2,80%	2,74%	2,56%	2,57%

Fuente: DANE. Cálculos: UPME 2007.

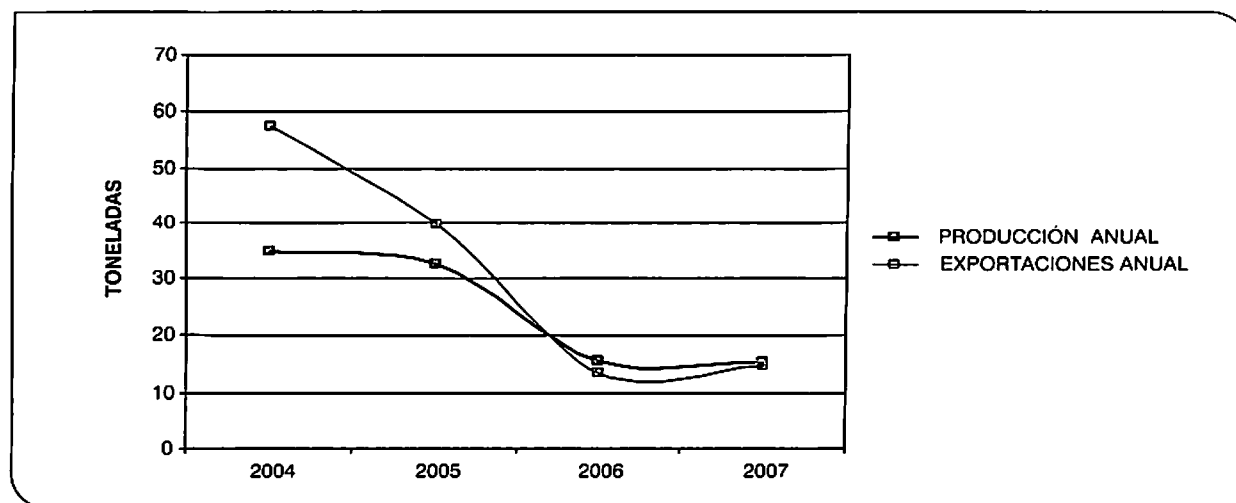
**GRÁFICA 1. EVOLUCIÓN DEL PIB MINERO POR RAMAS MINERALES 1994 - 2007
(MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE 1994)**



Fuente: Dane. Cálculos estimados: UPME 2007.

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 PRODUCCIÓN DE ORO VS VOLUMEN DE EXPORTACIONES DE ORO 2004 - 2007

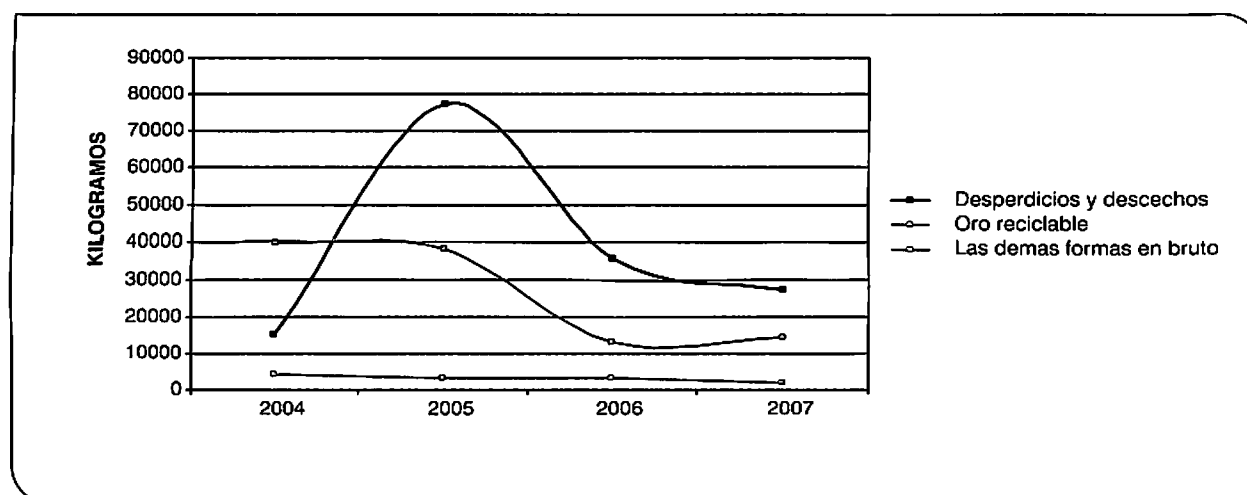


Fuente: INGEMINAS, Dane. Cálculos estimados: UPME 2007.

Exportación de oro en forma de pigmentos metálicos: desde 1996 hasta el 2004 hay una disminución gradual de las exportaciones de oro que paga regalías identificado por las posiciones 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). A partir del 2002 estas exportaciones de pigmentos aunque disminuyeron se han ido recuperando en los últimos tres años.

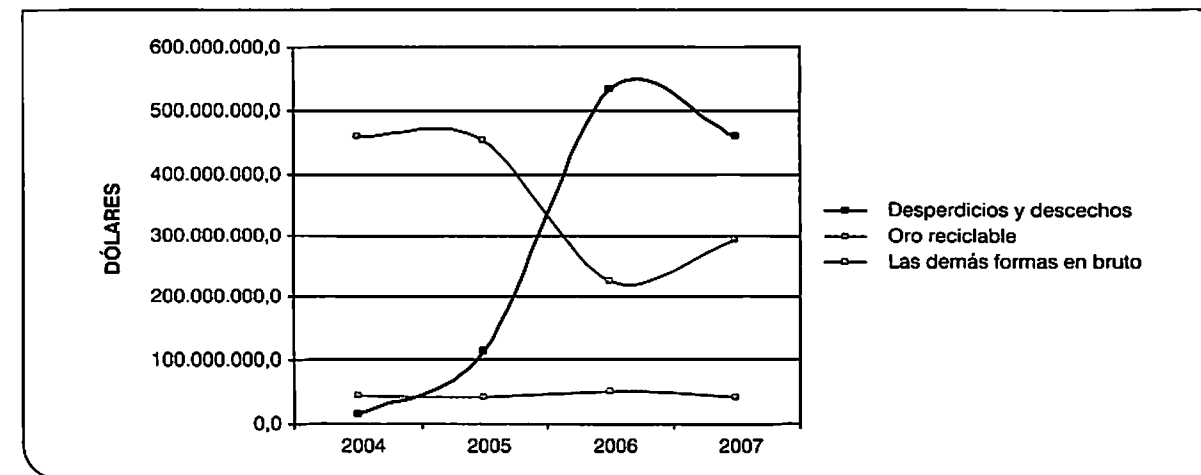
Exportación de oro en forma de oro en desuso (chatarra): de la gráfica siguiente se puede observar que las exportaciones de esta partida (7112910000 desperdicios y desechos, de oro o de chapado (plaqué) de oro, excepto las barreduras que contengan otro metal precioso) presentaron un crecimiento en el 2004 hasta el 2005 decreciendo de manera progresiva en lo corrido del 2006 al 2007.

GRÁFICA 3. VOLUMEN EXPORTACIONES POR PARTIDA ARANCELARIA 2004 - 2007



Fuente: Dane. Cálculos estimados: UPME.

GRÁFICA 4. VOLUMEN EXPORTACIONES FOB \$US POR PARTIDA ARANCELARIA 2004 - 2007



Fuente: Dane. Cálculos estimados: UPME 2007.

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 verificar que corresponda con la partida que estaría exenta de pagar regalías.
- Control efectivo de la DIAN en la verificación de la procedencia del oro utilizado en los pigmentos metálicos, que como ya se indicó pueden contener del 94% al 96% en peso de oro, y evidenciar que haya pagado su correspondiente regalía antes de ser exportado.
- Establecer un impuesto a la exportación de oro en desuso presentado en lingotes, equivalente al mismo porcentaje de regalía. Con ello se buscaría desestimular posibles evasiones del pago de regalías de oro de mina.

2.3 EXPORTACIONES MINERAS

A partir del 2003 las exportaciones de minerales presentaron unos niveles de participación en el total de exportaciones del país cercanos al 20%. Este valor se ha mantenido al 2007 debido al aumento de los precios internacionales de minerales como el carbón, ferróniquel y oro, así como los incrementos en producción, principalmente de carbón que presenta un incremento del 29.72% en la producción del 2004 a 2007, no obstante la disminución en la producción de metales preciosos del 43.62% representada principalmente por la reducción en la producción de oro en 58.9% en el periodo 2004-2007.

TABLA 4. VALOR DE LAS EXPORTACIONES MINERAS 1999 - 2006

Mineral	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Carbón y coque	892,9	1.197,0	990,5	1.422,0	1.859,1	2.598,2	2.913,0	3.495,0
Ferróniquel	211,4	235,2	271,5	416,2	636,7	737,8	1.107,0	1.680,0
Esmeraldas	96,8	89,2	91,7	79,7	74,2	72,0	89,8	126,0
Oro	90,7	54,5	94,4	585,2	560,7	516,9	281,2	332,0
Minerales no metálicos	225,0	253,6	291,6	301,1	356,4	422,3	518,9	604,0
Otros sector minero	241,3	9,3	11,0	17,0	46,4	50,3	69,7	102,0
Total minería	1.758,1	1.838,8	1.750,7	2.821,3	3.533,4	4.397,4	4.979,6	6.339,0
Total exportaciones país	13.098,8	12.219,5	11.897,6	13.092,2	16.730,2	21.187,2	24.390,8	29.991,0
Minería/Total país	13,42%	15,05%	14,72%	21,55%	21,12%	20,75%	20,42%	21,14%

Fuente: Dane y Banco de la República. Cálculos: UPME 2007.

2.4 REGALÍAS Y COMPENSACIONES MINERAS

No obstante la intensa devaluación del dólar ocurrida durante el último año, las regalías y compensaciones generadas por la explotación de minerales entre 2006 y 2007 se incrementaron en un 36% en pesos corrientes.

Este indicador de regalías refleja la dinámica económica del sector minero, toda vez que las regalías están calculadas con base en la producción y los precios de los minerales. El crecimiento en el recaudo se explica principalmente por el aumento de la producción de carbón en los departamentos de Cesar y La Guajira y la regularidad en los precios del carbón que mantuvieron un promedio de US\$55.27 FOB en 2007 y en segundo término a los altos precios del níquel en el mercado internacional, los cuales promediaron los US\$17,17 por libra en el 2007, alcanzando su valor máximo histórico de 24.04 USD/libra en mayo de 2007.

En el 2007 las regalías distribuidas superaron el billón de pesos, de los cuales corresponden a la vigencia de 2007 la suma de \$901.529 millones de pesos, mientras que \$100.358 millones se distribuyeron en 2007, pero fueron generados en vigencias anteriores y se ocasionaron por el pago del ajuste del precio FOB de referencia de regalías de Drummond Ltd por valor de \$78.219 millones y recursos por valor de \$22.138.647.703 acumulados en las cuentas de Minercol y que se distribuyeron dando estricto cumplimiento al Concepto No. 1.750 de la Sala de Consulta y Servicio Civil del Consejo de Estado, con Radicado No. 11001-03-06-000-2006-00055-00 del 15 de junio de 2006, en el proceso de distribución y transferencia de los saldos de las cuentas de recaudo de regalías de MINERCOL. Teniendo en cuenta lo anterior, el crecimiento real de la generación de regalías entre 2006 y 2007, fue del 22%.

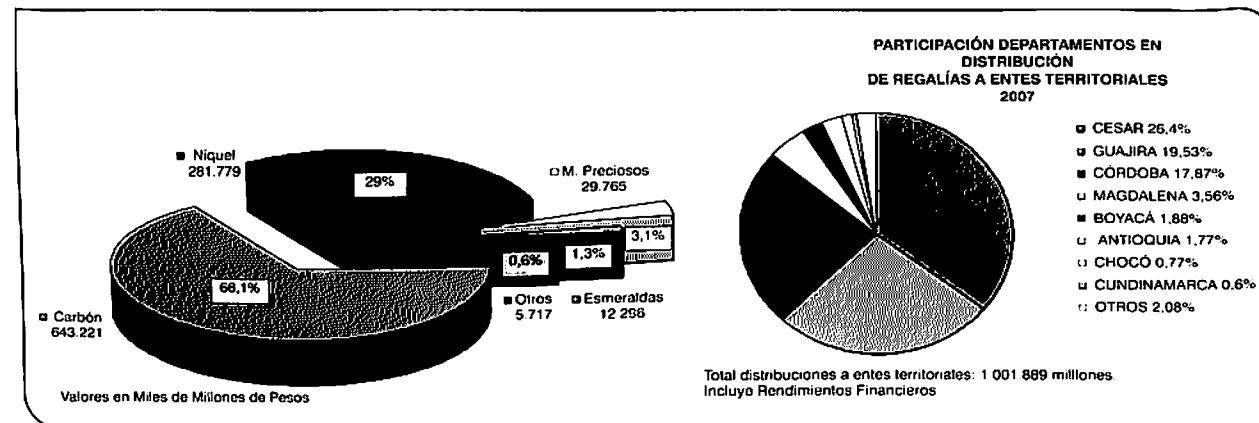
TABLA 5. AJUSTES DE REGALÍAS 2007 (\$)

AÑO 2007	DISTRIBUIDO
Ajuste Precio FOB DLTD	\$ 78.219.648.464
Minercol Vigencias Anteriores	\$ 22.138.647.703
Subtotal Otros Periodos	\$ 100.358.296.167
Periodo 2007	\$ 901.529.780.635
Total Periodo 2007	1.001.888.076.802
Variación 2006 – 2007	36%
Variación Real 2006 – 2007	22%

Fuente: INGEOMINAS.

En cuanto a la composición de las regalías por el recurso mineral de origen, el carbón representó el 66% de las regalías totales, seguido por el níquel que aportó el 28% de las regalías del país, mientras que el 6% restante se aportó por los metales preciosos, esmeraldas, hierro y otros minerales. Esta composición y la participación en la distribución por departamento beneficiario, se indica en las gráficas siguientes.

GRÁFICA 5. PARTICIPACIÓN DE REGALÍAS



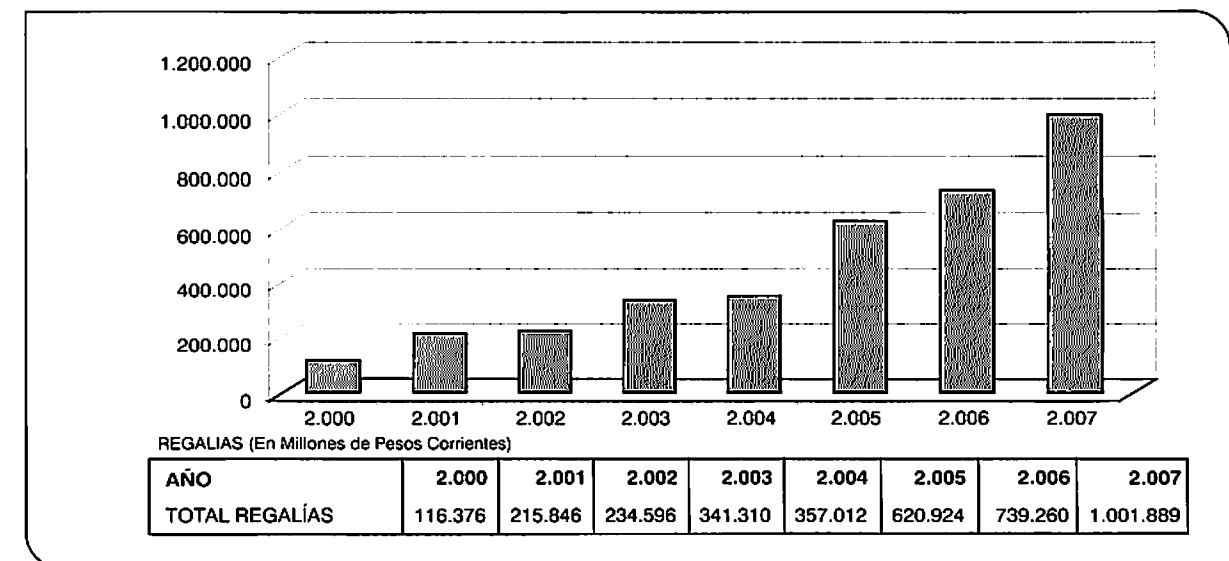
Fuente: INGEOMINAS.

TABLA 6. CONSOLIDADO DE REGALÍAS 2004-2007 (\$)

MINERAL	DISTRIBUCIONES 2004	DISTRIBUCIONES 2005	DISTRIBUCIONES 2006	DISTRIBUCIONES 2007
CARBÓN	244.308.842.636	468.327.662.559	563.118.668.587	643.221.240.679
NÍQUEL	76.487.659.624	106.271.087.483	134.917.303.124	281.779.495.199
METALES PRECIOSOS	34.004.223.564	38.565.557.086	26.329.161.656	29.765.871.173
ESMERALDAS	2.211.401.475	3.661.030.773	5.623.059.544	12.296.948.549
OTROS MINERALES		2.352.430.196	3.911.446.379	5.717.908.877
RENDIMIENTOS FINANCIEROS		1.746.569.078	5.229.663.563	29.107.430.294
TOTALES	\$ 357.012.127.299	\$ 620.924.337.175	\$ 739.129.302.853	\$ 1.001.888.894.771

Fuente: INGEOMINAS.

GRÁFICA 6. REGALÍAS TOTALES 2000-2007 (MILLONES DE PESOS)



Fuente: INGEOMINAS.

En la gráfica anterior se puede observar la tendencia de crecimiento de la generación de regalías derivadas de la explotación de minerales entre el 2000 y el 2007. El total de regalías creció en un 761% en el periodo al pasar de 116,37 mil millones de pesos corrientes en el 2000 a un billón 1.002 millones en el 2007.

Adicionalmente, la capacidad de producción de carbón en el país se ha incrementado sostenidamente en lo corrido de la presente década casi duplicándose al pasar de 38,5 millones de toneladas en el 2000 a 69,9 millones de toneladas en el 2007. Durante este periodo, el 93% de esta producción tiene como destino la exportación cuyo valor FOB alcanzó los 2.913 millones de dólares en el 2006 y 3.494,5 millones de dólares en el 2007, el valor FOB de las exportaciones de carbón ha representado durante los últimos 5 años un promedio del 12% de las exportaciones totales del país.

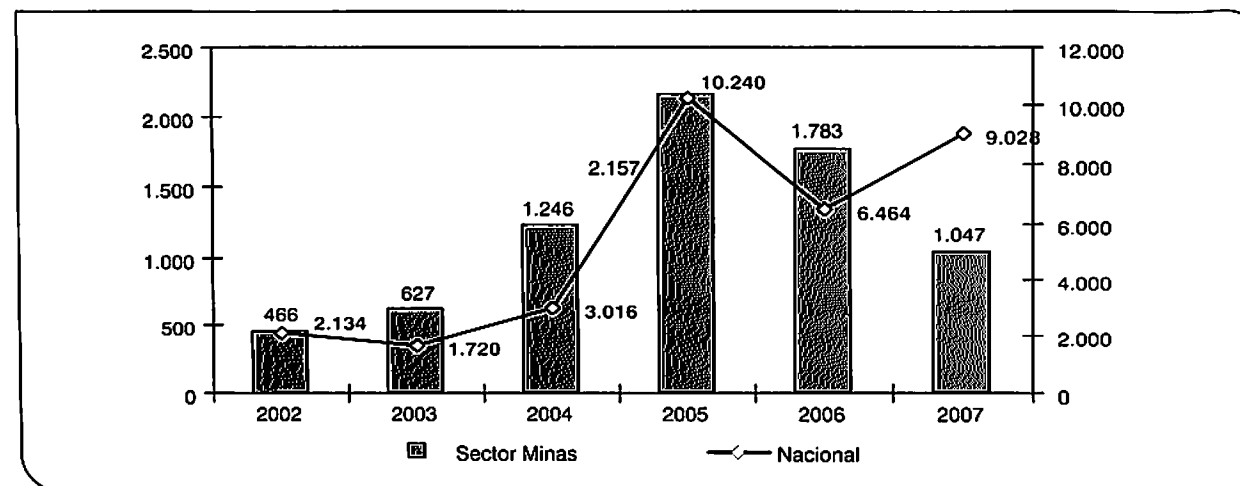
2.5 INVERSIÓN EXTRANJERA

La inversión extranjera directa para el 2007 ascendió a US\$9.028 millones, es decir, un 39,68% mayor que el 2006. La contribución del sector de minas y canteras representó el 11,6% de la inversión extranjera directa para el 2007 expresado en US\$1047 millones.

Para la actividad económica minera y de canteras, la Inversión Extranjera Directa presentó una disminución del 41,26% respecto al 2006 donde su valor fue de US\$1.782,5 millones. Dicha disminución se debió al rubro de la balanza de pagos asociado al pago neto de la renta de los factores, el cual está determinado por la remisión y reinversión de utilidades de las empresas con inversión extranjera directa en petróleo y otros sectores como

el minero. Este rubro presentó un incremento respecto al 2006 de US\$1.886 millones. El deterioro de esta cuenta se debió al retorno de las utilidades y dividendos de las empresas con inversión extranjera a sus casas matrices, y desde luego está relacionado con los capitales de inversión extranjera directa que han ingresado a la economía colombiana en los últimos años.

**GRÁFICA 7. INVERSIÓN EXTRANJERA EN MINERÍA
(2002 - 2007)**



Fuente: Banco de la República.

3. EJECUTORIAS Y AVANCES DEL PERIODO 2006 - 2007

3.1 OBJETIVOS Y METAS DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO MINERO VISIÓN 2019

El Plan Nacional de Desarrollo Minero promueve una visión de Estado para el sector propuesta para el 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 de 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, para el sector minero 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: aumento

de la productividad minera con criterio de sostenibilidad; y eficacia, coordinación y complementariedad de la gestión estatal.

En desarrollo de esta política, el Gobierno Nacional está implementando 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. Así, el Ministerio pondrá en marcha las acciones que le permitan transformar o reestructurar a 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 está implementando 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 4 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.
- El Código de Minas y la normativa relacionada. El Ministerio de Minas y Energía lidera 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.
- 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.

3.2 EJECUTORIAS 2006-2007

El Plan Nacional de Desarrollo Minero Visión 2019 establece varias líneas de acción, sobre las cuales se ha adelantado, en el período, lo siguiente:

3.2.1 LÍNEAS PARA FACILITAR LA ACTIVIDAD MINERA

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

3.2.1.1 Agenda para Promover la Inversión Minera

3.2.1.1.1 Política de Promoción del País Minero

En el marco de la Política de Promoción del País Minero, la cual busca que Colombia sea destino atractivo para la inversión tanto nacional como extranjera, se vienen desarrollando una serie de actividades para el logro del fin propuesto, entre las que se destacan:

- Talleres de capacitación (3) en materia minero ambiental, dirigidos a las autoridades mineras y ambientales del país. Para ello se contó con expertos internacionales, quienes desde su visión mostraron cómo se viene desarrollando la minería en América Latina y otras regiones del mundo, así como la internalización del medio ambiente en las empresas, la importancia de la comunicación entre las compañías mineras, las autoridades municipales y la comunidad en general, para lograr el éxito de los proyectos mineros, la legislación en América Latina y por supuesto en Colombia, entre otros.
- Elaboración de un informe sobre los inversionistas en el sector minero Colombiano, el cual tuvo como fin la identificación de aspectos socioeconómicos y culturales que deben ser tenidos en cuenta, en la estrategia Plan de inversión minera, tanto para las etapas de prospección y exploración, como para el desarrollo y operación de los proyectos.

- Estrategia de medios e imagen del sector minero colombiano: se llevó a cabo el estudio de la imagen corporativa de Colombia Minera, para proyectar una imagen institucional única para todo el sector minero y de esta manera poder acceder al mercado con una imagen propia de la minería.
- Estrategia de comunicación uno a uno, la cual incluyó la definición de un plan estratégico de comunicaciones frente a los principales usuarios del MME en el sector minero.
- Participación de Colombia en el Prospectors and Developers Association of Canada (PDAC) 2008; por segunda vez se asistió a la Feria Internacional Minera más importante del mundo, en la que se promovió a Colombia como destino de inversión extranjera en minería. Para ello se realizó el día Colombia, con la participación del Ministerio de Minas y Energía de Colombia, INGEOMINAS, Proexport y las embajadas de Colombia en Canadá y de Canadá en Colombia. Además, empresas mineras extranjeras contaron sus experiencias en nuestro país.
- Portafolio de Oportunidades de Inversión Minera de Colombia: mediante Resolución 181991 del 3 de diciembre de 2007, se adoptó formalmente dicho portafolio. El fin es agrupar proyectos debidamente validados y que cuenten con información técnica, legal, ambiental y social aportada por los dueños de los proyectos ubicados en todo el territorio nacional, para ser promovidos en escenarios nacionales o internacionales y misiones comerciales que visiten el país en busca de proyectos para invertir en minería. En la actualidad se adelanta una contratación para que, a manera de "persona calificada", se validen los proyectos a ser incluidos en el Portafolio de Oportunidades de Inversión Minera.
- Instructivo para la Elaboración del Anuario Estadístico Minero de Colombia: este documento servirá de base para que Colombia logre, en un futuro cercano, contar con su propio anuario, de acuerdo con las características mineras propias de esta actividad en el territorio Colombiano. Se trata de un documento en el que se compila toda la información minera del país: cifras, inversión, estadísticas de producción por minerales, información global del sector, nuevos proyectos, empleo generado, entre otras.
- Guía para el Inversionista Minero, 2007: corresponde a una guía en CD, también incorporada en el SIMCO, con traducción al inglés. Dicha Guía aporta datos valiosos a los inversionistas que recién llegan al país, contiene información general de Colombia y específica del sector, trámites, documentos de interés, entre otros.
- Modernización del SIMCO: se hizo una modernización de la página web del SIMCO (www.simco.gov.co), haciendo énfasis en las necesidades de información de los inversionistas mineros.
- Participación en eventos: el MME participó en la Feria Minera EXTEMIN 2007 realizada en Arequipa Perú en la semana del 10 al 14 de septiembre de 2007, con la presentación de conferencias alusivas a la minería en Colombia. Así mismo estuvo presente con un stand en la III Feria Minera en Medellín en la semana del 19 al 21 de septiembre de 2007. Se participó en la Feria de Municipios 2007, llevada a cabo en Bogotá en la semana del 26 al 30 de noviembre de 2007, con una vitrina donde se presentaron los avances de la gestión del sector minero. Finalmente se participó en la Ronda de Negocios organizada por la CEPAL en Santiago de Chile el 22 de octubre de 2007.
- Agenda Gobierno - Industria para el sector minero: con el fin de contar con un espacio de diálogo entre el Gobierno Nacional y la industria minera, en noviembre del 2007 se llevó a cabo la primera reunión de Agenda Gobierno Industria para la minería. Se trataron temas importantes para el buen desempeño de la minería relacionados con medio ambiente, explosivos, ajustes al Código de Minas, proyectos de Ley, y ordenamiento territorial. Fueron convocados los Ministros de las carteras de Ambiente, Defensa, Transporte, así como Presidencia de la República, Indumil y gremios. Con el fin de trabajar temas específicos, se convocó a una segunda reunión en febrero de 2008, donde se abordó lo relacionado con explosivos, de donde salió el compromiso de una mesa de trabajo mensual para superar los problemas. Para mediados de mayo de 2008 se tiene programada una tercera reunión para tratar el tema ambiental.

3.2.1.1.2 Información y Atención al Minero

Durante el periodo julio 2007 - abril 2008 INGEOMINAS atendió más de 20.000 usuarios, que se acercaron a la entidad para adelantar diferentes trámites mineros.

**TABLA 7. TRÁMITES GRUPO DE INFORMACIÓN Y ATENCIÓN AL MINERO
(JULIO 2007 – ABRIL DE 2008)**

TIPO DE TRÁMITE	TOTAL
RESOLUCIONES OFICIADAS	1.841
NOTIFICACIONES	3.224
CORRESPONDENCIA INGRESADA EXPEDIENTES	1.393
EXPEDIENTES PRESTADOS	6.898
TOTAL	13.356

Fuente: INGEOMINAS.

Como podemos observar durante el periodo, el trámite que mayor demanda tuvo fue el préstamo de expedientes con un número de 6.898 expedientes prestados 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 de forma diaria las notificaciones y el público puede consultar el estado tanto de las propuestas como de los expedientes de títulos.

3.2.1.1.3 Mercados de Minerales en Europa

Se adelantó el estudio de mercados de productos mineros en la Unión Europea, el cual presenta un análisis detallado del mercado europeo de productos relevantes en la canasta minera colombiana como: carbón coque, hierro y metales preciosos, entre otros. Adicionalmente, realiza un análisis de competitividad para la industria minera colombiana, en los campos estudiados. Este estudio, dota de herramientas de análisis y gestión al sector para direccionar y ajustarse a las condiciones comerciales y de mercado que se vislumbran de dichas economías y se constituyen en oportunidades para la inversión y los productores mineros del país.

3.2.1.1.4 Procesos Ágiles y Efectivos

El inversionista minero, grande, mediano o pequeño, demanda 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, y contar con información geológica minera básica que sirva de insumo a los potenciales inversionistas.

3.2.1.1.5 Contratación

Para alcanzar progresivamente los términos de respuesta óptimos de parte de la institucionalidad minera hacia los empresarios mineros, el Ministerio de Minas y Energía formuló igualmente 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 igualmente 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.

3.2.2 GOBERNACIONES DELEGADAS

La gestión desarrollada desde julio de 2007 por las gobernaciones delegadas en la función de contratación se resume así:

TABLA 8. GOBERNACIONES DELEGADAS

GOBERNACIÓN	CONTRATADAS	ARCHIVADAS
Antioquia	335	409
Bolívar	87	27
Boyacá	113	96
Caldas	256	67
Cesar	47	23
Norte de Santander	34	12

Fuente: Gobernaciones delegadas, consolidado: Ministerio de Minas y Energía.
Fecha de corte: Febrero de 2008.

3.2.3 INGEOMINAS

En el periodo julio de 2007 – abril de 2008 se recibieron 3.187 solicitudes de contrato, correspondiendo 3.005 a Contratos de Concesión (un poco más del 90%) y 182 a Autorizaciones Temporales.

Ahora bien, en lo que respecta al Registro Minero Nacional, RMN, el número de Títulos inscritos al 7 de abril de 2008 es de 7.878 como se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 9. INSCRIPCIÓN DE TÍTULOS MINEROS POR MODALIDAD EN EL REGISTRO MINERO A ABRIL 7 DE 2008

MODALIDAD	TOTAL RMN
Contratos de Concesión	1.992
Licencias de Exploración	873
Licencias de Explotación	1.040
Contratos de Concesión (Ley 685 de 2001)	2.323
Licencias Especiales de Explotación	375
Autorizaciones Temporales	724
Reconocimientos de Propiedad Privada	55
Registro Minero de Canteras	38
Permisos	40
APORTE	418
Exploración	
Explotación	
Exploración con Explotación	
Anticipada	
Explotación con Exploración	
Adicional	
Contrato Provisional	
TOTAL	7.878

Fuente: INGEOMINAS. Información tomada del RMN con corte al 7 de abril de 2008.

Aparte de estos títulos mineros se encuentran inscritos en el RMN seis (6) Áreas de Reserva Especial, tres (3) Subcontratos y catorce (14) Zonas Mineras Indígenas.

Las áreas tituladas por mineral se pueden ver en la siguiente tabla. Los minerales con mayor área titulada son metales preciosos con el 36% y carbón con el 30% 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 3.36% se encuentra adjudicado a la minería.

TABLA 10. TÍTULOS Y ÁREAS INSCRITAS POR MINERAL EN EL RMN A ABRIL 2008

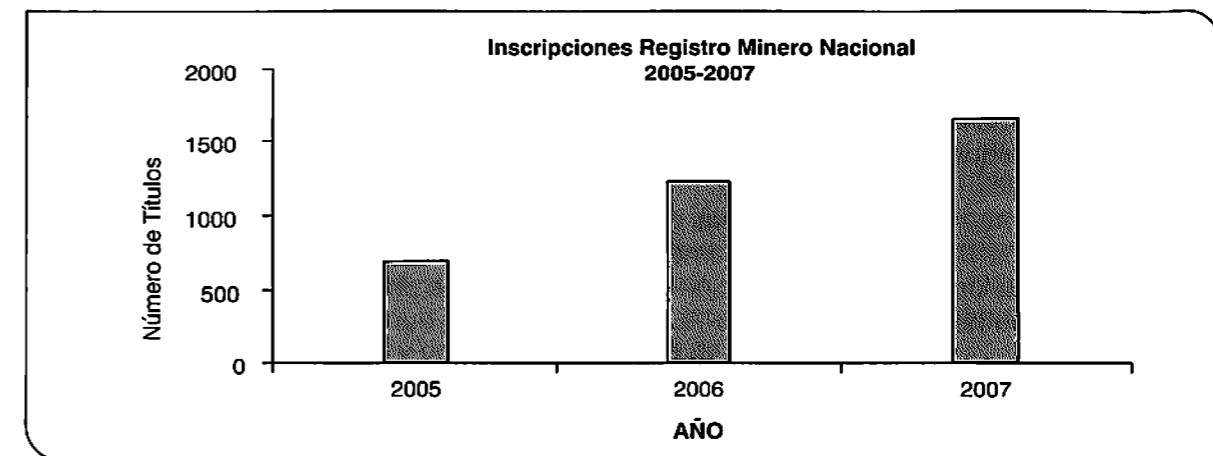
MINERAL	TOTAL	
	Nº Títulos	Hectáreas
Carbón	1379	1.172.975
Esmeraldas	358	74.571
Metales Preciosos	1327	1.383.100
Materiales de Construcción	2624	368.951
Otros	1577	868.436
Total	7.265	3.868.033

Fuente: INGEOMINAS. Información tomada del RMN con corte 8 de abril de 2008.

El área total inscrita en el Registro Minero Nacional, pasó de 2.602.816 hectáreas en abril de 2007 a 3.868.033 hectáreas en abril de 2008, lo que representa un crecimiento del 48.6% en el área total contratada.

En la siguiente gráfica se puede observar el comportamiento de las inscripciones en el Registro Minero Nacional, en el período 2005-2007.

GRÁFICA 8. INSCRIPCIONES RMN 2005-2007



Fuente: INGEOMINAS.

Con respecto a las diferentes actuaciones que realiza la Subdirección de Contratación y Titulación Minera se muestran algunas de las más importantes y significativas.

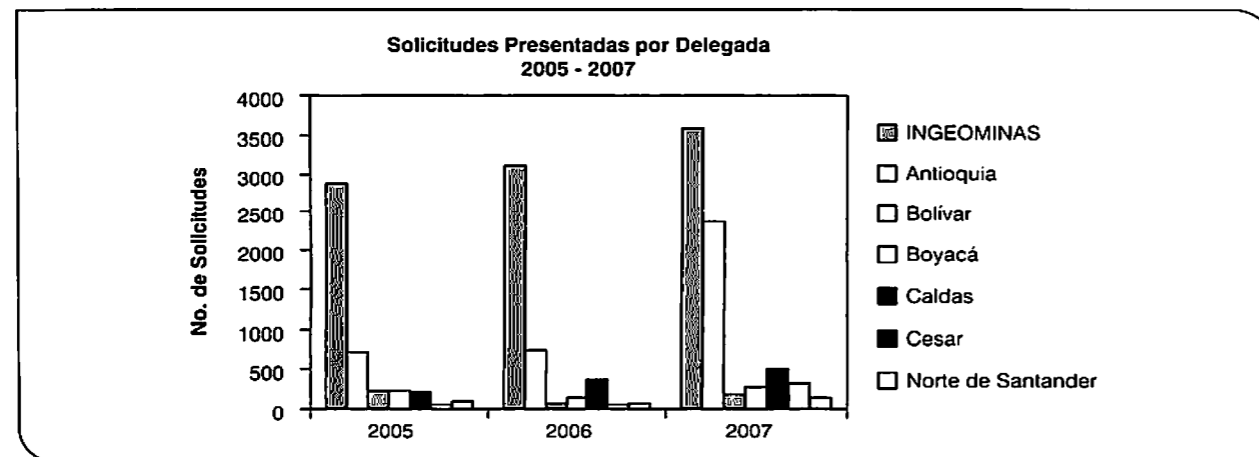
TABLA 11. ACTUACIONES REALIZADAS JULIO 2007 – MARZO 2008

TIPO DE ACTUACIÓN	CANTIDAD
SOLICITUDES RECIBIDAS	3.187
CONTRATOS FIRMADOS	305
SOLICITUDES RECHAZADAS	215
RESPUESTA A DERECHOS DE PETICIÓN	486

Fuente: INGEOMINAS.

En la siguiente gráfica se puede observar el comportamiento en cuanto a la presentación de solicitudes de contratación en cada delegada, en el período 2005 - 2007.

GRÁFICA 9. SOLICITUDES DELEGADAS 2005 - 2007



Fuente: Gobernaciones delegadas, consolidado: Ministerio de Minas y Energía e INGEOMINAS.

3.2.4 CATASTRO MINERO COLOMBIANO

El Sistema Catastro Minero Colombiano consta de tres módulos operacionales a saber:

- Módulo de Contratación Minera.
- Módulo de Registro Minero.
- Módulo de Fiscalización Minera.

Durante el segundo semestre de 2007 se adelantó la revisión y corrección de las fallas que estaba presentando el Sistema. A la fecha INGEOMINAS ha logrado corregir los problemas del Módulo de Contratación Minera que estará en funcionamiento vía Internet a partir del segundo semestre del presente año, permitiendo la identificación de áreas libres desde cualquier lugar del país.

Actualmente se están llevando a cabo las pruebas necesarias para garantizar el funcionamiento del Sistema no sólo en INGEOMINAS sino también en las gobernaciones con delegación. Ya se migraron los datos al nuevo sistema. Esta implementación contempla la opción de la radicación de propuestas de contrato de concesión y solicitudes de autorización temporal vía Internet.

Actualmente está en proceso de contratación de los módulos de Registro Minero y Fiscalización Minera; este último permitirá automatizar el seguimiento y control a las obligaciones contractuales de los títulos mineros. Otros módulos que permitirán automatizar el control de las actividades de seguridad e higiene minera y de contraprestaciones económicas (cálculo y control del pago y distribución de regalías) se encuentran en desarrollo y estarán disponibles en el segundo semestre de 2008.

3.2.5 SIMCO

En cuanto al Sistema de Información Minero Colombiano, SIMCO, durante el 2007 se hizo la revisión de la imagen corporativa del SIMCO, para darle consistencia a la nueva imagen de Colombia Minera.

Adicionalmente se desarrollaron nuevas funcionalidades y secciones como:

- Se enfocó el desarrollo de la página en el marco de las tres políticas sectoriales.
- La sección Invertir en Colombia: que contiene información relativa a la inversión minera como el panorama económico y financiero, mercado potencial, capital humano, infraestructura, instituciones, información regional, portafolio de oportunidades de inversión minera de Colombia, contactos mineros, proyectos en desarrollo, transformación de la producción minera y servicios a la minería.
- Igualmente se actualizó todo lo referente a las estadísticas mineras, adicionando la sección anuario estadístico, que contiene información ejecutiva y consolidada del sector en cuanto a volúmenes de producción, PIB minero, inversión extranjera en minería y otros. Adicional a esto se incluye información estadística histórica, en algunos casos desde 1940.

- Nuevas secciones como las de noticias sectoriales, de análisis sectorial, actualidad e indicadores, que se actualizan diaria o semanalmente.
- El actual portal cubre un porcentaje importante de las necesidades expresadas por diferentes usuarios del sector, a pesar de ello el esfuerzo por tratar de cubrir las todas y a la medida, continúa a través de los esfuerzos que en conjunto están realizando el Ministerio de Minas y Energía y la UPME.

3.2.6 PLAN ESTRATÉGICO DE TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN PARA EL SECTOR MINERO (PETICS)

Esta estrategia busca implementar un verdadero Sistema Único de Información Minera, soportado en plataformas tecnológicas de última generación, con el fin de lograr mejorar los tiempos de respuesta, y contar con información más confiable para formular los planes y políticas necesarias para un mejor desempeño del sector.

De acuerdo a esto, durante el segundo semestre de 2007, el Ministerio de Minas y Energía, INGEOMINAS y la UPME, aunaron esfuerzos para realizar una consultoría para identificar y realizar un primer acercamiento del estado actual de las plataformas tecnológicas y de comunicaciones en la institucionalidad minera, ya que se debe contar con un sistema de información robusto que garantice la consulta de la información en línea por parte de las delegadas y la comunidad minera.

Dentro de este diagnóstico se identificaron los procesos de la Institucionalidad Minera Colombiana con la visión de una sola entidad, aislando los intereses particulares de cada uno de los entes que la conforman, permitiendo tener un panorama general de los procesos y TIC's que son susceptibles de ser integrados.

Basados en el CONPES 3072 de 2000, el Programa de Gobierno en Línea y el Código de Minas, se determinaron las directrices que la estrategia de TIC's debe seguir para la Institucionalidad Minera y los requisitos no funcionales que deben complementar esta especificación de acuerdo con las expectativas y necesidades.

De acuerdo a la información recopilada, se evidenciaron diferentes dificultades que tienen origen en la falta de estructura organizacional de gestión de TICs, que procure el liderazgo y el establecimiento de roles comprometidos con el desarrollo tecnológico de la Institucionalidad Minera Colombiana.

Con los hallazgos encontrados, se ve el reflejo de la falta de una estructura organizacional acorde con las necesidades de la Institucionalidad Minera Colombiana y con la evolución de las tecnologías de información y de comunicaciones, una estructura que debe definir roles, responsabilidades y competencias necesarias para el adecuado desarrollo, seguimiento y control de proyectos de TIC's.

De todo esto se evidencia la necesidad de alinear los procesos misionales de la Institucionalidad Minera Colombiana con las tecnologías de información y comunicaciones idóneas, a través de la formulación de un Plan Estratégico de Tecnologías de Información, que soporte todos los procesos misionales de la Institucionalidad Minera Colombiana de manera integral y que en consecuencia propicie a la productividad, eficiencia y eficacia de todas las entidades que lo componen.

3.2.7 ÁREAS CON INVERSIÓN DEL ESTADO

De otra parte en el segundo semestre de 2007, se adelantaron de manera exitosa tres licitaciones públicas para el otorgamiento de áreas con inversión del Estado que concluyeron con el otorgamiento de estos contratos en las zonas de Taraira (Vaupés) adjudicado a Consigo Frontier, Acandí (Chocó) adjudicado a Anglo American Exploration y Pantanos Pegadorcito (Antioquia) adjudicado a Carbones de La Loma. Recientemente en abril de 2008 fue adjudicado a Cerromatoso S.A el Contrato del área para carbón en la zona de San Jorge (Córdoba) ya que para el área de Tibitá (Boyacá y Cundinamarca) no se presentaron proponentes, declarándose desierta.

3.2.8 ÁREAS DE RESERVA ESPECIAL

Durante el período de julio del 2007 a mayo del 2008 el Ministerio de Minas y Energía declaró las siguientes Áreas de Reserva Especial:

Departamento de Boyacá:

- Ráquira: Decreto 371 de 2007.
- La Uvita: Resolución 338 de 2007.
- Puerto Boyacá: Resolución 477 de 2007.
- Sogamoso: Resolución 478 de 2008.

Departamento del Cauca:

- Suárez: Resolución 424 del 2007. Durante los meses de febrero y marzo de 2008, en atención a la reiterada solicitud de revisión de las áreas otorgadas, presentada por los alcaldes de dichas localidades, se realizaron dos visitas técnicas de reconocimiento geológico minero a la zona, redefiniéndose un área de 2056 hectáreas y 2713,2 metros cuadrados, comprendida en cinco (5) polígonos.

Departamento de Bolívar:

- Dos áreas en el sur de Bolívar.

Con base en solicitudes realizadas por los mineros de las áreas declaradas de Carmen – Catatumbo y Quinchía y en procura de una mejor organización del proyecto minero, se ampliaron las siguientes áreas de reserva declaradas:

- Carmen – Catatumbo: mediante Decreto 300 de febrero del 2008.
- Quinchía – Risaralda: mediante Decreto 247 de enero de 2008.

Para desarrollar los estudios de que habla el artículo 31 del Código de Minas, el Ministerio de Minas y Energía prorrogó y suscribió los siguientes Convenios:

- Convenio 032 por 169,3 millones de pesos, con la Universidad de Caldas, el cual se desarrolló durante 2007 y se prorrogó, debido a la ampliación del área de Reserva Especial.
- Convenio 033 por 197,9 millones de pesos, suscrito con la Universidad Nacional de Colombia, el cual se desarrolló durante el 2007 y al igual que el anterior se prorrogó por la ampliación del área declarada.
- Convenio 082 del 2007 por 849,7 millones de pesos: suscrito con la Universidad Tecnológica y Pedagógica de Colombia, UPTC. Se desarrollará durante 2008 y cubrirá las áreas de reserva especial declaradas de: Uvita, Sogamoso, Ráquira y Puerto Boyacá.
- Convenio 083 del 2007, por \$783 millones de pesos suscrito con la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, para desarrollar los estudios de que habla el artículo 31 de la Ley 685 en las áreas de reserva especial declaradas de Suárez - Cauca, y las dos del Sur de Bolívar.

Principales actividades a desarrollar en el marco de los anteriores convenios:

- Realizar un reconocimiento geológico de superficie a escala regional.
- Realizar un programa de exploración detallada.
- Diseñar un proyecto de explotación racional del recurso (PTO).
- Diseñar el esquema básico de beneficio para los minerales presentes en las áreas.
- Definir los requerimientos de manejo ambiental del proyecto.
- Elaborar los documentos o protocolos exigidos por las autoridades ambientales (EIA, PMA, Plan de Cierre).
- Informar a la comunidad minera acerca de los hallazgos realizados.
- Proponer formas asociativas adecuadas para la organización empresarial de proyectos mineros de explotación.
- Capacitar a la comunidad minera en aspectos técnicos y empresariales.
- Formular y socializar un proyecto de reconversión en caso de no existir potencial minero en la zona.

Además de las áreas declaradas el Ministerio de Minas y Energía se encuentra en la actualidad evaluando las siguientes áreas solicitadas por diferentes comunidades mineras, las cuales podrían recibir el trato de Áreas de Reserva Especial:

- Socotá, Boyacá – Carbón: se encuentra en evaluación de área libre.
- La Llanada, Nariño – Oro: visita realizada y en proceso de definición.
- Tunja, Boyacá – Arcilla: visitada y en proceso de definición.
- Caparrapí, Cundinamarca – Carbón: los solicitantes se encuentran complementando requisitos.
- Puerto Leguizamo, Putumayo – Oro: en estudio de área libre.
- Quinchía, Risaralda – Carbón: en estudio de área libre.
- Tintotá, Boyacá – Carbón: para programación de visita.

En el mismo periodo se negaron dos solicitudes correspondientes a:

- Cucunubá en el departamento de Cundinamarca: por superposición con un contrato otorgado por INGEOMINAS.
- Tunja, Boyacá: no obstante, y por solicitud expresa tanto de la Gobernación de Boyacá, como del municipio de Tunja, el Ministerio de Minas y Energía está haciendo una reevaluación del tema.

3.2.9 ZONAS MINERAS INDÍGENAS Y DE COMUNIDADES NEGRAS

Durante el período se hicieron las siguientes visitas de delimitación:

Zonas Mineras Indígenas:

- Comunidades indígenas de Pocaré (Tolima), El Cardón y Kaiwá (Guajira) y Tapurucara Querari (Vaupés).

Zonas Mineras de Comunidades Negras:

- Valle del Cauca: Consejos Comunitarios de Altomira y Frontera, Citronela, Guaimía, Danubio, Limones, Llano Bajo, Taparal, Zacarías, Campohermoso y Agua Clara.
- Chocó: Consejos comunitarios de: Cantón de San Pablo, Villacontó, Paimadó y Cocoman.

En la actualidad se están evaluando los informes de visita, lo que permitirá determinar en definitiva la declaratoria de delimitación de las zonas mineras indígenas y de comunidades negras correspondientes.

Adicionalmente se realizaron visitas de seguimiento a las siguientes zonas mineras declaradas:

- Departamento del Cauca:
 - Las Delicias Canoas.
 - Polídara.
 - Pitayó – Miranda.
 - Tierra Adentro Bajo.
 - Pisno.
 - Coconucos.
 - Puracé.
- Departamento del Guainía:
 - El Remanso.
 - Samuro.
 - Cerro Nariz.
 - Chorrobocón.
- Departamento de la Guajira:
 - Uribia.
 - Yolumulí.
- Departamento del Chocó:
 - Zonas Minera de Comunidad Negra del Alto Andágueda.

Para cada una de estas visitas de seguimiento se elaboraron informes, los cuales cuentan con concepto técnico, concepto ambiental, concepto empresarial y utilización del derecho de prelación y procesos de titulación minera.

Se realizaron además tres talleres de socialización de los temas de interés para comunidades indígenas en Puerto Limón, Putumayo, a lo largo del Río Inírida en el Guainía y en Mitú, departamento del Vaupés; para estos talleres se convocaron las organizaciones indígenas de las regiones mencionadas, a las cuales se les realizó capacitación en Código de Minas y específicamente en lo concerniente al capítulo de Comunidades Étnicas. También se elaboraron cartillas didácticas para dichas comunidades.

3.2.10 EXPROPIACIONES A FAVOR DE LA MINERÍA

De acuerdo con el capítulo XIX del Código de Minas, este ministerio ha atendido 19 solicitudes de expropiación de predios, en el período de julio de 2007 a mayo de 2008, las cuales se relacionan a continuación:

TABLA 12. EXPROPIACIONES

EMPRESA	DEPARTAMENTO	NÚMERO SOLICITUDES
Drummod Ltd	Cesar	4
Prodeco	Cesar	5
Carbones del Cesar	Cesar	3
Colco	Carmen de Carupa	3
Ingetierras	Antioquia	2
Carbones de la Jagua	Cesar	1
Otros	Antioquia	1

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

3.2.11 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 representa al Gobierno Nacional el Director General del Instituto Colombiano de Geología y Minería, INGEOMINAS o su delegado, y el Director del Servicio Nacional de Aprendizaje, SENA, o su delegado.

Los recaudos totales del fondo parafiscal de la Esmeralda desde su creación, hasta abril 30 de 2008 han sido de \$7.610.135.364.84, los cuales son administrados por Fedesmeraldas a través de un encargo fiduciario.

En cuanto a la implementación del proyecto Laboratorio de Servicios Gemológicos, para lo cual se conformó la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico de la Esmeralda Colombiana, CDTEC, ya se tiene el montaje de los equipos importados desde Estados Unidos, se contrató el personal especializado encargado de la dirección técnica del laboratorio, y se adelanta la fase de contratación del resto del personal con el fin de poner en funcionamiento el laboratorio en el primer semestre de 2008; cabe anotar, que el cronograma que se tenía en el 2007 para la puesta en marcha del proyecto, se vio limitado en cuanto al proceso de montaje de equipos, y la selección y capacitación del personal especializado demandado por el proyecto.

3.2.12 SEGURIDAD Y SALVAMENTO MINERO

En el tema de seguridad minera, la Comisión Nacional de Salud Ocupacional para el Sector Minero, dentro de su Comisión de expertos tiene como invitados permanentes a los Ministerios de Minas y Energía y de la Protección Social, y entidades como INGEOMINAS, el Centro Nacional Minero del SENA en Boyacá, ICONTEC, 3M Colombia, ARP Seguros Bolívar, Consejo Colombiano de Seguridad, Indumil, Urigo Ltda, PROGEN S.A. ARP, Seguro Social, gremios mineros y representantes de empresas del sector productivo.

Dicha Comisión ha estado 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, la normatividad en materia de riesgos profesionales, así como a los estudios técnicos e investigaciones realizadas durante los últimos años en dichos campos, ha concluido con el proyecto de reforma del Decreto 2222 de 1993, el cual actualmente se encuentra en revisión por parte de las oficinas jurídicas de los Ministerios de la Protección Social y del Ministerio de Minas y Energía.

La revisión posterior corresponde al Ministerio de Turismo, Industria y Comercio, con lo cual se finalizará esta etapa antes de la publicación; con respecto al Decreto 1335 de 1987 se está trabajando fuertemente en su modificación. Con lo anterior se espera que al concluir el 2008 se tenga publicado el nuevo decreto de seguridad minera para labores a cielo abierto, y se haya iniciado la fase de socialización de los mismos.

En cuanto a 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 cinco emergencias mensuales, los departamentos más afectados son Boyacá y Cundinamarca y las principales causas de estos accidentes son caídas, incendios, explosiones y derrumbes. De estos accidentes se logró rescatar con vida a 279 personas, 230 de ellas ilesas, pero lamentablemente 64 personas fallecieron.

TABLA 13. EMERGENCIAS MINERAS ATENDIDAS POR INGEOMINAS

JULIO 2007 - ABRIL 2008

DEPARTAMENTO	EMERGENCIAS REPORTADAS	%	ESTACIÓN	PERSONAL AFECTADO		
				Ilesos	Heridos	Fallecidos
BOYACÁ	15	23	Nobsa	11	3	11
CUNDINAMARCA	20	34	Ubaté	7	11	19
ANTIOQUIA	6	9	Amagá	131	1	2
NORTE DE SANTANDER	16	25	Cúcuta	26	10	4
CESAR	0	0	La Jagua	0	0	0
VALLE	8	12	Jamundí	55	24	28
TOTAL	65	100%		230	49	64
				67%	14%	19%

Fuente: INGEOMINAS.

TABLA 14. VISITAS DE SEGURIDAD E HIGIENE MINERA

ESTACIÓN	DEPARTAMENTO	# VISITAS	# VISITAS A BOCAMINAS
AMAGÁ	ANTIOQUIA	12	21
UBATÉ	CUNDINAMARCA	83	133
NOBSA	BOYACÁ	97	145
JAMUNDÍ	VALLE DEL CAUCA	66	285
CÚCUTA	NORTE DE SANTANDER	106	162
LA JAGUA	CESAR	46	1
	TOTAL	562	747

Fuente: INGEOMINAS.

El Instituto en el marco de sus funciones de adelantar las actividades de salvamento minero en el territorio nacional, ha venido cambiando el enfoque en el manejo de este tema, es por eso que cada una de las actividades que se vienen adelantando como lo son la capacitación del personal minero y las visitas de seguridad e higiene minera, se están enmarcando en el contexto de la prevención como pilar del mejoramiento de la minería en nuestro país.

Por eso se viene trabajando fuertemente en la formación y concientización de todo el personal, y así mismo se viene haciendo el seguimiento y tomando las medidas preventivas y sancionatorias del caso para prevenir los accidentes mineros, por eso a continuación se presentan los resultados de este trabajo que se viene adelantando en todo el país con la infraestructura y el personal con que cuenta el instituto en la actualidad.

TABLA 15. PERSONAL CAPACITADO EN SALVAMENTO MINERO

DEPARTAMENTO	ESTACIÓN	PERSONAL CAPACITADO		
		Foros Mineros	Reuniones Comunidad y Autoridades	Mineros en Temas de Seguridad
ANTIOQUIA	Amagá	120	94	22
CUNDINAMARCA	Ubaté		178	12
BOYACÁ	Nobsa		15	
NORTE DE SANTANDER	Cúcuta		15	35
CESAR	La Jagua			
VALLE	Jamundí		17	
TOTAL		120	319	69
		508		

Fuente: INGEOMINAS.

TABLA 16. COMPARATIVO ACTIVIDADES PERIODO ACTUAL VS. ANTERIOR

Periodo	Visitas	Emergencias	Personas Capacitadas
junio 2006 - mayo 2007	442	55	2213
junio 2007 - abril 2008	562	65	1729

Fuente: INGEOMINAS.

3.2.13 IFI CONCESIÓN SALINAS

Durante el 2007 el IFI Concesión Salinas continuó con el contrato de administración delegada, otorgado por el IFI en liquidación, (adscrito al Ministerio de Industria y Comercio), cuyas funciones son las de administrar las salinas de Zipaquirá, Upín, Galerazamba, Manaure y Nemocón, razón por la cual guarda una estrecha relación con el sector de minas y energía.

3.2.14 SAMA

El IFI Concesión de Salinas y el Ministerio de Minas y Energía, prestaron todo el soporte requerido a Salinas de Manaure Limitada SAMA LTDA, para que adelantase la contratación del operador privado en cumplimiento de lo ordenado por la Ley 773 de 2002 y la escritura pública 135 de 2004, además en lo relacionado con el registro de la concesión en el RMN (renovación de la póliza minero ambiental y el pago del impuesto de timbre). Sin embargo la Sociedad SAMA ha sido renuente a varias solicitudes de la Dirección de IFI Concesión de Salinas para adelantar estos trámites.

En el 2007 y en lo corrido del 2008 se han presentado los siguientes eventos relevantes de este proceso:

- Se envió comunicación del Ministro de Minas y Energía (24 de Mayo de 2007), a la Presidencia de la República, mediante la cual se pone de manifiesto el claro incumplimiento de las actividades a las cuales se comprometió la sociedad SAMA Ltda, después de dos años y cinco meses de constituida y se recomienda resolver de pleno derecho, la cesión del 51% de la sociedad efectuada a las comunidades Wayuu.
- El 27 de junio de 2007 el Gobierno Nacional se propone otras alternativas a la Junta de Socios, que permitirían avanzar en la necesaria contratación del operador privado.

- En posterior comunicación, la Junta General de Socios, solicita modificación de la Escritura 135 de 2004, sin dar contestación a la propuesta del Gobierno, pero expresando verbalmente el 4 de julio de 2007, la negativa a la propuesta del Gobierno, por los dos representantes de la Sociedad Sama Ltda. ante el Comité de Vigilancia.
- El 11 de octubre de 2007, mediante escritura pública No. 1592, y ante el vencimiento del plazo pactado y aceptado por SAMA para contratar el operador privado, el Ministerio de Comercio Industria y Turismo retoma la participación del 51% de la sociedad, haciendo efectiva la cláusula resolutoria de la escritura 135 de 2004 por incumplimiento de la sociedad SAMA.
- El 21 de febrero de 2008 los indígenas, que previamente habían manifestado su deseo de recibirlos, se retractaron de recibir los activos de la concesión y le pidieron al Gobierno Nacional una indemnización por el supuesto incumplimiento del acuerdo suscrito en 1991. Para hacer valer su pretensión, interpusieron demanda ante el centro de conciliación y arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá contra el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Comercio Industria y Turismo, IFI – Concesión de Salinas por treinta mil millones (\$30.000'000.000).
- El primero de abril de 2008 se realiza una reunión ordinaria de junta de socios por derecho propio en Manaure, entre el Representante del MCIT (51% de la participación) y el Alcalde del Municipio de Manaure (24% de la participación), dejando constancia de que el 15 de febrero el gerente de SAMA convoca a junta extraordinaria, convoca al MCIT como invitado, desconociendo su calidad de socio con el 51%.
- Por solicitud del Ministerio de Comercio la Superintendencia de Sociedades citó a junta de socios el pasado 8 de mayo, la cual no se pudo llevar a cabo por la intervención de las comunidades indígenas.

Infortunadamente a la fecha, SAMA no ha honrado los compromisos y no ha llevado a cabo el proceso de selección del operador privado, afectando de manera grave el proceso de liquidación del IFI y el estado del centro salinífero.

3.2.15 PROCESO LICITATORIO PARA LA ENTREGA EN CONCESIÓN DE LAS ÁREAS MINERAS DE SAL DE ZIQAQUIRÁ, NEMOCÓN, UPÍN Y GALERAZAMBA

Durante el 2007 se adelantaron varias acciones relacionadas con la entrega en concesión de las áreas mineras de Zipaquirá, Nemocón, Upín y Galerazamba, como lo ordena la Ley 685/01 en sus artículos 356 y 357. Las acciones ejecutadas en el periodo en mención fueron las siguientes:

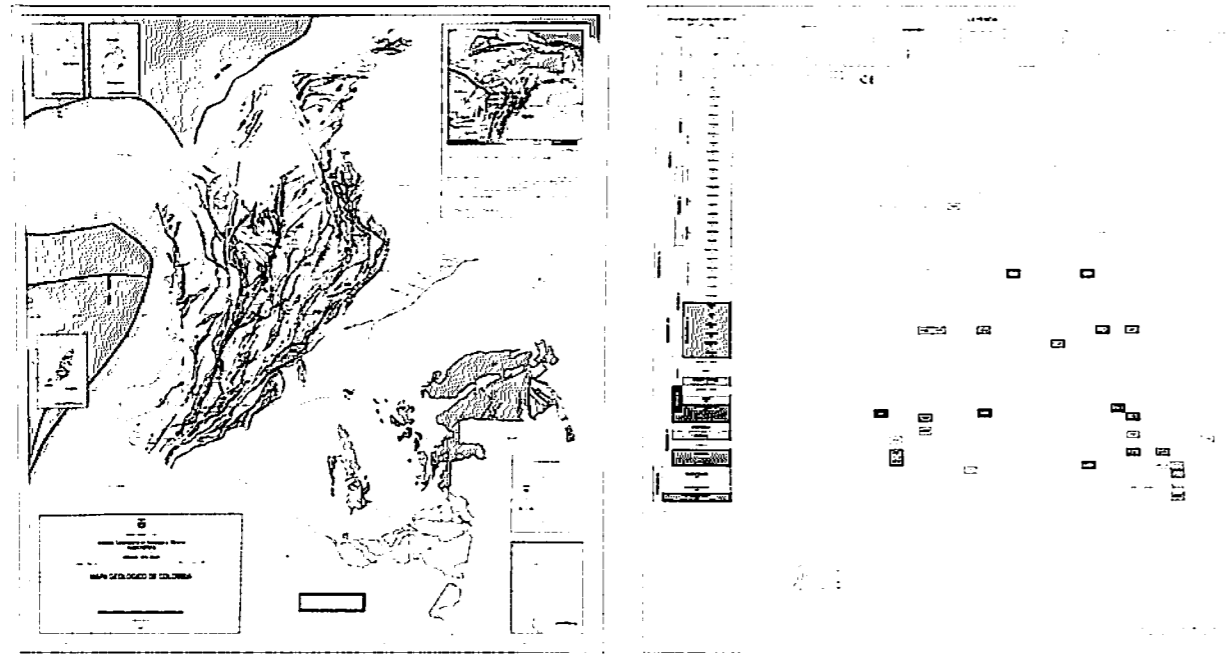
- Firma del convenio interadministrativo No. 28 el 29 de junio de 2007 entre el IFI en liquidación, IFI – Concesión de Salinas y el Ministerio de Minas y Energía, cuyo objeto es el de cooperación técnica y financiera para adelantar el proceso licitatorio.
- Actualización de los aspectos jurídicos, técnicos, financieros de los pliegos de la licitación.
- Contratación por parte del IFI en liquidación de una banca de inversión para la actualización de los aspectos financieros de los centros de producción.
- Publicación de los prepliegos de la licitación pública No. 01 de 2008: entre el 05 y el 18 de febrero.
- Audiencia de tipificación y distribución de riesgos: 2 de abril.
- Resolución de apertura y publicación de pliegos definitivos de la licitación pública No. 01 de 2008: 16 y 17 de abril.
- Audiencia de aclaración del pliego de condiciones: 22 de abril.
- Visitas a las áreas mineras a concesionar: del 23 al 28 de abril.

3.3 INFORMACIÓN GEOLÓGICA MINERA DE LIBRE Y FÁCIL ACCESO

3.3.1 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 vital para la exploración minera, evaluación de áreas expuestas a amenazas geológicas y planificación territorial. Además de esta versión de divulgación, se entregó el Mapa Geológico en escala 1:1'000.000 y el Atlas Geológico, consistente en 26 planchas, siguiendo la nomenclatura del IGAC, (a escala 1:500.000).

GRÁFICA 10. MAPA GEOLÓGICO DE COLOMBIA



Fuente: INGEOMINAS.

Durante el período se completaron 20.679 km² de información geológica, 20.538 km² de información geoquímica y 29.400 km lineales de información geofísica para aportar en el avance del conocimiento geológico y el potencial de recursos del subsuelo del territorio colombiano.

Las áreas en donde se desarrolló este cubrimiento fueron: sector norte de la Cordillera Occidental (departamentos de Antioquia y Chocó), Macizo de Garzón (departamentos de Caquetá y Huila), Subcuenca de Neiva del Valle Superior del Magdalena (departamento de Huila). Otros proyectos que apuntan al conocimiento del potencial de recursos del país son los siguientes: Cartografía geológica, exploración geoquímica y geofísica en el Oriente Colombiano, Integración de la información geológica, geoquímica y geofísica de los cinturones esmeraldíferos y Anomalías geoquímicas de Colombia.

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.

La ejecución de los proyectos, en términos de cubrimiento cartográfico, de potencial de recursos hidrogeológicos en el territorio colombiano es la siguiente:

TABLA 17. PROYECTOS RECURSOS HIDROGEOLOGICOS

PROYECTO - ÁREA	Cartografía Geológica (km ²)	Cartografía Geoquímica (km ²)	Geofísica (km ²)
Nariño	1.200	1.000	1.200
Santander	1.300	1.000	1.300
Llanos	8.000	500	500
Boyacá	500	500	500
Total Aguas Subterráneas	11.000	3.000	3.500

Fuente: INGEOMINAS.

El Proyecto Multinacional Andino: Geociencias para las Comunidades Andinas "PMA: GCA", en el que ha venido participando el INGEOMINAS, tuvo su reunión final de presentación de resultados en la ciudad de Cuzco (Perú), en el mes de diciembre de 2007. Además de permitir avanzar en el proceso de lograr que los productos de los servicios geológicos se transformen en acciones para la toma de decisiones por parte de las comunidades y autoridades, ha posibilitado el intercambio científico y técnico de experiencias prácticas y de construcción de metodologías de trabajo, con profesionales de los servicios geológicos y mineros de Argentina, Bolivia, Chile, Ecuador, Perú, Venezuela y Canadá.

3.3.2 EVALUACIÓN Y MONITOREO DE AMENAZAS GEOLÓGICAS

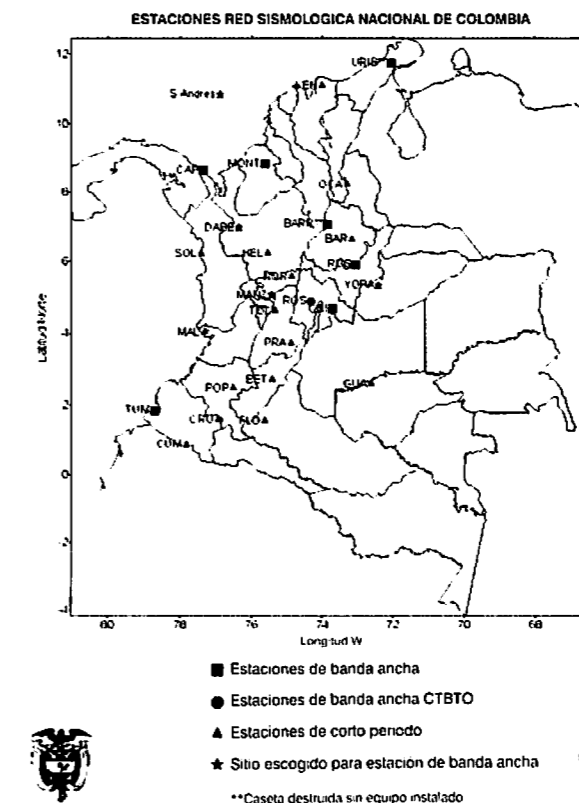
Se refiere al conocimiento y seguimiento de los fenómenos geológicos que generan amenaza para la población, bienes e infraestructura en el territorio nacional.

El monitoreo de la actividad sísmica viene siendo realizado por INGEOMINAS a través de la Red Sismológica Nacional "RSNC" y la Red Nacional de Acelerógrafos "RNA" que constan, respectivamente, de 18 y 110 estaciones distribuidas en el territorio colombiano.

Para mejorar la calidad de la señal sísmica y por lo tanto la capacidad de captación de sismos menores y una mayor calidad y certeza en la localización de los eventos, se procedió a cambiar algunos sitios de los sismómetros, bajo el criterio de que en lo posible estuvieran asentados en roca. Las estaciones con este cambio fueron Florencia, Ocaña, Tumaco, Prado, Kennedy y Chingaza. Las dos nuevas estaciones instaladas son las de Montería y Capurganá, mientras que existen 3 estaciones en las cuales sólo falta terminar parte del proceso, como son las estaciones de Uribia, Barrancabermeja, la nueva Popayán, Dabeiba, Yopal, San Andrés y Manizales.

INGEOMINAS trabaja en el cálculo de la amenaza sísmica para los municipios de Colombia, en la discusión de la aplicación de los métodos de evaluación de la amenaza sísmica y en la generación de la nueva versión del mapa con sus memorias. Por otro lado, se realizó el montaje de dos programas de cálculo de amenaza sísmica.

GRÁFICA 11. ESTACIONES RED SISMOLÓGICA NACIONAL



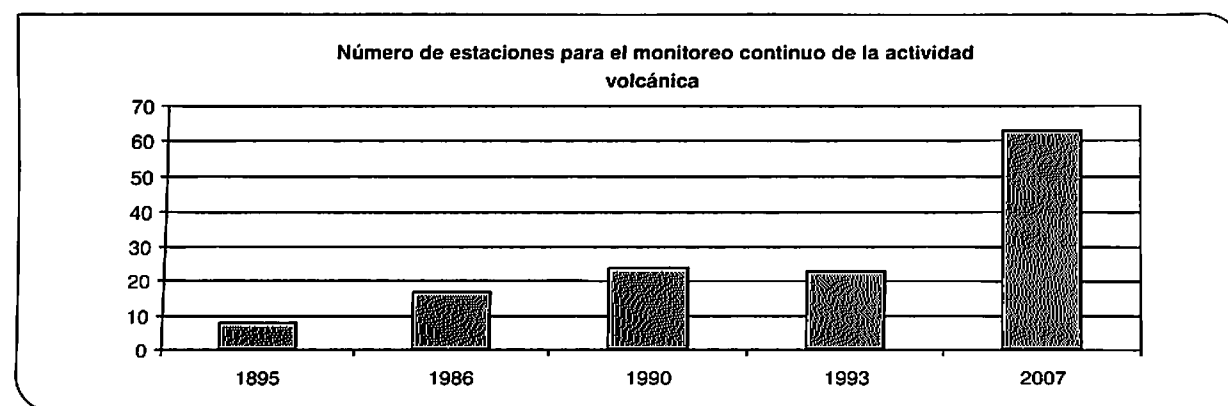
Fuente: INGEOMINAS.

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.

INGEOMINAS ha realizado una gestión muy importante para conseguir recursos y apoyo internacional para fortalecer el denominado Sistema Sismológico y Vulcanológico Nacional, que está conformado por los tres observatorios vulcanológicos y sismológicos, la Red Sismológica Nacional de Colombia (RSNC), la Red Nacional de Acelerógrafos de Colombia (RNAC) y la Red Portátil Nacional (RPN).

En la gráfica 12 se muestra la evolución en el número de estaciones telemétricas adquiridas en los últimos años para los tres observatorios vulcanológicos y sismológicos, reflejando los resultados de la gestión en materia de adquisición para mejorar cobertura y tecnología. En la actualidad se cuenta con un total de 63 estaciones telemétricas instaladas en los volcanes: Cerro Bravo, Nevado del Ruiz, Tolima, Cerro Machín, Nevado del Huila, Puracé, Sotará y Galeras.

GRÁFICA 12. ESTACIONES DE MONITOREO ACTIVIDAD VOLCÁNICA



Fuente: INGEOMINAS.

En el 2006 se presentó al Departamento Nacional de Planeación el BPIN para culminar la sede del Observatorio Vulcanológico y Sismológico de Pasto que mantiene vigilancia sobre los volcanes del suroccidente del país. El proyecto fue aprobado y se le asignó un presupuesto de \$3.175.000.000 para las vigencias 2007 y 2008.

En la investigación y monitoreo de movimientos en masa se han ejecutado los siguientes proyectos tendientes a aportar estudios técnicos para los planes de ordenamiento territorial de la Nación: Zonificación de amenaza por movimientos en masa de los municipios de Bucaramanga, Floridablanca, Girón y Piedecuesta; generación de una guía metodológica para la evaluación de amenaza por movimientos en masa tipo flujo - Caso cuenca Quebrada La Negra; Prevención de desastres glacio-volcánicos e hidrometeorológicos en las cuencas de los ríos Combeima y Páez y actualización del mapa nacional de amenaza por movimientos en masa. Igualmente, se ha realizado la asistencia técnica y atención de emergencias por este tipo de fenómenos.

Con la ejecución operativa de la Subdirección de Geología Básica del INGEOMINAS, se cuenta con un proyecto denominado "GEORED - RED GEODÉSICA PERMANENTE PARA ESTUDIOS DE DEFORMACIÓN". El proyecto incrementa el grado de conocimiento de los fenómenos geodinámicos y por lo tanto contribuye a reducir las amenazas, debidas a desastres asociados con la dinámica terrestre en el territorio colombiano. También desempeña un importante papel para entender el ciclo sísmico, por ser en la actualidad la única tecnología que proporciona información antes, durante y después de la ocurrencia de un sismo.

El objetivo general de GEORED es mejorar la capacidad técnica, científica y operativa en Colombia para el análisis, interpretación y toma de decisiones de fenómenos asociados al estado de deformación tectónica regional y volcánica local en el territorio colombiano, empleando tecnología satelital GPS.

3.3.3 LÍNEAS DE FISCALIZACIÓN DEL APROVECHAMIENTO MINERO

3.3.3.1 Procesos Efectivos de Recaudo, Liquidación, Distribución y Giro de Regalías

Durante el periodo junio de 2006 - 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.

El Grupo de Recaudo y Distribución de Regalías del Instituto realizó 406 reportes de distribución de contraprestaciones económicas y 468 resoluciones de orden de giro, cuyos resultados se resumen en la siguiente tabla:

TABLA 18. REGALÍAS DISTRIBUIDAS 2006 VS. 2007

MINERALES	2.006	2.007	%
	DISTRIBUIDO	DISTRIBUIDO	
CARBÓN	\$ 548.753.627.290	\$ 653.699.064.601	19%
NÍQUEL	\$ 136.453.538.201	\$ 276.084.029.100	102%
METALES PRECIOSOS	\$ 26.418.121.978	\$ 33.833.291.268	28%
ESMERALDAS	\$ 6.096.111.198	\$ 11.077.197.929	82%
OTROS MINERALES	\$ 3.417.316.734	\$ 6.190.047.106	81%
RENDIMIENTOS FINANCIEROS	\$ 5.285.129.643	\$ 23.752.116.263	349%
TOTAL	\$ 726.423.845.045	\$ 1.004.635.746.267	38%

Fuente: INGEOMINAS.

Las expectativas que se tienen para el 2008 en cuanto a la producción en el mediano plazo, a diferencia del carbón, las perspectivas económicas del níquel, están cifradas exclusivamente en función del comportamiento de los precios del metal y de la tasa de cambio, por cuanto la capacidad instalada de Cerromatoso S.A. ha alcanzado su máxima utilización. La producción de carbón mantiene su tendencia al alza, con lo cual se proyecta que en el 2008 se producirían cerca de 76 millones de toneladas, si se inicia la explotación del proyecto el descanso de Drummond Ltd, pendiente del licenciamiento ambiental. Por lo pronto los precios terminaron con un marcado repunte al final del 2007, el cual aún se mantiene, alcanzando en enero valores hasta de US\$96 FOB spot.

En relación con el cálculo de precio base para liquidación de regalías, es bueno resaltar que el Ministerio de Minas y Energía modificó el artículo primero de la Resolución 80760/01, con la Resolución 181074/07/07, en lo relacionado al cálculo del precio FOB Promedio Ponderado en Puertos Colombianos (PP) para carbón térmico de exportación y que corresponderá al precio promedio ponderado por volumen de los precios FOB reportados por la diferencia entre los indicadores API2 y BCI7 de cada mes durante el semestre que se liquida así:

$$PP = \sum_{i=1}^n (API2_i - BCI7_i) * (\text{ponderado por volumen de carbón térmico de exportación del mes } i \text{ del semestre que se liquida}).$$

Donde API 2(t) = Indicador del precio de carbón térmico en US\$ por tonelada métrica a 6,000 kcal/kg NAR (que en la fórmula acordada se considerará equivalente a 11,370 BTU/lb GAR) para entregas CIF ARA (Amsterdam, Rotterdam, Antwerp), publicado semanalmente durante el mes (i) como TFS API2 en el Argus/McCloskey's Coal Price Index Report. Para efectos de establecer el precio FOB, se realizará el promedio aritmético de los indicadores vigentes semanales en el mes (i) y BCI7(t) = Es el indicador de los valores diarios del flete marítimo entre Puerto Bolívar y Rotterdam, publicados en el SSY Mineral FFA Report, con fuente Baltic Exchange. Para efectos de establecer el precio FOB, se realizará el promedio aritmético de los indicadores vigentes diarios en el mes (i) del semestre que se liquida y n= semestre que se liquida.

Este precio FOB es utilizado para el cálculo de los precios base para la liquidación de las regalías de carbón térmico para cada zona, expresado en dólares americanos por tonelada (US\$ /Ton), restando de este precio los costos de transporte, manejo y portuarios para cada región.

De esta manera el Ministerio está acorde con las variaciones del precio del carbón a nivel internacional y de las variaciones de la tasa representativa del mercado, minimizando el impacto de la reevaluación del peso en las exportaciones de este mineral. Además el Ministerio puede generar resoluciones trimestrales (de julio de 2007 a marzo de 2008 la UPME ha publicado cuatro resoluciones de precios base para liquidación de regalías), haciendo dinámico y real este comportamiento.

3.3.3.2 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 establece 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, Formato Básico Minero, FBM); constitución y actualización de pólizas de cumplimiento minero ambiental, y en algunos casos de cumplimiento de obligaciones laborales y responsabilidad civil extracontractual; 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.

3.3.3.3 Seguimiento y Control a Títulos Mineros en INGEOMINAS

De julio de 2007 a marzo de 2008 INGEOMINAS realizó 2.467 visitas de fiscalización a Títulos Mineros.

Los consolidados que se exponen son el resultado conjunto de los grupos de trabajo regionales y de la sede central del INGEOMINAS.

TABLA 19. VISITAS DE SEGUIMIENTO Y CONTROL

GRUPOS REGIONALES	VISITAS TÍTULOS	
	Junio 2006 - Mayo 2007	Junio 2007 - Abril 2008
Ibagué	228	258
Nobsa	141	248
Medellín	75	58
Bogotá	565	745
Bucaramanga	242	271
Valledupar	100	46
Cúcuta	106	100
Cali	307	255
Convenios	0	826
TOTAL	1.764	2.807

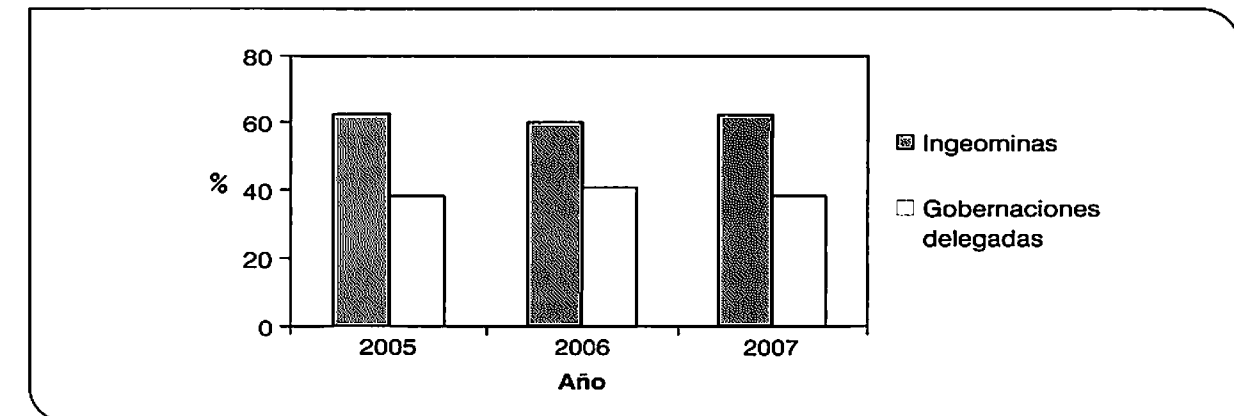
Fuente: INGEOMINAS.

En el marco de la actividad de Seguimiento y Control, para el segundo semestre de 2007 se firmaron sendos convenios con la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, UPTC y con la Universidad Francisco de Paula Santander para adelantar un programa intensivo de fiscalización a la minería de carbón en los departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Santander, Norte de Santander y Cesar, el cual arrojó un resultado bastante positivo de 846 títulos de carbón visitados. Lo anterior hizo que para 2008 se adelante la misma figura, pero ampliando la cobertura geográfica y de minerales.

Del total de títulos mineros inscritos en el Registro Minero Nacional a diciembre 31 de 2007 (6.955), INGEOMINAS tenía a cargo el 62,3% de los mismos, correspondiente a 4331 títulos, mientras que las gobernaciones delegadas de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander administraban en conjunto el 37.7% de los

títulos mineros (2624); en la siguiente gráfica se muestra el comportamiento en cuanto a la distribución de títulos mineros entre las delegadas en el período 2005-2007.

GRÁFICA 13. DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE TÍTULOS MINEROS ENTRE DELEGADAS



Fuente: INGEOMINAS y Gobernaciones Delegadas. Consolidó: Ministerio de Minas y Energía.

Con respecto a las diferentes actuaciones realizadas por la Subdirección de Fiscalización Minera de INGEOMINAS en el 2007, podemos destacar lo siguiente:

TABLA 20. ACTUACIONES REALIZADAS 2007 (INGEOMINAS)

Actuación	REGIONAL								TOTALES
	BOGOTÁ	VALLEDUPAR	IBAGUÉ	CALI	BUCARAMANGA	CÚCUTA	NOBSA	MEDELLIN	
Requerimientos Caducidades y Cancelaciones	809	102	275	397	171	301	681	38	2.774
Caducidades y Cancelaciones	27	18	7	48	6	3	41	10	200
Requerimientos Bajo apremio de Multa	123	4	52	132	6	41	135	1	494
Multas	11	5	3	29	23	13	38		122
Amparos Administrativos	27			17		7	17	6	74
Terminación Títulos Mineros	30	1	47	59	7	6	19	5	174
Evaluación de IFE Y PTI O PTO	200	23	93	102	24	77	160	32	711
Evaluación de FBM	938	74	812	844	60	48	580	38	3.394
Evaluación de Regalías	1.317	52	863	1.540	68	97	983	45	4.965
Canon Superficiales	401	115	85	136	140	23	558	44	1.502
Otras Actuaciones	315	150	169	470	422	78	213	144	1.961

Fuente: INGEOMINAS.

3.3.3.4 Seguimiento a Proyectos de Interés Nacional

INGEOMINAS hace fiscalización a veinte proyectos de mediana y gran escala, a los cuales se les realizó seguimiento técnico, jurídico y económico, conforme a las obligaciones contractuales establecidas, dentro de los logros más importantes durante este período se destacan lo siguientes:

CONTRATOS DRUMMOND LTD.

- Se realizó el análisis de poder calorífico a 48 muestras representativas de carbón correspondientes a 48 de los embarques hechos por DRUMMOND. Los resultados no muestran diferencias significativas con respecto a los valores reportados por el certificador independiente SGS Colombia, encontrándose dentro de los límites de reproducibilidad establecidos en los estándares internacionales.
- El 8 de agosto de 2007 el Tribunal de Arbitramento profirió el Laudo que quedó en firme el 3 de septiembre de 2007, mediante el cual se condenó a DRUMMOND a pagar a MINERCOL e INGEOMINAS en desarrollo del contrato minero 078-88 (Proyecto La Loma), por la aplicación de la segunda modificación al contrato operacional de transporte suscrito entre DRUMMOND y FERROVIAS. La suma definida por el laudo asciende a US\$29.3 millones.
- Se revisaron las pruebas de desviación sistemática realizadas en el tercer y cuarto trimestre de 2007 y primer trimestre de 2008, al equipo mecánico de muestreo instalado en el puerto. Los resultados indican que no se presentan sesgos relevantes, por lo que el sistema de muestreo presentó buen desempeño y confiabilidad durante dichos trimestres.
- Se aprobó el documento de OPERACIÓN INTEGRADA que incluye la ejecución de los PTI de las áreas de Rincón Hondo y Similoa, el Plan Minero de la Loma y el Bloque Sur del contrato El Descanso.

CONTRATOS CERREJÓN

- El 31 de diciembre de 2007 se suscribió contrato de Comodato entre INGEOMINAS y la Fundación Cerrejón, mediante el cual la Fundación utilizará un predio rural para continuar con el funcionamiento de la granja integral agrícola que funciona allí a favor de la comunidad indígena Wayúu de la Alta Guajira.
- Se realizó el análisis de poder calorífico a 48 muestras representativas de carbón correspondientes a 48 de los embarques del proyecto carbonífero de la Zona Norte de El Cerrejón. Los resultados no muestran diferencias significativas con respecto a los valores reportados por el certificador INSPECTORATE, encontrándose dentro de los límites de reproducibilidad establecidos en los estándares internacionales ASTM.
- Se concedió prórroga de 9 meses a partir del 29 de enero de 2008, para que Cerrejón presente el PTI de largo plazo a desarrollar en el área del Proyecto denominado Cerrejon Sur (contrato 146-97).

OTROS

- Se aprobó el ACUERDO DE USO INTEGRADO DE INFRAESTRUCTURA suscrito entre Carbones de la Jagua S.A., Consorcio Minero Unido S.A. y Carbones el Tesoro S.A., mediante el cual se regula el uso integrado y común de la infraestructura minera de los tres contratos, en aplicación de lo establecido en el artículo 104 de la Ley 685 de 2001.
- Se aprobaron los planes anuales 2008 en los contratos mineros carboníferos de gran y mediana minería.
- Con la participación del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial e INGEOMINAS, se elaboró un informe sobre desarrollo regional, mano de obra y contratación de bienes y servicios en los contratos mineros carboníferos localizados en el departamento del Cesar.
- Se expidió la Resolución DSM-955, mediante la cual INGEOMINAS determina los Proyectos de Interés Nacional.

3.3.3.5 Seguimiento y Control en las Gobernaciones Delegadas

La gestión desarrollada desde junio de 2007 por las gobernaciones delegadas en la función de seguimiento y control, se muestra de manera resumida en la tabla siguiente:

TABLA 21. ACTUACIONES GOBERNACIONES

GOBERNACIÓN	NÚMERO DE TÍTULOS VIGENTES	VISITAS TÉCNICAS REALIZADAS	EVALUACIÓN DE INFORMES TÉCNICOS
Antioquia	1227	385	445
Bolívar	295	188	23
Boyacá	551	376	71
Caldas	257	116	55
Cesar	103	188	12
Norte de Santander	275	172	11

Fuente: Gobernaciones Delegadas, consolidó: Ministerio de Minas y Energía.
Fecha de corte: febrero de 2008.

A continuación se muestra el comportamiento positivo que han tenido Ingeominas y las gobernaciones delegadas en cuanto al número de visitas de fiscalización a las áreas de títulos mineros, en el período 2005-2007, al pasar de un cubrimiento del 27% en 2005, al 66% en 2007.

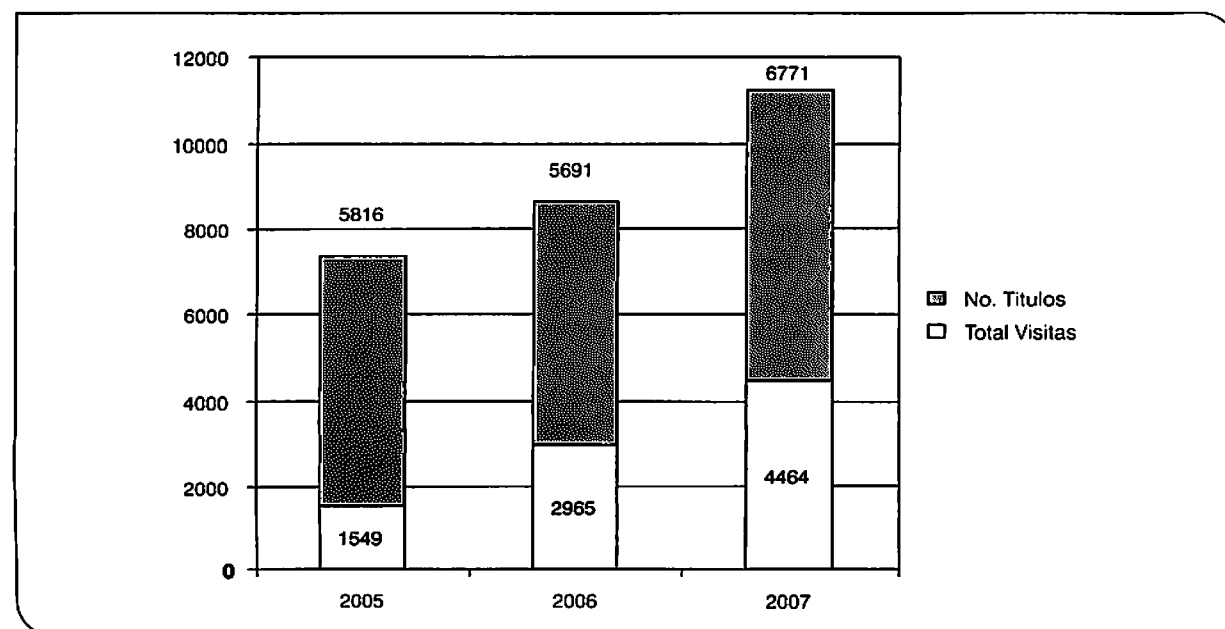
TABLA 22. COMPORTAMIENTO VISITAS DE FISCALIZACIÓN

Delegada	Número de Visitas		
	2005	2006	2007
Antioquia	269	319	446
Boyacá	220	247	567
Caldas	35	163	218
Cesar	26	94	162
Bolívar	50	98	234
Norte de Santander	51	144	191
Ingeominas	898	1900	2646
Total	1549	2965	4464
No. Títulos*	5816	5691	6771
% de Visitas	27%	52%	66%

Fuente: INGEOMINAS y Gobernaciones Delegadas, consolidó: Ministerio de Minas y Energía.

*: No. De títulos de referencia para el seguimiento a metas concertadas con las delegadas (julio de 2007).

GRÁFICA 14. COMPORTAMIENTO VISITAS DE FISCALIZACIÓN, 2005-2007



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Lo anterior demuestra no sólo un crecimiento porcentual en las visitas de fiscalización minera en relación con el total de títulos (cuyo número ha venido creciendo), si no un crecimiento del 188% del número de visitas del 2007 respecto al 2006. Esto evidencia el inmenso esfuerzo que ha hecho la institucionalidad minera por mejorar su desempeño.

Cabe anotar que la meta SIGOB para el 2008 en cuanto a fiscalización, es realizar al menos una visita al 80% de los títulos mineros inscritos en el Registro Minero Nacional, para lo cual el Ministerio ya estableció las correspondientes metas con las delegadas, y efectúa un seguimiento permanente a los avances de las mismas para su cumplimiento.

3.3.3.6 Control Efectivo de la Ilegalidad Minera

El concepto que ha venido manejando el Ministerio de Minas y Energía frente a la ilegalidad minera en el territorio, se sustenta en la integración y coordinación de acciones entre todos los actores que de una u otra forma tienen competencias en esta materia, y que, o no la conocen, o no la ejercen debidamente. Por lo tanto, la estrategia tiene dos componentes, el primero consiste en la conclusión del programa de legalización que trajo la Ley 685 de 2001 y el otro en la ejecución de las mencionadas acciones de coordinación.

3.3.3.7 Programa de Legalización de Minería de Hecho

Como se mencionó, esta estrategia busca concluir el programa de legalización de minería de hecho ordenado por el Artículo 165 de la Ley 685 de 2001, el cual 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 de 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.

En la siguiente tabla se puede observar el avance del mismo:

TABLA 23. AVANCE PROGRAMA DE LEGALIZACIÓN DE MINERÍA DE HECHO A MAYO 2008

Delegada	Total Radicadas	II. ETAPA			III. ETAPA		IV. ETAPA		Archivadas
		Trámite para visitas	Visitas Realizadas	Con viabilidad minera ambiental	En realización PTO y PMA	Para aprobación PTO y PMA	Para Firma de contrato	Contratos Suscritos	
Ingeominas	2667	124	580	330	133	96		39	2213
Antioquia	193	0	90	49	8	24	13	0	148
Caldas	327	55	165	116	72	44	0	17	139
Cesar	88	0	73	40	0	0	11	28	49
Bolívar	90		40	30	10	0	0	20	60
Boyacá	221	14	122	80	19	61	0	0	127
Norte de Santander	40	0	31	21	0	21	14	0	19
TOTAL	3626	193	1101	666	242	246	38	104	2755

Fuente: INGEOMINAS y Gobernaciones Delegadas. Consolidó: Ministerio de Minas y Energía.

Para la ejecución del programa se ha contado con una asignación presupuestal total de \$14.054.933.360.

3.3.3.8 Programa Integral de Control a la Ilegalidad

En este sentido se suscribió un convenio entre el Ministerio de Minas y Energía, la Fiscalía General, el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial, la Procuraduría General y el Ingeominas cuyo objetivo es unir esfuerzos en la formulación y puesta en marcha de estrategias que permitan minimizar y erradicar la minería ilegal.

En el marco de dicho convenio, se adelanta con la colaboración de la Escuela Superior de Administración Pública, ESAP, y la Universidad de Pamplona, UNIPAMPLONA, y con el acompañamiento de las entidades antes mencionadas, capacitaciones dirigidas a los fiscales regionales, procuradores regionales, policía judicial, alcaldes y equipos de gobierno, 67 en total; en las cuales se pretende dar a conocer a cada uno de los actores competencias que en el tema minero establece la legislación. En la tabla siguiente se puede observar la programación de dichas capacitaciones:

TABLA 24. PROGRAMACIÓN DE EVENTOS 2008

Programación Eventos-2008			
DEPARTAMENTOS	DURACIÓN(días)	INICIO	FIN
Cesar	3	22-abr	24-abr
Antioquia	4	13-may	16-may
Norte Santander y Santander	4	27-may	30-may
Sucre, (Magdalena)	3	11-jun	13-jun
Atlántico y Bolívar	4	24-jun	27-jun
Cauca	3	09-jul	11-jul
Valle	3	23-jul	25-jul
Nariño y Costa Pacífica del Sur	3	04-ago	06-ago
Putumayo	3	20-ago	22-ago
Boyacá	3	03-sep	05-sep
Cundinamarca	4	16-sep	19-sep
Tolima y Caldas	3	01-oct	03-oct
Huila	3	15-oct	17-oct
Córdoba	3	29-oct	31-oct
Guajira	3	12-nov	14-nov
Chocó	3	26-nov	28-nov
Amazonas	1	23-sep	23-sep
Caquetá	2	07-oct	08-oct
Vaupés	1	21-oct	21-oct
Meta	2	29-oct	30-oct
Casanare	2	05-nov	06-nov
Arauca	2	12-nov	13-nov
Guainía	1	19-nov	19-nov
Vichada	1	26-nov	26-nov
Guaviare	1	02-dic	02-dic
Quindío, Risaralda	2	10-dic	11-dic

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Primer día - Primera fase - Autoridades locales.

Segundo día - Segunda fase - Alcaldes y equipos de gobierno.

Tercer día - segunda fase - taller práctico alcaldes y equipos de gobierno.

* Municipios con 4 días obedece a la cantidad de municipios que conforman los Distritos Mineros.

Con dichas capacitaciones se espera llegar a unos 1.650 funcionarios en todo el país.

De otra parte y con el fin de llegar a todos los actores del sector minero, INGEOMINAS está realizando y tiene programado para este año mesas de trabajo regionales, con el objetivo de dar a conocer a la comunidad minera sus deberes y obligaciones con respecto al régimen legal vigente.

TABLA 25. MESAS DE TRABAJO REGIONAL PROGRAMADAS 2008

Fecha mesa de trabajo	Departamento
6 de Junio de 2008	Putumayo
20 de Junio de 2008	Chocó
27 de junio de 2008	Boyacá
4 de Julio de 2008	Caquetá
11 de julio de 2008	Quindío
18 de Julio de 2008	Meta
25 de julio de 2008	Boyacá
1 de Agosto de 2008	Norte de Santander
22 de Agosto de 2008	Casanare
29 de agosto de 2008	Boyacá
5 de Septiembre de 2008	Cundinamarca
12 de Septiembre de 2008	Córdoba
12 de septiembre de 2008	Boyacá
26 de Septiembre de 2008	Santander
3 de Octubre de 2008	Atlántico
17 de Octubre de 2008	Cauca
7 de Noviembre de 2008	Risaralda
21 de Noviembre de 2008	Sucre

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

3.4 LÍNEAS PARA PROMOVER EL DESARROLLO SOSTENIBLE EN LA MINERÍA

3.4.1 AGENDA PARA LA MODERNIZACIÓN DE LA MINERÍA TRADICIONAL

Siendo conscientes de la existencia en el país 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, de una parte, 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, y de otra, jalonar el mejoramiento de la productividad, y por ende, la competitividad de las explotaciones tradicionales legales existentes en el país.

Para ello, el Ministerio de Minas y Energía formuló la Política de Mejoramiento de la Productividad y Competitividad del Sector Minero Colombiano o Política Social del Sector Minero, la cual busca precisamente mejorar los niveles de productividad a través de la implementación de estrategias focalizadas.

El objetivo de la política es mejorar la rentabilidad social de la industria minera, basada en explotaciones con las mejores prácticas, generadoras de empleo, que desarrollen su actividad con altos niveles de seguridad industrial y salud ocupacional, que garanticen al minero de pequeña escala los excedentes económicos suficientes para elevar su calidad de vida, al igual que se articulen sosteniblemente con el territorio y que optimicen el aprovechamiento del recurso mineral generando valor agregado. Para lograrlo, se han puesto en ejecución tres estrategias a saber:

- Programa de control integral a la ilegalidad.
- Estrategia de financiamiento.
- Modelo de gestión de los Distritos Mineros.

El primero ya fue explicado anteriormente en este documento, y los otros dos se detallan a continuación:

3.4.2 MODELO DE GESTIÓN DE LOS DISTRITOS MINEROS:

La UPME adelantó unas primeras acciones en algunos distritos mineros del país:

- Adelantó los estudios para identificar las agendas de los distritos mineros, Valle del Cauca, Zipa - Samacá y el Programa de Aprovechamiento Sostenible del Carbón en la zona central del Cesar.
- Distrito Minero Zipa – Samacá. Se analizó a la minería del distrito en el contexto geológico, minero, legal, ambiental, social y económico, mediante un proceso participativo entre los diferentes actores estratégicos se consolidó la correspondiente agenda y la conformación del comité empresarial minero de este distrito. Más que un estudio, este proyecto se consolidó como un proceso de acercamiento a las comunidades mineras, mediante la generación de espacios de diálogo entre los actores involucrados en ella, con el objeto de diseñar la agenda para la productividad y competitividad de la actividad minera en el distrito, contando con el consenso general de los actores mineros incluyendo el compromiso institucional regional.
- Se cuenta con el análisis del perfil del territorio, prácticas técnicas, empresariales y ambientales de la actividad minera en cada una de las zonas indicadas, cuya fase inicial culminó con la suscripción por parte de los actores relacionados con la actividad minera de esos distritos, de la firma de los compromisos de la agenda para actuar colectivamente en procura de un desarrollo más productivo y más competitivo de la minería local.
- Distrito Minero Valle del Cauca. Se enmarca dentro de la planeación participativa, donde se realizaron visitas de inspección y reconocimiento de los núcleos mineros, a fin de evidenciar y reconocer los actores que fueron invitados a formar parte de las mesas de trabajo y de los foros de acuerdos para desarrollar el distrito minero, con quienes finalmente se construyó la Agenda de Productividad y Competitividad, que será entregada posteriormente a la Dirección de Minas para su implementación a través de convenio con la Fundación para el Desarrollo del Quindío, en el marco de la política de productividad y competitividad del sector minero colombiano.

Desde el Ministerio de Minas y Energía se está ejecutando el programa de acompañamiento dirigido a los actores estratégicos de los Distritos Mineros, de tal manera que se busca facilitar la gerencia de la productividad y la competitividad sostenible, por parte de éstos y agentes directos e indirectos de los encadenamientos productivos mineros, fortaleciendo su nivel organizacional, su planeación estratégica y herramientas tecnológicas que incrementen su nivel de gestión y formulación de proyectos, que mejoren las condiciones de vida de los habitantes del territorio.

Entre las principales acciones adelantadas durante el período 2007-2008 se encuentran las siguientes:

- Levantamiento de Líneas Base de Ordenamiento Territorial de treinta y uno (31) Distritos Mineros: realizadas con el propósito de obtener información cuantitativa de los municipios que forman parte de los Distritos Mineros, para posteriormente ser analizada y consolidada en indicadores que expresen la realidad de la región.
- Líneas Base de los Encadenamientos Productivos de minerales en veintitrés (23) Distritos Mineros: con el fin de determinar las diferentes acciones que deben emprenderse para mejorar la productividad del sector minero. Fue importante el conocer los procesos, las tecnologías, el talento humano y las instituciones que intervienen en las diferentes etapas de la industria minera, así como su incidencia en las relaciones de competitividad en los territorios.
- Talleres de Ordenamiento Territorial: se realizaron catorce talleres dirigidos a las autoridades departamentales y municipales con el propósito de sensibilizar y motivar la inclusión de la industria minera en los POT y EOT.
- Con la participación del Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial y de las Corporaciones Autónomas Regionales, se llevaron a cabo cuatro talleres regionales en las ciudades de Bogotá, Barranquilla, Armenia y Valledupar en los que se validó la metodología e instrumentos para efectuar las Evaluaciones Ambientales Estratégicas en los Distritos Mineros.
- Se dio a conocer a través de diferentes eventos programados en los distritos mineros, la Política Distritos Mineros, y este Ministerio hizo presencia en la Feria de Municipios (Seminario de Inducción a la Administración Pública) realizada en Corferias en noviembre de 2007, donde se dieron a conocer nuestras estrategias aproximadamente a 600 de los Alcaldes elegidos.

- Suscripción con gobernadores, alcaldes, gremios y empresarios de 19 acuerdos de voluntades, en los cuales se manifiesta el compromiso por parte de los dirigentes de las regiones en las actividades que permitan dinamizar y consolidar la estrategia de los Distritos Mineros.

Así mismo, se realizaron otras actividades como:

- Diseño del mapa de la página web: www.distritosmineros.gov.co.
- Talleres estratégicos para la construcción del concepto de Distrito Minero y definición del Marco Orientador.
- Entrevistas en profundidad a actores estratégicos de gremios, entes territoriales y academia, en 31 de los Distritos Mineros.
- Análisis de conectividad de los municipios de los Distritos Mineros (83.2% tienen presencia de conectividad).
- Análisis de los sistemas de información que operan en las instituciones mineras.
- Aplicación de la estrategia de comunicaciones: diseño de la imagen corporativa de los Distritos Mineros, divulgación del marco orientador y la política minera a través del libro electrónico, discos compactos, boletines de prensa, afiches, etc.

Con la implementación de este modelo de gestión se logrará ordenar los territorios donde se ejecutan las labores de la industria minera, haciéndolos atractivos para los inversionistas nacionales y extranjeros y en donde todos los actores presentes en ellos mejorarán la productividad y la competitividad de la industria, la sostenibilidad del territorio y el bienestar de las comunidades, fundamentados en los siguientes propósitos:

- Fortalecer los esquemas organizacionales de los empresarios que faciliten la interacción con los actores civiles, públicos y privados en el territorio, además el acercamiento con los agentes de bolsa e inversionistas interesados en fortalecer la productividad, con tecnología e innovación.
- Identificar, por parte de los habitantes de la región, las oportunidades de negocios, de empleos colaterales y diversificados en torno a la minería; además, que logren formar parte de una industria minera más segura y responsable socialmente.
- Que los gremios mineros, las entidades estatales y entes territoriales logren construir la visión de su territorio y puedan entonces articularse para trabajar hacia el logro de ésta frente a la Competitividad, la Sostenibilidad y el Bienestar, a través de ejecución de los proyectos de desarrollo regional, una mayor redistribución del ingreso y generando por supuesto más y mejores oportunidades y acceso a los menos favorecidos, contribuyendo así a la erradicación de la pobreza.
- Que se logren disminuir los conflictos derivados de la superposición de intereses económicos en los territorios.
- Mejorar las condiciones de seguridad, un mayor control y fiscalización de la actividad minera por parte del Estado, una mayor unificación de normas y reglamentos entre la autoridad minera y la autoridad ambiental, que incrementan la facilidad de su aplicación por los diferentes agentes de control.
- Que se haga un mayor aprovechamiento de los minerales, generando procesos de valor agregado, el estímulo de buenas prácticas que redunden en el buen manejo de los impactos negativos en el medio ambiente.
- De otra parte, durante el 2007 la UPME adelantó los estudios para identificar las agendas de los distritos mineros, Valle del Cauca, Zipa-Samacá y el Programa de Aprovechamiento Sostenible del Carbón en la zona central del Cesar.

De otra parte, el Acuerdo 008 del DNP sobre viabilización de proyectos mineros a ser presentados al FNR expresa que dichos proyectos deben estar dirigidos a aquellos temas priorizados en los Distritos Mineros. Por lo tanto, la estrategia que se tiene desde el MME es alinear la ejecución de recursos de los diferentes fondos para el fomento minero, con la estrategia de modernización de la minería tradicional a través del Modelo de Gestión de los Distritos Mineros.

La labor que ha desarrollado INGEOMINAS en este campo es:

3.4.3 PROYECTOS DE FOMENTO MINERO

El grupo de Promoción Minera a lo largo del periodo trabajó en varios frentes; por un lado continuó con la ejecución de los proyectos FNR recibidos de Minercol a los cuales se les hizo el respectivo seguimiento en términos de giros de recursos, Interventoría a la ejecución de los proyectos, reuniones con los delegados de las entidades territoriales y Planeación Nacional para dar los respectivos lineamientos en el continuo desarrollo de los mismos y realizar las respectivas actas de liquidación de la mayoría de estos proyectos.

Por otro lado se realizó acompañamiento a diferentes entidades en lo relacionado con el ordenamiento minero y en especial se trabajó en la actual problemática ambiental que acontece en el municipio de La Jagua de Ibirico, participación en diferentes mesas de trabajo convocadas por el Ministerio de Ambiente y apoyo permanente a las mesas de trabajo que realizó el Programa de Legalización de Minería de Hecho en las cuales se expusieron las maneras de acceder a los recursos que actualmente existen en los Fondos de Cofinanciación de Promoción y Fomento de la Minería.

Por último se trabajó en la preparación, formulación y evaluación de los proyectos que se presentaron tanto al Fondo Nacional de Regalías como al Fondo de Fomento de Metales Preciosos buscando financiación para diferentes proyectos de fomento minero que presentaron las entidades territoriales y que a continuación se muestra tanto el número de proyectos como la cantidad de recursos que fueron conseguidos con este propósito.

TABLA 26. PROYECTOS DE FOMENTO MINERO APROBADOS CON RECURSOS

PROYECTO	POBLACIONES BENEFICIADAS	USUARIOS BENEFICIADOS	FUENTE DE RECURSOS	MONTO DEL PROYECTO	CONVENIO
Mejoramiento de la Productividad y competitividad minera en el sector de San Pedro Frio departamento de Bolívar	Municipios de Montecristo, Morates y Santa Rosa - Bolívar	400	Fondo de Fomento de Metales Preciosos	848.296.000	Gob. Bolívar
Construcción Planta de Beneficio de Caolín en la Vereda Barroblanco -municipio de Oiba - departamento de Santander	Municipio de Oiba	1.050	Fondo Nacional de Regalías	2.981.247.468	Gob. Santander
Mejoramiento Tecnológico de los Procesos de Explotación y Beneficio de los Materiales de Construcción de la Mina La Playa, municipio de San Pablo departamento de Nariño.	Municipio de San Pablo	200	Fondo Nacional de Regalías	259.416.070	Mun. San Pablo
Adecuación de áreas de pequeña minería aurífera para integración en el Distrito Minero de Vetas - California en el municipio de California. Etapa Dos. Infraestructura planta de beneficio y montaje de maquinaria.	Municipio de California	580	Fondo Nacional de Regalías	711.396.884	Mun. California
Transformación y mejoramiento de la minería tradicional en los municipios mineros de la región del San Juan (Condoto, Tado, Istmina, Medio San Juan y Río Iro) departamento del Chocó	Municipios de Condoto, Istmina, Medio San Juan y Río Iro - Departamento de Chocó	1.500	Fondo Nacional de Regalías	3.542.440.000	Alma Mater
Instalación y puesta en marcha de la segunda etapa de la planta para el procesamiento de piedra caliza en los Hornitos zona rural del municipio de Distracción.	Municipio de Distracción	600	Fondo Nacional de Regalías	1.675.113.000	Gob. Guajira
Mejoramiento de las condiciones de explotación, explotación y beneficio de la arcilla en el departamento de Sucre	Sincedejo	450	Fondo Nacional de Regalías	1.599.999.204	Alma Mater
Mejoramiento y Adecuación de la Troncal del Carbón K0 - K 2,5 Guachetá - Samacá	Guachetá y Samacá - Departamento de Cundinamarca	850	Fondo Nacional de Regalías	1.854.000.000	Alcaldía Guachetá
Reactivación de la Cadena Productiva del oro para la Generación de empleo mediante la explotación minera en el municipio de los Andes - Sotomayor, departamento de Nariño.	Municipio de los Andes Sotomayor	1.000	Fondo Nacional de Regalías	3.065.947.000	Alcaldía Los Andes
Mejoramiento vías zona de influencia minera sectores La escuela Vieja Pajonal, El Moral, Escuela Vieja El Mortiño Confito, Suicho Escuela Vieja municipio de Ráquira - Boyacá.	Municipio de Ráquira	150	Fondo Nacional de Regalías	399.822.260	Alcaldía Ráquira
				16.937.677.886	
			INTERVENTORIA	985.362.913	
			AIU	963.160.059	
			TOTAL	18.866.200.858	

Fuente: INGEOMINAS.

3.4.4 ESTRATEGIA DE FINANCIAMIENTO PARA EL SECTOR MINERO

En abril de 2007, la Dirección de Minas, con la participación de la Bolsa de Valores de Toronto, realizó un taller dirigido a la banca, gremios, instituciones, Bolsa de Valores de Colombia e intermediarios financieros, en el que dio a conocer el modelo canadiense para la financiación de proyectos mineros, el cual sirvió como referente para diseñar la estrategia de financiamiento para el sector minero colombiano de pequeña y mediana escala.

Para cumplir con este propósito, conjuntamente con la CAF contrataremos un estudio, mediante el cual se pretende identificar y poner en marcha las acciones para transformar el sistema financiero a través del diseño y creación de instrumentos novedosos para hacer ágil y accesible el financiamiento e inversión para el sector minero.

Así mismo, contando con el apoyo de la Bolsa de Valores de Colombia, se realizó una encuesta dirigida a 300 representantes del sector financiero y de valores, tales como comisionistas de bolsa, fondos de capital privado, compañías fiduciarias, bancos, fondos de pensiones y compañías de seguros, con el objeto de conocer su percepción del sector minero, obteniéndose como resultado que el sector minero colombiano además de ser poco conocido y considerado bastante riesgoso en el medio financiero, es también un negocio favorable e importante para la economía y muy atractivo para la inversión financiera.

También se logró despertar el interés en entidades de la banca oficial y privada, para conformar una mesa de trabajo que oriente sus acciones a la creación de un mercado de capitales especializado para el financiamiento del sector minero.

Para el 2008, nos hemos propuesto realizar las siguientes acciones para consolidar esta estrategia de financiamiento:

- Convenio con CAF para la cofinanciación del estudio.
- Instalación y puesta en marcha de la mesa de trabajo.
- Talleres orientados a la sensibilización del público financiero en negocios mineros; y a la actualización del sector minero en negocios financieros.
- Capacitación de empresarios mineros en gerencia básica, buenas prácticas empresariales y técnicas de mejoramiento continuo.
- Capacitación de profesionales del sector minero, en la formulación de planes de negocios y financiamiento de pequeños y medianos proyectos mineros.

3.4.5 EXPLORACION 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 algunas zonas de 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.

Entre los diversos proyectos realizados y en ejecución por Ingeominas se cuenta con los siguientes: muestreo geoquímico de la Sierra Nevada de Santa Marta, cartografía geológica y exploración geoquímica en la Alta Guajira, cartografía geológica y exploración geoquímica en la Cordillera Occidental, cartografía geológica del Valle Medio del Magdalena, vulcanismo del Neógeno - Cuaternario en el SW colombiano, geodinámica del sector Bucaramanga-Cúcuta, cartografía geológica y evaluación geomorfológica del Andén Caribe Colombiano.

Es importante resaltar la renovación tecnológica de los laboratorios del Ingeominas, donde se adquirieron equipos para los laboratorios de geoquímica, minerales y carbones consistentes en: espectrómetro de masas con plasma acoplado inductivamente, espectrómetro de fluorescencia de rayos X, difractómetro de rayos X, espectrómetros de absorción atómica, analizador de carbono, hidrógeno y nitrógeno, microscopio petrográfico para carbones, analizador de azufre. Con estos equipos, los laboratorios de INGEOMINAS se convierten en uno de los más importantes del país y en Latinoamérica en cuanto a infraestructura tecnológica.

3.4.6 DISTRITOS MINEROS COMPETITIVOS

Una vez se cuente con una etapa más avanzada del programa de acompañamiento en el modelo de gestión de los Distritos Mineros, se espera lograr que estos territorios consigan un nivel de competitividad mayor. Para lograr esto, en la Fase II, que se desarrollará en el segundo semestre el 2008, se espera tener los Programas de Competitividad Sostenible en cada uno de los Distritos Mineros que se vienen trabajando hasta ahora, los cuales ya habrán incorporado Evaluaciones Ambientales Estratégicas, EAE.

3.4.7 ASPECTOS AMBIENTALES

Para llevar a cabo la actividad minera es necesario tener siempre en cuenta los aspectos atinentes al medio ambiente, puesto que la minería por ser una actividad de alto impacto requiere para su buen desempeño, prevenir, mitigar, corregir y controlar los impactos causados en el desarrollo de los proyectos mineros. De allí que el artículo primero de la Ley 685 de 2001, contemple que el aprovechamiento de los recursos mineros se realice dentro del concepto de desarrollo sostenible.

Es por ello que el Ministerio de Minas y Energía trabaja conjuntamente con el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial en varios ejes estratégicos, los cuales conforman la Agenda Conjunta MME-MAVDT, que es la base para todas las acciones minero ambientales. Dentro de los temas que se trabajan están: Evaluación Ambiental Estratégica, convenios de producción más limpia, minería en zonas de páramos y sustracción de las reservas forestales.

Evaluación Ambiental Estratégica, EAE. Con el fin de dar claridad en materia ambiental para la explotación de los carbones del centro del departamento del Cesar, a través de la UPME se contrató un estudio denominado: Programa de Aprovechamiento Sostenible de los carbones en la zona centro del Cesar bajo procesos de Planificación Integrada, bajo la metodología EAE.

Se realizaron tres talleres en los que participaron la comunidad, las empresas mineras y las autoridades mineras y ambientales. Fruto de este trabajo se cuenta con un CD informativo sobre el diagnóstico geológico minero de la zona y temas clave en materia minera, ambiental, desarrollo institucional y gestión social, que tienen como fin lograr el desarrollo sostenible del carbón en el departamento del Cesar.

Se debe destacar también que dentro del Modelo de Gestión de los Distritos Mineros se realizarán, en el segundo semestre de 2008, EAEs en todos los Distritos Mineros identificados hasta ahora. Y para ello, se hicieron cuatro talleres regionales con la participación de las Corporaciones Autónomas Regionales y del MAVDT, con el fin de concertar la metodología que se aplicará.

Producción más limpia. Buscando establecer acciones en materia de producción más limpia, se firmó un convenio sobre la materia entre los Ministerios de Ambiente, Minas, el INGEOMINAS y las empresas mineras. El objetivo es la concertación, el apoyo y la promoción de acciones que conduzcan al mejoramiento de la gestión ambiental pública y privada para la optimización del uso de los recursos naturales y el medio ambiente, mediante la adopción de métodos de producción y operación más limpios, ambientalmente sanos y seguros, y la implementación de tecnologías e investigación aplicada que contribuyan al incremento de la eficiencia minero ambiental, y la competitividad del subsector carbonífero en el departamento de Cesar.

Además, en octubre de 2007, la UPME entregó la publicación del documento "Producción Más Limpia en la Minería del Oro en Colombia, Mercurio, Cianuro y Otras Sustancias", el cual ofrece una propuesta para que el sector minero de pequeña escala mejore actitudes y condiciones en el desarrollo de la actividad, no solo para los trabajadores sino también para las regiones, propone nuevas ideas para optimizar la productividad en el mediano plazo, mediante proyectos mineros que basados en producción más limpia incrementen la producción, reduzcan los costos e implementen nuevas tecnologías mediante la transferencia tecnológica y reconversión para el aumento de la calidad de vida los habitantes.

Además, el estudio documenta experiencias de producción más limpia, P+L, ejecutadas por diferentes instituciones gubernamentales y privadas, como: los proyectos pilotos de UNESCO, Proyecto Oro Verde de AMICHOCO/COV/IIAP, "Red de Toxicología del Mercurio", Proyecto "Río Surata", Proyecto Minero Ambiental de Corponariño, entre otros, y se identifican proyectos de minería de los metales preciosos y sus posibles fuentes de financiación nacionales e internacionales.

Adicionalmente se realizó la consolidación de diferentes proyectos identificados, en especial para producción de oro y de carbón, que deben promoverse para mejorar las condiciones ambientales y sociales de la comunidad minera.

Minería en zonas de páramos. Con el propósito de evaluar las zonas mineras en los páramos y buscar acciones tendientes a minimizar los impactos producidos por la minería en estos sitios, se realizó la formulación de un proyecto de inversión en este sentido, con el cual se espera en el corto plazo, contar con información geológico minera ambiental y social para la toma de decisiones sobre cómo se debería realizar la minería en los páramos y/o cómo excluir estas zonas de la actividad minera.

Sustracción de las reservas forestales. Se formuló un proyecto de inversión en las reservas forestales de Colombia, a fin de contar con información geológico minera y ambiental, que sirva de base para los criterios de sustracción de zonas de interés minero de las reservas forestales existentes.

Programa de aprovechamiento sostenible de minerales para la Sabana de Bogotá, PASM, mediante procesos de planificación integrada. El PASM es el resultado de un proceso de planificación territorial participativa con elementos de Evaluación Ambiental Estratégica.

Dicho estudio, contratado por la Unidad de Planeación Minero Energética. UPME, con la Unión Temporal TAU Consultora Ambiental - Ambiental Consultores, tenía por objetivo principal, diseñar un programa de aprovechamiento sostenible de minerales para la Sabana de Bogotá basado en un modelo participativo e integral de tipo evaluación ambiental estratégica (EAE) con los siguientes objetivos específicos:

Definir criterios que involucren las variables ambiental, minera, social, económica y de competitividad, para la toma de decisiones frente a la minería de la Sabana de Bogotá y determinar los instrumentos que hagan compatible el ambiente con una actividad minera competitiva.

En él participaron con sus opiniones, además de la comunidad, los Ministerios de Minas y Energía, de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial, Gobernación de Cundinamarca, Secretaría Distrital del Ambiente, Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, Corpoguavio, UPME, algunos alcaldes de la región y los gremios más representativos de los minerales de principal extracción en este territorio.

Estas entidades vienen desarrollando las tareas planteadas por la consultoría, mediante unas estrategias planteadas por la misma:

- Compromiso de los agentes claves.
- Cooperación entre el sector público y el privado.
- Actuación sobre algunos elementos claves identificados del sistema.
- Definición de un discurso compartido entre las entidades.
- Aprovechamiento del marco legal e institucional existente.

Con estas estrategias se busca la obtención de los siguientes objetivos:

- Modificación del modelo actual de ordenamiento minero, modificación de la Resolución 1197 de 2004.
- Reducción de efectos negativos ambientales y sociales.
- Incrementar la eficiencia en el sector público.
- Fortalecer las autoridades mineras y ambientales.
- Lograr un discurso compartido entre autoridades, gremios y comunidad, concordante frente a la toma de decisiones.

Dentro de las actividades priorizadas que se vienen adelantando para alcanzar los objetivos del PASM está la firma del Protocolo para la Sostenibilidad de la Minería en la Sabana de Bogotá, el cual se encuentra actualmente en revisión por parte de los actores interesados en la minería sostenible en el marco de la socioeconomía ambiental regional.

Adicionalmente, se han destinado recursos del orden de los 233 millones de pesos por parte del Ministerio de Minas y Energía, encaminados a la contratación de los estudios pertinentes que definan los criterios a tener en

cuenta para la modificación de la Resolución 1197 de 2004, y adelantar la línea de acción tendiente a establecer un código de unidad de acción.

De otra parte, el Ministerio de Minas y Energía viene trabajando en la formulación de una serie de proyectos con base en las líneas de acción planteadas por el consultor del programa PASM; estos proyectos están encaminados a mejorar la productividad y competitividad del sector minero de la Sabana de Bogotá y el bienestar de la comunidad en su entorno.

Por último, la UPME adelantó el programa de aprovechamiento sostenible del carbón en la zona central del Cesar PASC, programa que contó con la metodología de Evaluación Ambiental Estratégica propuesta para su desarrollo, para lo cual se realizaron reuniones con los actores involucrados en el tema (entidades del Estado, empresas mineras del sector y comunidad) y talleres participativos en Valledupar y La Jagua de Ibirico.

Conpes de Fúquene. Con el fin de elaborar el Plan de Acción para el CONPES de Fúquene, se realizaron una serie de reuniones entre entidades Ministerio de Minas y Energía, MAVDT, INGEOMINAS, Gobernación de Cundinamarca y CAR. Este trabajo concluyó con la formulación de unas fichas técnicas que buscan direccionar los esfuerzos de todas las entidades en la solución de la problemática minero-ambiental de la Laguna de Fúquene. Este documento fue remitido al Departamento Nacional de Planeación para su revisión y sugerencias en el mes de julio de 2007.

Propuestas para Manejo de Pasivos Ambientales. Durante el segundo semestre de 2007, la Subdirección de Planeación Minera adelantó reuniones conjuntas con el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, con el fin de definir la metodología que se adoptará para mitigar este aspecto en la minería.

El documento de propuesta busca marcar un inicio y mostrar unos lineamientos de política para la gestión institucional en cuanto a la prevención y caracterización de los pasivos ambientales, la cual en estos momentos tiene un avance en el marco normativo, pero aún debe mejorar su capacidad operativa.

El objetivo de la propuesta es implementar programas de evaluación, seguimiento, mitigación o remediación de pasivos ambientales mineros e incorporar herramientas jurídicas para la prevención y seguimiento, mediante recolección, análisis y sistematización de la información sobre ubicación, evaluación y contar además con un sistema de indicadores.

Diseño de Indicadores de la Gestión Ambiental de la Institucionalidad Minera. La evaluación de la gestión ambiental estatal del sector minero requiere definir indicadores ambientales, que dependen del papel que jueguen cada una de las entidades comprometidas. Estos deben ser concertados, identificados y evaluados entre las entidades del Gobierno y los gremios mineros.

Esta propuesta, adelantada por la UPME, permite contar con indicadores ambientales que dependen de cada uno de los planes o programas que se desarrollan o se pretendan desarrollar según la agenda conjunta ministerial y de cada entidad estatal que tiene a cargo otorgar licencias y permisos ambientales para las explotaciones mineras del país. Estos indicadores requieren ser identificados, evaluados y concertados entre las entidades del gobierno involucradas en el proceso.

Se debe evaluar y controlar las acciones realizadas en la aplicación de los planes o programas minero ambientales, como parte del proceso de Sistema de Gestión Ambiental, SGA, para determinar las medidas correctivas y asegurar el cumplimiento del principal objetivo de la gestión minero ambiental estatal, que es propiciar las herramientas necesarias para que el desarrollo de la actividad se pueda hacer en las mejores condiciones ambientales.

Por lo anterior, se hace necesario formular un indicador que represente el grado de cumplimiento de la gestión minero ambiental estatal y permita determinar las causas que influyen en su desarrollo. En él se deben describir y establecer las especificaciones de cada una de las acciones a realizar para cumplir con el control, y poder emprender mecanismos que permitan mitigar, o compensar los impactos generados por la minería.

Se elaboraron las hojas de vida de los indicadores ambientales de la minería, la propuesta de dichos indicadores se someterán a discusión del Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, INGEOMINAS, las Gobernaciones delegadas y la UPME, durante el 2008.

3.4.8 DESARROLLAR ESTUDIOS TÉCNICOS SECTORIALES

3.4.8.1 Análisis y Programa para Elaboración de Censo Minero

La UPME realizó un análisis de la necesidad y la viabilidad que tiene el país de adelantar el censo nacional minero, es por ello que se presentó una propuesta ante el Ministerio de Minas y Energía, donde se esbozan de manera general las actividades que se deben desarrollar en la elaboración del mismo, teniendo como base la justificación de que los autores de política y planeación en lo referente a la actividad minera no cuentan con información veraz y oportuna sobre muchos aspectos que configuran esta compleja actividad, en especial sobre variables como la estructura jurídica y social de los productores, así como sobre su desempeño técnico, económico y ambiental, pues en el país este tipo de información se encuentra notablemente desactualizada y los pocos datos existentes no tienen la cobertura adecuada, lo que genera alta desinformación y especulación frente al tema.

Esta propuesta contiene y analiza los antecedentes de la información existente, base para el desarrollo del proyecto; el alcance temático que deberá atender el censo en su diversas dimensiones: económica, social, jurídica, técnica y ambiental; una breve descripción de las etapas que requiere la investigación y su valor estimado.

Con base en el documento enviado a la Dirección de Minas, actualmente se están adelantando reuniones de acercamiento con las entidades que deben involucrarse en la ejecución de este proyecto (DANE, INGEOMINAS, Ministerio de Minas y Energía y UPME), cuyo fin es la conformación de un equipo interinstitucional, encargado de formular el proyecto durante el 2008, e iniciar su ejecución en 2009, proceso que está liderado por la Dirección de Minas del Ministerio de Minas y Energía con el apoyo permanente de la Subdirección de Planeación Minera de la UPME.

3.4.8.2 Seguimiento a Inversión Extranjera Directa

Con base en la revisión de información nacional y algunas publicaciones internacionales, la UPME constantemente realiza el seguimiento a las inversiones mineras. Adicionalmente, se consolida la información base sobre el comportamiento de la inversión extranjera directa para el sector minero y su contribución al país.

3.4.8.3 Cálculo y Análisis de PIB Minero

Labor que permanentemente se viene realizando y de la cual se hace seguimiento al comportamiento del sector minero colombiano del PIB del país y de las variables que componen, entre otras se analiza el valor agregado del carbón, los minerales metálicos y los no metálicos.

Además de ser una tarea de apoyo y punto de referencia para el cálculo del PIB Minero que reporta el Departamento Nacional de Estadística DANE tanto a nivel trimestral como anual, como cifra oficial del mismo. Los resultados de esta actividad son publicados trimestralmente en el Boletín Mensual Minero Energético de la UPME.

3.4.8.4 Análisis de la Inclusión de Colombia en la Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas

Dado el compromiso del Presidente de la República de incluir a Colombia en la iniciativa de transparencia, el tema se incluyó en el Plan Nacional de Desarrollo Minero 2007-2010, este análisis tiene como objeto examinar la situación actual del sector minero colombiano y su esquema de desarrollo teniendo en cuenta el nuevo marco normativo establecido a través del Código de Minas y tomando como referencia países que, con características geológico – mineras similares, sustentan su desarrollo a través de la industria minera.

3.4.8.5 Diseño de la Serie Índice de Producción Minera Colombiana con Base en la Metodología de la Cepal

Se realizó estimación de índice de producción minera para contar con un indicador coyuntural y permanentemente actualizado, que permita medir la evolución del sector minero colombiano y sus productos representativos. Lo anterior a solicitud de la CEPAL, que requiere de este tipo de insumos para análisis de tipo interregional en América Latina y el Caribe.

3.4.8.6 Validación de Datos

Permanentemente se recopilan múltiples datos de tipo estadístico, los cuales se analizan y consolidan para garantizar la validez de las cifras con las que se trabaja internamente en las subdirecciones de minería e información y otras entidades y usuarios externos. Esta actividad provee información relevante al SIMCO y enriquece el análisis del sector minero colombiano.

3.4.8.7 Seguimiento al Precio de los Productos Mineros

Permanentemente se actualizan los precios de los principales minerales en Colombia con el objeto de constituir una fuente de información sobre las variaciones que presentan estos en las diferentes cotizaciones hacia sus máximos y mínimos valores establecidos por el mercado. De acuerdo a estas variaciones se estiman los recursos que el sector minero aporta al fisco nacional. Este seguimiento se enmarca dentro de los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo Minero Visión 2019 en lo referente al desempeño exitoso de la actividad minera en el país y el incremento en la producción minera y su aporte al país.

3.4.8.8 Usos Alternativos para Productos Mineros

Para nadie es extraño que la actividad minera creció sustancialmente en el país en los últimos años, especialmente en lo que a carbón se refiere; sin embargo, no se tiene en cuenta que además del uso habitual, existen otros usos alternativos que permiten maximizar los productos, dando mayor campo de acción a las empresas mineras.

En ese orden de ideas, y con base en estudios realizados por la UPME y por conocimiento de experiencias sobre este tema en el país, se pretende seguir profundizando en temas como: la licuefacción del carbón, artesanías derivadas de productos mineros (niños talladores de carbón mineral en Tópaga, Boyacá), gas metano asociado al carbón, nuevas tecnologías de producción eléctrica mediante procesos de oxidación y gasificación del carbón. Adicionalmente, se pretenden ver los usos alternativos de otros minerales que se producen en el país y generar con esto otras alternativas económicas para la industria minera.

Resultado de estos análisis, la UPME pretende publicar un documento base que permita identificar los usos alternativos para la industria minera, el cual se espera consolidar durante el primer semestre de 2008.

3.4.8.9 Industrias Demandantes de Productos Mineros

En el País es escasa la información sobre las industrias y empresas demandantes de productos mineros y no existen mecanismos oficiales que la consoliden; en ese sentido, la UPME está creando una base de datos sólida donde se encuentren entre otras, las clases de productos mineros que consumen dichas industrias y los procesos en que éstos son utilizados. Actividad que se realiza conjuntamente con el Ministerio de Minas y Energía, para que sea fuente primaria para el SIMCO y sirva de herramienta para que los empresarios mineros tengan mayor radio de acción en la comercialización de sus productos, como también para que las empresas que requieren de estos, obtengan mayores ofertas para la adquisición de los mismos.

SECCIÓN C

SECTOR ENERGÍA ELÉCTRICA

■ 1. PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2006 – 2025 - PEN

Las labores relacionadas con esta actividad, entre 2007 y 2008, se refieren a su difusión y seguimiento. En este periodo se divulgaron sus planteamientos y estrategias a través de diferentes eventos, y se transmitió el desarrollo de lineamientos de política como el CONPES 3510 de biocombustibles. Así mismo, se consideraron como parte de los criterios que definen el marco normativo desarrollado por el Gobierno Nacional.

■ 2. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DURANTE EL AÑO 2007 HASTA MARZO DE 2008

2.1 OFERTA Y DEMANDA DE ELECTRICIDAD

2.1.1 CAPACIDAD DE GENERACIÓN

La capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado, SIN, a diciembre 31 de 2007 alcanzó un valor de 13,405.7 MW, 128.6 MW más que el año anterior. La capacidad hidráulica representó el 63.6%, la térmica el 32.1% (26.8% a gas y 5.2% a carbón) y menores y cogeneradores el 4.3% de la capacidad efectiva del SIN (ver Tabla 1).

TABLA 1. CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW) DICIEMBRE 2007

	MW	%
Hidráulica	8,525.0	63.6
Térmica	4,298.0	32.1
Gas	3,598.0	
Carbón	700.0	
Menores	558.2	4.1
Hidráulica y térmica	539.8	
Eólica	18.4	
Cogenerador	24.5	0.2
Total SIN	13,405.7	100.0

Fuente: XM - Compañía de Expertos en Mercados S. A. ESP.

Con respecto a 2006, la capacidad efectiva térmica aumentó en 36 MW, las plantas hidráulicas en 14 MW y en 78.5 MW las menores y cogeneradores. Los cambios en el parque térmico estuvieron asociados fundamentalmente con el aumento de capacidad de Tebsa que pasó de 750 MW a 791 MW. En la parte hidráulica se destaca el aumento de la capacidad de Guavio de 1,150 MW a 1,200 MW. En menor escala se resalta la entrada de las térmicas El Morro 1 con 19.9 MW, El Morro 2 con 17 MW y Cimarrón con 17 MW, además el paso de plantas despachadas centralmente a no despachadas centralmente (plantas Riogrande I y Prado 4).

La mayor participación por agente en la capacidad efectiva del SIN la tuvo Emgesa con el 20.9%, seguido de EPM con el 19.5%, Isagen con el 15.7%, Gecelca con el 12.2%, Epsa con el 8.3%, Chivor con el 7.5%, y el 15.9% restante está repartido entre 24 agentes.

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).

De acuerdo a la Resolución CREG 071 del 2006, un agente generador puede declarar varios combustibles principales para un recurso de generación. En la Tabla 2 se muestran los recursos a los que se le declararon varios combustibles principales con su respectiva capacidad efectiva.

TABLA 2. CAPACIDAD EFECTIVA NETA DE ACUERDO CON EL COMBUSTIBLE PRINCIPAL [MW]

Unidad	Gas	Fuel Oil	Otro
Barranquilla 3	64	60	Nº6
Barranquilla 4	63	60	Nº6
Cartagena 1	61	61	Nº6
Cartagena 3	66	66	Nº6
Flores 1	160	152	Nº2
Flores 2	112	107	Nº2
Guajira 1	151		139 Carbón
Guajira 2	125		127 Carbón
Termocandelaria 1	157	157	Nº2
Termocandelaria 2	157	155	Nº2
Termoemcali 1	229	213	Nº2
Termosierra	455	359	Nº2

Notas:
 Fuel Oil Nº2 – ACPM.
 Fuel Oil Nº6 – Combustóleo.
 Fuente: XM – Compañía de Expertos en Mercados S. A. ESP.

A 31 de diciembre de 2007 Colombia tuvo una capacidad efectiva neta de generación térmica, de acuerdo al combustible principal, así: Gas 3,598 MW, Carbón 966 MW, Fuel Oil Nº2 (ACPM) 1,143 MW y Fuel Oil Nº6 (Combustóleo) 247 MW.

2.1.2 PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

La generación total del SIN en 2007 fue 53,624.1 GWh con un incremento de 2.5% con respecto a 2006. La composición de la generación fue 78.0% con generación hidráulica, 16.9% con generación térmica (11.4% a gas y 5.4% a carbón) y 5.1% generación con plantas menores, cogeneradores y eólica.

Con respecto a 2006 la generación hidráulica aumentó en un 3.8% y la generación térmica disminuyó en un 4.6%. Sobresale el incremento en la generación de las plantas a carbón en un 12.2% con respecto a 2006 (las que más aumentaron fueron Zipa 5 (113.9 %) y Zipa 2 (106.6 %), mientras que la generación de las plantas a gas disminuyó en un 10.9%.

El 68% de la generación total del Sistema estuvo representado por las siguientes plantas: San Carlos (13.5%), Guavio (10.0%), Chivor (7.5%), Tebsa (7.3%), Guatapé (6.7%), Pagua (6.6%), Guatrón (Guadalupe y Troneras de EPM) (5.0%), Porce II (3.8%), Betania (3.8%) y Albán (3.7%).

Las unidades térmicas que presentaron mayor aumento con respecto al año anterior fueron: Cartagena 1 (5,472.3 %), Termosierra 1 (249.1%), Zipa 5 (113.9%), Zipa 2 (106.6%) y Cartagena 3 (91.0%). De otro lado, algunas de las unidades térmicas que más disminuyeron fueron: Zipa 3 (-99.8%), Flores 3 (-80.1%), Palenque 3 (-76.4%) y Calendaria 2 (-74.6%).

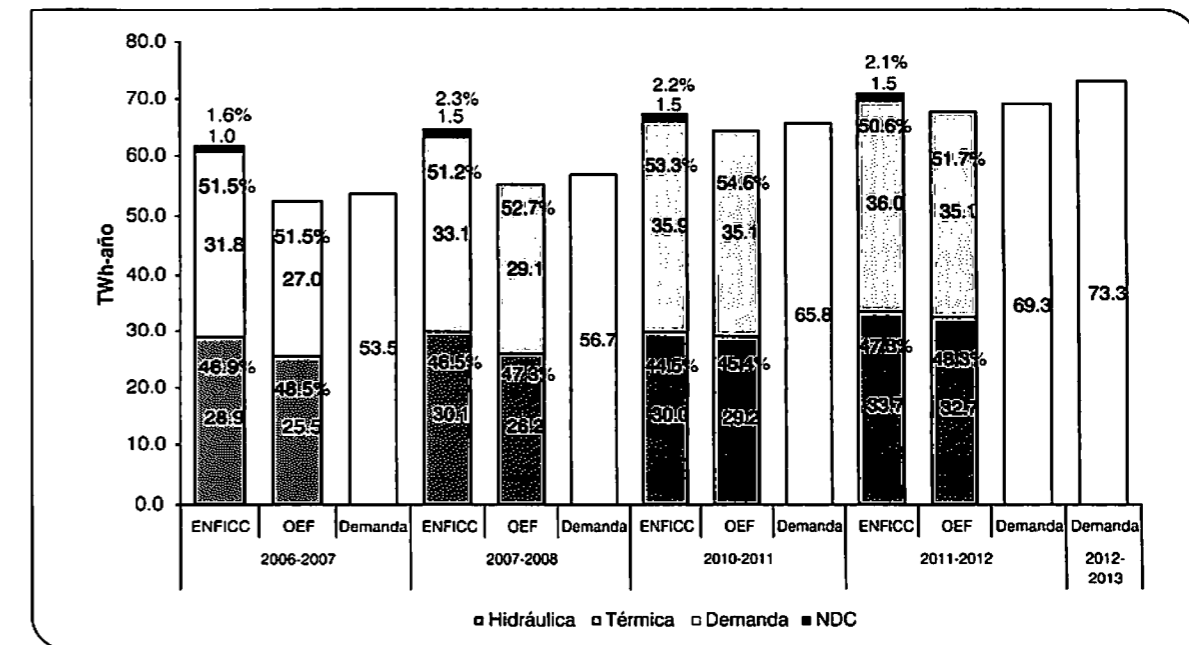
2.1.3 DECLARACIÓN DE ENERGÍA FIRME PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD Y ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME

La asignación anual de Obligaciones de Energía Firme, OEF, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 071 de 2006, en el periodo diciembre 2007- noviembre 2008 fue de 55,267 GWh/año distribuida en 52.7% para los recursos térmicos y el restante para los hidráulicos. El 67.4% de la asignación estuvo representada por cuatro agentes: Emgesa (20.7%), EPM (18.1%), Gecelca (16.1%) e Isagen (12.9%).

En la Gráfica 1 se presenta, para el periodo 2006 – 2012, en forma agregada por tipo de planta (térmica e hidráulica) la ENFICC declarada por los agentes generadores y las asignaciones de la OEF realizadas hasta que finalizó el año 2007. Se concluye de esta información que la ENFICC declarada para cada periodo, se acerca

a la demanda objetivo y para el periodo 2011 – 2012 la diferencia es de sólo 1.9 TWh-año, por lo que para el periodo 2012-2013, es necesario que plantas nuevas entren al sistema a través de la primera subasta. La gráfica 1 presenta las OEF para diferentes vigencias del cargo por confiabilidad comprendidas entre 2006 y 2012.

GRÁFICA 1. ENFICC DECLARADA Y LAS ASIGNACIONES DE LA OEF



Fuente: XM – Compañía de Expertos en Mercados S. A. ESP.

2.1.4 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ELECTRICIDAD

En 2007, Colombia importó desde Ecuador 38.39 GWh, la mayoría (99.6%) por el enlace de Pomasqui - Jamondino 230 kV y desde Venezuela 1.15 GWh, por el enlace de Cuestecitas – Cuatricentenario 230 kV. Con respecto al año anterior las importaciones aumentaron en un 40.7%.

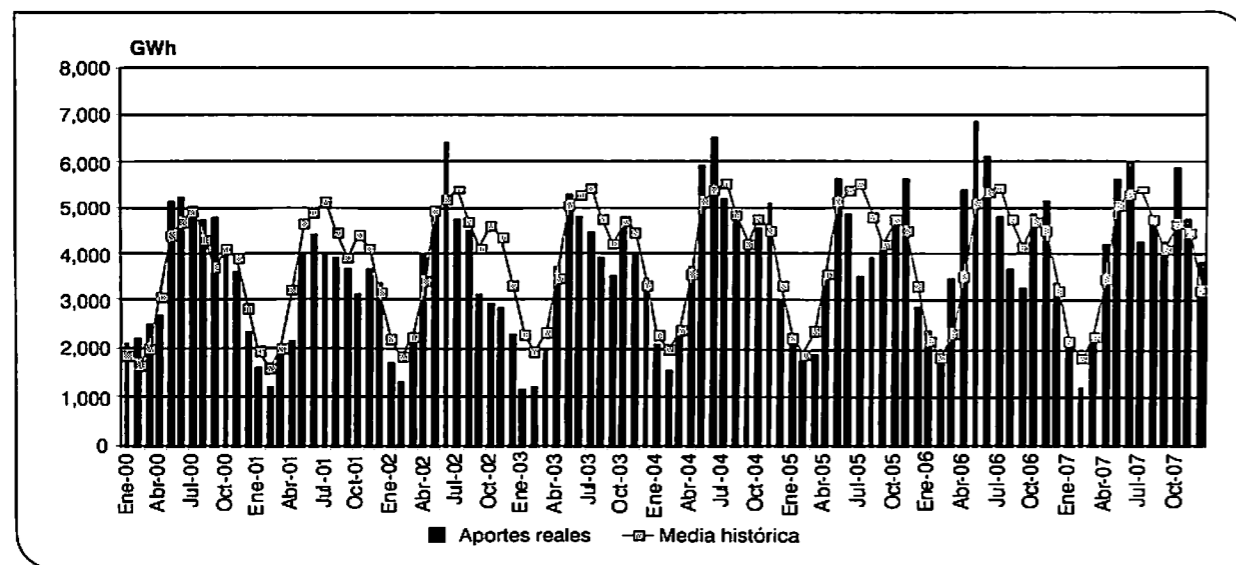
De otro lado, Colombia exportó a Ecuador 876.60 GWh, (el 99.9% de estas exportaciones se realizó por el enlace Pomasqui - Jamondino 230 kV), con un decremento del 45.5% frente a lo exportado en 2006.

2.1.5 APORTES HÍDRICOS Y RESERVAS

En 2007 los ríos asociados al SIN presentaron aportes que alcanzaron a nivel agregado el 104.7% de los valores medios históricos, que aunque normales en términos estadísticos, fueron ligeramente inferiores al valor alcanzado durante 2005 (108.1%).

La Gráfica 2 muestra la evolución de los aportes totales del SIN durante el presente siglo (periodo enero de 2000 a diciembre de 2007), en la cual se observan ciertos rasgos particulares, tales como el impacto del evento cálido 2002 - 2003 en los aportes agregados; un 2004 prácticamente normal; y como nota curiosa, que durante los últimos tres años el mes con mayores aportes energéticos al SIN (julio) ha sido deficitario, aunque estadísticamente estos podrían catalogarse en forma general como años con aportes hidrológicos promedios.

GRÁFICA 2. EVOLUCIÓN APORTES HÍDRICOS AL SIN



Fuente: XM – Compañía de Expertos en Mercados S. A. ESP.

En 2007, con excepción de febrero, se registró un primer semestre con aportes energéticos normales o por encima de los promedios históricos. Todo ello consistente con el evento frío que se estaba gestando en el Pacífico Tropical.

Sin embargo, hacia el mes de julio y en parte como respuesta a una onda Kelvin que se propagó en el Pacífico Tropical, que redujo la velocidad de desarrollo de La Niña, los aportes fueron deficitarios o normales hasta septiembre. Octubre dio paso a la maduración de La Niña, la cual estuvo asociada con una hidrología de caudales en exceso sobre algunas regiones del país, con valores para el período octubre - diciembre de 126%, 106% y 117% respectivamente.

En resumen, 2007 sólo tuvo tres meses con caudales agregados inferiores a los promedios históricos: febrero, marzo y julio, en tanto que para los demás los aportes hidrológicos agregados fueron normales o por encima de la media. Todo esto contribuyó a que el valor agregado anual fuera de 104.7% de la media, lo que en energía corresponde a 49,093.1 GWh en 2007.

Analizando los aportes hídricos por regiones, las contribuciones energéticas más bajas, expresadas en porcentaje de la media, fueron para la región Oriente: 86.2% de la media, seguida de Centro con 91.4%. Las demás regiones tuvieron un comportamiento con valores por encima de los promedios históricos: Antioquia con 118.8%, Caribe 114.1%, y Valle 113.5%.

La evolución de las reservas hídricas útiles (expresado como volumen útil diario según lo dispuesto en el Acuerdo No. 294 del CNO) durante el año 2007, estuvo acorde con el comportamiento estacional de los aportes. Es decir, presentó un decrecimiento durante el verano (primeros tres meses del año) y a partir de abril con el inicio de la primera estación invernal de la región Andina empezó su recuperación gradual, aunque acelerándose durante los meses de mayo y junio, cuando alcanzó un pico de 70.0% que fue sin embargo inferior al registrado el año anterior (82.2% de las reservas útiles).

Posteriormente y en concordancia con el impacto de la onda Kelvin de mediados de año sobre los aportes hidrológicos, el nivel descendió ligeramente en julio, pero se recuperó al tiempo que se desarrollaba y establecía La Niña en el Pacífico Tropical. Así, las reservas continuaron creciendo hasta alcanzar su valor máximo en octubre (81.4%) y posteriormente consecuentes con la estacionalidad natural de las corrientes de agua y la transición del clima hacia condiciones de estiaje, dichas reservas útiles iniciaron su descenso en noviembre, para finalizar 2007 en 78.5%, lo cual en energía representa 12,090.4 GWh.

Las reservas útiles del SIN se incrementaron desde abril de 2007 acorde con los aportes al SIN. Al finalizar el 2007, las regiones con mayores reservas hídricas frente a su volumen útil fueron: Antioquia con 5,231.0 GWh

(92.1% de su volumen útil), seguida de Oriente con 3,361.8 GWh (76.4%), Centro con 3,059.9 GWh (63.7%), Valle con 347.2 GWh (82.0%) y Caribe con 149.8 GWh (92.0%).

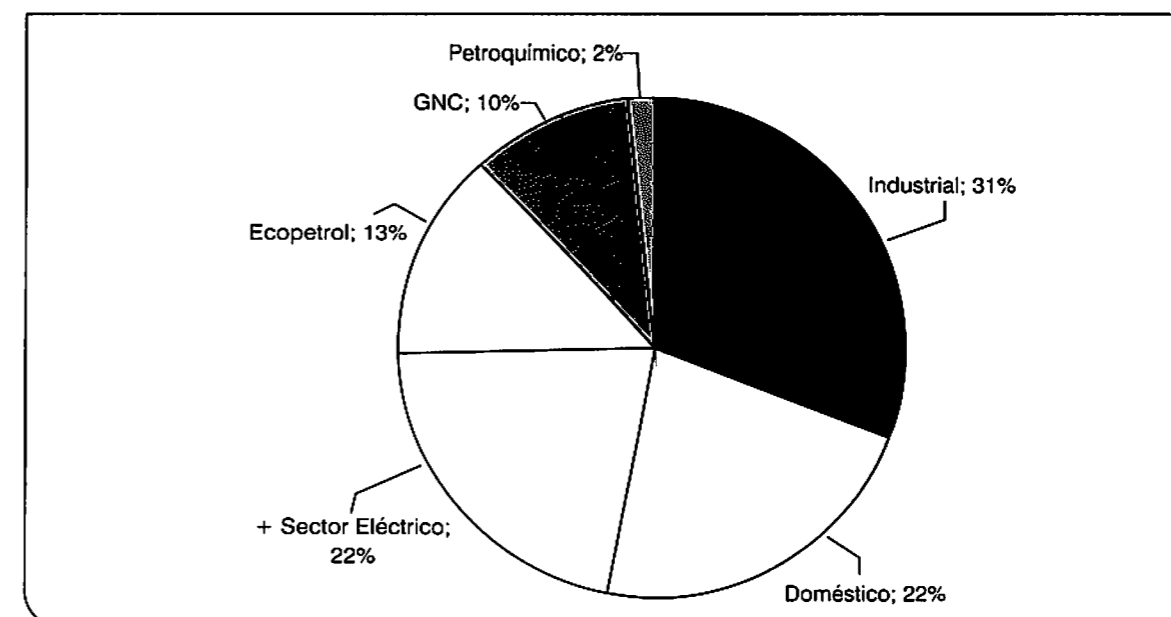
En relación con los vertimientos, en 2007 estos totalizaron 1,487.8 GWh, menos de la mitad de los registrados en 2006 (3,029.7 GWh). La mayoría de los vertimientos (igual a lo registrado durante 2005 y 2006) se concentraron en la región Centro con el 54.5% del total vertido en el SIN, destacándose los meses de junio, julio y noviembre. La región Antioquia vertió el 35.5% del total, Caribe el 8.5%, Valle el 1.6%, en tanto que Oriente no tuvo vertimientos. Los embalses con mayores vertimientos fueron: agregado Bogotá (32.2%), Betania (22.3%) y Playas (18.8%).

2.1.6 CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO

En 2007 la demanda de gas en todos los sectores del país fue de 741 MPCD, de los cuales la Costa Atlántica participó con un 41.6% y el interior del país con un 58.4%. Frente al año 2006, la demanda aumentó en un 5.0%.

El comportamiento en forma sectorial, ha señalado al sector industrial como el mayor demandante seguido del de uso doméstico y del sector eléctrico (ver Gráfica 3).

GRÁFICA 3. CONSUMO DE GAS 2007



Fuente: UPME.

El total consumido de gas en 2007 fue de 56,766 GBTU, para un promedio diario de 155.5 GBTU. Con respecto al consumo de 2006 (67,981 GBTU) disminuyó en un 16.5 %, el máximo consumo se presentó en marzo de 2007 y el mínimo en noviembre de 2007.

Las plantas con mayores consumos de gas fueron: Tebsa (59.9%), Flores 1 (8.2%), Termocentro 1 (5.9%) y Termosierra 1 (5.1%).

En relación con el consumo de otros combustibles, los agentes generadores del mercado también reportaron a XM el consumo de Fuel Oil y Acpm. La Tabla 3 muestra por central el consumo de estos dos combustibles durante 2006 y 2007.

TABLA 3. CONSUMO DE FUEL OIL Y ACPM 2006 - 2007

Año	Combustible	Central	Consumo MBTU
2006	Fuel oil	Cartagena 3	14
2006	Fuel oil	Barranquilla 3	322,679
2006	Fuel oil	Barranquilla 4	241,639
2006	Fuel oil	Candelaria 1	494
2006	Fuel oil	Termosierra 1	6,054
	Total Fuel oil		570,880
2006	Acpm	Termovalle 1	5,813
	Total Acpm		5,813
2007	Fuel oil	Cartagena 1	5,217
2007	Fuel oil	Cartagena 3	69,839
2007	Fuel oil	Barranquilla 3	176,256
2007	Fuel oil	Barranquilla 4	101,962
2007	Fuel oil	Candelaria 1	6,593
2007	Fuel oil	Candelaria 2	7,163
2007	Fuel oil	Termoemcali	10,420
2007	Fuel oil	Termosierra 1	26,874
	Total Fuel oil		404,324
2007	Acpm	Flores 1	11,488
2007	Acpm	Flores 2	10,476
	Total Acpm		21,964

Fuente: UPME.

En 2007 el total consumido en Fuel Oil fue de 404 GBTU, el 86.1% de este consumo de Barranquilla 3 (43.6%), Barranquilla 4 (25.2%) y Cartagena 3 (17.3%), al compararlo con 2006 se presentó una disminución de 29.2%. En 2006 el consumo de Fuel oil fue de 571 GBTU, el 98.9% de este consumo reportado por Barranquilla 3 y Barranquilla 4, las cuales debido a las restricciones de gas originada durante los trabajos en los campos de Chuchupa en la Guajira entre enero y junio de 2006, fue necesario que operaran con dicho combustible.

Por otro lado el consumo de ACPM en 2007 fue de 22 GBTU representado por Flores 1 y Flores 2, con respecto a 2006 el consumo aumentó alrededor de cuatro veces.

2.1.7 DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Se realizaron las revisiones correspondientes a los meses de julio y noviembre de 2007 y marzo de 2008, incorporándose nuevos escenarios macroeconómicos suministrados por el DNP, nuevas series poblacionales y de precios del DANE. Las mencionadas revisiones tienen en cuenta las recientes tendencias en la demanda presentadas durante el año. Las proyecciones indican que en condiciones de crecimiento alto de la economía, la tasa de crecimiento de la demanda anual de energía eléctrica sería de 4.9% hasta el 2011 y del 2011 al 2023 de 4.4%. En el escenario medio se espera una tasa media de 4.2% hasta el 2011 y de 3.7% para el periodo 2011 a 2023; el consumo esperado del año 2008 sería de 55,186 GWh y de 98,198 GWh en el 2023. Para el escenario bajo, que prevé un crecimiento menor de la economía, se espera una tasa media de incremento de 3.4% hasta el 2010 y del 2011 al 2023 de 2.9%. En cuanto a la potencia máxima anual, de un valor esperado para el año 2008 de 9.495 MW, se espera llegar a los 10,341 MW en el año 2010 y a los 16,540 MW en el año 2023.

• Proyectos OIEA

El Organismo internacional de Energía Atómica cofinanció el proyecto "Planeación Energética para el Desarrollo Energético Sostenible", el cual está encaminado a incorporar herramientas para realizar el planeamiento energético. En este proyecto se incorpora el Programa Message (Model for Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts) como herramienta para modelar el sistema energético integrado, usando sus resultados en la última versión del Plan Energético Nacional. Así mismo, se introduce la utilización del programa MAED (Model for Analysis of Energy Demand) que permite la proyección de requerimientos energéticos futuros a partir de variables económicas.

• Proyecciones de demanda de energía eléctrica por UCP 2007-2017

A solicitud de los agentes se logró desagregar la información de la proyección de demanda eléctrica del nivel nacional al regional. Para ello se publicó el documento de Proyecciones de Demanda de Energía y Potencia por UCP, documento que se ha distribuido entre los agentes, discutiendo su alcance con ellos. Esta proyección regional permitirá un planeamiento más acertado de la infraestructura eléctrica en las regiones del país.

• Caracterización de la demanda de energía

Dentro de las actividades de los últimos años, se han adelantado trabajos tendientes a conocer mejor el comportamiento de la demanda en los diferentes sectores de consumo de energía. Es así como en los años 2005-2006 se realizó un trabajo para el sector residencial-comercial pequeño, en los años 2006-2007 se realizó el estudio para el sector terciario y grandes establecimientos comerciales. Para el 2007 se cumplió el estudio de caracterización del consumo energético del sector agroindustrial. Durante el primer trimestre de 2008 se desarrolló el proceso de contratación para el estudio de caracterización del sector industrial, proyecto que se encuentra en desarrollo en la actualidad.

Los resultados de estos estudios permiten mejorar el conocimiento del comportamiento de los diferentes sectores a fin de realizar los modelos de proyección de demanda de energía, al igual que provee valiosa información para formulación de planes de uso racional de energía y otras políticas energéticas.

• Capacitación a personal

Se mantiene un programa continuo de capacitación en los procesos y programas especializados. Se llevaron a cabo cursos en los programas MESSAGE y MAED.

2.2 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

2.2.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN

Al finalizar 2007 las líneas de 110 - 115 kV alcanzaron los 9,940.8 km, valor un poco superior al registrado al finalizar 2006, explicado principalmente por las reconfiguraciones que Codensa realizó en su sistema de distribución (líneas a 115 kV: Bacatá - Tibabuyes, Bacatá - Sol, Bacatá - Salitre, Noroeste - Techo, Bacatá - Suba, Bacatá - Chía, Bacatá - Tenjo, Bacatá - Noroeste) y la entrada de la línea Candelaria - Mayagüez 115 kV en el sistema de distribución de EPSA.

Por su parte el STN finalizó el 2007 conformado por 11,763.3 km de líneas a 220-230 kV y 2,399.3 km a 500 kV. De las líneas a 220 - 230 kV, 11,680 km son activos de uso y 83.3 km constituyen activos de conexión. Respecto a 2006 se presentó un aumento de 7.9 % en las líneas de 220 -230 kV explicado por la modificación de las longitudes de algunas líneas (EPM modificó la longitud de las líneas 220 kV Barbosa - Miraflores, Barbosa - Guatapé y Guatapé - Miraflores) y por la entrada en operación comercial del proyecto UPME 01 2005 por parte de EEB, conformado por las líneas de 220 - 230 kV: Junín (Mocoa) - Jamondino, Betania - Altamira, Betania - Jamondino, Altamira - Mocoa, Jamondino - Pomasqui III y IV (tramo colombiano del refuerzo de interconexión con Ecuador).

De otro lado, frente a los registros de 2006, el año 2007 marcó un incremento del 37.5% en las líneas de 500 kV debido a la declaración en operación comercial del proyecto UPME 02 2003 por parte de ISA. Este proyecto incluye las subestaciones a 500 kV Ocaña, Copey y Bolívar, las líneas a 500 kV Bacatá - Primavera - Ocaña - Copey - Bolívar, y las líneas a 220 - 230 kV Sabanalarga - Bolívar - Termocartagena.

La entrada en operación comercial del proyecto UPME 02 de 2003 en marzo 31 de 2007 complementó los beneficios obtenidos en el SIN con la entrada en operación en diciembre de 2006, por parte de ISA del proyecto UPME 01 de 2003 (subestaciones Primavera y Bacatá 500 kV, líneas San Carlos – Primavera – Cerromatoso y Bacatá – Primavera, y los equipos asociados), destacándose: la disminución de las restricciones asociadas a las transferencias al área Caribe, incremento de la capacidad de exportación a Caribe pasando de 1,150 MW a 1,500 MW, el alivio de las condiciones de cargabilidad de la línea San Carlos – Guatapé 230 kV, la reducción en las restricciones de generación en Antioquia y San Carlos, y la disminución de las necesidades de unidades de generación para soporte de tensiones en las áreas Caribe y Oriental.

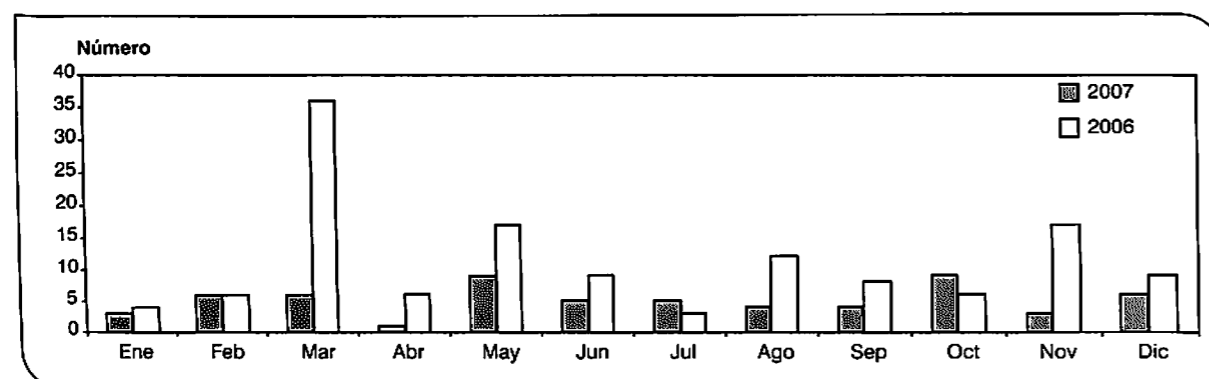
La capacidad total de transformación de 220 - 230 kV a tensiones inferiores registró al finalizar el año un valor de 13,187.5 MVA, incrementándose en un 3.5% frente a lo registrado en 2006 debido a la entrada en explotación comercial de los transformadores: Ternera 7 25 MVA 220/13.8 kV, La Reforma 2 150 MVA 230/115 kV, San Marcos 2 168 MVA 230/115 kV, Altamira 150 MVA 230/115/13.8 kV y Mocoa 50 MVA 230/115/13.2 kV.

En cuanto a la capacidad de transformación de 500 kV, esta se incrementó en 1,710 MVA respecto al año 2006, quedando con un valor de 7,170.0 MVA. Este incremento se debió a la entrada de los transformadores: Bacatá 500/115 kV 450 MVA, Ocaña 1 360 MVA 500/220/34.5 kV, El Copey 3 450 MVA 500/220/34.5 kV y Bolívar (Cartagena) 1.450 MVA 500/220/34.5 kV.

2.2.2. ATENTADOS A LA INFRAESTRUCTURA

En el 2007 se registró una gran disminución en el número de atentados a la infraestructura eléctrica del país con respecto a los ocurridos en el año 2006. Es así como con respecto a dicho año, el número de atentados disminuyó en un 54.1% registrándose 61 atentados a líneas de tensiones iguales o superiores a 110 kV frente a 133 de 2006 (gráfica 4).

GRÁFICA 4. ATENTADOS A LÍNEAS 2007



Fuente: ISA.

De igual forma, se disminuyó el número de torres derribadas y/o averiadas con respecto a las presentadas en el año anterior, registrándose durante el año 2007 un total de 122 torres averiadas, un 49.4% menos que las presentadas en el año 2006.

La demanda no atendida por atentados a la infraestructura eléctrica durante 2007 fue de 2.7 GWh, disminuyendo en un 83.6% frente a 2006. El 87.9% de la demanda no atendida se concentró en las áreas Cauca-Nariño y Valle del Cauca.

2.3 MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

2.3.1 AGENTES DEL MERCADO

Las actividades de la cadena productiva del sector eléctrico, generación, transmisión, distribución y comercialización, clientes y un operador del sistema y administrador del mercado - XM, han logrado, en cerca de 12 años hacer del mercado eléctrico colombiano, uno de los más dinámicos y competitivos de Latinoamérica.

En cuanto a la evolución de las empresas participantes en el mercado, los comercializadores que transan pasaron de 28 en 1995 a 75 en 2007 y los generadores que transan de 17 a 44. El número de agentes dedicados a la actividad de transmisión fue de 11, los cuales han permanecido constantes desde el año 2000. Por su parte, los agentes que prestan la actividad de distribución, en el 2007, llegaron a 32.

2.3.2 TRANSACCIONES EN EL MERCADO

El total de transacciones del mercado en el 2007 fue de \$6,008,224 millones, de los cuales \$1,681,180 millones (28% del total transado) correspondieron a las transacciones en Bolsa y \$4,327,043 millones al valor anual transado en Contratos (72% del total transado) (ver Tabla 4).

Las compras en Bolsa aumentaron el 9.2% con respecto a 2006; la energía transada en Bolsa decreció 4.8%, mientras que la energía transada en Contratos aumentó 5.5%. El porcentaje de la energía transada en Bolsa, como porcentaje de la demanda comercial fue de 31.1% en el 2007 (lo que representa una disminución de 2.4 puntos con respecto al 2006 cuando dicho valor fue del 33.5%) y el de Contratos fue de 104.3% (un aumento de tres puntos con respecto al 2006). Las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista, MEM, sobrepasaron la demanda comercial en un 35.4%, aumentando en 0.6 puntos con respecto al año anterior.

Los costos asociados a restricciones presentaron una disminución del 54% con respecto al año 2006 debido principalmente a la entrada de los proyectos UPME 01 y UPME 02 de 2003 (líneas a 500 kV entre el centro y el norte del país), los cuales permitieron incrementar la exportación de energía hacia la Costa Atlántica, así como la disminución en la generación de seguridad tanto en la Costa Atlántica, como en el nordeste y en el centro del país.

TABLA 4. RESUMEN TRANSACCIONES Y CIFRAS EN EL MEM AÑOS 2006 - 2007

Transacciones SIC	Unidades	2006	2007	Crecimiento %
Energía transada en Bolsa	GWh	17,529	16,692	-4.8
Energía transada en Contratos	GWh	53,041	55,969	5.5
Total energía transada en el mercado	GWh	70,570	72,661	3.0
Desviaciones	GWh	48	63	31.3
Demanda comercial	GWh	52,368	53,664	2.5
Porcentaje de la demanda transado en Bolsa	%	33.5	31.1	
Porcentaje de la demanda transado en Contratos	%	101.3	104.3	
Porcentaje de cubrimiento	%	134.8	135.4	
Precio medio en Bolsa Nacional	\$/kWh	72.72	83.42	14.7
Precio medio en contratos	\$/kWh	71.79	77.31	7.7
Compras en Bolsa	Millones de pesos	1,274,757	1,392,471	9.2
Restricciones	Millones de pesos	279,695	127,501	-54.4
Responsabilidad comercial AGC	Millones de pesos	113,174	105,840	-6.5
Desviaciones	Millones de pesos	5,376	2,803	-47.9
Cargos CND y ASIC	Millones de pesos	48,097	52,566	9.3
Total transacciones mercado sin contratos	Millones de pesos	1,721,099	1,681,180	-2.3
Valor transado en contratos	Millones de pesos	3,807,847	4,327,043	13.6
Total transacciones mercado	Millones de pesos	5,528,946	6,008,224	8.7
FAZNI (1)	Millones de pesos	65,723	50,915	-22.5
FOES (2)	Millones de pesos	103,228	33,463	-67.6
Rentas de congestión	Millones de pesos	134,509	43,132	-67.9
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (cargo por capacidad enero -noviembre 2006)	Millones de pesos	1,260,771	1,411,963	12.0
Transacciones LAC				
FAER(3)	Millones de pesos	56,243	60,685	7.9
Cargos por uso STN	Millones de pesos	904,056	937,928	3.7
Cargos por uso STR	Millones de pesos	778,350	786,573	1.1

Los valores corresponden a los montos liquidados y están dados en pesos corrientes.
 (1) Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas.
 (2) Fondo de Energía Social.
 (3) Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas.

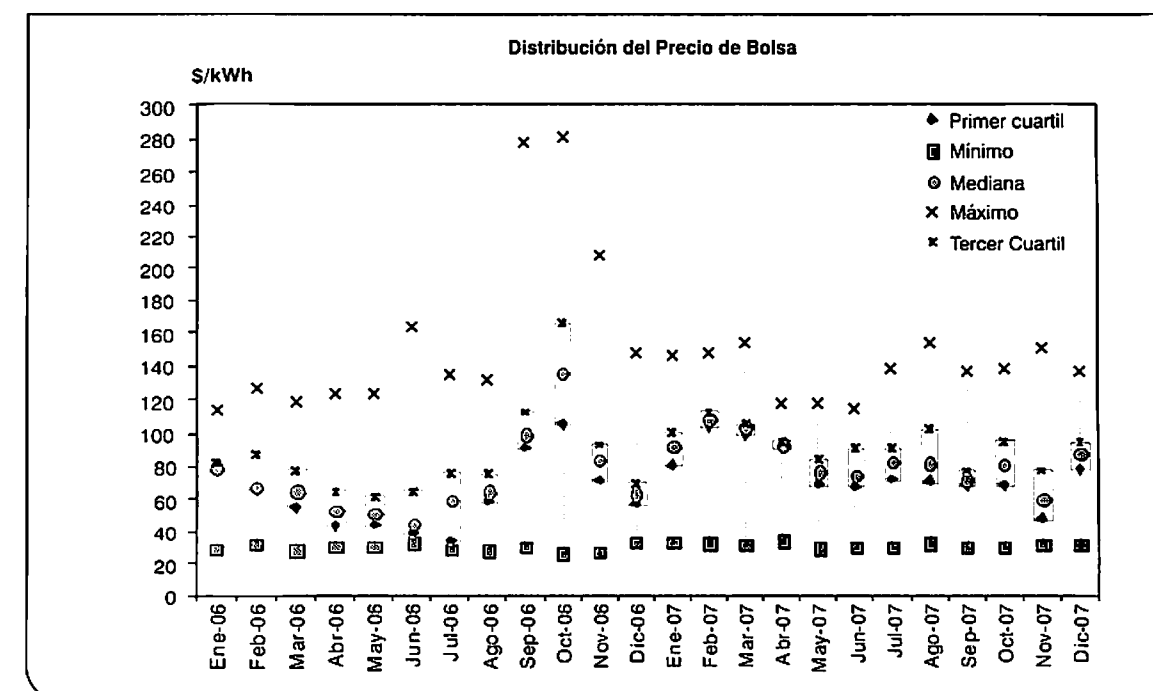
Fuente: XM - Compañía de Expertos en Mercados S. A. ESP.

2.3.3 PRECIOS EN BOLSA DE ENERGÍA Y PRECIOS EN CONTRATOS

El precio promedio anual de la energía en Bolsa en 2007 fue 83.42 \$/kWh, lo que representó un incremento de 14.7% frente a 2006. Noviembre de 2007 se caracterizó por ser el mes con el precio promedio mensual de Bolsa más bajo, 63.61 \$/kWh, mientras el máximo valor en el mismo año se presentó en el mes de febrero con 107.05 \$/kWh. El valor del precio de Bolsa horario máximo se presentó el 3 de marzo con un valor de 154.70 \$/kWh (período 20) y el valor mínimo fue de 30.17 \$/kWh registrado en mayo 3 (períodos 1 al 5).

En la Gráfica 5 se muestra la distribución del precio de Bolsa horario en los años 2006 y 2007. Para cada mes se presenta el precio de Bolsa horario máximo, el mínimo, el primer cuartil (percentil 25, el 25% de los valores son inferiores al valor), el tercer cuartil (percentil 75) y la mediana. Se observa que los valores máximos de 2007 no superaron los 160 \$/kWh, mientras los mínimos estuvieron alrededor de los 30 \$/kWh. Es notoria la pequeña diferencia entre los precios de Bolsa horario del primer y tercer cuartil en los meses de febrero, marzo, abril y septiembre, donde el 50% de los precios muestran diferencias entre sí inferiores a los 8.13 \$/kWh.

GRÁFICA 5. DISTRIBUCIÓN DEL PRECIO DE BOLSA HORARIO



Fuente: XM - Compañía de Expertos en Mercados S. A. ESP.

La suma del Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad, CERE, y el impuesto con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI, representó en promedio el 34.8% del precio de Bolsa (CERE: 27.76 \$/kWh, FAZNI: 1.0 \$/kWh), fluctuando entre el 28.0% y el 45.4% del precio de Bolsa.

Para el 2007, el precio promedio anual de la energía en Contratos fue 77.31 \$/kWh, 7.7% por encima del registrado en el 2006, el precio promedio mensual más bajo se presentó en junio con 75.14 \$/kWh, mientras que el más alto fue en marzo con 81.05 \$/kWh. Los precios promedios horarios de Contratos fluctuaron entre 74.97 \$/kWh y 81.84 \$/kWh (ver Tabla 5).

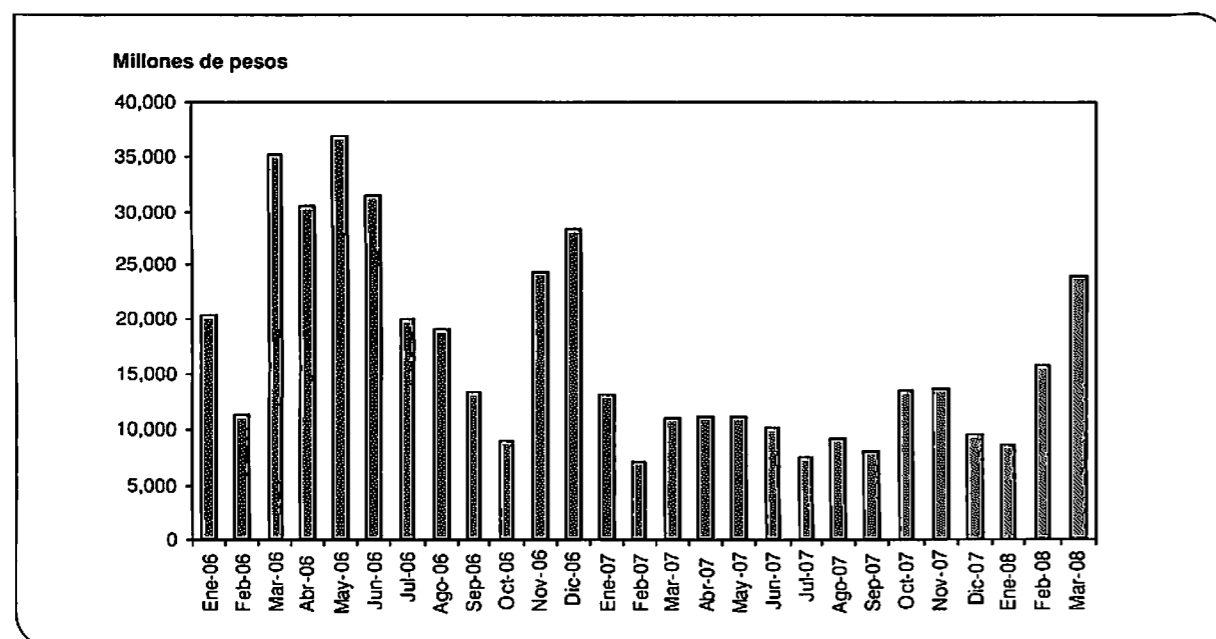
TABLA 5. PRECIO BOLSA Y DE CONTRATOS \$/KWH 2007 – MARZO 2008

FECHA	Precio Bolsa Nacional (\$/kWh)	Precio de Contratos (\$/kWh)
Ene-07	87.71	78.34
Feb-07	107.05	80.6
Mar-07	100.47	81.05
Abr-07	92.09	79.43
May-07	74.98	75.6
Jun-07	76.44	75.14
Jul-07	79.8	75.45
Ago-07	84.07	75.59
Sep-07	74	75.2
Oct-07	80.32	76.17
Nov-07	63.61	75.69
Dic-07	85.41	79.83
Ene-08	95.3	86.21
Feb-08	101.22	88.12
Mar-08	91.13	87.46

2.3.4 RESTRICCIONES DEL SISTEMA

En el 2007, por concepto de limitaciones que se presentan en la operación del SIN, que tienen su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica asociada (STR's, SDL's, STN, Interconexiones Internacionales) o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad, se registró un costo total de Restricciones de \$127,501 millones. Frente al 2006, esta cifra disminuyó en un 54.4% debido principalmente a la entrada de los proyectos UPME 01 y 02 de 2003. La evolución mensual de las Restricciones desde enero 2006 se presenta en la Gráfica 6.

GRÁFICA 6. RESTRICCIONES TOTALES SIN AGC



Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S. A. ESP.

La evolución mensual en el costo de las Restricciones durante 2007 mostró un descenso importante frente al 2006 desde inicios del año, con costos promedio mensuales cercanos a los \$10,000 millones frente a \$23,000 millones registrados en 2006. Esta disminución se debió principalmente a la entrada en explotación comercial de los proyectos de transmisión UPME 01 de 2003 (línea Bacatá – Primavera 500 kV), a finales de 2006, y UPME 02 de 2003 (línea Primavera – Ocaña – El Copey – Bolívar 500 kV) durante el primer trimestre de 2007.

Es notorio un incremento en el costo de las restricciones en los meses de octubre y noviembre cuando se registraron valores cercanos a los \$14,000 millones como consecuencia de las Condiciones Anormales de Orden Público (CAOP) instauradas para las elecciones de octubre y durante el mes de noviembre.

En este año, la causa de mayor impacto, según la clasificación establecida por la Resolución CREG 063 de 2000, fue la correspondiente a generación de seguridad asociada con Restricciones Eléctricas y/o soporte de voltaje del STN (68%).

Considerando lo establecido en la Resolución CREG 060 de 2006, durante 2007 las restricciones asignables a la demanda doméstica sumaron \$125,316 millones que con el alivio de Rentas de Congestión corresponde a \$116,951 millones con un mínimo en febrero de \$5,487 millones y un máximo en octubre \$13,215 millones.

Los agentes generadores que prestaron efectivamente el servicio de control automático de Generación, AGC (por sus siglas en inglés Automatic Generation Control) en el año 2007 recibieron \$302,021 millones, monto superior en un 12.8% al registrado en 2006 (\$267,672 millones). Por otra parte los agentes generadores incurrieron en el pago de \$105,839 millones por la Responsabilidad Comercial en la prestación del servicio AGC, disminuyendo 6.5% con respecto a 2006. La planta con mayor participación en el servicio de AGC fue Guatapé con el 30.6% del total, seguida por La Tasajera con 16.0%, Pagua con 14.4%, Guavio con 9.8% y Chivor con 9.1%.

2.3.5 TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

En 58 meses de operación, las TIE han permitido al mercado colombiano ventas de energía eléctrica por 7,053.5 GWh que equivalen a US\$560.5 millones. De esta cifra, US\$274.0 millones corresponden a las rentas de congestión, de las cuales se han destinado cerca del 3% a la Demanda Internacional del Despacho Económico Coordinado, 73% al FOES, y 24% al alivio de restricciones asignables a la Demanda Doméstica de Electricidad. En el mismo período, Ecuador ha realizado exportaciones a Colombia por 157.7 GWh que equivalen a US\$5.1 millones.

En 2007 el Sector Eléctrico Colombiano exportó a Ecuador 876.6 GWh, los cuales representaron ingresos por US\$66.3 millones con una disminución del 47.9% con respecto a 2006. Por su parte Ecuador realizó exportaciones a Colombia por 38.4 GWh que equivalen a US\$1.3 millones.

Las Rentas de Congestión en 2007 ascendieron a \$43,132 millones, con una reducción del 67.9% al compararla con 2006. 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).

2.3.6 DEL CARGO POR CAPACIDAD AL CARGO POR CONFIABILIDAD

Al finalizar el 2007 el valor a distribuir por el cargo por confiabilidad alcanzó los \$1,411,963 millones, valor superior en \$151,191 millones a lo recaudado en 2006 por el cargo por capacidad.

Teniendo en cuenta la entrada en vigencia de la Resolución CREG 071 de 2006 por medio de la cual se adoptó la metodología para la remuneración del cargo por confiabilidad en el MEM, y a su vez se estableció el registro de los Contratos y de las declaraciones de respaldo de energía firme del mercado secundario, es importante mencionar que durante el 2007 se registraron un total de 1,721 declaraciones de respaldo y 1,151 Contratos de respaldo (ver Tabla 6).

TABLA 6. REGISTRO DE CONTRATOS DE RESPALDOS DEL CARGO POR CONFIABILIDAD EN MERCADO SECUNDARIO – 2007

Tipo de respaldo	Número de respaldos	Máxima cantidad negociada GWh	Cantidades Totales GWh
Declaración	1,721	30.0	1,732.8
Contrato	1,151	30.0	957.1

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S. A. ESP.

2.3.7 INDICADORES DE LA GESTIÓN COMERCIAL DEL ASIC

La CREG mediante la Resolución 081 de 2007, donde se adopta la metodología para la remuneración de los servicios del CND, ASIC y LAC, estableció indicadores para medir la Gestión Comercial del ASIC.

Uno de estos indicadores es el registro oportuno de agentes, fronteras comerciales y Contratos bilaterales de largo plazo de acuerdo con los plazos establecidos en la regulación. Este indicador mide la oportunidad y el cumplimiento con los plazos establecidos por la reglamentación vigente para el registro de agentes, fronteras y Contratos que afecten la liquidación, y la meta mensual es cero días de atraso. Al finalizar 2007 este indicador fue de cero días.

Otro de los indicadores de gestión comercial es el que mide la oportunidad en la entrega de la liquidación del SIC (incluye las versiones TX1, TX2, TXR y TXF, facturación electrónica y publicación en el servidor) según lo establecido en la regulación vigente, con una meta mensual de cero atrasos. Al finalizar 2007 este indicador terminó con dos atrasos. Un atraso se presentó en el mes de mayo (publicación versión TXF para un comercializador) y el otro atraso ocurrió en octubre (versión TX2 se publicó a la 1:46 p.m. y no a las 11:00 a.m. como lo establece la regulación).

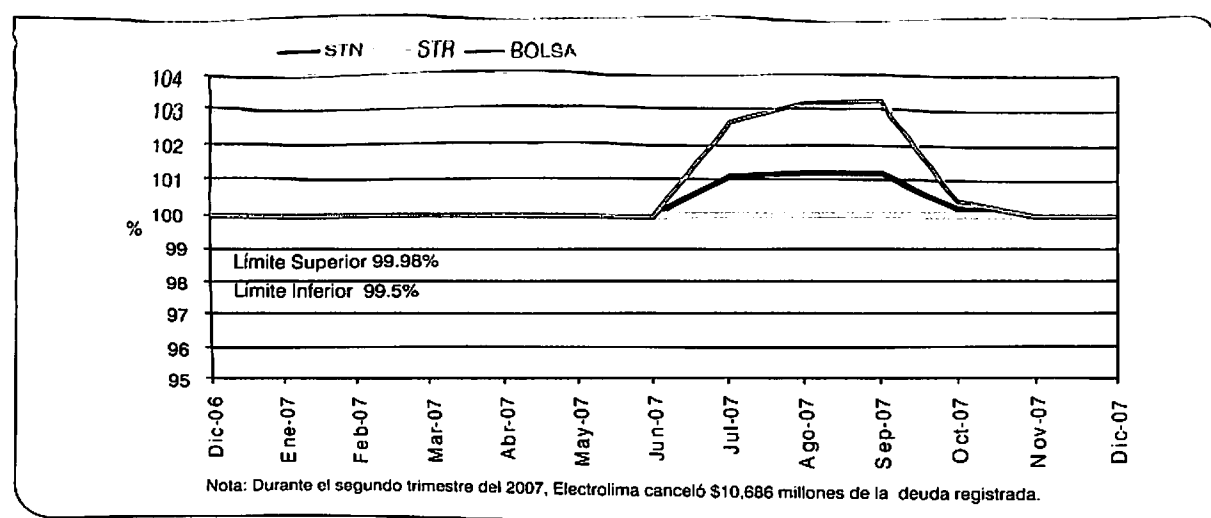
2.4 ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

2.4.1 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 MEM para el año 2007 y que evidencian la adecuada gestión financiera detallada anteriormente.

El primero de 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. Se considera, para el cálculo de este indicador, 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 99.5% como límite inferior y el 99.98% para el límite superior. En la Gráfica 7 se observa que el recaudo durante el año 2007 estuvo por encima del límite superior establecido, cumpliendo así con una excelente gestión.

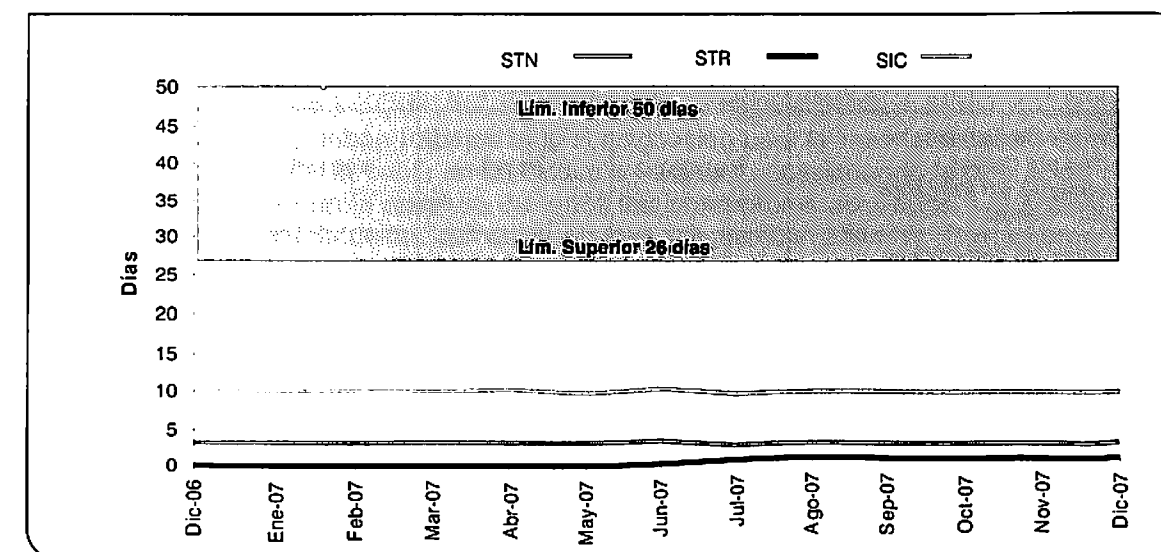
GRÁFICA 7. NIVEL DE RECAUDO TOTAL SIC, STN Y STR



Fuente: XM - Compañía de Expertos en Mercados S. A. ESP.

Otro de los indicadores definidos se refiere a la rotación de cartera del MEM. Para este indicador, XM determinó como meta un rango entre 50 y 26 días. En la Gráfica 8 se muestra que en el período reportado, la rotación de cartera ha cumplido los indicadores, permaneciendo en un excelente nivel.

GRÁFICA 8. ROTACIÓN DE CARTERA STN, STR Y SIC



Fuente: XM - Compañía de Expertos en Mercados S. A. ESP.

2.4.2 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 2007 no se generara ninguna cartera por ninguno de los conceptos administrados y sólo se continúe con procesos de años anteriores, los cuales se encuentran a la fecha en proceso de limitación de suministro.

Adicionalmente, es importante destacar que durante el 2007 se recuperó la cartera existente de Electroliza, entidad que canceló el 15% de la deuda suscrita ante el ASIC (\$10,686 millones). De igual manera esta empresa durante el mes de agosto, canceló la cartera que tenía por concepto de FAZNI ante el Ministerio de Minas y Energía directamente.

A pesar del buen comportamiento del 2007 en materia de cartera, en el mercado existen obligaciones vencidas de períodos anteriores, cuya evolución se presenta en la Gráfica 8. En esta gráfica se incluye la deuda total de las empresas en operación comercial y las empresas que no transan en el mercado o que se encuentran en proceso de liquidación.

Al cierre de diciembre de 2007, la deuda a cargo de las empresas en operación comercial era de \$23,290 millones y de las empresas en proceso de liquidación ascendía a \$61,951 millones, para un total de \$85,241 millones registrando una disminución con respecto al año anterior de 6%; de éste valor el 89% (\$76,107 millones) corresponde a deuda con la Bolsa de Energía, el 11% (\$9,054 millones) a Cargos por Uso del STN y el 0.05% (\$80 millones) a Cargos por Uso del STR.

2.5 INFORME DE OPERACIÓN DEL SIN

En 2007, los indicadores de calidad de la operación del SIN presentaron resultados satisfactorios, al permanecer en todos los casos por debajo de los límites anuales establecidos, como se observa en la Tabla 7.

TABLA 7. INDICADORES DE LA OPERACIÓN 2005-2007

Indicador	2006		2007	
	Acumulado	Límite	Acumulado	Límite
Porcentaje de demanda no atendida por causas programadas sin atentados. Medida: % anual.	0.0143%	0.0333%	0.0216%	0.0333%
Porcentaje de demanda no atendida por causas no programadas sin atentados. Medida: % anual.	0.0619%	0.1320%	0.0949%	0.1320%
Variaciones de tensión por fuera del rango sin atentados. Medida: # eventos al año.	36	40	24	40
Variaciones lentas de frecuencia sin atentados. Medida: # eventos al año.	2	10	3	6

El índice de demanda no atendida acumulado para el año 2007 por causas programadas fue 0.0216. Al excluir los atentados el valor de este índice permanece en 0.0216, es decir, no fue afectado por esta causa, manteniéndose por debajo del límite máximo establecido para 2007 de 0.0333.

Para todos los meses del año se mantuvo por debajo del umbral máximo, presentando los valores más altos en enero y febrero con porcentajes de 0.0301 y 0.0284 respectivamente. Durante enero se dejaron de atender 1,299 MWh, principalmente por el mantenimiento del circuito Jamondino – Junín – Buchely 115 kV (734 MWh) asociado al área Cauca - Nariño y en febrero se dejaron de atender 1,076 MWh, fundamentalmente por mantenimientos de la línea Cuestecitas - Riohacha 110 kV (370 MWh), y de la Barra 1 de Copey 220 kV (300 MWh) en la sub área Guajira - Cesar - Magdalena.

Al comparar con los resultados obtenidos en el 2006, se presenta un incremento de este indicador del 51% al pasar de 0.0143 a 0.0216.

El índice de demanda no atendida acumulado para el 2007 por causas no programadas fue de 0.1. Excluyendo los atentados este indicador es de 0.0949, inferior al límite máximo establecido para 2007 de 0.132.

Los meses de mayor impacto fueron abril y mayo con un total de demanda no atendida de 19,756 MWh y 4,592 MWh respectivamente. Se destaca para el mes de abril el evento del día 26 (apagón nacional), que representó una demanda no atendida de 17,166 MWh en todo el territorio nacional.

Al igual que en el caso anterior, se presenta un incremento de este indicador comparado con el obtenido en el 2006, en este caso superior con un incremento del 53%.

En 2007 se presentaron en total 29 eventos de tensión por fuera del rango durante un período mayor a un minuto. Al excluir los atentados, se tienen 24 eventos de tensión al año, para un promedio anual de 0.066 eventos/día, ubicándose por debajo del límite máximo establecido para 2007 de 40 eventos de tensión y presentando una disminución del 33% con respecto al número de eventos en 2006.

De estos 24 eventos de tensión sin atentados, 20 de ellos ocasionaron demanda no atendida en el SIN y la mayor parte se presentaron en el segundo y tercer trimestre del año con siete eventos en cada uno de estos trimestres.

Los eventos de tensión ocasionados por atentados fueron en total cinco, dos en el primer semestre, dos en el segundo trimestre y uno en el cuarto trimestre del 2007. La zona más afectada fue el sur del país en el área Cauca - Nariño con un total de tres eventos, los otros dos fueron uno en Guajira-Cesar-Magdalena y el otro en Huila - Caquetá.

Durante 2007 se presentaron en total tres eventos con variación de frecuencia por fuera del rango, para un promedio anual de 0.0082 variaciones/día, siendo inferior al máximo establecido para el 2007 de seis eventos al año. Estas variaciones de frecuencia se presentaron en el primer, tercer y último trimestre del 2007 y corresponden a los siguientes eventos:

- Febrero 15: Mientras se iniciaban trabajos bajo consignación para la línea La Guaca - Paraíso 1 230 kV, se quedó cerrado el polo C de la bahía en La Guaca a Paraíso 1, ocasionando la operación de la protección 50BF despejando la falla con la apertura de todos los interruptores asociados a la subestación La Guaca 230 kV, ocasionando la salida de las tres unidades de La Guaca con 324 MW. Posteriormente, tres minutos después y como condición operativa salen de servicio las tres unidades de Paraíso con 296 MW y al mismo tiempo se dispara la unidad 6 de San Carlos con 130 MW por alta temperatura del cojinete de empuje, ocasionando una nueva excursión de la frecuencia del sistema, evolucionando a evento lento de frecuencia en el SIN al permanecer la frecuencia por debajo de la banda normal de operación durante 1.32 minutos.
- Septiembre 9: Rechazo de carga en la Central San Carlos de 607.8 MW ocasionado al momento de ingresar la unidad 2, llevando inesperadamente al cierre los reguladores de velocidad de las unidades 3, 4, 5 y 7, porque los limitadores de apertura de unidades que se encontraban en el 99%, recibieron una señal errónea, y se posicionaron en 4.7%. Lo anterior fue ocasionado por un problema de punto común en los sistemas de 125 VDC y 48 VDC localizado en los indicadores de corriente y voltaje de los cargadores de baterías, debido a que las fuentes de alimentación de dichos indicadores eran comunes.
- Octubre 20: Se presentó evento lento de frecuencia por demora en la entrada de la generación de Chivor, agotando el margen de las unidades bajo AGC. Durante este evento la frecuencia estuvo por debajo del umbral durante 83 segundos y el valor mínimo de frecuencia fue de 59.75 Hz.

Al comparar este indicador con el obtenido el año anterior, se observa un incremento pasando de 2 a 3 eventos en el año.

2.5.1 EVENTO SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Pese a los buenos resultados de los indicadores de calidad de la operación, sobresale por su impacto para el sistema eléctrico colombiano el evento ocurrido el 26 de abril de 2007 cuando se ejecutaban obras de mantenimiento en la subestación Torca. Del análisis del evento se puede destacar:

- El evento se inició con la salida simultánea de diez elementos del Sistema de Transmisión Nacional, seis líneas y cuatro transformadores.
- La pérdida de generación como consecuencia de la salida de elementos, en las plantas de Guavio, Chivor, Paipa y Yopal, fue de 2,128 MW, el 31.5% de la demanda del SIN en ese momento (6,748 MW).
- El desbalance del Sistema, que no se pudo compensar con el Esquema Automático de Desconexión de Carga por baja frecuencia, EDAC, debido a las condiciones de la red degradada de ese momento, a la respuesta dinámica de las cargas y a la salida paulatina de unidades de generación, llevó al colapso de la totalidad del SIN.
- La operación de las protecciones de los elementos del STN, se presentó de acuerdo con los valores establecidos y según la coordinación de las protecciones realizadas, tal y como está definido en el marco regulatorio colombiano.
- El restablecimiento del Sistema Interconectado Nacional se logró en aproximadamente cuatro horas y media. Fue rápido y eficiente comparado con las experiencias internacionales en apagones de gran magnitud.

El evento puso a prueba diferentes aspectos de la operación obteniéndose resultados satisfactorios como se detalla a continuación:

- Protocolo de comunicación a medios externos: se comprobó con éxito el buen funcionamiento del protocolo definido conjuntamente con los agentes generadores, transmisores, operadores de red y con el MME, posterior al evento del 4 de diciembre de 2006 en Bogotá, que fue aplicado con éxito.

- Centro de entrenamiento de operadores: el 14 de diciembre de 2007, XM inauguró el Centro de Entrenamiento de Operadores usando la herramienta Dispatch Training Simulator DTS. Con esta nueva herramienta de tecnología de punta, que permite reproducir maniobras del sistema, similares a las que se realizan en situaciones de tiempo real en el Centro Nacional de Despacho, se tiene la posibilidad de capacitar, entrenar, actualizar y certificar profesionales y técnicos en la operación de sistemas eléctricos de potencia en Colombia y otros países.
- Plan de atención de eventos de gran magnitud: se evidenció la ventaja de contar con un plan para atender eventos de gran magnitud. Lo aprendido durante el evento aporta elementos para mejorar el plan.
- Entrenamiento y mejoramiento de habilidades mediante rotación de personal en áreas del CND.

Adicionalmente se definieron las siguientes acciones que actualmente se encuentran en ejecución:

- Información para análisis post - operativo: se definió un plan de inversiones en los próximos cinco años para contar con información más oportuna y confiable para análisis post - operativos, cuando se presenten eventos en el SIN.
- Programación: a nivel del CNO y con los diferentes agentes, se ha profundizado en el análisis, programación y ejecución de mantenimientos de equipos del SIN.
- Se trabaja en mejorar la planeación y ejecución de maniobras por parte de los agentes transmisores y XM.
- Se definieron criterios para la identificación y manejo de riesgo en las subestaciones estratégicas del STN.
- Se definió un plan para habilitar el uso de esquemas suplementarios de protección del Sistema ante grandes eventos, en el cual, además de los elementos técnicos, se trabaja en el tema regulatorio y logístico.
- Regulación: se recomendó al regulador buscar señales para el balance Eficiencia vs. Seguridad en las maniobras de los agentes transportadores.
- Para la planeación de la expansión se recomendó a la UPME tener en cuenta la confiabilidad de la transmisión ante eventos superiores a n -1 y realizar una reevaluación de los criterios y consideraciones para el diseño de subestaciones.
- Reposición de equipos: debe considerarse un esquema para la reposición de equipos cuando éstos alcanzan su máxima capacidad como consecuencia del incremento de la demanda.

2.5.2 COORDINACIÓN GAS - ELECTRICIDAD

La interdependencia de los sectores Gas - Electricidad se ha venido acentuando y es así como durante el 2007 se destacan los mantenimientos e intervenciones en el sector eléctrico que potencialmente habrían exigido la producción el transporte de gas como el mantenimiento de la central de Guavio (8% de la capacidad eléctrica instalada), el mantenimiento preventivo al gasoducto norte del país mediante la pasada de elementos inteligentes, que en ocasiones redujo la capacidad de transporte de la red de Promigas; y al final del año la intervención en el centro de producción de Cusiana que podría haber copado la capacidad de transporte y provisiones de almacenamiento por compresión en el gasoducto central y eventualmente comprometer el suministro a otros sectores de la economía.

Para viabilizar estos trabajos, minimizando el impacto a la demanda, se realizaron 52 reuniones semanales operativas de coordinación e información entre los dos sectores, así como el suministro de la información permanente y detallada en los CNO eléctrico y de gas y la Comisión Asesora de Seguimiento de la Situación Energética de la coordinación de los trabajos mencionados. Estos encuentros son el resultado de las voluntades de las empresas de ambos sectores para tomar acciones en los aspectos operativos y dentro del marco de actuación, previsto en la prestación del servicio para cada uno de ellos.

La necesidad de contar con información que permita una mejor gestión dentro del horizonte anual, ha llevado a una propuesta de convergencia de la información necesaria, de pronósticos de consumo e intervenciones y mantenimientos esperados, la cual se viene coordinando con concurso de XM a través del CNO gas.

Las perspectivas de necesidades de gas en el horizonte de los próximos años, muestran que este energético continuará siendo relevante y todos los esfuerzos de coordinación e intercambio de información contribuirán a la adecuada confiabilidad y seguridad en la atención futura de la demanda:

- En un escenario de hidrología seca, se podría presentar una alta exigencia en cuanto a la producción y transporte de gas en la Costa Atlántica para el verano 2007-2008.
- Se observa una importante utilización del recurso térmico a lo largo del horizonte de los próximos cinco años, con valores de consumo de gas natural que exigirían al máximo la producción y el transporte de gas. Por tanto, es conveniente garantizar al menos 450 MPCD de disponibilidad de gas para el sector termoeléctrico y contar con las ampliaciones contempladas en el mediano plazo para la infraestructura de transporte de gas, especialmente la del gasoducto Ballena - Barranca.
- La confiabilidad de la atención de la demanda de energía eléctrica depende de la renovación de los contratos de suministro y transporte de gas, en particular los que atienden generación en la Costa Atlántica, los cuales finalizan en los años 2008 y 2009.
- Para períodos críticos y considerando la evolución de demanda de gas de sectores diferentes al termoeléctrico, se recomienda contar con disponibilidad de generación con combustibles alternos como respaldo viable.

■ 3. COMISIÓN ASESORA DE COORDINACIÓN Y SEGUIMIENTO A LA SITUACIÓN ENERGÉTICA - CACSSE

La UPME es la entidad encargada de la secretaría técnica de la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética del País y es miembro de esta comisión; también hacen parte de ésta ISA, la CREG, ECOPETROL S.A., ECOGAS, TGI, el Consejo Nacional de Operación y el Centro Nacional de Despacho. Durante este periodo, en la Comisión se trataron temas que involucraron a agentes del sector eléctrico y de gas natural, favoreciendo la coordinación entre estos.

La Comisión, viene haciendo el seguimiento a la evolución de las distintas variables requeridas para el apropiado cubrimiento de la demanda de energía eléctrica, igualmente, se observa al fenómeno cálido del pacífico "El Niño" reduciendo su impacto en el sector eléctrico y por ende en la economía nacional; se trabaja en temas sobre disponibilidad del parque térmico y unidades de generación hidráulicas, niveles de embalses, sustitución y disponibilidad de combustibles, capacidad de suministro y transporte de gas, disponibilidad y suministro de los energéticos requeridos para la operación de las plantas térmicas, así como la evolución y perspectivas del plan de expansión de generación y transmisión.

Actualmente se hace seguimiento y coordinación con los diferentes agentes del sector, en cuanto al balance nacional de gas natural, los contratos de gas en firme, el análisis del crecimiento de la demanda de energía eléctrica, las subastas de energía firme y los respectivos informes de mantenimiento de productores y transportadores de gas natural. Adicionalmente está en estudio una propuesta presentada por la UPME sobre una posible modificación de miembros del Comité, considerando la dinámica del sector de Gas Natural, la situación de enajenación de ECOGAS y la modificación orgánica de ECOPETROL S.A., la cual debe compatibilizarse con la propuesta de conformación de un Comité de Coordinación.

■ 4. PLAN DE EXPANSIÓN DE COBERTURA DE ELECTRICIDAD

Se publicó el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura en Energía Eléctrica, modelo desarrollado para cuantificar y ponderar los recursos necesarios en la búsqueda de las metas de cobertura establecidas en el Plan de Desarrollo, y a largo plazo estimadas en el ejercicio Visión Colombia 2019.

Este Plan se basa en la operación de capas de sistematización geográfica, que junto con funciones de costeo y optimización, establece las rutas mínimas para la energización de cada centro poblado, identificando si la mejor opción es la interconexión o si por el contrario la solución es la auto generación.

Los operadores expresaron algunos comentarios al respecto de este plan, que se resolverán en un documento compilatorio en el primer semestre de 2008.

Para el 2008 se contratará una asesoría que fortalecerá los cálculos del modelo y se beneficiará de la posibilidad de trabajar sus funciones y resultados en una plataforma interconectada en red, para darle un alcance suficiente, según los requerimientos de los nuevos decretos que propenden por la universalización del servicio.

En el sector de Gas Natural también se ha comenzado la elaboración de un Plan Indicativo de Expansión de Cobertura, que le entregue a los diferentes agentes del sector una perspectiva clara de los escenarios de desarrollo de infraestructura y mercados.

Para este año se contratará la definición de la metodología de elaboración, que entre otros tendrá los siguientes temas:

- Diagnóstico y análisis de la situación actual.
- Inventario de infraestructura del sistema actual.
- Establecimiento de objetivos a mediano y largo plazo.
- Requerimientos técnicos y analíticos de geo - referenciación, y aplicaciones SIG necesarias, según la naturaleza del sector.
- Definición de criterios para la selección de áreas de expansión, con sus respectivas etapas y enumerando centros poblados objetivo.
- Definición de limitantes y restricciones de expansión, ya sean técnicas o financieras.
- Elección de una alternativa sustituta, a partir de una evaluación técnica suficiente.

Según el cronograma, a finales de 2009 se tendrá un documento publicado con la información pertinente para el sector y acorde con los lineamientos de la política de expansión del servicio.

5. GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

De acuerdo con lo establecido en la Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica, que asigna funciones a la UPME) y teniendo en cuenta la normatividad y lineamientos establecidos por el MME y la CREG, la UPME realizó la actualización del Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión y emitió la versión 2008 – 2022, la cual fue aprobada por el MME. Fueron considerados análisis técnicos y económicos, las recomendaciones dadas por el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión, CAPT, y los comentarios hechos por los diferentes agentes a la versión preliminar del documento dando respuesta a los mismos.

En lo referente al Plan de Expansión en Generación, la Tabla 8 muestra los requerimientos por escenarios y por horizonte:

**TABLA 8. REQUERIMIENTO DE CAPACIDAD (MW)
SEGÚN ESCENARIO Y HORIZONTE DEL PLAN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN**

ESCENARIO	HORIZONTE	CAPACIDAD MW
Autónomo, demanda alta hasta 2013 y media a partir del 2014.	2008 – 2016	2,958.1
Autónomo, demanda media todo el horizonte.	2008 – 2016	2,568.1
Integrado con países vecinos, demanda alta todo el horizonte.	2008 – 2016	3,828.1
Integrado, demanda alta hasta 2013 y media a partir del 2014.	2008 – 2016	2,968.1
Integrado, demanda alta hasta 2013 y media a partir del 2014, Carbón Mineral.	2008 – 2022	6,278.1
Integrado, demanda alta hasta 2013 y media a partir del 2014, Eólico - Carbón Mineral.	2008 – 2022	6,678.1
Integrado, demanda alta hasta 2013 y media a partir del 2014, Eólico -Hidráulico.	2008 – 2022	6,528.1

Adicionalmente, en el Plan se presentó información sobre recursos energéticos, tecnologías de generación con combustibles líquidos, con carbón mineral y las oportunidades de generación según el tipo de recurso.

Se han venido analizando las solicitudes de inscripción en el Registro de Proyectos de Generación presentadas por diferentes agentes, lo cual tiene como fundamento, además de la Ley, las resoluciones UPME 0520 y 0638 de 2007 y los requerimientos para participar en las subastas de energía en firme, asociadas al Cargo por Confiabilidad. El Registro de Proyectos es insumo básico en la elaboración del Plan.

En lo referente al Plan de Expansión en Transmisión se realizó un análisis de largo plazo buscando orientar las señales de corto y mediano plazo, se analizaron detalladamente las áreas a nivel de STN y STR y se recomendaron las siguientes obras en el STN, las cuales están asociadas a necesidades de cada STR:

- Ejecución de la subestación Nueva Esperanza con transformación de 450 MVA 500/230kV, ubicada en el sur de la ciudad de Bogotá y construcción de una línea a 500 kV entre la subestación existente Bacatá y Nueva Esperanza, requeridas en operación en noviembre de 2010.
- Construcción de una línea a 230 KV entre la subestación existente Guavio y Nueva Esperanza, requerida en operación en noviembre de 2010.
- Apertura de la línea Bolívar - Ternera a 220 KV, para llevarla a una nueva subestación llamada Bosque, configurando el corredor Bolívar – Bosque – Ternera a 220 KV, incluyendo un tramo subterráneo. Estas obras corresponden al área de la ciudad de Cartagena de Indias. La entrada en operación se requiere en noviembre de 2009.

Las anteriores obras son de carácter obligatorio para el sistema y deben ser ejecutadas a través de mecanismos de convocatoria pública buscando garantizar el principio de competencia.

Las obras recomendadas para el STN presentan beneficios a los usuarios y al SIN en general dados por aumento en confiabilidad, reducción o eliminación de restricciones, incremento de transferencias entre áreas, optimización de la infraestructura existente y expansión hacia otros países.

En la citada versión del Plan de Expansión se dedicó un capítulo a recomendaciones de tipo normativo y otras en relación con la transmisión de energía eléctrica.

También se han venido analizando solicitudes de conexión al STN, solicitudes de conexión de centrales de generación al SIN y solicitudes de modificación de la red de nivel de tensión 4. Estas actividades obedecen a lo establecido en la normatividad de la CREG para modificación de cargos, para conexión de plantas y a los requisitos para participar en las subastas de energía en firme, asociadas al cargo por confiabilidad. Esta información es insumo para la elaboración del Plan de Transmisión.

De otra parte se ha venido adelantando el proceso de contratación de una consultoría para diagnosticar el estado de las subestaciones del STN, con el fin de determinar las subestaciones estratégicas, los equipos en situación crítica y las recomendaciones técnicas y normativas necesarias para cumplir o mejorar los índices de confiabilidad, seguridad y flexibilidad.

5.1 CONVOCATORIAS – OBRAS STN – QUE ENTRARON EN OPERACIÓN RECIENTEMENTE

UPME-01-2005. En operación desde el 5 de diciembre de 2007. El proyecto comprende una 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 (Compensaciones y subestaciones). La EEB fue seleccionada como inversionista a través de un proceso de Convocatoria Pública para la ejecución del diseño, adquisición de suministros y construcción, además de la operación y mantenimiento del proyecto. Este proyecto permite aumentar la capacidad de transferencias hacia Ecuador, eliminar restricciones en el área y aumentar la cobertura.

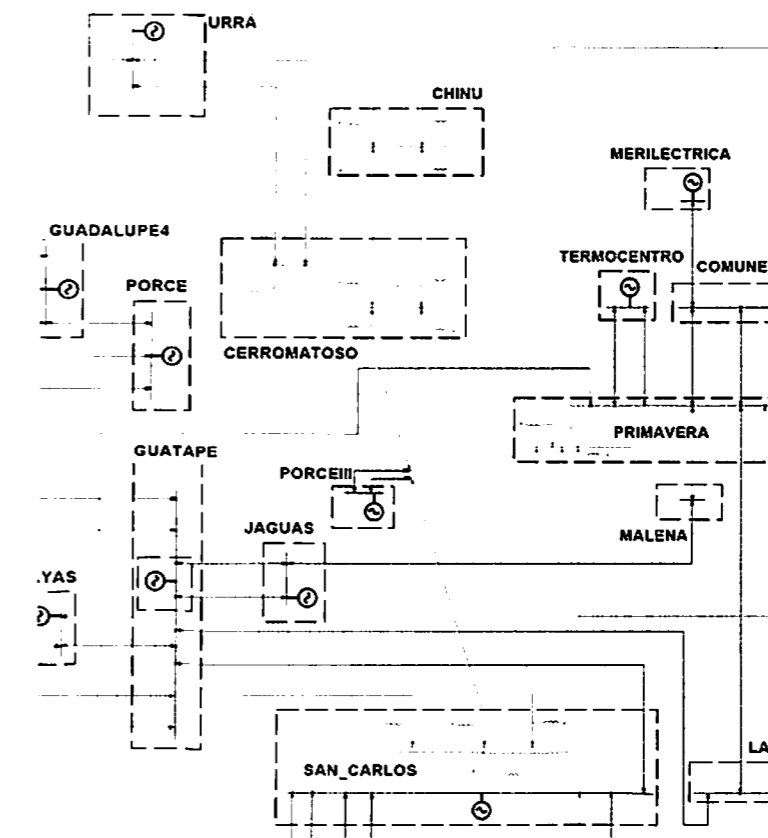
GRÁFICA 9. PROYECTO BETANIA - ALTAMIRA - MOCOA - JAMONDINO FRONTERA CON ECUADOR



5.2 CONVOCATORIAS – OBRAS STN – EN CURSO

UPME-01-2007. En curso el proceso de selección del Interventor y el Inversionista. El proyecto comprende una nueva subestación a nivel de 500 kV y aproximadamente 44 km de red para interceptar la línea existente a 500 kV entre San Carlos y Cerromatoso. Este proyecto permite la conexión y la evacuación de la generación de la Central Hidroeléctrica Porce III - 600 MW.

GRÁFICA 10. PROYECTO PORCE III A 500 KV



5.3 FUTURAS CONVOCATORIAS

Las dos próximas convocatorias obedecen a las obras en el STN recomendadas en el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2008 - 2022 para las áreas Bogotá (Subestación Nueva Esperanza 500-230 kV y obras asociadas) y Cartagena (Subestación Bosque 230 kV y obras asociadas en 230 kV).

Se espera que entre los meses de julio y agosto de 2008 se lleve a cabo la apertura a las citadas convocatorias, habiendo finalizado los trabajos de la consultoría para el apoyo en el establecimiento de aspectos técnicos de detalle como corredores de líneas y ubicación de la subestación Nueva Esperanza y el apoyo en la estructuración de los documentos de selección, para la elección del Inversionista e Interventor de las correspondientes convocatorias.

6. ELECTRIFICADORAS REGIONALES: CADA VEZ MAYOR SOLIDEZ

Continuando con la política de gestión empresarial desarrollada en los últimos años en el 2007, el Ministerio de Minas y Energía siguió con el fortalecimiento financiero técnico y comercial de las electrificadoras que atienden los departamentos del interior del país y cuyas acciones son mayoritariamente de propiedad de la Nación.

En este orden de ideas, las utilidades netas de las empresas regionales, superaron los \$168.000 millones, cifra histórica para el grupo empresarial. Igualmente, la utilidad operacional siguió creciendo a un ritmo muy importante, logrando en 2007 una cifra agregada de \$185.896 millones, también la mayor en la historia de las electrificadoras.

Las acciones más importantes que han permitido lograr estos resultados son las siguientes:

- Consolidación de los Planes Estratégicos Empresariales.
- Aplicación del Código de Buen Gobierno, garantizando transparencia y competitividad en la administración empresarial.
- Profundización de los planes de Reducción de Pérdidas. Las empresas que no habían logrado consolidar planes integrales lo hicieron en el 2007.
- Racionalización del gasto, lo cual se ha traducido en un mayor EBITDA en todas las empresas.
- Se continuó con la ejecución de importantes inversiones en redes, centros de control y subestaciones que han mejorado la calidad en la prestación del servicio y ampliado la cobertura en zonas rurales apartadas.
- Adopción de sistemas modernos de manejo del sistema de distribución, que permiten optimizar los mantenimientos preventivos y curativos de la infraestructura eléctrica.
- Mejoras en los sistemas de información comercial, lo cual ha redundado en una atención más oportuna a los usuarios.

6.1 RESULTADOS

En términos estructurales, la principal acción desarrollada por el Ministerio en el 2007 fue la creación de la empresa EDAS en San Andrés, la cual fue capitalizada con activos de distribución de la anterior empresa y hoy administra el contrato de Operación y Gestión Integral del parque de Generación y del sistema de Distribución que ejecuta la empresa SOPESA. Esta decisión es el principio de la solución estructural a la prestación del servicio en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

Por otra parte, en 2007 se dio inicio al proceso de venta de acciones en cinco empresas regionales (Meta, Cundinamarca, Boyacá, Santander y Norte de Santander), el cual se desarrolló en la fase de venta de acciones al sector solidario y terminó sin haber realizado totalmente la segunda fase, en razón a las Acciones Populares que se interpusieron contra el proceso.

Las cifras reflejan claramente el esfuerzo realizado en términos de gestión en el último año.

TABLA 9. UTILIDAD NETA

	UTILIDAD NETA				
	2003	2004	2005	2006	2007
CEDENAR	486,5	3960,0	3342,2	5310,6	8316,4
CENS	369,0	797,0	9504,0	9684,0	15228,0
DISPAC	-3573,0	-5260,8	-7516,3	-4368,7	-3291,1
EBSA	-134463,20	-100416,0	71018,0	47348,0	54487
EEC	2788,0	-2628,0	2595,0	11323,0	14231,0
ELECTROCAQUETÁ	272,0	2145,0	2126,0	3269,0	3423,0
ELECTROHUILA	1082,8	8906,5	7994,9	13130,9	23869,7
EMSA	576,5	3428,2	9197,7	9378,3	20629,7
ESSA	305,2	2387,3	5195,2	10684,7	31686,4
TOTAL GRUPO	-132156,2	-86680,9	103456,7	105759,9	168580,1

TABLA 10. UTILIDAD OPERACIONAL

	UTILIDAD OPERACIONAL				
	2003	2004	2005	2006	2007
CEDENAR	-6085,2	4196,0	7829,9	6671,8	8650,5
CENS	3136,0	4848,0	13966,0	22463,0	30616,0
DISPAC	-3573,0	-5260,8	-7516,3	-4368,7	-3291,1
EBSA	-77545,6	-33973,4	-38900,8	49216,4	53428
EEC	-6582,0	1014,0	1882,0	15697,0	14793,0
ELECTROCAQUETÁ	-561,0	3546,0	3387,0	4253,0	4256,0
ELECTROHUILA	-524,1	15635,4	18393,6	19073,2	26967,1
EMSA	-659,0	4655,5	10545,6	11776,4	20918,2
ESSA	11435,6	24396,2	15149,5	13025,2	29558,8
TOTAL GRUPO	-80958,3	19056,9	24736,5	137807,3	185896,6

Tanto en términos de utilidad neta como de utilidad operacional, todas las empresas mejoraron sustancialmente los resultados con respecto al último año, mostrando una solidez financiera importante en todas ellas. El caso de Dispac es especial dadas las condiciones del mercado de Chocó y las condiciones en que inició operaciones esta empresa. Sin embargo, también muestra una franca y sostenida recuperación en el período. Igual situación se refleja en el indicador EBITDA.

TABLA 11. INDICADOR EBITDA

	EBITDA				
	2003	2004	2005	2006	2007
CEDENAR	1071,5	11293,0	13086,3	13106,0	17725,1
CENS	18938,0	19664,0	38825,0	34858,0	48785,0
DISPAC	5873,6	8854,2	10101,0	13041,5	14405,4
EBSA	-59260,0	-33973,0	-17216,0	63607,0	70402,0
EEC	7501,0	16205,0	20763,0	25071,0	20094,0
ELECTROCAQUETÁ	1116,0	5391,0	3919,0	5749,0	6237,0
ELECTROHUILA	12205,4	26449,0	32063,5	29502,4	35059,4
EMSA	5156,4	9915,8	15850,4	18519,5	26896,8
ESSA	37642,7	49356,9	45403,3	42160,7	60000,7
TOTAL GRUPO	30244,5	113155,9	162795,5	245615,0	299605,3

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

En cuanto a las pérdidas comerciales, los planes de pérdidas siguen mostrando resultados, aunque dados los niveles alcanzados la dificultad en disminuir las pérdidas se vuelve mayor y más costosa. Sin embargo, en todos los casos se logró reducción de las pérdidas, llegando a un promedio del grupo de 22,79%.

TABLA 12. PÉRDIDAS COMERCIALES

	PÉRDIDAS COMERCIALES				
	2003	2004	2005	2006	2007
CEDENAR	43,57%	39,64%	37,11%	36,23%	34,42%
CENS	29,50%	26,78%	23,28%	19,56%	16,82%
DISPAC	39,26%	32,83%	31,76%	26,78%	22,75%
EBSA	28,05%	26,89%	25,80%	23,64%	20,78%
EEC	29,12%	29,95%	29,26%	28,51%	27,01%
ELECTROCAQUETÁ	31,02%	28,65%	26,63%	19,23%	17,97%
ELECTROHUILA	31,51%	26,18%	22,47%	21,07%	19,98%
EMSA	31,59%	26,76%	25,93%	23,70%	22,93%
ESSA	26,91%	25,24%	23,28%	21,37%	22,46%
PROMEDIO GRUPO	32,28%	29,21%	27,28%	24,45%	22,79%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Otro indicador que muestra el esfuerzo en mejorar la eficiencia de las empresas es el número de usuarios por trabajador, el cual, en términos generales se ha incrementado, pasando en el año 2003 de 623 a 681.

TABLA 13. USUARIO POR TRABAJADOR

	USUARIO POR TRABAJADOR				
	2003	2004	2005	2006	2007
CEDENAR	449	493	508	524	551
CENS	785	942	949	946	974
EBSA	490	495	616	643	616
EEC	427	488	547	519	520
ELECTROCAQUETÁ	992	643	691	764	783
ELECTROHUILA	582	621	647	677	704
EMSA	684	741	745	798	840
ESSA	573	450	404	470	462
PROMEDIO GRUPO	623	609	638	668	681

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

6.2 LOS RETOS A FUTURO

Como en cualquier proceso de mejora empresarial, si bien es cierto que se han logrado importantes metas, también lo es que aún se puede mejorar en muchos aspectos, especialmente en términos de pérdidas, racionalización del gasto y mejoras en la calidad del servicio.

Dentro de este contexto, el Gobierno Nacional espera durante el presente año:

- Volver a iniciar el proceso de venta de las acciones que posee la Nación en las Electrificadoras de Cundinamarca, Meta, Boyacá, Santander y Norte de Santander.
- Iniciar el proceso de venta de las acciones en las Electrificadoras de Huila, Caquetá y Nariño.
- Definir el esquema de gestión y suministro de energía de largo plazo en San Andrés y Providencia.
- Adecuar los Planes de Pérdidas a lo establecido por la regulación, en cuanto a las metas y senda de reducción para los próximos cinco años.
- Definir los cargos de distribución tomando en cuenta criterios económicos y empresariales según la metodología que para el efecto defina la CREG.
- El Gobierno está proyectando para este año, la venta de las acciones que tiene en las empresas generadoras Urrá- Gecelca. El producido de esta venta se destinará a la financiación de la construcción de la "Autopista Las Américas" en la Costa Atlántica.

7. FONDOS DE FINANCIACIÓN

7.1 FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS- FSSRI

7.1.1 INFORMACIÓN BÁSICA

El Gobierno Nacional mediante las Leyes 142 de 1994 y 286 de 1996 creó el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, FSSRI, del Ministerio de Minas y Energía, como un fondo 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.

7.1.2 INFORMACION 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 observa un comportamiento similar, aunque en menor escala; el acumulado, más los aportes de los excedentes generados por la contribución de solidaridad recaudada por las empresas superavitarias, no han sido suficientes para cubrir los faltantes de las empresas deficitarias, por lo que se ha requerido de los recursos del Presupuesto Nacional.

En el 2007, el Gobierno Nacional en cumplimiento de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y la Ley 1117 de 2006 entregó \$304.646 millones a través del Presupuesto General de la Nación y se redistribuyeron \$165.757 millones, de recursos de excedentes de contribuciones del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, 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 2.416.755, los del estrato 2 fueron 3.770.819 y del estrato 3 fueron 2.230.871, para un total de 8.418.445 usuarios beneficiarios.

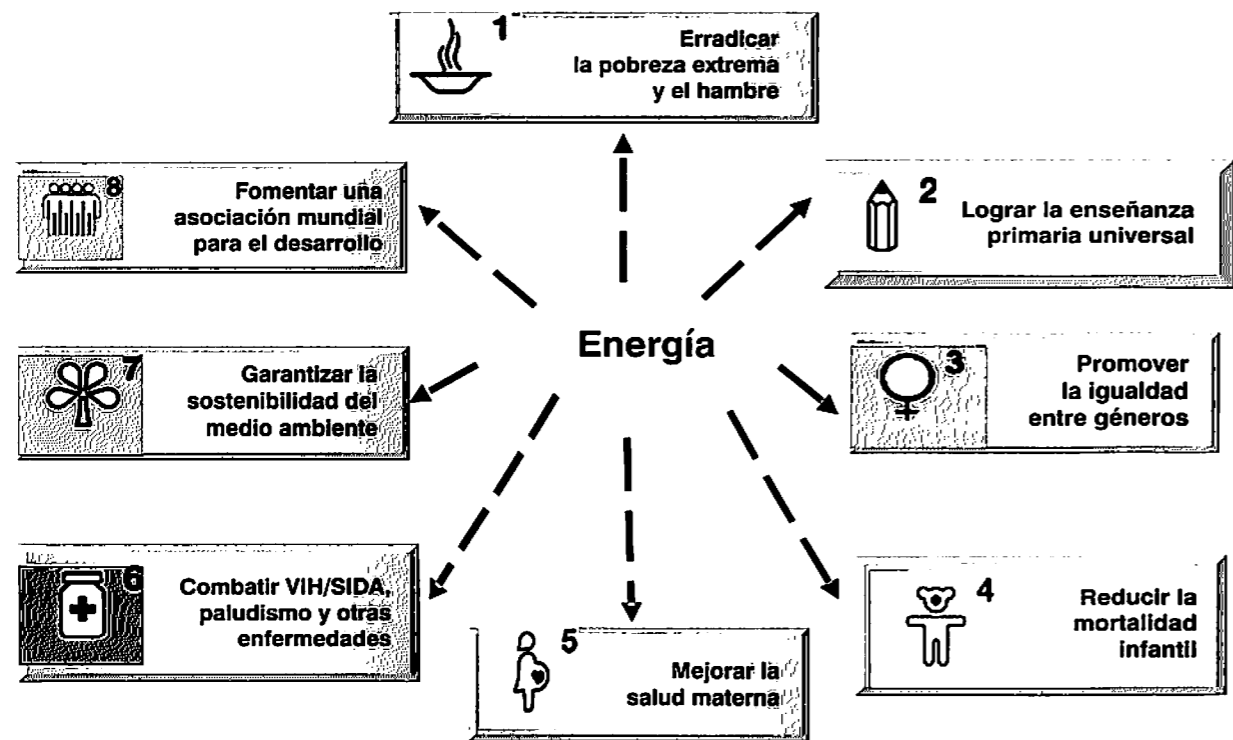
En cuanto al servicio de gas combustible por red física de tubería para cubrir el déficit en subsidios, se distribuyeron \$75.691 millones a través del Presupuesto General de la Nación y se redistribuyó el total por valor de \$ 15.000 millones, con recursos de excedentes de contribución del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos a 687.573 usuarios de estrato 1 y 1.585.880 del estrato 2.

7.1.3 PERSPECTIVAS

De conformidad con lo dispuesto en la Ley 1117 de 2006 (Régimen de subsidios) para la vigencia 2008, se tiene presupuestado ejecutar recursos por valor de \$61.909 millones (\$16.000 millones para sector eléctrico y \$51.910 millones para el sector gas) con el fin de otorgar subsidios para los usuarios de los estratos 1 y 2 hasta unos toques máximos del 60% y 50% respectivamente (se incluye el estrato 3 con el 15% en el servicio de energía eléctrica). Para los siguientes años se tienen previstas las solicitudes de asignación para dar cumplimiento a lo dispuesto en dicha normatividad dentro el marco de gasto de mediano plazo.

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

Los Objetivos de Desarrollo del Milenio suscritos en septiembre de 2002 por 189 países que se declararon empeñados en lograr el crecimiento económico sostenible, incluyendo a Colombia, requieren como fuente fundamental la energía eléctrica segura y confiable, por lo tanto el Gobierno Nacional ha apostado con los Fondos de Apoyo Financiero como son, FAER, FAZNI y PRONE, avanzar en la solución de las problemáticas que se tienen en algunas zonas marginadas, tales como las zonas rurales interconectadas, las zonas no interconectadas y los barrios subnormales.



Fuente: Presentación del PNUD.

En la actualidad, las empresas distribuidoras de energía eléctrica realizan una gestión de prestación del servicio que en principio tiene que ver con la racionalidad empresarial que les es propia, orientada a la eficiencia en costos y calidad, bajo el principio de la remuneración de su actividad en forma razonable.

Por su parte, corresponde al Estado intervenir para garantizar el principio de acceso al servicio por parte de toda la población. De acuerdo con la Ley 142 de 1994, son fines de la intervención del Estado en los servicios públicos los siguientes (art. 2º, ley 142 de 1994):

“2.2. Ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios.”

....
 “2.8. Mecanismos que garanticen a los usuarios el acceso a los servicios y su participación en la gestión y fiscalización de su prestación.”

Ante esta situación el Gobierno Nacional, consciente de la necesidad que se tiene en todo el territorio nacional, y mediante los Decretos 387 y 388 de 2007 y la normativa complementaria, busca lograr la universalización del servicio de suministro de energía eléctrica, donde los operadores de red serán los principales gestores para llevar a cabo los proyectos de expansión eléctrica, con el fin de identificar los planes, programas o proyectos que sean viables técnica y financieramente, así como aquellos que requieren de los recursos de los Fondos de Apoyo Financiero a cargo del Ministerio de Minas y Energía.

TABLA 14. METAS DE COBERTURA 2010-2019

ZONA	SITUACIÓN ACTUAL	META AL 2010	META AL 2019
SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS INTERCONECTADAS	88,89%	94,93%	99,37%
SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS	34,00%	45,55%	75,49%

En lo que se refiere a los proyectos de electrificación rural entre mayo de 2007 y mayo de 2008, se logró la aprobación de 46 planes, programas o proyectos cuya asignación asciende a más de \$72.754 millones (Tabla No. 15), comprometiendo recursos de las vigencias 2007, 2008 y 2009. Por otra parte, aprobaron recursos adicionales por \$3.575 millones para algunos planes, programas o proyectos que se encontraban en ejecución, debido a obras que requerían ampliaciones y al ajuste en los costos de los materiales, y teniendo en cuenta que le corresponde al Ministerio de Minas y Energía lograr la ejecución del 100% de las obras, buscando así que éstas sean funcionales y permitan solucionar la problemática de las familias que carecen del suministro de energía eléctrica.

TABLA 15. RESUMEN DE RECURSOS APROBADOS PARA PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL ENTRE MAYO DE 2007 Y MAYO DE 2008

DEPARTAMENTO SOLICITANTE	2007	2008	2009	Total general 2007 - 2009
ANTIOQUIA	\$ 2.822.958.988	\$ 3.253.394.971	\$ 604.903.383	\$ 6.681.257.342
ARAUCA	\$ 152.730.214	\$ 253.704.675	\$ 608.383.810	\$ 1.014.818.699
BOLÍVAR	\$ 150.553.530			\$ 150.553.530
BOYACÁ	\$ 3.752.092.126	\$ 3.730.103.805	\$ 3.973.459.724	\$ 11.455.655.655
CAUCA	\$ 3.791.653.092	\$ 2.287.633.911	\$ 3.433.370.891	\$ 9.512.657.894
CESAR	\$ 113.100.529			\$ 113.100.529
CÓRDOBA	\$ 438.488.476	\$ 836.492.189	\$ 2.005.908.268	\$ 3.280.888.933
CUNDINAMARCA	\$ 1.471.765.760	\$ 1.296.723.579		\$ 2.768.489.339
HUILA	\$ 172.000.000			\$ 172.000.000
MAGDALENA	\$ 86.519.594			\$ 86.519.594
NARIÑO	\$ 1.330.007.506	\$ 803.398.837	\$ 609.747.434	\$ 2.743.153.777
NORTE DE SANTANDER	\$ 3.721.330.232	\$ 4.874.065.955	\$ 11.688.010.158	\$ 20.283.406.345
PUTUMAYO	\$ 340.871.377	\$ 875.448.439	\$ 840.653.195	\$ 2.056.973.011
SANTANDER	\$ 2.045.267.589	\$ 671.199.284		\$ 2.716.466.873
TOLIMA	\$ 2.315.572.062	\$ 2.376.572.431	\$ 4.376.523.689	\$ 9.068.668.182
VALLE	\$ 184.293.905	\$ 1.040.250.317		\$ 1.224.544.222
CAQUETÁ	\$ 1.500.602.000	\$ 1.500.602.000		\$ 3.001.204.000
Total general	\$ 24.389.806.980	\$ 23.799.590.393	\$ 28.140.960.552	\$ 76.330.357.925

Fuente: Dirección de Energía - Ministerio de Minas y Energía.

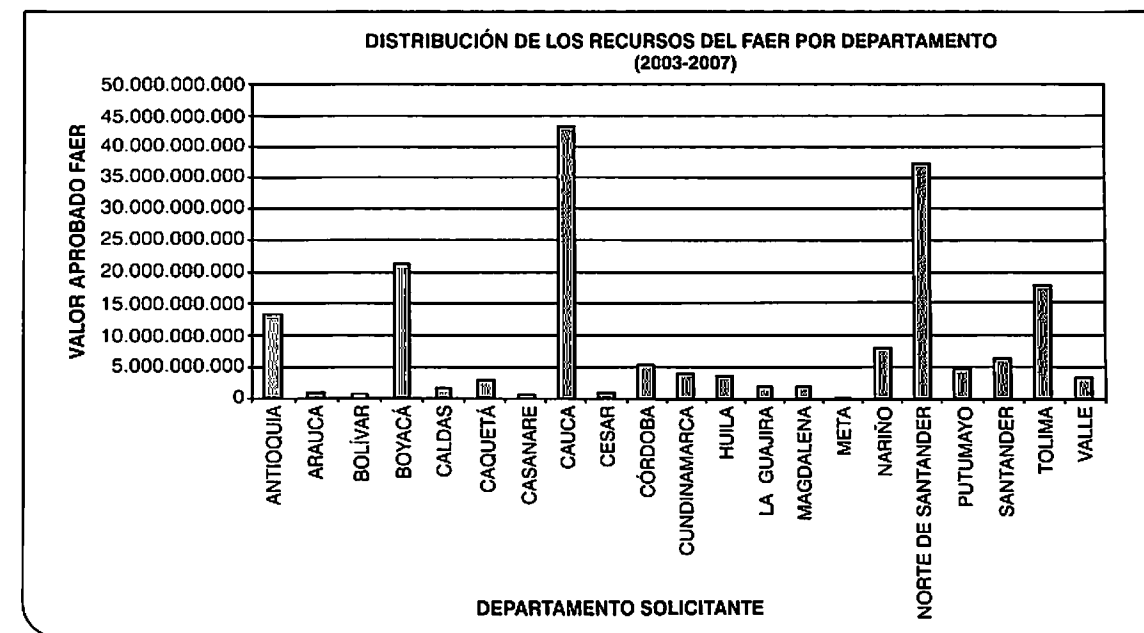
**TABLA 16. ASIGNACIONES FAER
2003 - 2007**

DEPARTAMENTO SOLICITANTE	ASIGNACIÓN FAER	USUARIOS POTENCIALES	DEPARTAMENTO SOLICITANTE	ASIGNACIÓN FAER	USUARIOS POTENCIALES
VIGENCIA 2003					
BOYACÁ (Municipios de Paipa, Pajarito, Pesca, Jené 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
BOLIVAR (Municipio de San Martín de Loba)	\$ 625.693.000	139	HUILA (Municipios de Baraya, Aipe, Pitalito, El Agrado y Timana)	\$ 396.946.479	106
BOYACÁ (Municipios de Campo hermoso, Guayatá y San Luis de Gaceno)	\$ 781.462.607	179	NARIÑO (Municipios de Buesaco, El Rosano, Ipiates, La Llanada, Policarpa, Samaniego, San Bernardo, San Lorenzo y Santacruz)	\$ 3.718.733.188	1113
CASANARE (Municipio de Nunchia)	\$ 654.766.000	223	NORTE DE SANTANDER (Municipios de Cachira y Pamplonita)	\$ 813.782.000	194
CAUCA (Municipios de Almaguer, Boívar, Cajibío, Caldono, Corinto, Florencia, Inzá, Jambaló, La Vega, Mercaderes, Miranda, Páez, Patía, Piendamó, Puracé, Rosas, San Sebastián, Santander de Quilichao, Silvia, Setará, Sucre, Timbío y Totero)	\$ 12.462.288.700	3050	PUTUMAYO (Municipios de Puerto Caicedo, Puerto Guzmán y San Miguel)	\$ 2.572.501.905	1016
CESAR (Municipio de Tamalameque)	\$ 297.433.000	110	SANTANDER (Municipios de El Peñón, Ocamonte y San Juanin)	\$ 759.113.386	242
CÓRDOBA (Municipios de Lorica 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, Guamo y Andes)	\$ 3.938.228.293	1144	MAGDALENA (Municipio de El Banco)	\$ 1.087.657.337	279
LA GUAJIRA (Municipio de Uramita)	\$ 1.996.333.855	350	META (Municipio de Granada)	\$ 207.536.000	34
BOYACÁ (Municipios de Coper, Mongua, Otanche, Pesca, Pauna, Guacán y Sibatobate)	\$ 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
CAUCA (Municipios de Caldono, Cajibío, Inzá, Mercaderes, Piendamó, Puracé, Rosas, San Sebastián, Santander de Quilichao, Sotará y Totero)	\$ 7.104.247.988	1585	SANTANDER (Municipios de Albania, Encino, Gambita, Mogotes y Páramo)	\$ 2.148.167.652	454
CUNDINAMARCA (Municipio de La Vega)	\$ 240.365.013	104	TOLIMA (Municipios de Chaparral, Coyaima, Lenda, Planadas, Rioblanco, Roncesvalles, Saldaña, San Luis, Anzoategui y Cunday)	\$ 6.701.380.732	1391
HUILA (Municipios de Isnos, Pital, Nataga, Guadalupe y Acevedo)	\$ 927.491.760	290	VALLE DEL CAUCA (Municipios de Dagua, Ginebra, La Cumbre, Guacarí, Florida y Versalles)	\$ 1.983.330.351	511
TOTAL GENERAL 2005				\$ 34.637.585.383	8353
VIGENCIA 2006					
HUILA (Municipios de Saladoblanco, San Agustín, La Argentina, Gigante, Neiva, Pitalito, Iquirá, La Plata, Santa María y Tarqui)	\$ 2.250.580.268	641	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 Argelia)	\$ 13.439.931.579	2688
CESAR (Municipios de Chirichagua y Río de Oro)	\$ 1.019.671.615	176	MAGDALENA (Municipio de Priviarty)	\$ 829.056.000	127
NARIÑO (Municipios de Barbacoas y Policarpa)	\$ 1.295.368.953	375	NORTE DE SANTANDER (Municipios de Abrego, Hacari, El Carmen, Ocaña, Chachira, La Esperanza, Convención, Sardinata, El Tarra, La Playa, San Calixto, Villacaro, Teorama y Cucutilla)	\$ 14.774.592.490	2293
SANTANDER (Municipio de Floran)	\$ 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				\$ 25.507.996.851	7287
VIGENCIA 2007					
ANTIOQUIA (Municipios de Cáceres, San Vicente de Ferrer, Yali, Uramita, Liborina, Cisneros y Remedios)	\$ 6.681.257.342	1571	BOYACÁ (Municipio de Buenavista, Campo hermoso, Caldas, Manpi, Muzo, Paipa, San Pablo de Borbur, Tasco y Umbita)	\$ 11.455.655.655	2096
CAQUETÁ (Municipio de San Vicente del Caguán)	\$ 3.001.204.000	346	CAUCA (Municipio de Silvia, La Sierra, Sotará y Puracé)	\$ 15.973.564.487	1670
CESAR (Municipios de Chirichagua y Tamalameque - 2006)	\$ 113.100.529	-	CÓRDOBA (Municipio de Pueblo Nuevo)	\$ 3.280.888.933	400
CUNDINAMARCA (Municipio de El Peñón)	\$ 2.768.489.339	386	NORTE DE SANTANDER (Municipios de Abrego, Hacari, El Carmen, Ocaña, Chachira, La Esperanza, Convención, El Tarra, La Playa, San Calixto, Villacaro, Teorama y Río de Oro)	\$ 27.932.952.196	2723
HUILA (Municipios de Salado blanco, San Agustín - 2006)	\$ 172.000.000	-	MAGDALENA (Municipio de Priviarty y 2006)	\$ 86.519.594	-
NARIÑO (Municipios de Cumbal, Colón, Génova, Ricaurte)	\$ 2.743.153.777	437	PUTUMAYO (Municipios de Orito y Puerto Guzmán)	\$ 2.056.973.011	434
SANTANDER (Municipios de Aguada, Capitanejo, Piedecuesta, Puente Nacional, Guadalupe y San José de Miranda)	\$ 2.716.466.873	491	TOLIMA (Municipios de Planadas, Rovira y Roncesvalles)	\$ 9.068.668.182	1314
BOLIVAR (Municipio de San Martín de Loba - 2004)	\$ 150.553.530	-	ARAUCA (Municipio de Fortul)	\$ 1.014.818.699	161
VALLE DEL CAUCA (Municipios de Dagua y Bugtagrande)	\$ 1.224.544.222	211	SUBTOTAL 2007	\$ 90.440.810.369	12240
TOTAL GENERAL VIGENCIAS 2003 AL 2007				\$ 180.792.487.868	36225

Notas: 1) En los proyectos aprobados por el Comité de Administración en el año 2006 se contempla el trámite de vigencia futura 2007 por \$14.110.452.444
2) En los proyectos aprobados por el Comité de Administración en el año 2007 se contempla el trámite de vigencia futura 2008 por \$23.799.590.393 y de 2009 por \$28.140.960.552

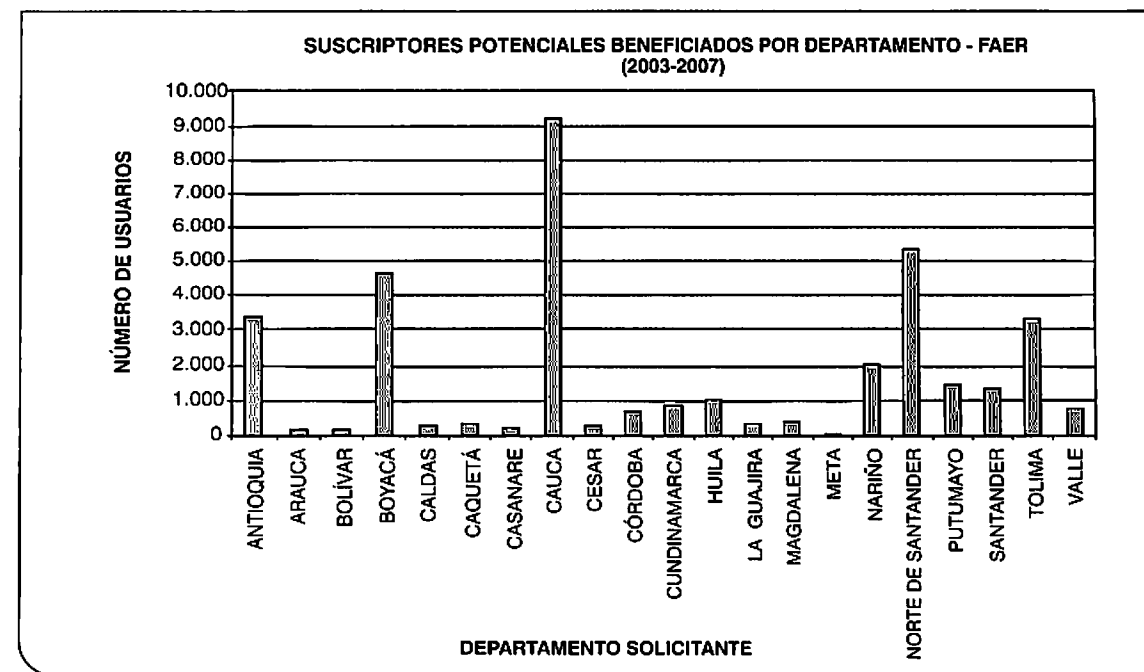
Fuente: Dirección de Energía - Ministerio de Minas y Energía.

**GRÁFICA 12. DISTRIBUCIÓN DE LOS RECURSOS DEL FAER POR DEPARTAMENTO
(2003-2007)**



Fuente: Dirección de Energía - Ministerio de Minas y Energía.

**GRÁFICA 13. SUSCRIPTORES POTENCIALES BENEFICIADOS POR DEPARTAMENTO - FAER
(2003-2007)**



Fuente: Dirección de Energía - Ministerio de Minas y Energía.

7.3 PROGRAMA DE NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS - PRONE

En lo que se refiere a los proyectos de normalización de redes eléctricas entre mayo de 2007 y mayo de 2008, se logró la aprobación de 53 planes, programas o proyectos cuya asignación asciende a más de \$41.134 millones (Tabla 17), comprometiendo recursos de las vigencias 2007, 2008 y 2009. De igual manera, se llevó a cabo la aprobación de adición de recursos por \$185,6 millones para algunos planes, programas o proyectos que se encontraban en ejecución, debido a obras que requerían ampliaciones y al ajuste en los costos de los

materiales, y teniendo en cuenta que le corresponde al Ministerio de Minas y Energía lograr la ejecución del 100% de las obras.

TABLA 17. DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS PRONE VIGENCIAS 2007-2009

DEPARTAMENTO SOLICITANTE	2007	2008	2009	Total general 2007 - 2009
ATLÁNTICO	\$ 2.730.575.317	\$ 6.448.900.986	\$ 7.035.756.851	\$ 16.215.233.154
BOLÍVAR	\$ 1.229.381.644	\$ 4.218.303.574	\$ 1.690.400.928	\$ 7.138.086.146
CESAR	\$ 82.399.942			\$ 82.399.942
CÓRDOBA	\$ 908.738.075	\$ 3.304.918.139	\$ 1.227.889.155	\$ 5.441.545.369
GUAJIRA	\$ 97.091.690	\$ 484.295.675		\$ 581.387.365
MAGDALENA	\$ 475.498.071	\$ 1.362.692.804	\$ 853.336.421	\$ 2.691.527.296
SANTANDER	\$ 919.119.129	\$ 2.415.084.112	\$ 2.169.504.120	\$ 5.503.707.361
SUCRE	\$ 162.470.346	\$ 810.405.979		\$ 972.876.325
TOLIMA	\$ 449.701.890	\$ 2.243.123.800		\$ 2.692.825.690
Total general	\$ 7.054.976.104	\$ 21.287.725.069	\$ 12.976.887.475	\$ 41.319.588.648

Fuente: Dirección de Energía - Ministerio de Minas y Energía.

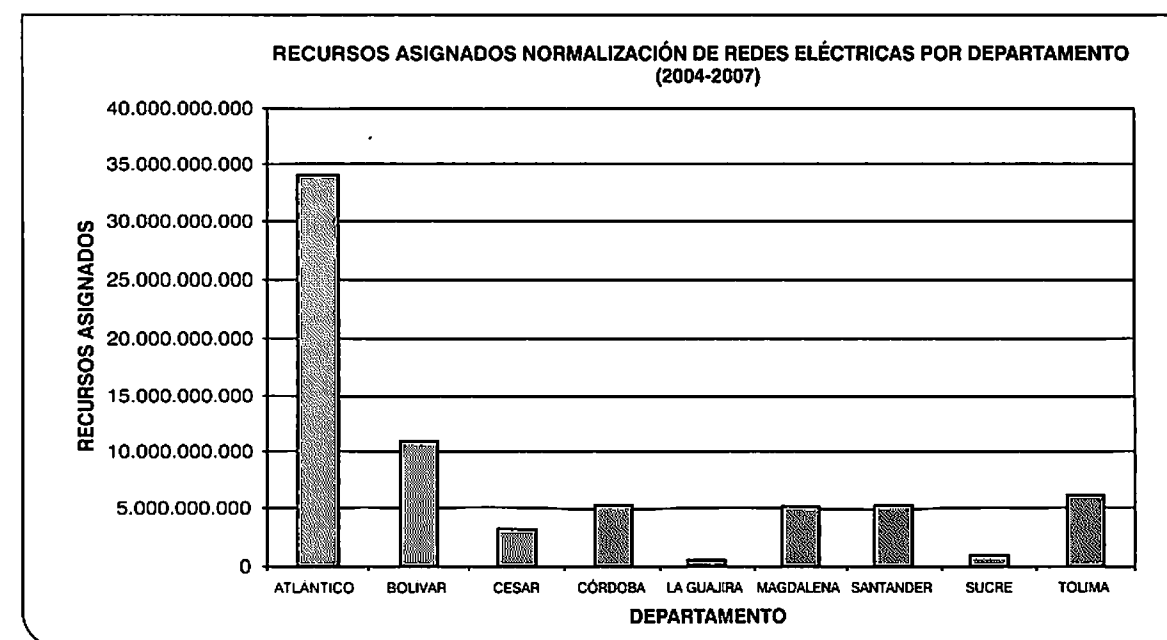
TABLA 18. ASIGNACIONES PRONE 2004- 2007

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, Líbano, 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	2692
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	5565
VIGENCIA 2007		
ATLÁNTICO (Municipios de Barranquilla, Galapa, Malambo, Puerto Colombia, Soledad y Usiacuri)	\$ 16.188.064.632	15231
BOLÍVAR (Municipios de Arjona, Magangué, Mahates, María La Baja, Mompos, San Juan de Nepomuceno, San Pablo, Santa Catalina, Soplaviento, Talaiga Nuevo)	\$ 7.093.282.716	6189
CÓRDOBA (Municipio de Montería)	\$ 5.441.545.369	4429
LA GUAJIRA (Municipio de Riohacha)	\$ 581.387.365	519
MAGDALENA (Municipios de Ciénaga y Santa Marta)	\$ 2.660.299.190	2275
SANTANDER (Municipios de Barrancabermeja, Cimitarra, Floridablanca, Lebrija, Piedecuesta y Puerto Wilches)	\$ 5.503.707.361	5107
SUCRE (Municipio de Sincelejo)	\$ 972.876.325	904
TOLIMA (Municipios de Guamo, Honda, Ibagué, Lérica, Melgar, Roncesvalles, San Antonio y Valle de San Juan)	\$ 2.692.825.690	2095
Adición de recursos de la vigencia 2007 a proyectos del 2004	\$ 185.600.000	-
TOTAL GENERAL	\$ 41.319.588.648	36749
TOTAL GENERAL VIGENCIAS 2004 - 2007	\$ 72.168.923.215	66999

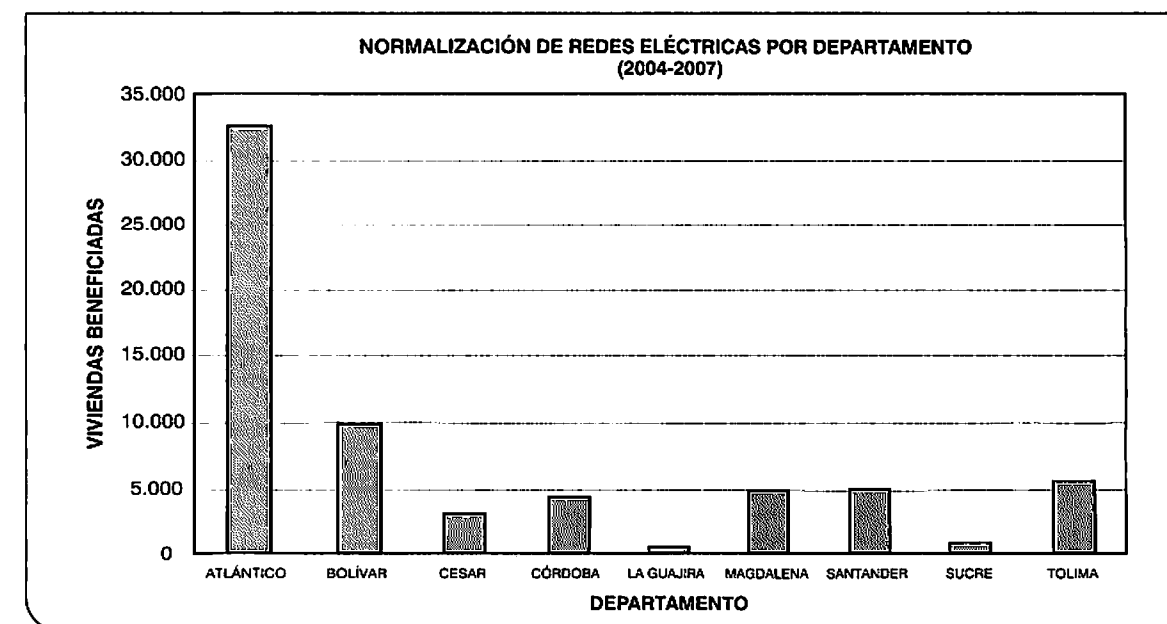
Nota: En los proyectos aprobados por el Comité de Administración en el año 2007 se contempla el trámite de vigencia futura 2008 por \$21.287.725.069 y de 2009 por \$12.976.887.475.

Fuente: Dirección de Energía - Ministerio de Minas y Energía.

GRÁFICA 14. RECURSOS ASIGNADOS NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS POR DEPARTAMENTO (2004 - 2007)



GRÁFICA 15. NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS POR DEPARTAMENTO (2004 - 2007)



7.4 FONDO DE ENERGÍA 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.

Prorrogado mediante el artículo 59 de la Ley 1151 de 2007 que contiene el Plan Nacional de Desarrollo para el periodo 2006 - 2010, se estableció que el Ministerio de Minas y Energía continuará administrando el Fondo de Energía Social como un sistema especial de cuentas, con el objeto de cubrir, a partir de 2007, hasta cuarenta y seis pesos (\$46) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo y en zonas subnormales urbanas definidas por el Gobierno Nacional. No se beneficiarán de este Fondo los usuarios no regulados.

En cumplimiento con la normatividad establecida, para el 2007 se giraron recursos para las Áreas Especiales, reportadas por los comercializadores de energía, por un valor de \$87.765.7 millones y se benefició un promedio de 2.377.038 usuarios. Durante la vigencia del fondo desde el 2004 al 2007 se han girado recursos por valor de \$438.866,2 millones así:

TABLA 19. DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS – AÑOS 2004 - 2007

Año	Área	Consumo kWh	Nº Usua Prom	Distrib Rec (Millones\$)
2004	ARMD	510.234.903	618.347	20.409,4
	BS	744.022.886	407.325	29.760,9
	ZDG	495.742.211	470.086	19.829,7
Total 2004		1.750.000.000	1.495.759	70.000,0
2005	ARMD	956.478.746	654.437	39.801,1
	BS	634.587.600	364.446	26.400,0
	ZDG	1.293.790.005	561.915	53.798,9
Total 2005		2.884.856.351	1.580.798	120.000,0
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
2007	ARMD	1.168.364.900	1.032.365	28.261,8
	BS	881.838.699	474.074	20.076,1
	ZDG	1.744.369.743	870.599	39.427,9
Total 2007		3.794.573.342	2.377.038	87.765,7
Total		12.043.344.563	1.878.927	438.866,2

Fuente: Dirección de Energía - Ministerio de Minas y Energía.

Para el 2008 se estima una distribución de recursos por \$95.000 millones de pesos, en abril de 2007 se habían distribuido y girado recursos por valor de \$81.569.4 millones y se habían beneficiado 2.260.335 usuarios.

7.5 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 del FAZNI fue prorrogado hasta diciembre de 2014, permitiendo un mayor nivel de inversiones en mejoramiento de infraestructura eléctrica existente y construcción de nueva infraestructura en Zonas No Interconectadas. Con el Decreto Reglamentario 1124 de 2008 del 11 de abril de 2008, se reconocerá el valor de la preinversión de los proyectos que sean aprobados por el Comité de Administración del CAFAZNI, dando un mayor incentivo para estructurar proyectos a los Entes Territoriales y Empresas Prestadoras del Servicio.

En lo que se refiere a los proyectos para las zonas no interconectadas entre mayo de 2007 a mayo de 2008 se logró la aprobación de 37 planes, programas o proyectos por un total de \$105.534 millones, comprometiendo recursos de las vigencias 2007, 2008 y 2009. De igual manera se llevaron a cabo la aprobación de adición recursos por \$1.875 millones, para algunos planes, programas o proyectos que se encontraban en ejecución, debido a mayores obras y ajuste en los costos de los materiales, teniendo en cuenta que le corresponde al Ministerio de Minas y Energía lograr la ejecución del 100% de las obras.

Se han beneficiado a la fecha 14 departamentos del territorio colombiano con una inversión por más \$228.000 millones.

TABLA 20. ASIGNACIÓN DE RECURSOS FAZNI VIGENCIAS 2007 - 2009

DEPARTAMENTO	2007	2008	2009	TOTAL GENERAL 2007 - 2009
AMAZONAS	\$ 1.029.704.925	\$ 5.907.807.563	\$ 4.323.107.637	\$ 11.260.620.125
ANTIOQUIA	\$ 1.446.341.185	\$ -		\$ 1.446.341.185
CAQUETÁ	\$ 3.783.425.319	\$ 1.757.250.886		\$ 5.540.676.205
CASANARE	\$ 459.588.095	\$ -		\$ 459.588.095
CAUCA	\$ 2.242.352.600	\$ -		\$ 2.242.352.600
CHOCÓ	\$ 11.833.687.530	\$ 3.801.094.548		\$ 15.634.782.077
GUAVIARE	\$ 812.007.085	\$ -		\$ 812.007.085
GUANÍA		\$ 1.336.298.148	\$ 1.336.298.148	\$ 2.672.596.296
META	\$ 7.800.520.000	\$ -		\$ 7.800.520.000
NARIÑO	\$ 15.585.243.532	\$ 5.267.485.754		\$ 20.852.729.286
PUTUMAYO	\$ 2.501.575.166	\$ 5.967.007.718		\$ 8.468.582.884
SAN ANDRÉS ISLAS	\$ 6.880.775.547	\$ 12.778.583.159		\$ 19.659.358.706
VAUPÉS	\$ 3.304.431.776	\$ 4.956.647.665		\$ 8.261.079.441
VICHADA	\$ 1.422.347.241	\$ 875.250.705		\$ 2.297.597.945
Total general	\$ 59.102.000.000	\$ 42.647.426.145		\$ 107.408.831.930

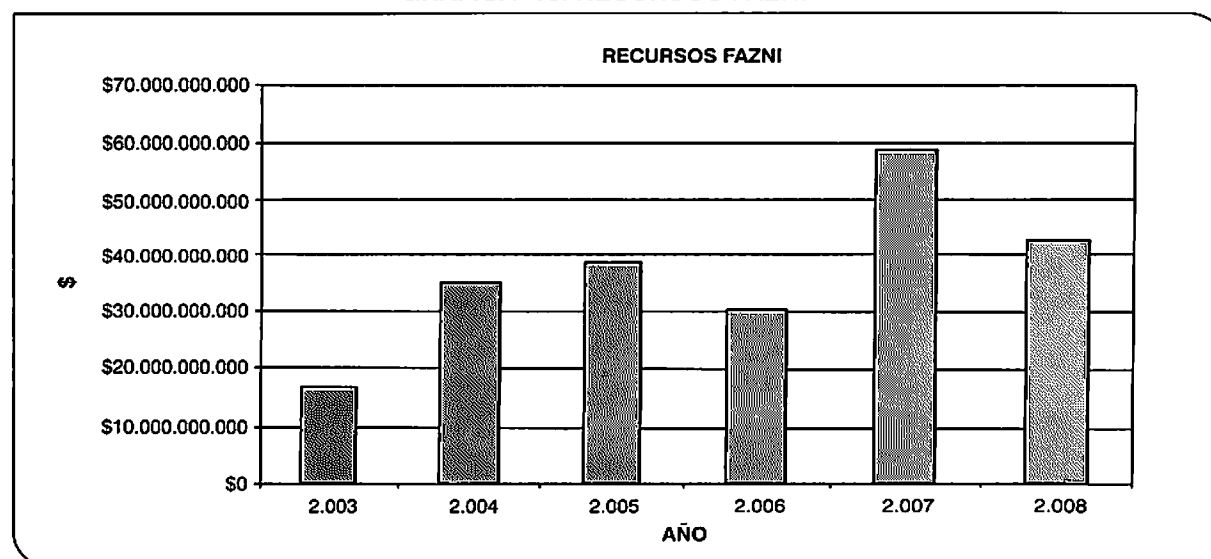
Fuente: Dirección de Energía - Ministerio de Minas y Energía.

TABLA 21. ASIGNACIÓN FAZNI 2003 - 2007

DEPARTAMENTO	Usuarios Beneficiados	TOTAL	DEPARTAMENTO	Usuarios Beneficiados	TOTAL
META (Mesetas - Urbe)	1.500	\$4.640.000.000	AMAZONAS (Leticia)	6.157	\$5.200.000.000
CHOCÓ (Caucheras - Riesucio)	1.350	\$6.918.000.000			
VIGENCIA 2003					
CAQUETA (solita)	850	\$99.926.814	VAUPES (Mitu)	1.860	\$22.548.233.769
CHOCÓ (Punta Huina)	84	\$357.950.376	CAUCA (Morales)	874	\$2.928.695.366
CAQUETÁ (Araracuara)	100	\$509.685.656	AMAZONAS (Leticia)	6.157	\$8.523.508.019
VIGENCIA 2004					
VAUPES (Mitu)	Ya incluidos	\$13.559.766.231	NARIÑO (El Charco, Iscuandé)	1.970	\$1.742.364.654
NACIONAL	20.000	\$515.503.000	AMAZONAS (Leticia)	Ya incluidos	\$2.474.625.107
CHOCÓ (Bojayá)	297	\$712.730.401	SAN ANDRÉS ISLA	4.242	\$4.560.000.000
META (Puerto Concordia, Macarena)	1.625	\$1.959.416.870	CAUCA (Morales)	Ya incluidos	\$85.271.136
GUANÍA (San Felipe)	56	\$105.000.000	CAQUETA (Cartagena del Chairá, Solita)	2.883	\$12.979.947.972
VIGENCIA 2005					
META (Macarena, Julia, Puerto Concordia)	731	\$6.432.878.642	GUANÍA (Sabanitas - Guamal)	60	\$549.056.071
NARIÑO (Iscuandé, El Charco, Mostiqueta)	1.408	\$2.049.672.398	PUTUMAYO (Puerto Leguizamo)	631	\$277.920.265
CHOCÓ (Unguía, Bojayá, Nuquí)	1.525	\$1.552.355.501	CAQUETÁ (Getachá)	1096	\$4.218.878.641
CAUCA (Piamonte, San Juan de Villalobos)	1.804	\$13.154.735.384	AMAZONAS (Leticia)	6.400	\$1.950.931.217
VIGENCIA 2006					
CAQUETÁ (Cartagena del Chairá, Remolinos Caguan, Valparaiso, Montañita)	2.962	\$ 5.540.676.205,00	VICHADA (Puerto Carreño)	1.982	\$ 2.297.597.948,50
NARIÑO (Barbacoas, Roberto Payán, Iscuandé, La Tola, Magui Francisco Pizarro, Tumaco, El Charco)	8.100	\$ 20.852.729.287,00	CHOCÓ (Bajo Baudó, Medio Baudó, Litoral San Juan)	4.469	\$ 15.634.782.077,50
CAUCA (Timbiquí)	980	\$ 2.242.352.600,00	META (Puerto Rico, Puerto Concordia)	1.207	\$ 8.000.157.036,00
CASANARE (Paz de Ariporo)	84	\$ 459.588.095,00	AMAZONAS (Leticia)	Ya incluidos	\$ 176.404.965,00
ANTIOQUIA (Vigia del Fuerte)	729	\$ 1.446.341.185,00	VAUPÉS (Mitu)	557	\$ 8.261.079.441,00
PUTUMAYO (Puerto Guzmán, Tagua, Puerto Leguizamo)	2.309	\$ 8.468.582.882,19	SAN ANDRÉS ISLAS	8.471	\$ 19.659.358.706,00
GUAVIARE (Mraflones)	912	\$ 612.370.049,00	VARIOS	23.563	\$ 2.437.999.886,00
VIGENCIA 2007					
GUANÍA (Inrinda)	2562	\$ 2.672.596.296,00	AMAZONAS (Leticia)	6666	\$ 8.646.215.274
VIGENCIA 2008-2009					
				9228	\$ 11.318.811.570,00
TOTAL GENERAL 2003-2009					
				85.650	\$ 228.015.885.423,19

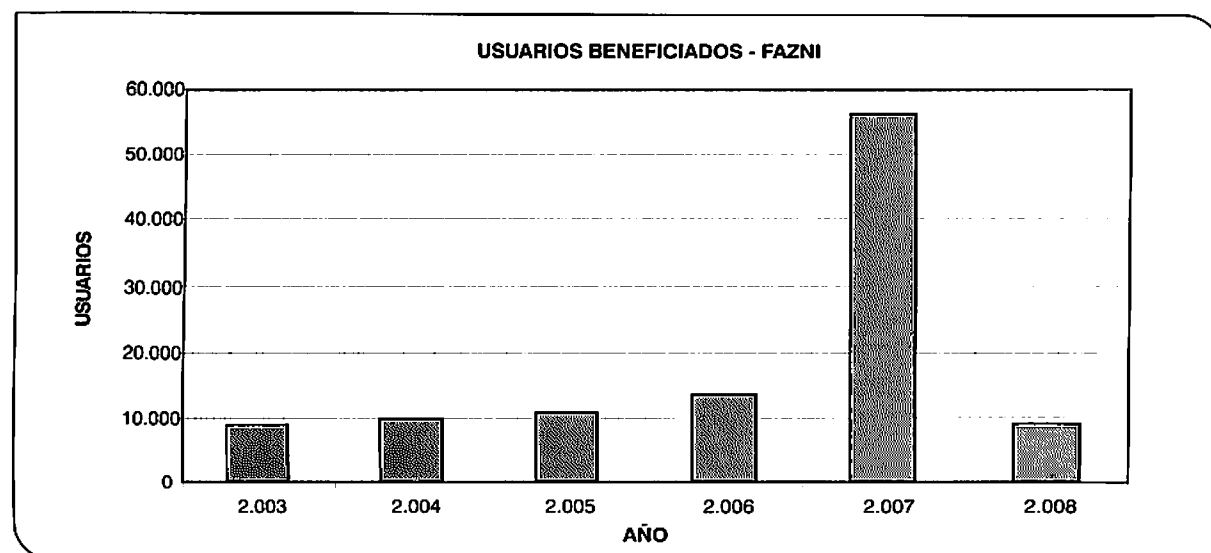
Incluye vigencias futuras 2008 y 2009.

GRÁFICA 16. RECURSOS FAZNI



Fuente: Dirección de Energía - Ministerio de Minas y Energía.

GRÁFICA 17. USUARIOS BENEFICIADOS FAZNI



Fuente: Dirección de Energía - Ministerio de Minas y Energía.

■ 8. PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGIZACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS

8.1 LOGROS ADMINISTRATIVOS DEL INSTITUTO DE PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS - IPSE

Inventarios Físicos de Bienes Eléctricos

Realización de inventarios y geo-referenciación en las ZNI, en los departamentos de Amazonas, Arauca, Bolívar, Caquetá, Casanare, Cauca, Chocó, Guainía, Guaviare, Meta, Nariño, Putumayo, Vaupés y Vichada.

Fenecimiento de Cuentas

La Contraloría General de la República feneció las cuentas correspondiente a las vigencias fiscales 2005 y 2006.

Certificación del Sistema de Gestión de la Calidad e Implementación del Modelo Estándar de Control Interno

Certificación del Instituto por parte del comité técnico de ICONTEC, cuyo alcance es la 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.

Seguimiento y posterior renovación de la certificación del Sistema de Gestión de Calidad Octubre de 2007.

Modelo Estándar de Control Interno, MECI, implementación noviembre 30 de 2007.

Otros Logros Agosto 2007 – Julio 2008

Implementación y seguimiento de Sistema SIGMA.

Fortalecimiento del Centro Nacional de Monitoreo, CNM.

Entrega de los parques de generación de Inírida, Leticia y Mitú al Ministerio de Minas y Energía.

Perspectivas del IPSE para el año 2008

Certificaciones en proceso: Gestión Ambiental ISO 14.000.

Certificación de la norma en Seguridad Industrial OHSAS 18.001.

NTCGP 1000:2004: Implementación total a noviembre de 2008.

Creación de unidades de negocios: Centro de Estudios Energéticos, C.E.E. y Grupo de Gestión Ambiental Social y Cooperación Internacional, CEGAS.

Continuar con la política de austeridad en el gasto.

8.2 PROYECTOS CON ENERGÍAS RENOVABLES VIGENCIA 2007

TABLA 22. PROYECTOS CON ENERGÍAS RENOVABLES VIGENCIA 2007

Proyecto	Valor (Millones de Pesos)	Ente Ejecutor	Año de Entrada en Operación	Población Beneficiada (Censo Dane 2005)
Implementación del Parque Tecnológico con Sistema Híbrido (Eólico-Diesel) en el corregimiento de Nazareth, municipio de Uribia departamento de la Guajira	\$2.700	CONVENIO IPSE-FEN	2008	1030
Implementación Proyecto Piloto Sistema de Gasificación de 40 kW en Necoclí-Antioquia	\$800	UNAL	2008	200
Generación de energía con GLP en Timbiquí	\$800	UNAL	2007	20.885
TOTAL	\$4.300			22.115

Fuente: Subdirección de Planificación Energética - IPSE.

8.2.1 IMPLEMENTACIÓN DEL PARQUE TECNOLÓGICO CON SISTEMA HÍBRIDO (EÓLICO-DIESEL) EN EL CORREGIMIENTO DE NAZARETH, MUNICIPIO DE URBILLA, DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA

El IPSE como establecimiento público del orden nacional, que sirve de instrumento para el mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades de las zonas no interconectadas del país, ejecuta el Plan de Desarrollo fomentando la implementación de soluciones energéticas limpias y amigables con el medio ambiente. Dentro de este contexto se decidió ejecutar el proyecto piloto de ciencia y tecnología "Centro Tecnológico" con aerogeneradores, red de baja tensión en cable trenzado antifraude, alumbrado público, acometidas, medidores prepago, instalaciones internas y telemetría, para el casco urbano del corregimiento de Nazareth en el municipio de Uribia en el departamento de la Guajira, beneficiando además a una población de 1030 habitantes con el bombeo de agua para el corregimiento, incluidos dos internados y el hospital regional.

Es de resaltar que, dentro del fortalecimiento del Plan Fronteras, Nazareth es de gran importancia para la Nación por ser centro cultural de la etnia Wayuu del departamento de La Guajira.

El corregimiento de Nazareth no cuenta con el servicio de energía eléctrica desde hace 6 años debido al mal estado de las redes de distribución, los altos costos del combustible y del transporte del mismo. Con el proyecto a implementarse con energía eólica en Nazareth, aprovechando la riqueza natural de los vientos de la región, se evaluarán beneficios como:

- Reducción considerable del consumo de combustible.
- Aumento significativo del número de horas de prestación del servicio.
- Reducción de los costos en la presentación del servicio.
- Es una tecnología limpia.
- Reducción de emisiones contaminantes.
- Minimizar pérdidas técnicas y no técnicas.

Este proyecto piloto servirá como factor multiplicador para dar soluciones energéticas, que estimulen mejoras en educación y salud, en localidades con similares características.

8.2.2 IMPLEMENTACIÓN PROYECTO PILOTO SISTEMA DE GASIFICACIÓN DE 40 KW EN NECOCLÍ - ANTIOQUIA

Este proyecto se implementó en el corregimiento de Necoclí, departamento de Antioquia, en el Golfo de Urabá; beneficiando a 200 habitantes y consiste en la generación de energía eléctrica por tecnología de gasificación, utilizando los residuos de madera acumulados en la playa, resultado de la explotación maderera río arriba. Incluye el análisis de sustitución por otras fuentes maderables presentes en la zona. El proceso de generación se realiza a través de un sistema gasificador-motor-generator a gas.

8.2.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA CON GLP EN TIMBIQUÍ

El proyecto se concibió para ser ejecutado en dos fases: Fase 1. En el 2007, se realiza adecuación de la infraestructura del sistema de generación, operación y mantenimiento de una planta a diesel y una planta a GLP para generar energía eléctrica. Fase 2. En el 2008 se plantea evaluar y comparar la eficiencia en la operación y mantenimiento de dichas plantas con la utilización de combustible (ACPM) y con gas licuado de petróleo (GLP). Este proyecto beneficia a una población de 20.885 habitantes.

8.3 PLAN DE INVERSIONES 2008

TABLA 23. PLAN DE INVERSIONES 2008

Proyectos de Inversión	Valor
Obtención de Bio – alcohol.	\$ 700.000.000
Evaluación y comparación de la eficiencia de la operación y mantenimiento de la Planta con GLP Timbiquí (2ª fase).	\$ 430.000.000
Evaluación de la operación gasificación con madera en Necoclí (2ª fase).	\$ 640.000.000
Generación de energía a partir de biodiesel. Evaluación.	\$ 1.000.000.000
Adecuación y puesta a punto de la planta diesel a modo dual diesel - Bio-gás en Isla Fuerte.	\$ 450.000.000
Producción de hielo por absorción.	\$ 400.000.000
Adquisición e implementación de seguidores solares para comunidades rurales.	\$ 2.000.000.000
Diseño y construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas.	\$ 750.000.000
Levantamiento y análisis físico-químico de suelos para cultivos energéticos en las ZNI deUramita.	\$ 500.000.000
Programa URE - Redes micro-medición -alumbrado público.	\$ 1.000.000.000
Adquisición e instalación de equipos de medición de variables de potencial energético en ZNI.	\$ 1.650.000.000
Total	\$ 9.520.000.000

Fuente: Subdirección de Planificación Energética - IPSE.

8.4 SUBSIDIOS POR MENORES TARIFAS

En el 2007, 1.213 localidades de las ZNI ubicadas en las zonas geográficas de la Amazonía, Orinoquía, Occidente, Norte y la isla de San Andrés, se beneficiaron con 35 mil millones de pesos y en el 2006 con 23 mil quinientos millones, lo que representa un incremento del 48,94% frente al año anterior.

TABLA 24. CUADRO COMPARATIVO
DISTRIBUCIÓN DE SUBSIDIOS 2007 Y 2006

Departamento	No. Localidades 2007	No. Localidades 2006	Usuarios 1, 2 Y 3 2007	Usuarios 1, 2 Y 3 2006	Subsidios Otorgados 2007	Subsidios Otorgados 2006	% De Part. 2007	% De Variac. 2007 2006
Zona de la Amazonía								
Amazonas	39	41	2.272	2.163	\$ 455.930.631	\$ 319.791.881	1,36%	42,57%
Caquetá	49	47	7.363	6.910	\$ 2.524.574.651	\$ 1.882.380.069	8,01%	34,12%
Putumayo	37	37	4.115	4.205	\$ 1.060.439.994	\$ 852.969.916	3,63%	24,32%
Total Amazonia	125	125	13.750	13.278	\$ 4.040.945.276	\$ 3.055.141.866	13,00%	32,27%
Zona de la Orinoquía								
Casanare	4	5	1.090	1.184	\$ 476.335.896,00	\$ 385.656.754	1,64%	23,51%
Guainía	52	52	4.740	4.675	\$ 1.050.557.811,00	\$ 833.183.850	3,55%	26,09%
Guaviare	36	36	2.069	2.046	\$ 454.707.961,00	\$ 354.937.636	1,51%	28,11%
Meta	39	37	4.884	5.118	\$ 1.700.813.048,00	\$ 1.419.820.917	6,04%	19,79%
Vichada	22	22	2.750	2.623	\$ 767.773.418,00	\$ 592.565.268	2,52%	29,57%
Vaupés	39	39	2.700	2.691	\$ 1.358.421.716,00	\$ 1.096.977.633	4,67%	23,83%
Total Orinoquía	192	191	18.233	18.337	\$ 5.808.609.850	\$ 4.683.142.058	19,93%	24,03%
Zona Occidente								
Antioquia	32	33	3.092	2.544	\$ 769.612.992	\$ 412.597.708	1,76%	86,53%
Cauca	105	105	13.147	12.962	\$ 3.668.767.895	\$ 2.913.144.068	12,40%	25,94%
Chocó	257	238	22.410	20.883	\$ 6.341.302.808	\$ 4.564.837.302	19,42%	38,92%
Nariño	468	460	45.089	43.519	\$ 9.711.359.388	\$ 7.447.312.629	31,69%	30,40%
Valle Del Cauca	33	33	2.624	2.624	\$ 525.586.605	\$ 413.284.704	1,76%	27,17%
Total Occidente	895	869	86.362	82.532	\$ 21.016.629.688	\$ 15.751.176.411	67,03%	33,43%
Zona Norte								
Bolívar	1	1	71	85	\$ 11.308.120	\$ 10.539.665	0,04%	7,29%
San Andrés Providencia Y Santa Catalina	1				\$ 4.122.507.066			100,00%
Total Norte	1	1	71	85	\$ 4.133.815.186	\$ 10.539.665	0,04%	39121,50%
Total Zona no Interconectada	1.213	1.186	118.416	114.232	\$ 35.000.000.000	\$ 23.500.000.000	100,00%	48,94%

Fuente: Subdirección de Planificación Energética - IPSE.

8.5 PERSPECTIVAS DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS

El Gobierno Nacional con el fin de normalizar y garantizar el servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, implementó las siguientes estrategias a corto y a largo plazo:

Expedición del Documento CONPES 3453 de 2006, con la participación del Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el Departamento Nacional de Planeación y el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE, se estructuró el esquema de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, el cual consideró la siguiente política:

- Esquema Regulatorio.
- Esquema de Subsidios y Contribuciones.
- Esquema de Gestión.
- Esquema Institucional.
- Esquema Financiero.

En desarrollo de la política anterior, el Departamento Nacional de Planeación, DNP, a través del BID adelantó el proceso de contratación para la definición del contrato de vinculación de operadores para las ZNI y los mecanismos de concurso para su selección con recursos del crédito BID 1594/OC-CO, programa de apoyo al proceso de participación privada y concesión en infraestructura, segunda etapa (PPCI-2), el cual lo ejecutó la firma Pipeline banca de inversión.

Dicha firma estructuró los documentos legales para la vinculación de operadores calificados a la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, los cuales contienen incentivos para una prestación adecuada del servicio bajo costos eficientes, incluyendo condiciones para la expansión de la cobertura y ampliación de las horas de prestación del servicio, así como incentivos a la sustitución de combustibles fósiles en generación por fuentes no convencionales de energía. Este proceso se implementará inicialmente tomando como prototipos los departamentos de Vaupés, Guainía y Guaviare. El proceso contractual para la selección del concesionario que asumirá las áreas exclusivas de gestión será adelantado en el 2008 por el Ministerio de Minas y Energía.

8.6 OPERACIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN

Dentro del proceso para finalizar la transitoriedad, el IPSE operó, a través de GENSA S.A E.S.P y CEDENAR S.A E.S.P., las centrales de generación que aparecen en el siguiente cuadro.

Se inició el proceso de transferencia de activos eléctricos (IPSE a MME) con la entrega de las centrales de generación de Leticia (julio de 2007), Inírida y Mitú (31 de enero de 2008). Este proceso está previsto culminarlo en diciembre del 2008.

TABLA 25. HORAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR AÑO

Parques asumidos a partir de 2004	2004	2005	2006	2007
Leticia	24	24	24	24
Inírida	12	18	18	18
Mitú	6	9	9	9
Puerto Carreño	18	24	24	24
Bahía Solano	24	24	24	21
López de Micay	10	12	24	24
Guapi	10	18	18	18
Mongón	0	24	24	24
Acandí	16	16	18	18
Capurganá	8	8	18	18
Satinga	0	12	12	12
Salahonda	6	12	12	12
Puerto Leguizamo	6	12	12	12
Total Horas	140	213	237	237
Promedio de incremento en horas de generación				67%

Fuente: Subdirección de Planificación Energética - IPSE.

Como se muestra en el cuadro anterior en las 13 centrales de generación, administradas operadas y mantenidas a través de terceros (GENSA S.A E.S.P y CEDENAR S.A E.S.P) el promedio de horas de generación se incrementó en un 67% en el 2007 con respecto al 2004.

En el caso de la PCH de Bahía Solano, esta salió de operación a causa de una avalancha que cortó la tubería de carga en el mes de octubre de 2007, esta situación obligó a generar con unidades diesel mientras se restituye la tubería, por tanto se generaron 12 horas a partir de octubre de 2007 debido a los altos costos y las limitaciones del equipo.

La construcción de la PCH de Mitú ha sido afectada por aspectos críticos de diseño, originados en el tipo de suelo no homogéneo y continuo, encontrado a medida que se avanzan las obras. Esto ha afectado severamente el cronograma de obras. El Ministerio de Minas y Energía y el IPSE han tomado medidas con el fin de adecuar el modo de ejecución, los diseños, presupuestos y cronogramas para que las dificultades sean superadas, teniendo en cuenta que el proyecto con los costos actuales del diesel es viable. Una de ellas es contar con un grupo de firmas de ingeniería de primera línea que soporten todos los avances futuros de la obra.

8.7 INVENTARIO Y TRANSFERENCIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS.

El IPSE inició la entrega gradual de la infraestructura energética de su propiedad al Ministerio de Minas y Energía. La entrega de la infraestructura energética de propiedad del IPSE, está ordenada en el Decreto 257 de 2004 y modificado mediante el Decreto 4656 de 2006, concordantes con el CONPES 3453 de 2006.

TABLA 26. VALOR DE LOS ACTIVOS TRANSFERIDOS AL MME

Centrales de Generación	Activos Transferidos \$ 2007
Leticia	14,199,557,156.35
Mitú	1,036,855,367.76
Inírida	2,644,538,739.21
Total	17,880,951,263.32

Fuente: Subdirección de Planificación Energética - IPSE.

8.8 ASIGNACIÓN DE RECURSOS FNR 2007

TABLA 27. ASIGNACIÓN DE RECURSOS FNR 2007

COD FNR	Departamento	Nombre del Proyecto	Municipio	Usuarios	Valor Aprobado
FNR 01	Chocó	Mantenimiento del sistema de distribución eléctrica de la comunidad indígena de Puerto Indio	NUQUÍ	87	369.726.000
FNR 03	Chocó	Construcción del sistema de generación y distribución eléctrica de la comunidad indígena de Puerto Jagua, ampliación, mejoramiento y reposición del sistema de generación y distribución eléctrica de la comunidad indígena de la Loma.	NUQUÍ	136	671.401.000
FNR 04	Boyacá	Construcción interconexión eléctrica municipios de La Libertad, interconexión entre la subestación el Morro en Yopal y los Municipios de Labranzagrande, Pisba y Paya.	LABRANZ AGRANDE	1891	5.126.598.000
FNR 05	Chocó	Construcción de un nuevo centro de generación diesel y ampliación del sistema de distribución primaria en la cabecera municipal de Nuquí, departamento del Chocó.	NUQUÍ	747	1.066.335.000
Total Aprobado FNR 2007					6.864.334.000

Fuente: acuerdo 042 del 21 de noviembre de 2007 consejo Asesor de Regalías - DNP.

8.9 SEGUIMIENTO TÉCNICO DE PROYECTOS ENERGÉTICOS

Los siguientes son los proyectos que el IPSE realizó y apoyo técnicamente:

TABLA 28. PROYECTOS ENERGÉTICOS

Proyecto	Valor (Millones de Pesos)	Ente Ejecutor	Año de Entrada en Operación	Población Beneficiada
Recuperación y repotenciación de la pequeña central hidroeléctrica de La Encarnación y construcción de redes de media y baja tensión en San Rafael, Barrancos y La Encarnación del municipio de Urrao-Antioquia.	\$1.700	Convenio IPSE Gobernación Antioquia IDEA 025-07 Convenio Gobernación de Antioquia PTA 2007 CF 19-0038	2007	700
Mantenimiento y mejoramiento de obras civiles en la quebrada Pedregal de la PCH de Mutatá, y del sistema eléctrico Mutatá-El Valle-Ciudad Mutis en el municipio de Bahía Solano -Chocó	\$1.151	Convenio IPSE EEC 071-07 Convenio IPSE PTA 080-07	2008	10.000
Construcción del sistema energético para la localidad de Isla Fuerte - municipio de Cartagena - departamento de Bolívar	\$1.935	Convenio IPSE CENS 001-08	2008	2.000
Línea de interconexión Murindó 44 KV - Chocó.	\$3.147	Convenio IPSE EEC 059-06	2008	2300
TOTAL	\$7.933			

Fuente: Subdirección de Contratos y Seguimiento - IPSE.

8.9.1 RECUPERACIÓN Y REPOTENCIACIÓN DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA, PCH, DE LA ENCARNACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN EN LA ENCARNACIÓN, BARRANCOS Y SAN RAFAEL EN EL MUNICIPIO DE URRAO EN EL DEPARTAMENTO DE ANTIOQUIA

Se formalizó el convenio IPSE - Gobernación de Antioquia - IDEA 025-07 el 6 de marzo de 2007 de cooperación interinstitucional, para adelantar proyectos de preinversión e inversión que sean de utilidad para las Zonas No Interconectadas.

Ejecutor: Gobernación de Antioquia
 Apoyo técnico: IPSE
 Administración de recursos: IDEA
 Plazo: 2 años
 Fecha de inicio: 6 marzo de 2007
 Fecha de terminación: 5 de marzo de 2009

El 14 de junio de 2007, El IPSE materializó su cooperación al convenio 025-07 con un aporte \$814 millones aproximadamente, provenientes de la conciliación entre el IPSE y la Empresa de Energía de Antioquia, EADE, con el objeto de realizar la construcción de obras civiles, eléctricas, y suministrar equipos electromecánicos para el Proyecto Microcentral Hidroeléctrica de la Encarnación ubicado en Zona No Interconectada, ZNI, del departamento de Antioquia.

El IPSE ha apoyado técnicamente el proyecto y realizado capacitación en uso racional de energía, URE, al igual que en lo empresarial a la Empresa de Servicios Públicos de Urrao, también ha adelantado reuniones interinstitucionales con el IDEA y la Gobernación de Antioquia e hizo promoción institucional con la comunidad.

El 19 de octubre de 2007 se inició la puesta en funcionamiento del primer proyecto de cooperación interinstitucional, que consistió en la rehabilitación y repotenciación (incluye el suministro e instalación de una turbina Mitchell Banki de 55 kV) para la micro - central hidroeléctrica en La Encarnación (municipio de Urrao, departamento de Antioquia), con una potencia instalada de 20 kV, que desde el año 2001 estaba fuera de servicio.

8.9.2 PROYECTO MANTENIMIENTO Y MEJORAMIENTO DE OBRAS CIVILES EN LA QUEBRADA PEDREGAL DE LA PCH DE MUTATÁ, Y DEL SISTEMA ELÉCTRICO MUTATÁ - EL VALLE - CIUDAD MUTIS EN EL MUNICIPIO DE BAHÍA SOLANO EN EL DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ

La central que entró en funcionamiento en el año 2000, beneficia aproximadamente a 10.000 habitantes que pertenecen a las localidades de Boroboro, Posamanza, El Valle, Ciudad Mutis, Punta Huina y Mecana.

Ante el deslizamiento de tierras ocurrido en septiembre 15 de 2007, que ocasionó daños a la microcentral de Bahía Solano, se desarrolló por parte del IPSE el proyecto de mantenimiento y mejoramiento de obras civiles en la quebrada Pedregal, y del sistema eléctrico Mutatá, El Valle, Ciudad Mutis.

Convenio IPSE-EEC-071 2007: Obra
 Convenio PTA: 080 -2007: Interventoría
 Valor mantenimiento: \$1.151 millones

Alcance de las obras civiles: Recuperar 70 metros de tubería de presión, construir un puente de 45 metros de longitud, obras de protección geotécnica en gaviones (320 metros cúbicos).

Alcance de las obras eléctricas: mantenimiento de veinte kilómetros de línea 34.5 kV entre Ciudad Mutis y El Valle; y suministro e instalación de tres reconectores de 34.5 kV en las subestaciones de Ciudad Mutis, El Valle y Mutatá.

Tiempo de ejecución: 5 meses
 Fecha Inicio: 28 de diciembre de 2007
 Fecha de Terminación: Mayo 28 de 2008
 Porcentaje de ejecución a marzo 2008: 32%

8.9.3 PROYECTO CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA ENERGÉTICO PARA LA LOCALIDAD DE ISLA FUERTE - MUNICIPIO DE CARTAGENA - DEPARTAMENTO DE BOLIVAR

Este proyecto se está desarrollando con recursos IPSE, provenientes de la conciliación IPSE - Empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander, CENS.

Convenio IPSE -CENS 001-08
 Gerente del proyecto: CENS
 Coordinación del proyecto: IPSE

Alcance: central de generación con GLP, subestación 300 KVA trifásica, redes de media y baja tensión, alumbrado público, acometidas domiciliarias e instalaciones internas.

- Central de generación térmica con dos grupos electrógenos de 150 KVA con combustible GLP.
- La potencia a instalar es de 300 KVA trifásica.
- Subestación eléctrica elevadora de 300 KVA trifásica.
- Postes de concreto de 8 y 12 metros de longitud.
- Redes de media tensión con conductores desnudos de aluminio.
- Redes de baja tensión con conductores trenzados aislados de aluminio.

- Transformadores de distribución trifásicos.
- Alumbrado público.
- Acometidas domiciliarias con conductor con neutro concéntrico.
- Instalaciones eléctricas internas para las viviendas.

Potencia a instalar: 300 kVA
 Usuarios: 330
 Presupuesto del proyecto: 1.935 millones
 Plazo: 8 meses
 Inicio: Enero 2008
 Terminación: Septiembre de 2008.

8.9.4 PROYECTO LÍNEA DE INTERCONEXIÓN CURBARADÓ – MURINDÓ

Este proyecto se está desarrollando con recursos IPSE, provenientes de la conciliación IPSE -Empresa de Energía de Cundinamarca.

Convenio Interadministrativo IPSE – EEC No. 059 - 2006

Gerente del proyecto: EEC
 Coordinación del proyecto: IPSE
 Alcance: Interconexión Murindó y electrificación de Vigía de Curbaradó y La Grande
 Usuarios: 457 Murindó (285) - Vigía de Curbaradó (80) - La Grande (92).
 Presupuesto del proyecto: \$3.147 millones
 Plazo: 438 días
 Inicio: Abril 2007
 Terminación: Junio 2008
 Porcentaje de avance: 65%

8.10 ACTIVIDADES PLANEADAS POR EL IPSE ENTRE LOS AÑOS 2008 Y 2009

- Diseño y construcción de la interconexión eléctrica en los departamentos de Casanare y Vichada en la Orinoquía.
- Interconexión eléctrica en los departamentos de Cauca y Nariño (Costa Pacífica).
- Interconexión eléctrica San Antonio de Getuchá a la Base Tres Esquinas - Solano en el departamento del Caquetá.

8.10.1 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EN LOS DEPARTAMENTOS DE CASANARE Y VICHADA EN LA ORINOQUÍA

El proyecto consiste en la interconexión de los municipios de Orocué y corregimientos de Bocas del Pauto y la Hermosa en el departamento de Casanare y los municipios de Santa Rosalía y La Primavera en el departamento del Vichada, al Sistema de Transmisión Nacional, SIN.

Busca expandir el sistema interconectado, mejorar las condiciones técnicas de confiabilidad, estabilidad, calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica para una prestación del servicio las 24 horas y aumentar la cobertura en el suministro de la energía eléctrica para beneficiar a 11.405 habitantes aproximadamente.

El proyecto será realizado por ISA con el apoyo del IPSE para acceder a los recursos del FAZNI.

8.10.2 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA EN LOS DEPARTAMENTOS DE CAUCA Y NARIÑO (COSTA PACÍFICA)

El proyecto consiste en la interconexión de los municipios de Guapí – Timbiquí – López de Micay en el departamento de Cauca y los municipios de Santa Bárbara de Iscuande, El Charco, La Tola, Mosquera, Olaya Herrera y Francisco Pizarro, en el departamento de Nariño, al Sistema de Transmisión Nacional, SIN.

Se busca expandir el sistema interconectado, mejorar las condiciones técnicas de confiabilidad, estabilidad, calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica para un horario de prestación del servicio de 24 horas y aumentar la cobertura en el suministro de la energía eléctrica para beneficiar a 53.200 habitantes aproximadamente.

Parte del alcance de este proyecto será realizado a través del contrato FONADE – INABENSA (proyecto PCH Guapi), las obras de redes eléctricas restantes serán realizadas por ISA, con el apoyo del IPSE para acceder a los recursos del FAZNI.

8.10.3 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA SAN ANTONIO DE GETUCHÁ A LA BASE TRES ESQUINAS - SOLANO EN EL DEPARTAMENTO DEL CAQUETÁ

El proyecto consiste en interconectar el municipio de Solano y la Base Tres Esquinas al Sistema de Transmisión Nacional, SIN.

Expandir el sistema interconectado, mejorar las condiciones técnicas de confiabilidad, estabilidad, calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica, para un horario de prestación del servicio de 24 horas y aumentar la cobertura en el suministro de la energía eléctrica para beneficiar a 2,890 habitantes aproximadamente.

Esta interconexión se tiene proyectada para que sea realizada por la Electrificadora del Caquetá con el apoyo del IPSE, con recursos IPSE, FAZNI, y otras fuentes de financiación.

9. MARCO REGULATORIO SECTOR ELÉCTRICO

9.1 MERCADO MAYORISTA

9.1.1 CARGO POR CONFIABILIDAD

Se expidieron las normas necesarias para completar el esquema del cargo por confiabilidad, con el cual se busca introducir un mecanismo de mercado que permita garantizar, en el largo plazo, la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia a precios eficientes.

Se convocó a la primera subasta de obligaciones de energía firme con la cual se garantiza una oferta energética eficiente hasta el año 2013. En la subasta, administrada por XM Expertos en Mercados S.A. E.S.P., se asignaron 3.009 Gigavatios/hora año (GWh-año) de energía en firme equivalentes a una capacidad de 438 MW, con un precio de US\$13,998 por MWh.

Las asignaciones a plantas nuevas se realizaron para un período de 20 años contados a partir del 1 de diciembre de 2012.

En junio de 2008, con el precio de la anterior subasta, se asignaron Obligaciones de Energía Firme por 6.281 GWh año para proyectos que entran en operación entre diciembre del 2013 y noviembre de 2018. Por lo anterior, en los próximos años el país contará con seis nuevas hidroeléctricas con capacidad para generar 2.991 Megavatios, con lo cual se garantiza el suministro de energía hasta el 2018.

9.1.2 MERCADO ORGANIZADO REGULADO

En el primer semestre de 2008 se establece la metodología para la realización de transacciones centralizadas y anónimas para la compraventa de contratos financieros estandarizados de energía eléctrica, con destino a usuarios finales regulados. Para ello, se contrató a un experto internacional en subastas, quien diseñó la subasta para la compra de energía con destino al mercado regulado de forma objetiva, transparente y que permita una formación de precios eficiente.

9.1.3 MEDIDAS PARA CONDICIONES DE EMERGENCIA

Mediante la Resolución 033 de 2007, la Comisión adoptó las medidas necesarias para permitir la participación transitoria en el mercado mayorista de electricidad de auto - generadores, cogeneradores y plantas menores,

así como el incremento transitorio de capacidad de dichos agentes ante eventos de racionamientos de emergencia.

9.1.4 MODIFICACIÓN RESOLUCIÓN CREG-004 DE 2003 DE TIE

Se modificó la formación de la curva de precios PONE, específicamente lo relacionado con el costo de restricciones asociado con el enlace.

9.1.5 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS POR LOS SERVICIOS DE CND, LAC, ASIC

Mediante la Resolución CREG 081 de 2007 se estableció la metodología para la remuneración de los servicios regulados prestados en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, por el Centro Nacional de Despacho, CND, el Administrador de Intercambios Comerciales, ASIC, y el Liquidador y Administrador de Cuentas, LAC.

La CREG recibió la solicitud de aprobación de cargos de XM y adelantó el estudio correspondiente, el cual está pendiente de decisión.

9.2 TRANSMISIÓN

9.2.1 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN

Se analizaron las conclusiones de los estudios sobre valoración de los costos unitarios de las unidades constructivas y para la remuneración de costos eficientes de AOM de empresas de transmisión, así como las sugerencias y comentarios de los agentes y demás interesados y se hizo público el proyecto de resolución "Por la cual se establecen las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional".

En el proyecto de resolución sobre fórmulas de remuneración de la actividad de transmisión se incorporaron las normas sobre calidad y confiabilidad del servicio.

9.2.2 ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN

Se revisaron los conceptos que deben ser tenidos en cuenta para la determinación de la fecha de entrada en operación de un proyecto de transmisión, la vigencia de la garantía constituida en el caso de los generadores, así como los conceptos que deben ser tenidos en cuenta cuando sea necesario ejecutar dichas garantías.

9.3 DISTRIBUCIÓN

9.3.1 METODOLOGÍA DE LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DEL PRÓXIMO PERIODO TARIFARIO

Se publicó el proyecto de resolución mediante el cual se establece la metodología y fórmulas de tarifas que permitan remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2008-2013.

En dicha resolución se establecen los criterios con los cuales se valorará la calidad del servicio como parte integral de la metodología que permite estimar los cargos de distribución, donde las inversiones en infraestructura de transporte en el STR y/o SDL, reportadas por los OR, se valoran considerando unidades constructivas reconocidas a valor de reposición a nuevo con una mínima calidad esperada asociada.

9.3.2 CÓDIGO DE MEDIDA

Se publicó el proyecto de resolución mediante la cual se establecen las condiciones técnicas y procedimientos que se aplican a la medición de energía para efectos de los intercambios comerciales en el mercado mayorista de energía y de las relaciones entre agentes y usuarios. También establece las condiciones técnicas y procedimientos que se aplicarán a las mediciones requeridas para el control de pérdidas.

9.4 COMERCIALIZACIÓN

9.4.1 FÓRMULA TARIFARIA GENERAL

La Comisión de Regulación CREG, aprobó la fórmula tarifaria para determinar el costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica que corresponde al costo económico de prestación del servicio en pesos por

kilovatio hora de cada una de las actividades de la cadena eléctrica, el cual deberán aplicar las empresas a sus usuarios regulados para el cobro del servicio de energía eléctrica.

9.4.2 RECONOCIMIENTO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Mediante la Resolución 121 de 2007, la Comisión incorporó las políticas definidas en el artículo 3 del Decreto 387 de 2007, modificado por el Decreto 4977 del 27 de diciembre de 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre comercializadores minoristas en un mercado de comercialización

9.5 ZONAS NO INTERCONECTADAS

Mediante la Resolución 091 de 2007, la Comisión estableció las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y la fórmula tarifaria general para determinar el costo unitario de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas del territorio nacional.

La regulación aprobada plantea soluciones a los principales problemas identificados en el anterior periodo regulatorio, incluye incentivos para el uso de tecnologías renovables, y para la actividad de comercialización presenta esquemas diferenciales de prestación del servicio, siguiendo los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo (Ley 812 de 2003). Igualmente, 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.

9.6 OTROS TEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

9.6.1 CONCENTRACIÓN ACCIONARIA EN ENERGÍA ELÉCTRICA

Mediante la Resolución 095 de 2007, la Comisión limita la absorción de empresas creadas con posterioridad a la Ley 143 de 1994 y flexibiliza las restricciones sobre participación accionaria de los generadores, distribuidores y comercializadores, en empresas que desarrollan la actividad de transmisión y la participación de empresas distribuidoras en el capital social de una empresa integrada, que desarrolle conjuntamente las actividades de distribución, comercialización y generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

9.6.2 USO DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA SERVICIOS DE TELECOMUNICACIONES

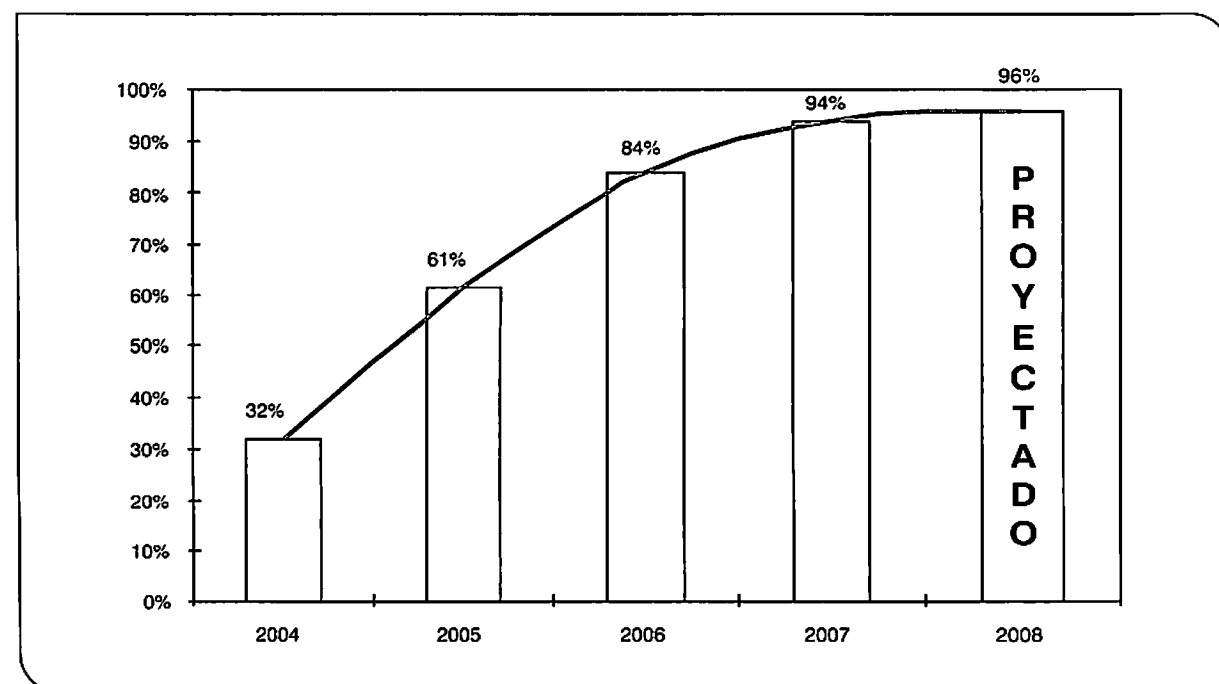
La CREG puso a consideración el proyecto de resolución que establece el costo de acceso a la infraestructura del servicio de energía eléctrica para la prestación de los servicios de telecomunicaciones, de conformidad con lo establecido en el artículo 151 de la Ley 1151 de 2007.

10. ENERGÍA NUCLEAR

10.1 CONTROL REGULATORIO DE LAS FUENTES DE RADIACIÓN

Actualmente Colombia cuenta con 321 instalaciones usuarias de fuentes de radiación, las cuales están sujetas a licenciamiento, vigilancia y control por parte del Ministerio de Minas y Energía.

El entorno reglamentario 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 es verificado a través del proceso de licenciamiento que deben cumplir las instalaciones y cuya evolución se observa en la siguiente Gráfica:

GRÁFICA 18. EVOLUCIÓN DEL LICENCIAMIENTO DE INSTALACIONES USUARIAS DE FUENTES RADIATIVAS

Fuente: INGEOMINAS.

Nota: las funciones de licenciamiento, vigilancia y control son ejercidas por el Instituto Colombiano de Geología y Minería, INGEOMINAS, mediante delegación del Ministerio de Minas y Energía conforme a la Resolución 18-1030 de 2007 y Convenio Interadministrativo No. GSA-032-2007 de 2007 a través de los cuales se fijan los parámetros para la ejecución y seguimiento de esta delegación por parte del MME.

Las prácticas que se llevan a cabo en el territorio colombiano, involucran campos tales como la medicina, la industria y la investigación, entre otros. El siguiente cuadro muestra la clasificación de prácticas y cantidad de instalaciones.

TABLA 29. PRÁCTICAS EN INSTALACIONES CON FUENTES RADIOACTIVAS

Prácticas efectuadas con fuentes radiactivas	Cantidad de Instalaciones
Radioterapia	44
Gammagrafía Industrial	28
Medicina Nuclear	69
Perfilaje y Registro	10
Medidores Nucleares Móviles	62
Medidores Nucleares Fijos	92
Trazadores	3
Investigación	11
Otras Prácticas	2
Total Instalaciones	321

10.2 REGLAMENTACIÓN

A través de la Resolución 180052 expedida el 21 de enero de 2008, el Ministerio de Minas y Energía, adoptó el sistema de categorización de las fuentes radiactivas, de acuerdo con los principios establecidos en 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".

Este sistema establece una clasificación de las fuentes radiactivas basado en el riesgo inherente a cada una ellas y su grado de afectación al público.

10.3 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 Organismo Internacional de Energía Atómica, OIEA, el cual, como Ley 1156 del 20 de septiembre de 2006 se encuentra en espera de concepto por parte de la Honorable Corte Constitucional.

En cuanto al Acuerdo ARCAL, "Arreglos Regionales Cooperativos para la Promoción de la Ciencia y la Tecnología Nucleares en América y el Caribe", Ley 1191 del 6 de mayo de 2008, se encuentra en trámite para sanción presidencial.

Se ha solicitado al Ministerio de Relaciones Exteriores iniciar el trámite para la aprobación legislativa del convenio que aprueba las enmiendas a la convención sobre la protección física de los materiales nucleares. Siendo este instrumento de vital importancia para impedir actos delictivos y malintencionados con los materiales radioactivos.

Así mismo 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.

10.4 FORTALECIMIENTO DE LAS CAPACIDADES NACIONALES PARA EL CONTROL DE LAS FUENTES RADIATIVAS Y MATERIALES NUCLEARES

En línea con los nuevos estándares de seguridad relativos a los materiales radiactivos y nucleares, el Ministerio de Minas, la Policía Nacional y el Instituto Colombiano de Geología y Minería han firmado el Acuerdo Interadministrativo GSA 03 del 15 de enero de 2008, cuyo objetivo es fortalecer las capacidades operativas y técnicas de las instituciones en el control de las fuentes radiactivas y materiales nucleares. En el marco de este convenio se han llevado a cabo acciones conjuntas para la incautación de materiales no autorizados. Del 21 al 25 de abril de 2008 se realizó el taller sobre equipos de detección para oficiales de primera línea, dictado por expertos del Organismo Internacional de Energía Atómica, y al cual asistieron 45 representantes de todas las armas y cuerpos de investigación del país.

10.5 ASISTENCIA TÉCNICA INTERNACIONAL

El Grupo de Asuntos Nucleares del Ministerio de Minas y Energía, oficina nacional de enlace con el Organismo Internacional de Energía Atómica, OIEA, efectuó durante el último año el proceso de monitoreo y seguimiento a la ejecución de los proyectos que conformaban el Programa Nacional de Cooperación Técnica Colombia - OIEA 2007 - 2008.

Durante el 2007 se formuló el Programa de Cooperación para el periodo 2009 - 2011 habiéndose solicitado un monto aproximado de US\$1.500.000, representado en los siguientes proyectos:

- Entrenamiento y creación de capacidad para el desarrollo y aplicación de la tecnología nuclear en Colombia.
- Establecimiento de un centro de excelencia en medicina nuclear molecular aplicada al manejo del cáncer en el Instituto Nacional de Cancerología. Bogotá-Colombia.
- Mutagénesis y biotecnología aplicada al mejoramiento del arroz.
- Estudio isotópico de los acuíferos costeros del Golfo de Morrosquillo (Sucre) y el Golfo de Urabá (Antioquia) Colombia.

- Determinación de Niveles Orientativos en exámenes de mayor relevancia: mamografía, radiografía convencional de tórax y tomografía de cráneo.
- Determinación de la concentración radiactiva natural en aguas de consumo humano en Bogotá D.C. y en el área metropolitana de la ciudad de Medellín.

Durante el 2008 se ha adelantado el perfeccionamiento de los proyectos, a los cuales se les asignaran los recursos financieros, para ser posteriormente discutidos y aprobados en las sesiones de la Conferencia General del Organismo Internacional de Energía Atómica, el próximo mes de septiembre.

10.6 COLOMBIA GALARDONADA CON EL PREMIO ARCAL 2007 EN VIENA

En reconocimiento al destacado desempeño en la promoción y colaboración para el desarrollo pacífico de la energía nuclear en América Latina y el Caribe, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia recibió el 18 de septiembre de 2007 en la ciudad de Viena, Austria, el Premio ARCAL 2007, de manos de la Directora General Adjunta y jefe del Departamento de Cooperación Técnica del Organismo Internacional de Energía Atómica, OIEA, la Señora Ana María Cetto.

Este premio fue el primero otorgado por parte de ARCAL y su ceremonia tuvo lugar en el marco de la quincuagésima primera Conferencia General del OIEA. Con este reconocimiento al País, se consolidó la labor realizada por Colombia como Presidente de ARCAL, durante un año en el que se lograron importantes avances de tecnología nuclear en sectores comunes y de mutua cooperación entre los países participantes, en respuesta a necesidades prioritarias para el desarrollo como la salud humana, la agricultura, el medio ambiente y los recursos hídricos.

11. USO RACIONAL DE ENERGÍA Y FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA

El Ministerio de Minas y Energía expidió los Decretos 2331 del 22 de junio de 2007 y 895 del 28 de marzo de 2008, que establecen la obligatoriedad del cambio de bombillas incandescentes, de baja eficiencia, por bombillas y lámparas ahorradoras de energía, específicamente bombillas y lámparas fluorescentes compactas de alta eficiencia y mayor vida útil, en las sedes de entidades públicas de cualquier orden. Así mismo se expidió la Resolución 18 0606 del 28 de abril de 2008, por la cual se especifican los requisitos técnicos que deben tener las fuentes lumínicas de alta eficacia usadas en sedes de entidades públicas. Así mismo, se viene trabajando en el Reglamento de Alumbrado Público e Iluminación, así como en el Reglamento de Etiquetado.

Es importante destacar 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 FNCE.

Las actividades realizadas se describen a continuación:

11.1 USO RACIONAL DE ENERGÍA

Para el 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 del 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 el segundo semestre del 2007 y primer cuatrimestre del 2008, se pueden resumir como sigue:

1. Se definió el Decálogo de proyectos del URE de la UPME.

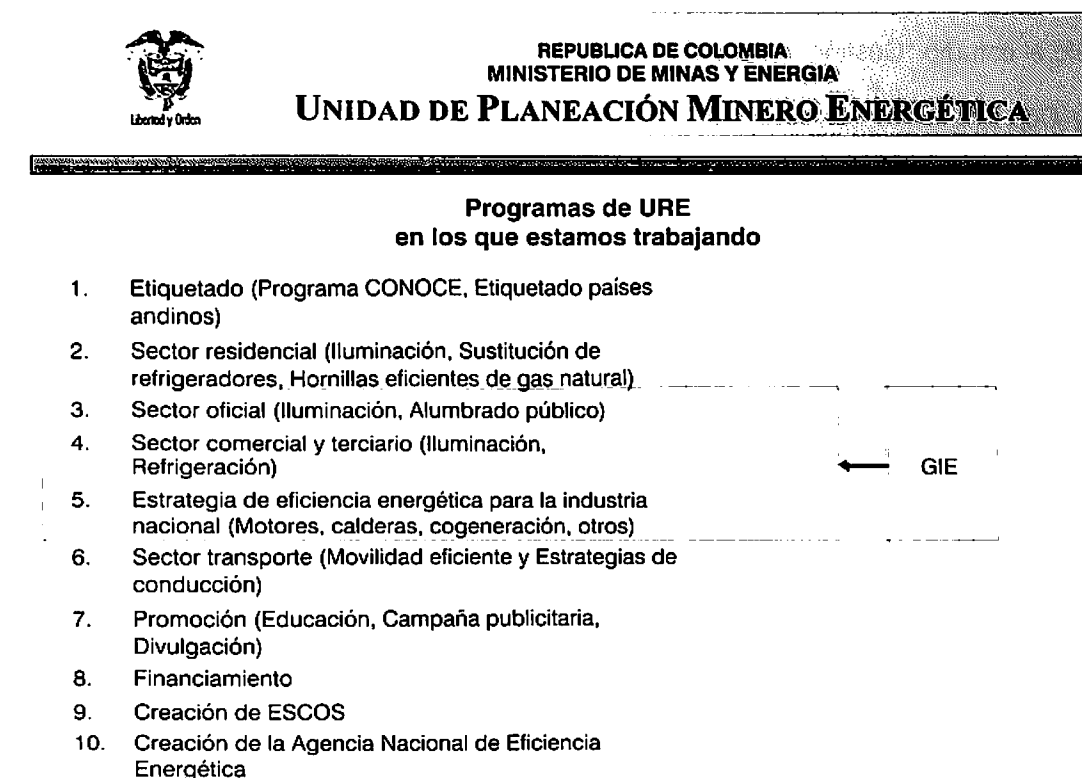
Tomando como referencia las necesidades del país, la UPME definió diez proyectos macro enfocados hacia los diferentes sectores consumidores de energía. Los proyectos van dirigidos hacia los sectores industrial, transporte, residencial, comercio y terciario.

Se consideran elementos de URE para los sectores enunciados anteriormente en temas de iluminación, de refrigeración, de cocción, de alumbrado, de educación, de promoción, de financiamiento, de fomento a través de las ESCOS e institucionales.

Para la industria, el sector oficial, el comercio y sector terciario, la UPME, en asocio con COLCIENCIAS, auspició la creación de la metodología sobre GESTION INTEGRAL DE LA ENERGÍA para centros productivos, la cual se espera comenzar a implementar durante el 2008.

El Decálogo de proyectos de URE, en los cuales la UPME viene trabajando es el siguiente:

GRÁFICA 19. PROGRAMAS DE URE



2. Se desarrolló el estudio "Evaluación de las posibilidades de utilización de medios de transporte energizados con electricidad".

Siguiendo la directriz de la Presidencia de la República y del Ministerio de Minas y Energía, la UPME contrató este estudio con el fin de analizar la oferta tecnológica aplicable a nuestro país y evaluar la viabilidad económica de la aplicación de la electricidad, para impulsar vehículos de transporte y carga en algunas ciudades del país.

Los resultados nos permitieron confirmar que la electricidad es un excelente sustituto de los combustibles fósiles para vehículos de transporte masivo tipo trolley en centros urbanos y que la tecnología se encuentra disponible inmediatamente para nuestro país.

3. Se desarrolló el estudio "Caracterización técnica de las bombillas para uso en interiores que se comercializan en Colombia y elaboración de guías didácticas para la adecuada gestión de la iluminación en los sectores oficial, comercial y residencial".

La UPME, consciente de la necesidad de brindar a los usuarios los conocimientos y herramientas para adquirir en el mercado bombillas eficientes que sustituyan las incandescentes, acometió la tarea de contratar con la Universidad Nacional de Colombia un estudio para analizar en laboratorio la oferta actual de bombillas que se comercializan en el país.

Como resultado de este estudio se pudo determinar la calidad de las bombillas, el grado de información que se le ofrece a los compradores y el impacto que una sustitución masiva de bombillas puede representar en las redes de distribución. Así mismo se elaboraron guías didácticas para comprar bombillas ahorradoras, las cuales se han venido distribuyendo a los diferentes usuarios en todo el país.

4. Se desarrolló el estudio "Caracterización técnica de las bombillas para alumbrado publico".

Similar a lo expuesto en el numeral anterior, la UPME contrató a la Universidad Nacional de Colombia para realizar pruebas a las bombillas para alumbrado público que se comercializan en el país y para generar una guía didáctica dirigida a alcaldías y distribuidores y/o comercializadores encargados del alumbrado público.

5. Se desarrolló el estudio "Gestión integral de la energía en centros productivos".

La UPME y COLCIENCIAS cofinanciaron este estudio desarrollado por la Universidad del Atlántico y la Universidad Autónoma de Occidente, que consiste en un programa para generar capacidad tanto técnica como académica y profesional, encaminada a aplicar el conocimiento sobre eficiencia energética en los sectores productivos que sean grandes consumidores de energéticos.

6. Se realizó un evento académico denominado "El día URE de la UPME".

Durante el mes de julio de 2007 la UPME celebró su aniversario con la realización de un evento académico dirigido a temas de URE para los distintos agentes. Asistieron más de 100 personas.

7. Se socializaron en distintas ciudades del país los estudios de URE.

La UPME presentó en las distintas ciudades del país ante los agentes locales y regionales interesados, los distintos estudios de URE que durante este período desarrolló. Es así como se hizo presencia en las ciudades de Bogotá, Medellín, Barranquilla, Cali, Cartagena, San Andrés y Bucaramanga, entre otras.

8. Se dictaron charlas y conferencias de capacitación en URE en distintas ciudades del país, dirigidas a los sectores industrial, transporte, comercio, terciario, residencial y oficial.

Atendiendo diversas invitaciones de empresas, gremios y universidades de todo el país, la UPME dictó diversas charlas y conferencias sobre la URE.

9. Portal WEB de URE y FNCE de la UPME.

Durante este período el portal WEB de URE y Eficiencia Energética ha tenido importantes cambios, tomando en cuenta los requerimientos de las personas que lo consultan. Ahora es de más fácil acceso, más amigable para el usuario y con mejor contenido.

10. Se está apoyando la estructuración de un programa de promoción de empresas de servicios energéticos que implementen programas de URE, liderado por la Cámara de Comercio de Bogotá con el apoyo de Fomin - BID.

11. Se obtuvo la versión final para Colombia del PIF (Proyect Information Format) del Proyecto Andino de Etiquetado en Eficiencia Energética, el cual se presentó para aprobación ante Minambiente como punto focal del GEF en el país. Igualmente se continúa con la coordinación regional del proyecto.

12. Se inició el proyecto de eficiencia energética para edificaciones, el cual cuenta con el apoyo de recursos provenientes tanto del protocolo de Montreal como del Protocolo de Kyoto.

11.2 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, se participó en tres comités técnicos del Instituto Colombiano de Normas técnicas, ICONTEC, obteniéndose los siguientes resultados:

a. Energía solar fotovoltaica:

- i. NTC 5464, Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Calificación del diseño y aprobación de tipo.
- ii. NTC 5509, Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (fv).
- iii. NTC 5512, Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (fv).
- iv. NTC 5513, Dispositivos fotovoltaicos parte 1: medida de la característica intensidad tensión de los módulos fotovoltaicos.
- v. NTC 5549, Energía Solar, Sistema fotovoltaicos (fv) terrestres. Generadores de potencia. Generalidades y guía.
- vi. Estudio normativo del documento DE 181/07 Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Calificación del diseño y ensayos ambientales.

b. Energía solar térmica:

Se ha centrado el trabajo en elementos básicos y sistemas pequeños de calentamiento de agua. Actualmente, en conjunto con el Icontec, se coordina para hallar información existente sobre reglamentación o normatividad de sistemas medianos para viviendas multifamiliares o pequeñas industrias.

c. Energía eólica:

- i. Se continúa el estudio del anteproyecto DE 378/06 NTC 5363 (primera actualización) aerogeneradores. Requisitos de seguridad y aerogeneradores. Requisitos de diseño para aerogeneradores pequeños.

Se tienen en consulta pública los siguientes proyectos de NTC y GTC:

- a. DE 043/07 "Guía para la utilización de la energía eólica para generación de energía eléctrica".
- b. "Guía para caracterizar las baterías de almacenamiento para sistemas fotovoltaicos".
- c. Energía solar. Medición de transmitancia y reflectancia fotométricas en materiales sometidos a radiación solar.

En otras actividades relacionadas se participó en el "VI Foro de Presidentes de Comités Técnicos de Normalización" de Icontec.

11.3 EVALUACIÓN E INVENTARIOS DE LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA - FNCE

Se continúa trabajando con el IDEAM en el establecimiento de inventarios de disponibilidad de FNCE al nivel nacional. Se considera estratégico para el planeamiento nacional contar con aproximaciones a la distribución su disponibilidad en energía. En este sentido se han realizado las siguientes gestiones:

- a. Conjuntamente con el IDEAM, se hacen ajustes al Atlas Hidroenergético de Colombia, cuya publicación se espera para el segundo trimestre del 2008, involucrando una aproximación global a pequeños potenciales.
- b. Se realiza, con la Universidad Industrial de Santander, la elaboración del Atlas de Biomasa de Colombia, resultado de una sinergia mediante convenio interinstitucional IDEAM-COLCIENCIAS-UPME.

- c. Se realizan contactos con funcionarios de la DIMAR para explorar las posibilidades de realizar trabajos en el tema de la energía de los océanos, para lo cual esta entidad ha solicitado concepto al Centro de Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas, CIOH, el cual ha demostrado interés, pero aún no se cuenta con una respuesta oficial.

11.4 PROYECTO GESTIÓN DE INFORMACIÓN Y CONOCIMIENTO - GI&C ONLINE DE FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA -FNCE- EN COLOMBIA

Sistema de Información de Eficiencia Energética y Energías Alternativas con Base en un Diagnóstico Sectorial.

Se realizan ajustes al diseño del Sistema de Gestión de Información y Conocimiento, SGI&C, de los *stakeholders*² de las FNCE, con la finalidad de complementar la I&C existente en el Sistema de Información de Eficiencia Energética y Energías Alternativas (SI3EA). La mayoría de las barreras actuales tienen origen en la dispersión de la información, el conocimiento y los actores de las FNCE, que impiden el desarrollo y proyección de las mismas. No se cuenta con Información y Conocimiento, I&C, oportuno e integrado, con base en las tecnologías de la Información que actualmente existen y son comerciales.

Eventos:

Se apoyó y fomentó el intercambio de know-how, tecnología y conocimientos participando en los siguientes eventos:

- Apoyo a las actividades del Programa Nacional de Investigaciones en Energía y Minería en cuanto a comités y el consejo en estas temáticas.
- Apoyo a la Segunda Comunicación Nacional (SCN) de gases de efecto invernadero, las mesas técnicas de los módulos de energía, agricultura y de uso de la tierra, cambio en el uso de la Tierra y silvicultura (LULUCF).
- Participación en cursos virtuales de OLADE en Eficiencia Energética -EE- y Energías Renovables -ER-.
- Participación en la celebración de los 13 años de la UPME con presentaciones en ER y entrega de un CD con las principales publicaciones de la UPME.
- Acompañamiento a la delegación cubana durante la visita oficial para tratar el tema de energías renovables.
- Se han realizado reuniones con La Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá, y con INGEOMINAS sobre el tema de Geotermia, para la formulación y gestión de proyectos. La Universidad Nacional prepara un proyecto que busca mejorar el nivel de conocimiento de los principales lugares de Colombia con potencial geotérmico y crear la línea de geotermia en esa universidad. Se espera realizar una presentación de sensibilización para conseguir el apoyo institucional del sector energético.
- Presentación sobre el estado de las FNCE en Colombia ante universidades en Bogotá.

11.5 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 cumplió realizando las actividades propias de la secretaria técnica del CIURE, en cuanto a solicitud de información (temas del orden del día, documentación soporte y distribución), citación de reuniones a los miembros permanentes e invitados de la Comisión, coordinación, elaboración de actas y tramite de firmas, administración de la información y seguimiento del cumplimiento de las tareas. Labor que durante el 2007 el CIURE ha realizado en tres oportunidades y dos en

² Stakeholders en su amplio significado son todas las partes interesadas directa o indirectamente en las FNCE v. gr., usuarios, propietarios de proyectos, fabricantes, comercializadores de bienes y servicios, universidades, grupos de investigación, instituciones públicas y privadas, entidades de financiamiento, regulación, gobierno, etc.

el 2008. Adicionalmente se han trabajado temas de interés de cada una de las entidades que conforman esta comisión.

Se apoyó fuertemente al MME y demás miembros del CIURE en la elaboración de los PROURE y para tal efecto se les hizo entrega del documento elaborado por la Fundación Bariloche "Bases para la formulación del PROURE".

11.6 ACTIVIDADES RELACIONADAS CON LA EVALUACIÓN DE LA ORDEN AL MÉRITO URE

En el primer semestre del año 2008 se realizó la cuarta convocatoria para optar al Premio Orden al Merito URE, siguiendo los lineamientos del Decreto 3683 de 2003. Esta convocatoria fue publicada en la Web de la UPME durante enero de 2008. No hubo inscritos.

11.7 CONVENIO MARCO COLOMBIA - CUBA SOBRE URE Y FNCE

El 22 de mayo de 2007, en la ciudad de la Habana, el Ministerio de la Industria Básica de Cuba y el Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia suscribieron un convenio marco sobre cooperación en materia de uso racional de la energía URE y uso de energías renovables UER.

El objeto del convenio es una alianza estratégica de Uso Racional de Energía y Uso de Energías Renovables para aunar recursos humanos, de conocimiento, técnicos y si es posible económicos.

El alcance del convenio considera:

- Promoción conjunta de actividades y proyectos de URE y UER.
- Aunar recursos para adelantar proyectos de URE y UER de manera propia y a través de cofinanciadores.
- Formular y presentar propuestas conjuntas ante financiadores nacionales o extranjeros para ejecutarlas en forma directa o indirecta.
- Cooperación y apoyo técnico mutuo en el uso de URE y UER como los biocombustibles, a través de la experiencia adquirida en Cuba.
- Desarrollo de un programa de transferencia de tecnología sobre la experiencia de Colombia en la implementación del programa de biocombustibles con énfasis en el uso de la gasolina oxigenada.

La UPME fue delegada por el Ministerio de Minas y Energía para coordinar lo relacionado con este convenio.

En concordancia con lo anterior, del 7 al 10 de octubre de 2006 siete funcionarios de empresas del sector energético colombiano (EPM, CIDET, EMGESA, CAM COLOMBIA, IPSE y UPME) viajaron a Cuba para reunirse con funcionarios del Ministerio de la Industria Básica. En esa comisión se desarrollaron reuniones con empresas cubanas que presentaron sus avances en su programa "La Revolución Energética".

Del 2 al 8 de marzo de 2008, ocho funcionarios de empresas cubanas vinieron a Colombia, visitando empresas públicas y privadas en las ciudades de Bogotá y Medellín.

Se encuentra en preparación un plan de trabajo conjunto para el año 2008.

11.8 CONVENIO SAN MIGUEL

Se participó activamente en el desarrollo del Convenio de Cooperación Interinstitucional de las Empresas del Sector Minero y Energético, particularmente en el Comité Técnico del proyecto "San Miguel mira hacia Colombia y el mundo".

Durante este periodo se terminó el proyecto que traerá enormes beneficios a la población de la región.

12. GESTIÓN AMBIENTAL

En desarrollo del módulo de energía para la "Segunda comunicación nacional ante la convención marco de las Naciones Unidas sobre cambio climático", se estimaron las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), como dióxido de carbono (CO₂), producidas por actividades antrópicas generadas por el consumo de combustibles en los centros de transformación y centrales térmicas.

El método por categoría de fuente calculó las emisiones de CO₂ a partir del contenido de carbono de los combustibles empleados en el país, siguiendo las directrices del IPCC y los datos básicos sobre los consumos sectoriales, con base en la información consolidada por la UPME, a través del balance energético nacional.

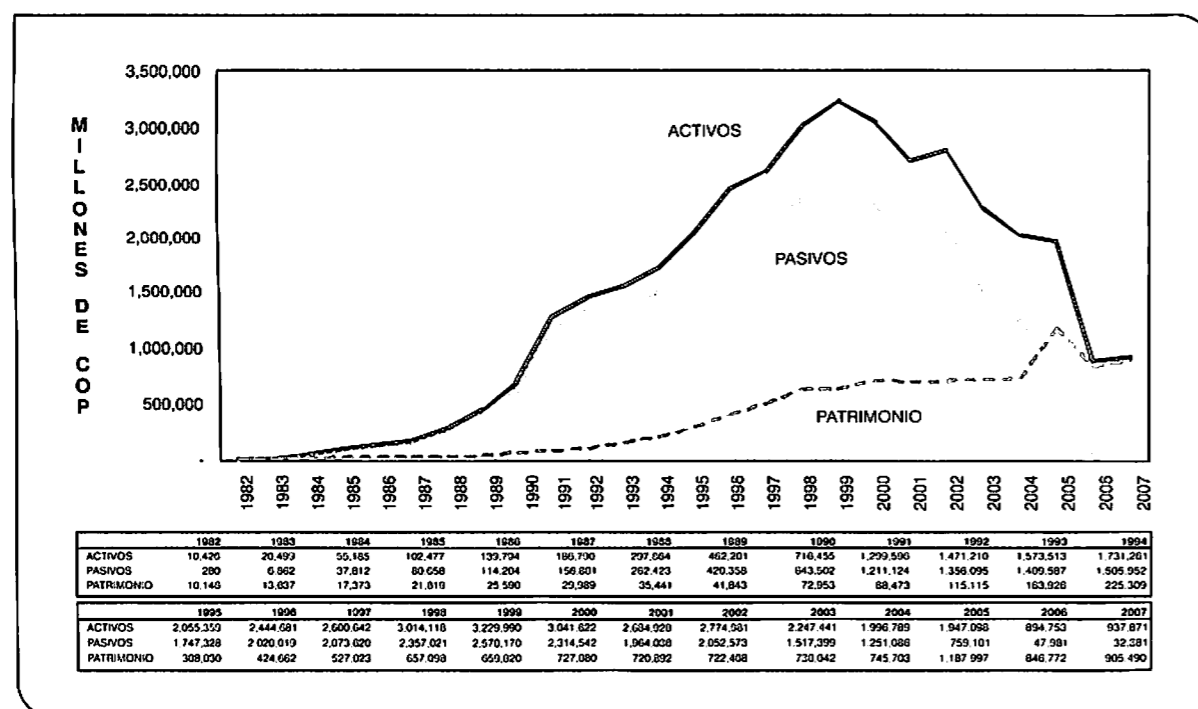
De acuerdo con lo anterior, las emisiones equivalentes de CO₂ aportadas por Colombia, por el uso de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica y centros de transformación, en el periodo 2000 - 2006 decrecieron un 2.2%. Este comportamiento obedeció principalmente a una mayor generación hidráulica y a menores consumos de fuel oil y carbón.

13. FINANCIERA ENERGÉTICA NACIONAL: PRINCIPALES REALIZACIONES

13.1 RESULTADOS FINANCIEROS

Como se aprecia en el siguiente gráfica, hasta 1999 la FEN tuvo un crecimiento constante que le permitió llegar en ese año al punto más alto de su gestión con activos por más de 3.2 billones de pesos y pasivos por más de 2.5 billones. En 2007 el pasivo alcanzó la cifra más baja desde 1985, lo que muestra el bajo apalancamiento de la entidad con terceros.

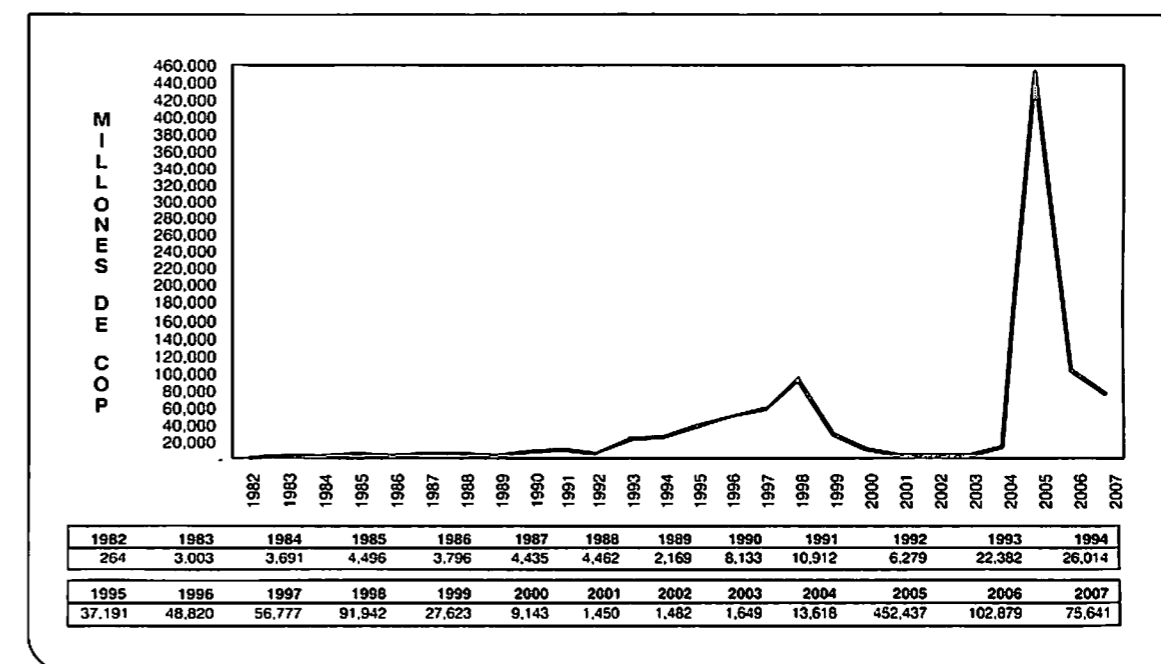
GRÁFICA 20. EVOLUCIÓN DEL BALANCE



Fuente: FEN.

En toda su existencia, la FEN ha obtenido utilidades, siendo las más cuantiosas las del 2005 cuando alcanzó utilidades de \$452.437 millones, como se observa en la siguiente gráfica:

GRÁFICA 21. EVOLUCIÓN DE LA UTILIDAD



Fuente: FEN.

13.2 PRINCIPALES HECHOS DE LA GESTIÓN DE LA FEN DURANTE EL AÑO 2007

Los mayores logros de la FEN durante el 2007 fueron:

- Recuperación de cartera en moneda nacional por \$273.247,6 millones obtenidos por pagos normales y los prepagos recibidos del MHCP por concepto de la cartera a cargo de la Nación, otorgados al programa PLANIEP adelantado por CORELCA y por concepto de deuda inicialmente a cargo de la misma CORELCA, que fue asumida por la Nación. Adicionalmente se recibieron dos pagos no presupuestados por parte de ELECTROLIMA por \$2.890,86 millones.
- Recuperación de cartera en moneda extranjera por US\$ 18,2 millones, equivalentes a \$36.335,8 millones de pesos, incluidos capital e intereses.
- Pago oportuno de las obligaciones con la Banca Multilateral por un total de US\$17,6 millones, incluido capital e intereses. Con estos últimos pagos la FEN canceló la totalidad de sus pasivos financieros.
- Atención del pago de las garantías emitidas para respaldar los contratos de compra de disponibilidad de potencia firmados entre GECELCA antes 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 \$77.269,2 millones y a la Compañía Eléctrica de Sochagota S.A. a \$7.100,6 millones.
- Obtuvo reembolsos por capital de \$90.027 millones e intereses de \$432 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.
- Obtuvo reembolsos por capital de \$8.493 millones e intereses de \$36 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.

- Desembolso de dos nuevas líneas de crédito aprobadas por la Junta Directiva, una para el plan de retiro voluntario de los empleados de CEDELCA, por \$30.000 millones, de los cuales en el año 2007 se desembolsaron \$12.500 millones y la otra para el programa de enajenación de acciones de propiedad de la Nación en las Electrificadoras, que tuvo desembolsos por \$372,9 millones.
- Pago de los dividendos decretados de las utilidades del año 2006 por \$91,981.5 millones, según lo dispuesto por la Asamblea General de Accionistas y el CONPES, previa aplicación de \$10.287,9 millones como reserva legal.
- Mantuvo la calificación de riesgo otorgada por Duff and Phelps en categoría AAA y DP1+.
- Al igual que la Nación, obtuvo la calificación de Standard and Poor's de BB+ con Outlook estable.
- No se efectuaron captaciones nuevas en los mercados financieros locales ni en los internacionales.
- Administración de los encargos fiduciarios recibidos de DISPAC y de la Nación (acciones de EPSA), y de los pagarés a cargo de GENSA endosados a la Nación y el Convenio para el manejo de los recursos de los fondos de subsidios del sector eléctrico y del sector gas, así como convenios de gerencia de proyectos con el IPSE y la ANH.
- Otorgó garantías a EBSA para respaldar la compra de energía en el Mercado de Energía Mayorista MEM.

13.3 EXPECTATIVAS

En el año 2008, la FEN solo hará desembolsos crediticios relacionados con el crédito aprobado por la Junta Directiva a CEDELCA por aproximadamente \$17.500 millones.

Las proyecciones de recuperación de cartera y comisiones son las siguientes:

- Cartera en moneda local: \$ 62,968.0 millones.
- Contragarantías: \$ 232,397.3 millones.
- Comisiones por negocios para terceros: \$ 4,272.3 millones.

De las recuperaciones antes mencionadas se destaca:

El recaudo en las fechas previstas del servicio de deuda de los créditos directos en moneda local. Los pagos más significativos del año 2008 corresponden a los créditos a cargo de EBSA, por un valor aproximado de \$41.059,7 millones, que representan el 65.21% y de créditos a ENERTOLIMA por un valor aproximado de \$17.225,3 millones, que representan el 27.36% de la recuperación en esta moneda. Estos pagos serán atendidos por dichas empresas.

Adicionalmente, el 14 de marzo quedó en firme el fallo del Tribunal de Arbitramento convocado por la Electrificadora del Tolima en Liquidación, para definir la liquidación del Contrato BOOT, suscrito con SEM. Como consecuencia de este fallo el 17 y 19 de marzo, Fidugan - SEM le canceló a la FEN la totalidad del capital adeudado \$18.701.768.978, más los intereses corrientes por valor de \$4.178.184.854.00, e intereses de mora por \$16.620.717.867.

Se estima que para el 2008 se obtendrán ingresos por \$4,272.3 millones por concepto de comisiones de negocios para terceros, bajo el supuesto de que se ejecuten los negocios ya firmados y se concrete el manejo del FAZNI, FAER y PRONE y la administración financiera de las regalías de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Así mismo, se estima que el manejo de los negocios indicados ocasionará egresos por aproximadamente \$3,143.6 millones, calculados como un costo directo de cada proyecto, esto sin incluir los demás costos asociados al funcionamiento y a los impuestos que debe pagar la financiera. Tanto los ingresos como los egresos mencionados en este párrafo se ejecutarán siempre y cuando se concreten los nuevos negocios.

Las proyecciones de pagos a cargo de la FEN durante el 2008 son las siguientes:

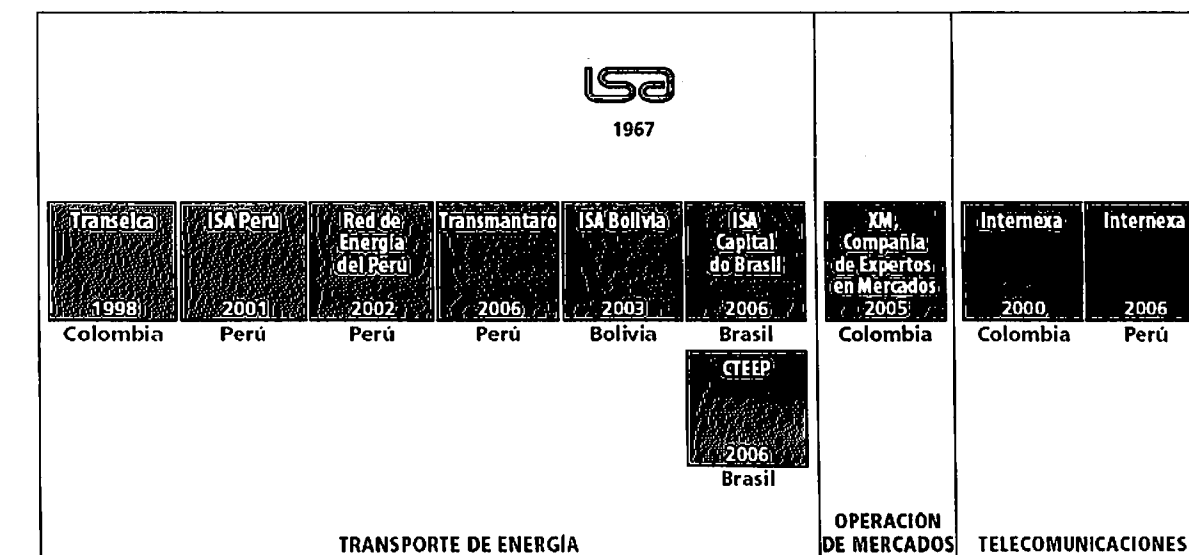
TABLA 30. PROYECCIÓN DE PAGOS PARA EL AÑO 2008
(MILLONES DE PESOS)

CONCEPTO	AÑO 2008
Pagos de garantía Termobarranquilla y Termopaipa IV	232,397.34
Desembolsos de créditos	17,500.00
Pago de aportes al Fondo de Contingencias de Entidades Estatales	478.71
Constitución de inversiones en acciones	525,445.80
Egresos por negocios para terceros	3,143.62
Recompra de acciones propias de la FEN	42,631.00
Pagos de funcionamiento	3,197.13
Pagos de servicios derivados de la operación financiera	1,473.02
Contribuciones a entes gubernamentales (Superbancaria, UPME, Contraloría General)	3,649.33
Impuestos	37,787.00
Compra de activos y otros gastos	998.00
TOTAL	868,700.94

Fuente: FEN.

14. EVOLUCIÓN ISA

GRÁFICA 21. ISA



Fuente Informe Anual Grupo ISA 2007.

14.1 HECHOS MÁS DESTACADOS

Durante el 2007, ISA y sus empresas lograron una serie de importantes realizaciones que contribuyen al logro de la estrategia de crecimiento:

- Se consolidó la propiedad de la empresa brasilera Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, CTEEP, al sumar el 89.40% de las acciones ordinarias y el 37.46% del capital total de la compañía.
- ISA Capital do Brasil, vehículo de inversión del Grupo ISA, logró cerrar una exitosa operación en el mercado de capitales internacional, al colocar una emisión de bonos por valor de US\$ 554 millones.
- Seis meses antes del plazo previsto, se declaró en operación comercial la línea de interconexión eléctrica Bolívar - El Copey - Ocaña - Primavera a 500 kV y obras asociadas.

- Con una inversión de US\$ 36 millones, Red de Energía del Perú, REP, (en la cual ISA tiene una participación directa del 30%), puso en operación la subestación Chilca y amplió la capacidad de transmisión de las líneas entre Chilca y San Juan de 300 a 750 MW, obra que permite atender la creciente demanda eléctrica del Perú.
- La filial XM, Compañía de Expertos en Mercados, firmó el contrato con la unión temporal BBVA - BBVA Valores, para la promoción de la primera subasta de obligaciones de energía firme, como parte de las actividades que se desarrollan para la implementación del nuevo esquema del cargo por confiabilidad en el sector eléctrico colombiano.
- En el marco de la conmemoración de sus 40 años de creación, ISA suscribió con la Universidad de Antioquia un convenio para mejorar en Colombia la prevención y la atención integral a las víctimas de minas antipersonales (MAP) y Munición sin Explotar (MUSE).
- CTEEP resultó adjudicataria del Lote A para la concesión de 720 km de las líneas de transmisión a 500 kV, Colinas-Ribeiro Gonçalves-São João do Piauí y subestaciones asociadas, que permitirán continuar aumentando la participación del Grupo en el mercado de transmisión brasileiro.
- INTERNEXA S.A E.S.P, a través de su empresa filial en Perú, INTERNEXA S.A, instaló la primera fase de su red de fibra óptica de más de 1,280 km, con la cual prestará servicios de transporte de telecomunicaciones en el norte de ese país a partir del primer semestre de 2008.
- La junta directiva formalizó la oferta pública de acciones ordinarias de ISA, definiendo un tamaño total de la oferta de 56,394,211 acciones, a un precio de suscripción por acción de \$7,076 pesos.
- Se adquirió la subestación Betania, la cual representará ingresos anuales por \$2,740 millones.
- La disponibilidad total promedio para los activos de transmisión de ISA fue de 99.918%, valor que supera la meta establecida por la CREG de 99.654%. Al concluir el año, se había reparado el 99% de la infraestructura de transmisión afectada por atentados.
- Se obtuvo un crecimiento del EBITDA del grupo de 75.6%, al pasar de \$1,113,138 millones en 2006, a \$1,954,514 millones en 2007 y una utilidad neta de \$226,021 millones, con un incremento de 50.2% con respecto al 2006.
- En julio de 2007, el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC, ratificó a ISA el Certificado de Calidad ISO 9001/2000 para el servicio transporte de energía, incluidos estudios, diseño, suministro, construcción, montaje, pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de sistemas de transmisión de energía eléctrica.
- En 2007, el negocio de transporte de energía en Colombia generó ingresos operacionales por \$744,719 millones.

14.2 NEGOCIO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En desarrollo de su estrategia, ISA priorizó sus mercados de interés proyectándose inicialmente hacia la Comunidad Andina, CAN, y posteriormente hacia Centroamérica y el Mercado Común del Sur, MERCOSUR, donde el rol fundamental se centra en el desarrollo de la infraestructura de transmisión requerida para apoyar el mercado.

En 1997, la red de transmisión de ISA contaba con 7,228 km de extensión, localizados en Colombia; diez años después, en 2007, ISA es la matriz de un grupo empresarial que tiene bajo su control una red de 37,629 km, ubicados en Colombia, Perú, Bolivia y Brasil; y a través de su participación en la Empresa Propietaria de la Red, EPR, apoya el desarrollo de la red de transmisión regional que unirá todos los países de Centroamérica. Estas cifras consolidan al Grupo ISA como el mayor transportador internacional de energía eléctrica en Latinoamérica.

14.2.1 INFRAESTRUCTURA DE ISA Y SUS EMPRESAS

TABLA 31. INFRAESTRUCTURA DE ISA Y SUS EMPRESAS

País	Colombia		Perú			Bolivia	Brasil	Total
	ISA	TRANSELGA	REP	ISA PERÚ	CTM	ISA BOLIVIA	CTEEP	
Transmisión (km de circuito)	10,000	1,539	5,407	393	1,207	588	18,495	37,629
Transformación (MVA)	12,672	2,817	1,783	235	300	340	40,364	58,511

Fuente Informe Anual Grupo ISA 2007.

En 2007, ISA culminó la entrada en operación de los proyectos UPME 01 y 02 de 2003, constituidos por casi 1,000 km de líneas de transmisión a 500 kV. Además, como parte de su estrategia de crecimiento, el Grupo ISA, a través de su filial CTEEP, hizo su primera incursión en Brasil fuera del estado de São Paulo, adjudicándose el mayor de los proyectos licitados por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica, ANEEL, consistente en dos líneas a 500 kV de 720 km, que cruzan los estados de Tocantins, Piauí y Ribeiro Gonçalves.

Consciente del rol del transporte de energía como apoyo a los mercados eléctricos, el Grupo ISA tiene interconexiones internacionales entre Venezuela - Colombia, Colombia - Ecuador, Ecuador - Perú, y participa en la viabilización de importantes proyectos de interconexión requeridos para alcanzar el reto de un mercado eléctrico latinoamericano. Uno de estos proyectos es la interconexión eléctrica entre Perú - Bolivia, para lo cual su filial ISA BOLIVIA adquirió una de las licencias provisionales que le permiten adelantar los estudios de factibilidad requeridos para la materialización del proyecto que consolidará el enlace físico de todos los países de la Comunidad Andina.

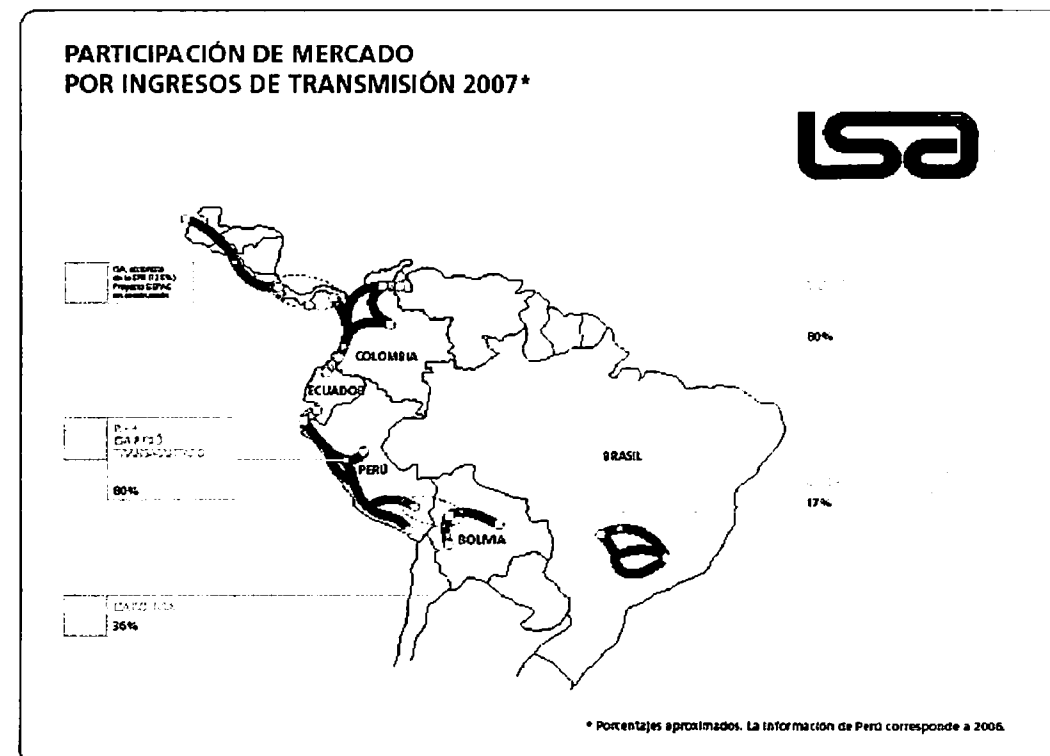
Adicionalmente ISA, al lado de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., ETESA, de Panamá, participa en la promoción y viabilización de la interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá, la cual se constituye en el enlace físico entre los sistemas eléctricos de Centroamérica y Suramérica, fundamentales para la conformación de un mercado supra-regional.

En este sentido, se avanzó en los procesos de selección, contratación y desarrollo de los diferentes estudios tendientes a la viabilización del proyecto, en el marco de la cooperación técnica del Banco Interamericano de Desarrollo, BID. Así mismo, de forma coordinada con el BID y ETESA, se realizaron reuniones de seguimiento del proyecto, contando con la participación de las autoridades de gobierno de los dos países.

Los reguladores han contratado el estudio de armonización regulatoria y la CREG prevé tener la regulación definitiva para el último trimestre de 2008, con el fin de establecer un esquema que posibilite los intercambios de energía.

Con respecto a los ingresos, la participación en el mercado de transmisión del negocio de transporte de energía eléctrica del Grupo, es la siguiente:

GRÁFICA 22. PARTICIPACIÓN DEL MERCADO POR INGRESOS DE TRANSMISIÓN 2007*



Fuente Informe Anual Grupo ISA 2007.

ISA continúa con el reto de ser reconocida en el mercado latinoamericano por el liderazgo en la prestación segura y confiable del servicio de transporte de energía, con características de calidad que también se aplican al servicio de conexión, a los agentes del mercado para la comercialización de energía y a la interconexión de los sistemas eléctricos regionales. La prestación de los servicios asociados al transporte de energía contribuye a la solución integral que ISA ofrece a sus clientes.

Como parte de este proceso de sinergia, se llevó a cabo la definición y ejecución de directrices y lineamientos comerciales para sus mercados objetivos, tanto en Colombia como en el exterior, relacionados con el negocio de transporte de energía y sus servicios asociados.

Con base en los resultados de esta gestión, se decidió integrar las áreas comerciales de ISA y su subsidiaria TRANSELCA, que está ubicada en el norte del país, uniendo fortalezas para brindar mejor oportunidad en la atención de requerimientos, consecuentes con los compromisos acordados en la promesa de servicio.

Operación de la red

La disponibilidad total promedio para los activos de ISA en 2007 fue de 99.918%, cifra que supera en 0.26% la meta establecida por la CREG de 99.654%.

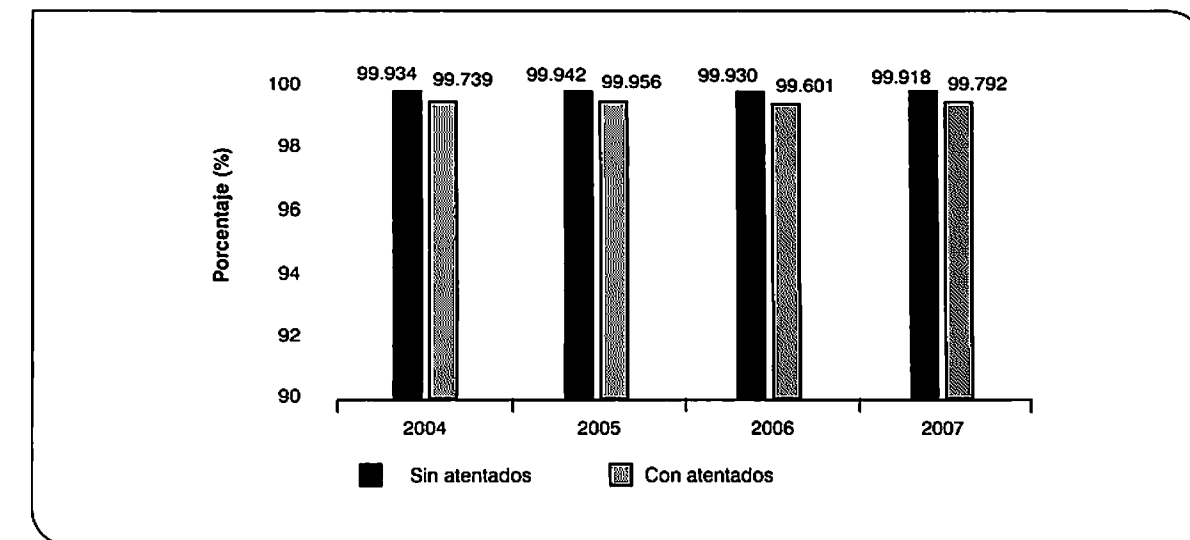
El 93% de los activos cumplieron con la meta de disponibilidad establecida por la CREG, debido a que 37 activos, de un total de 565, estuvieron por debajo de dicha meta. Sólo se pagó compensación por 26 de ellos, por valor de \$38 millones.

La energía acumulada, no suministrada al SIN, fue de 20,597 MWh. Excluyendo el evento de abril 26, fue de 3,431 MWh, para una meta acordada entre 3,300 y 3,900 MWh.

Al contar con una red de transmisión que se extiende por casi toda Colombia, ISA se encuentra particularmente expuesta a los atentados contra la infraestructura. De 2004 a 2007 se han presentado 716 atentados en el SIN, de los cuales 434 afectaron la infraestructura de la empresa.

Durante el año, 85 torres fueron afectadas por atentados: 7% corresponden a líneas de 500 kV y 93% a líneas de 230 kV. El número de atentados a la infraestructura de ISA se redujo en un 42% con respecto al 2006. El 84.7% del total de torres afectadas por atentados están localizadas en el departamento de Cauca (72 torres).

GRÁFICA 23. DISPONIBILIDAD DE LA RED DE ISA



Gracias al apoyo de las Fuerzas Armadas, en el cubrimiento y aseguramiento de las zonas donde se realizan las labores de reparación, el 99% de la infraestructura afectada por atentados fue recuperada.

En los últimos años, ISA viene mejorando los métodos para una pronta recuperación de las torres derribadas por atentados. Las actividades para este fin van desde la utilización de estructuras de emergencia hasta el transporte de grupos de trabajo y materiales requeridos, utilizando herramientas especializadas y armado de estructuras. Se ha logrado un tiempo de reparación promedio de 6.78 días por torre, similar al de 2006.

En el 2007 las pérdidas empresariales asociadas a la reparación de la infraestructura representaron el 8.38% de los ingresos por AOM de ISA.

Evento de abril 26 de 2007

El 26 de abril de 2007, un error humano en una maniobra provocó la desconexión total de la subestación Torca, lo que originó la sobrecarga y posterior salida de funcionamiento de las líneas a 230 kV que estaban en operación en el área. Este hecho evidenció señales importantes para la expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Un evento de esta naturaleza no constituye una situación deseable para una empresa de transmisión de energía que presta un servicio público, pero está claro que en operaciones de este tipo, donde la intervención humana es insustituible, siempre existe un riesgo de error que se busca minimizar a partir de una continua capacitación, soporte tecnológico y revisión de los procesos.

Con el propósito de minimizar la ocurrencia de nuevos eventos de este tipo, ISA ha tomado una serie de medidas que buscan evitar que hechos como éste vuelvan a ocurrir. Éstas incluyen un esquema de mejoramiento continuo, reforzado con acciones derivadas de un plan de trabajo a corto, mediano y largo plazo que comprende actividades en el marco de los procesos, subestaciones, tecnologías y competencias del recurso humano.

Se fortaleció el modelo de mantenimiento y operación segura, tomando referentes tan importantes como las experiencias de otras empresas de transporte de energía nacionales e internacionales, así como del sector de la aviación. Adicionalmente, el modelo se reforzó con el uso de herramientas que apoyan la operación del Centro de Supervisión y Maniobras, CSM.

Mantenimiento de la red

La gestión del mantenimiento sobre la red de transmisión tiene como principal objetivo garantizar la disponibilidad funcional de los activos, optimizando los costos mediante la adecuada planeación, ejecución, evaluación y control de las labores de mantenimiento que cumplen con los parámetros de oportunidad, calidad y confiabilidad pactados con nuestros clientes. Para lograrlo, se efectúa un balance entre los costos de mantenimiento y los niveles de confiabilidad requeridos, con el fin de extender la vida útil de los activos y maximizar la rentabilidad del negocio.

Servicio de Transporte de Energía

El servicio de transporte de energía eléctrica que ISA presta en el Sistema de Transmisión Nacional, STN, es fundamental para los agentes del mercado, para la comercialización de energía y la interconexión de los sistemas eléctricos regionales.

ISA es la mayor empresa de transporte de energía en Colombia y la única con cubrimiento nacional. Su infraestructura la componen cerca de 10,000 km de circuitos de transmisión con tensión superior a 115 kV, 50 subestaciones, 12,672 MVA de transformación y 4,177 MVar de compensación.

Con la puesta en servicio de los proyectos Primavera-Bacatá UPME 01-03, Bolívar - El Copey - Ocaña - Primavera UPME 02-03, la participación de ISA en el STN al finalizar el año fue de 73.87%, cifra superior al 69.7% de 2006.

Revisión del esquema de remuneración de la transmisión

Desde 2007, la CREG viene trabajando en un borrador de resolución con la propuesta del esquema actualizado de remuneración de transmisión, los avances sobre Administración, Operación y Mantenimiento, AOM, unidades constructivas y tasa de remuneración.

De acuerdo con la agenda regulatoria de 2008, la revisión de la metodología de remuneración de la transmisión 2008-2013 estuvo en consulta en el primer trimestre de 2008, se publicó cartilla y se adelanta la resolución definitiva con la nueva metodología.

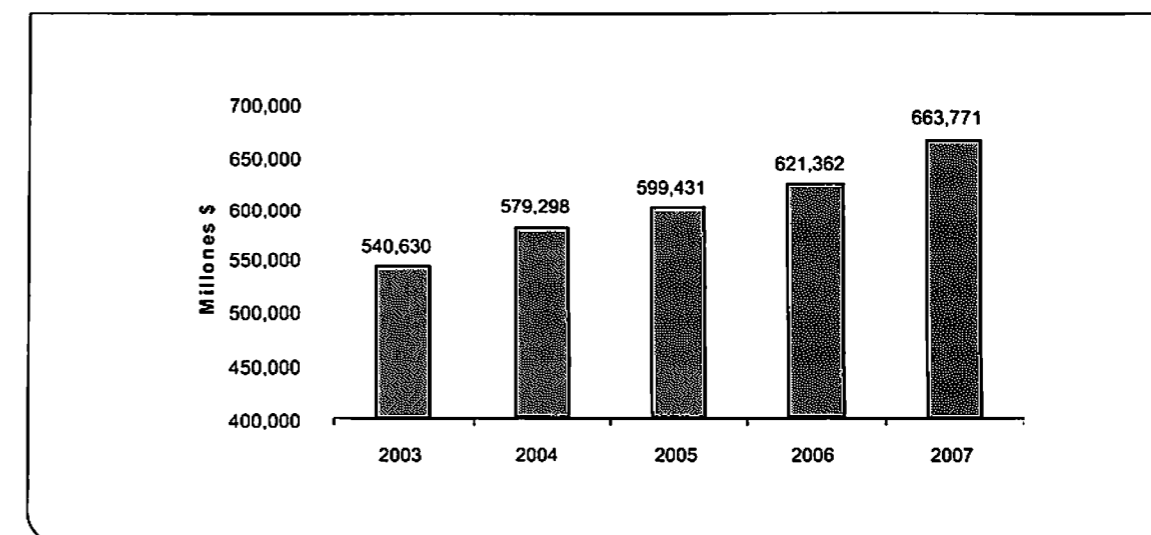
Los ingresos por el servicio de transporte de energía ascendieron a \$663,771 millones, con un incremento de 6.8% frente a 2006, debido a la entrada en operación de los proyectos UPME 01-03 y UPME 02-03.

En marzo de 2007, seis meses antes de lo previsto, ISA puso en operación comercial la segunda fase del proyecto UPME 02-03, entre las subestaciones Bolívar (Santa Rosa de Lima-Bolívar) y Primavera (Cimitarra-Santander), luego de pasar por las subestaciones Ocaña (Norte de Santander) y El Copey (Cesar), con una longitud de 655 km a 500 kV.

El objetivo fue construir más de 1,000 km de líneas dentro de los tiempos y el presupuesto asignados. Estos proyectos han servido para mejorar la interconexión eléctrica del país y fortalecer la integración regional. Con la entrada de estas obras, ISA incrementa en 66% su red a 500 kV y en 47% su capacidad de transformación de energía.

Para continuar incrementando la participación en el STN, ISA adquirió la subestación Betania, ubicada en el municipio de Yaguará (Huila). Los activos están conformados por equipos a 230 kV y 115 kV que conectan la subestación con el SIN.

GRÁFICA 24. INGRESOS SERVICIO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA



Fuente Informe Anual Grupo ISA 2007.

Servicio de Conexión al Sistema de Transmisión Nacional

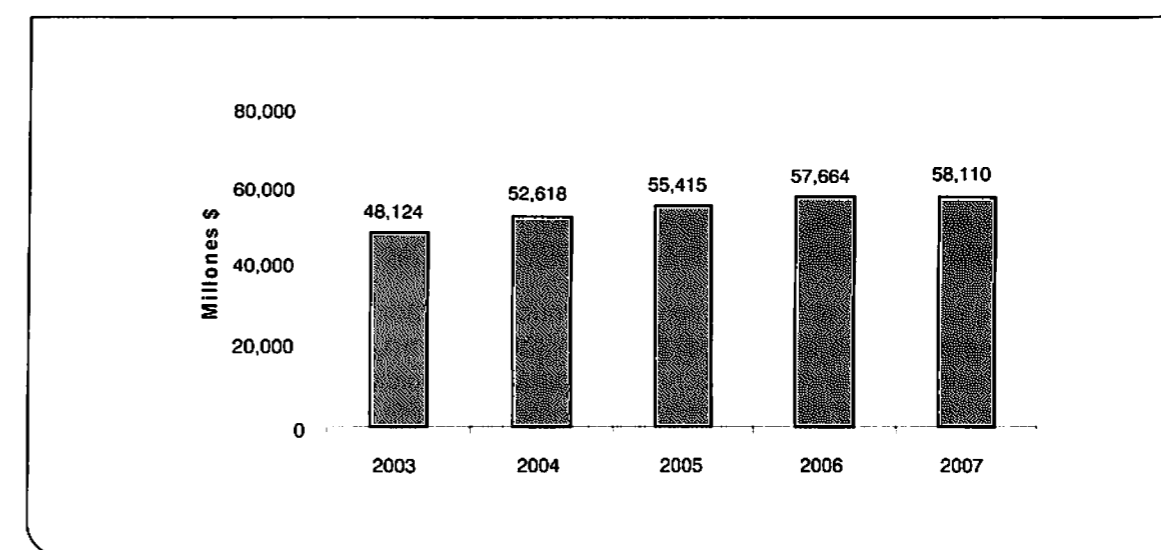
ISA proporciona a los generadores, distribuidores, transportadores regionales y grandes consumidores el acceso al SIN, para permitirles recibir o entregar la potencia y energía eléctrica requerida o generada.

La Compañía ofrece los estudios, la construcción de las líneas de transmisión y las subestaciones eléctricas necesarias para proveer dicho acceso o reforzar conexiones existentes con oportunidad, calidad y a costos competitivos. Como opción se ofrece la administración, operación y el mantenimiento de los activos que conforman la conexión.

Para la prestación del servicio de conexión, ISA posee 71 km a 230 kV y 109 km en tensiones inferiores, una capacidad de transformación de 3,422 MVA en operación y 657 MVA de reserva, distribuidos en 61 puntos de conexión al STN, con los cuales se atienden 22 clientes: 4 generadores, 14 distribuidores, 3 grandes consumidores y 1 transportador. Entre los activos de conexión se registran dos puntos asociados a interconexiones internacionales.

Los ingresos por conexión ascendieron a \$58,109 millones para el período enero-diciembre de 2007.

GRÁFICA 25. INGRESOS SERVICIO DE CONEXIÓN



Fuente Informe Anual Grupo ISA 2007.

Evaluación de los servicios de transporte de energía

Al final de 2007 se realizó la evaluación de satisfacción del cliente externo, cuyo objetivo era conocer y medir la calidad de los servicios y la satisfacción de los clientes, identificar sus necesidades, expectativas y determinar los factores que generan mayor impacto. Se obtuvo un índice de satisfacción general de 86.6% que corresponde a una calificación alta, y un índice de calidad general de 82% que corresponde a un desempeño superior (calificaciones excelente y muy buena).

14.3 GESTIÓN DE XM S.A. E.S.P. DURANTE 2007

En su gestión de 2007, XM plasmó los lineamientos estratégicos de la Compañía a 2016 en su promesa de valor. Esta declaración contiene los objetivos empresariales dirigidos a cumplir los compromisos con los grupos de interés y su enfoque se centró hacia la eficiencia, el crecimiento de la empresa y la competitividad en el mercado eléctrico colombiano.

Durante 2007, en cumplimiento de nuestra promesa de valor se prestaron los servicios de operación y administración con calidad y eficacia, tal como lo demuestran los indicadores, los resultados positivos de la encuesta de satisfacción de clientes y la ratificación de la certificación de calidad. Asimismo, se desarrollaron proyectos importantes como la promoción de la primera subasta de energía firme en Colombia; la puesta en marcha del Centro de Entrenamiento de Operadores; la continuidad en la promoción del capital relacional internacional y con otros sectores y la participación en la constitución de la Cámara de Riesgo Central de Contraparte, CRCC, entre otras.

En cuanto al comportamiento de los principales indicadores de la operación y la administración, se evidencia el resultado positivo de los eventos de tensión por fuera de rango, que se ubicaron en 24 cuando el límite máximo era de 40; asimismo, se presentaron tres variaciones lentas de frecuencia, muy por debajo del límite máximo de 10.

Uno de los eventos de mayor impacto en la historia del Sistema Interconectado Nacional, SIN, ocurrió el 26 de abril de 2007, cuando se presentó un apagón generalizado en el Sistema Eléctrico Colombiano, evento que tomó un tiempo total de 30 segundos aproximadamente, desde el inicio hasta la desconexión total de la demanda. No obstante la gravedad del evento, XM logró, en conjunto con los transportadores, distribuidores y generadores, y el soporte de los operadores de Ecuador y Venezuela, el restablecimiento del Sistema Interconectado Nacional en aproximadamente cuatro horas y media. Fue rápido y eficiente, comparado con las experiencias internacionales en apagones de gran magnitud.

XM, en conjunto con los agentes del mercado y las autoridades del sector, ha liderado el proyecto para minimizar riesgos de colapso en el SIN en aras de implementar mejores prácticas. Una de ellas es la puesta en funcionamiento del Centro de Entrenamiento de Operadores, el cual cuenta con la tecnología más reciente para garantizar un entrenamiento de la más alta calidad y permite capacitar, entrenar, actualizar y certificar a los profesionales y técnicos en la operación de sistemas eléctricos de potencia en Colombia.

Con el fin de verificar la calidad de nuestros servicios, XM realizó la encuesta de satisfacción de clientes y obtuvo, según la percepción de los clientes, un resultado de 86.4% en la satisfacción de los servicios prestados por nuestra Empresa durante 2007.

Para poder llevar a cabo estos logros, XM conservó la calidad en sus servicios y el ICONTEC ratificó el otorgamiento del Certificado de Calidad No. 3415-1 de la norma NTC-ISO-9001/2000.

XM, en su compromiso de promover el mejoramiento continuo del sector, jugó un papel preponderante para la preparación de la primera subasta de energía, con actividades como la promoción del sector energético y del país; la implementación de las reglas de negocio para la transición del cargo por confiabilidad y el diseño y definición de las garantías para el mismo, y acompañando la promoción a través de roadshows internacionales.

Otro frente de promoción del sector eléctrico colombiano donde XM ha participado activamente es la constante motivación por la convergencia entre el gas y la electricidad. Como parte del proceso, se adoptó un mecanismo

de participación voluntaria y permanente, con el objetivo de coordinar los diferentes planes de mantenimiento y minimizar el impacto de estas intervenciones en la atención de la demanda en cualquiera de los dos sectores.

También se coordinó el grupo de mercados de la Comisión de Integración de Energética Regional, CIER, donde a través del proyecto CIER 15, se avanzó en la realización de los términos de referencia para la ejecución de los estudios de factibilidad de integración de las transacciones de electricidad entre las regiones Andina, América Central y MERCOSUR.

En cuanto a la integración con Ecuador, XM realizó la coordinación de todos los aspectos relacionados con la integración de los nuevos equipos de transmisión y transformación al SIN de la línea Jamondino - Pomasqui 3 y 4, construida por Empresa de Energía de Bogotá, EEB. Este proyecto permite mejorar las condiciones de seguridad y confiabilidad en el área sur y aumentar los intercambios de energía y potencia entre Colombia y Ecuador.

Para el proyecto Colombia - Panamá, se realizaron simulaciones energéticas con un horizonte de 10 años, considerando diferentes escenarios de expansión de la generación y diferentes aspectos comerciales en las regiones Andina y Centroamericana y se elaboró una propuesta sobre los diferentes instrumentos jurídicos para lograr las transferencias internacionales entre Colombia y Panamá, considerando los principales aspectos comerciales y operativos de la futura interconexión.

Para dar mayor apertura al desarrollo de mercados de derivados de commodities, XM decidió estratégicamente participar con un 5.39% en la Cámara de Riesgo Central de Contraparte, CRCC, para así abrir el camino en el sector, que incentive la creación de mercados de derivados de energía y desarrolle productos energéticos estandarizados, con productos financieros que puedan ser compensados en la misma.

Durante 2007, se avanzó en la viabilidad del proyecto del Sistema de Negociación de derivados financieros con subyacentes energéticos y en el fortalecimiento de relaciones con proveedores estratégicos de tecnología y consultoría, maximizando el beneficio y garantizando la transferencia de conocimiento. De igual forma, para avanzar en el logro de los objetivos plasmados en la promesa de valor, es importante destacar los resultados financieros positivos de la Empresa, la gestión para la aprobación de una nueva resolución de ingresos para XM, la formación integral del talento humano, el fortalecimiento de la tecnología y la adopción de las mejores prácticas de buen gobierno corporativo.

En lo relacionado con la situación financiera de la Empresa, en 2007 se superaron satisfactoriamente las expectativas, obteniendo una utilidad neta de \$6,395 millones que superó en \$5,002 millones lo estimado. Así, en 2007 el negocio regulado reportó una utilidad neta de \$5,943 millones, donde se destaca la mayor eficiencia operativa y financiera, el reconocimiento del capital de trabajo por un valor de \$5,255 millones, lo cual sólo operó para los años 2006 y 2007 y la remuneración de \$890 millones al patrimonio de los accionistas. Hechos que se reflejan en la utilidad operacional y en un resultado no operacional, superior a lo presupuestado, generado por el ahorro en gastos financieros y mayores rendimientos financieros por inversiones temporales de tesorería. En el negocio no regulado se obtuvo una utilidad neta de \$452 millones, resaltando la obtención de unos ingresos de \$2,208 millones, 119% por encima de los ingresos del 2006. Estos resultados positivos se ven reflejados en el cumplimiento de indicadores financieros como el EBITDA y el EVA.

Es importante destacar uno de los mayores logros corporativos, la elaboración y entrega del Código de Buen Gobierno, que demuestra a los grupos de interés el compromiso con la transparencia y neutralidad en todas las actuaciones de la Compañía, en donde elementos fundamentales, como la apertura de la información al mercado, redundan en la construcción de relaciones de confianza, en beneficio de la competitividad del sector eléctrico colombiano.

14.4 PERSPECTIVAS Y COMPROMISOS A FUTURO DEL GRUPO ISA

Se buscará el incremento de valor de la Corporación, apalancándose en las posiciones competitivas de sus negocios centrales, transporte de energía y operación y administración de mercados.

ISA continuará trabajando en la consolidación de sus negocios en los países donde ya tiene presencia: Colombia, origen de nuestras operaciones, Perú y Bolivia, países donde se evalúan constantemente oportunidades de

crecimiento y Brasil, nuestra más reciente incursión, donde tenemos la importante tarea de consolidar la gestión para lograr el cumplimiento del plan de negocios definido.

Los mercados de la CAN, MERCOSUR, y el mercado centroamericano, presentan interesantes oportunidades de expansión para ambos negocios, estos mercados han estado y continuarán en permanente monitoreo y evaluación, en busca de posibilidades de crecimiento. La integración de los mercados de energía plantea posibilidades importantes, particularmente entre Colombia y Panamá.

Se profundizará en la prestación de servicios asociados al transporte de energía, buscando la consolidación en los mercados de Centroamérica y el Caribe.

Se continuará con la expansión del negocio de telecomunicaciones, fortaleciendo la operación en los países donde se prestan servicios, buscando utilizar la red eléctrica existente como plataforma para la implementación de infraestructura de telecomunicaciones y apuntando a la interconexión entre países.

Otro foco de particular importancia será la consolidación del negocio de proyectos de infraestructura, buscando su crecimiento en la prestación de servicios de ingeniería, construcción y desarrollo integral de proyectos. ISA continuará en la estructuración de oportunidades de ingreso a los negocios del transporte de gas y concesiones viales, tanto en Colombia como en otros países de Latinoamérica.

Finalmente, ISA seguirá profundizando en el cumplimiento de los compromisos con sus grupos de interés y compartiendo su modelo de responsabilidad social empresarial con sus filiales, a fin de fortalecerlo a través de su aplicación en las diferentes regiones y culturas donde llegue.

■ 15. GESTIÓN DE ISAGEN

ISAGEN es una empresa de servicios públicos mixta, que desarrolla la capacidad de generación, produce y comercializa energía, con el propósito de satisfacer las necesidades de sus clientes y crear valor empresarial. La gestión se desarrolla con ética, 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, equivalente al 15,9% de la capacidad total del Sistema Interconectado Nacional y que se complementa con 150 MW de la interconexión con Venezuela. ISAGEN vende energía a comercializadores y clientes no regulados participando con un 18,7% en el total de la demanda nacional. Igualmente, es uno de los principales agentes de la Bolsa de Energía del país. En la actualidad adelanta el plan de expansión de corto plazo para atender la demanda de energía de Colombia.

Los resultados de éstos y otros hechos de importancia para ISAGEN se presentan en el siguiente resumen.

15.1 RESULTADOS FINANCIEROS

Los ingresos operacionales de ISAGEN en el 2007 ascendieron a \$1.070.018 millones, presentando una variación positiva del 20,1% frente a lo obtenido el año anterior, debido principalmente al aumento de un 18,78% en la generación de energía eléctrica y al incremento de la demanda de energía en el país. La utilidad operacional fue de \$326.929 millones, para un margen operacional de 30,6%, mientras que el EBITDA generado fue de \$433.405 millones y el margen EBITDA de 40,5%. Al finalizar el año la Empresa obtuvo una utilidad neta de \$207.895 millones, superior en un 21,9% a la registrada en el 2006.

15.2 GESTIÓN COMERCIAL

El crecimiento sostenido de la actividad industrial fue una de las tendencias más sobresalientes durante 2007. El efecto de esa situación, sobre el desempeño de la estrategia comercial de atender clientes orientados a la manufactura, motivó unos resultados comerciales satisfactorios en este periodo.

Como producto del despliegue comercial para aprovechar las fortalezas internas y las oportunidades del mercado, se incrementaron en un 20,1% los ingresos por ventas de electricidad y gas en relación con el 2006.

En lo referente a contratos por venta de electricidad, se presentó un aumento del 22,2% en comparación con la vigencia anterior, debido principalmente al crecimiento de la demanda. Se incrementaron tanto las cantidades comercializadas por contratos como los precios, lo que generó un ingreso por este concepto de \$850.866 millones.

En los contratos de venta de gas natural, el incremento se ubicó en un 25,1% en relación con el 2006, debido al crecimiento de los ingresos por concepto de ventas a clientes mayoristas y a la promoción de los negocios de cesión de transporte. Los ingresos por comercialización de gas en 2007 ascendieron a \$39.851 millones.

También la Bolsa de Energía creció tanto en cantidades como en precio, especialmente por la presión sobre los precios generada a principios de año por la expectativa de ocurrencia de un fenómeno climático seco y por el incremento en la generación de las centrales de ISAGEN. Los ingresos del 2007 por este concepto se ubicaron en \$175.980 millones, registrándose un crecimiento del 9,5% con respecto a 2006.

Gracias a la combinación de todos estos mecanismos comerciales, la Compañía logró mantener el margen de operación comercial en los mismos niveles del año anterior, a pesar de que los cambios normativos originados en la nueva metodología de Cargo por Confiabilidad presionaron el incremento de los egresos por operación comercial. En el acumulado del año, se llegó a una devolución total por este concepto de \$99.713,5 millones, egreso que registró un crecimiento del 453,4%.

Entre otros conceptos, se destacan las ventas de servicios técnicos a clientes industriales por \$3.297,9 millones, con un incremento del 95,03% con relación al año anterior. Por otra parte, el portafolio de soluciones continúa consolidando la posición de ISAGEN ante la gran industria, lo que significa una garantía de preferencia de los clientes. Durante el 2007 se logró renovar el 99% de los acuerdos comerciales de venta de energía y gas a grandes consumidores, y se logró una penetración con el portafolio de servicios del 79% de las instalaciones industriales de los clientes, nueve puntos por encima de la meta propuesta.

15.3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

Gracias a la efectiva gestión en la operación y el mantenimiento, se alcanzó en esta vigencia una generación de 10.028,71 GWh, que se constituye en la más alta en la historia de ISAGEN, lo cual contribuyó en buena medida al logro de los resultados comerciales registrados en 2007.

Los planes de mantenimiento y modernización se cumplieron en todas las centrales, propiciando que la disponibilidad total de éstas se ubicara en 89,76%, lo que representa un incremento del 2,87% por encima del valor esperado para el año.

La terminación de la modernización de los generadores de las unidades No. 1, 2, 3 y 4 de la central San Carlos y el mantenimiento mayor de la turbina de gas No. 1 de la central Termocentro, son dos hitos que se destacan durante el año.

15.4 PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

15.4.1 PLAN DE EXPANSIÓN 2006 - 2011

Con el propósito de contribuir a la atención de la demanda de energía del país y al crecimiento y competitividad de la Empresa, ISAGEN adelanta la ejecución de su Plan de Expansión de Corto Plazo, que comprende los siguientes proyectos:

TABLA 32. PLAN DE EXPANSIÓN 2006 – 2011

Proyectos	Capacidad Instalada MW	Energía GWh/año	Puesta en Servicio Año
Calderas	26	87	2006
Guarinó	0	238*	2010
Manso	0	168*	2011
Amoyá	80	510	2011
Total	106	1.003	

(*) Energía generada en la Central Hidroeléctrica Miel I.
Fuente: ISAGEN, Gerencia Proyectos de Generación.

15.4.2 PLAN DE EXPANSIÓN 2012 – 2020

Se culminaron los análisis para la selección de los proyectos que permitieron la definición de la estrategia de expansión de la capacidad de generación de ISAGEN para el período 2012 - 2020, con miras a mantener la competitividad de la Empresa y a contribuir a satisfacer la demanda de electricidad Nacional de la cual forma parte, entre otros, el Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso, localizado en el departamento de Santander, con una capacidad instalada de 800 MW y una generación media de 4660 Gwh/año. Para éste se adelantó la contratación de la actualización de los diseños para la licitación, así como la actualización del Plan de Manejo Ambiental correspondiente.

15.4.3 FUENTES DE GENERACIÓN NO CONVENCIONALES

ISAGEN también viene trabajando en mecanismos de desarrollo limpio con fuentes no convencionales de energía. En este sentido firmó un contrato con el Banco Mundial de venta de Certificados de Reducción de Emisiones de CO₂, (CERs), asociados al Proyecto Amoyá para el período 2010 – 2012 y realizó gestiones para su aprobación ante la Junta Ejecutiva del MDL.

En desarrollo del convenio suscrito con COLCIENCIAS terminó el estudio "Normatividad para Incentivar Fuentes Alternas y Generación Distribuida" identificando elementos que viabilizan el desarrollo de estas tecnologías en otros países, lo que permitió establecer diferencias y evaluar potenciales impactos en el sistema colombiano. También se concluyó el estudio "Generación de energía utilizando las mareas, oleaje y corrientes marinas en la región costera colombiana".

Con Iberdrola Renovables se tiene suscrito un convenio para evaluar el potencial eólico y desarrollar esta tecnología en Colombia. Durante el año se seleccionaron los sitios más opcionados para su desarrollo, con miras a determinar la factibilidad de un proyecto de generación eólica.

Como parte de la estrategia de la generación limpia y en el campo de la exploración y desarrollo del potencial geotérmico en Colombia, ISAGEN obtuvo un apoyo de US\$600.000 por parte de la United States Trade Development Agency, USTDA, para adelantar estudios tendientes a identificar y seleccionar un sitio para el desarrollo de un proyecto con este recurso.

15.5 GESTIÓN AMBIENTAL

ISAGEN, durante el 2007 realizó una completa gestión ambiental tanto en sus proyectos de generación en el departamento de Caldas (Guarinó y Manso) y en el departamento del Tolima (Amoyá), como en la operación de sus centrales localizadas en el Oriente Antioqueño (San Carlos, Jaguas y Calderas), Oriente de Caldas (Miel I) y el departamento de Santander (Termocentro), en cumplimiento de las obligaciones de Ley y de los compromisos voluntariamente adquiridos como parte de su responsabilidad social y ambiental. Las actividades más relevantes durante 2007 se presentan a continuación.

15.5.1 GESTIÓN OBLIGATORIA CENTRALES EN OPERACIÓN

- Pago de obligaciones económicas: cumplimiento del Artículo 45 de la Ley 99 de 1993, transferencias del Sector Eléctrico. monto pagado en 2007: \$31.274 millones. Pago por tasas retributivas 2007: \$ 3.5 millones.

- Óptimo desempeño y cumplimiento de los Planes de Manejo Ambiental, verificados por las autoridades ambientales competentes. Adicionalmente se llevó un registro pormenorizado de todos los compromisos adquiridos con las autoridades ambientales, en cumplimiento de la reglamentación ambiental y de los Planes de Manejo Ambiental.
- Diseño de planes de contingencia de los acueductos de las centrales, en cumplimiento del Decreto 1575/06 y la Resolución 2115 de 2007.
- Diseño de los planes de manejo integral de residuos peligrosos en las centrales y Sede de Medellín, en cumplimiento del Decreto 4741 de 2005 y la Resolución 1362 de 2007.
- Se logró la modificación de la licencia ambiental de Termocentro, con el aumento de la concesión de aguas para los pozos subterráneos y la licencia para el relleno sanitario de la central Calderas.
- Se cumplió con la meta de recuperar el 65% de los residuos sólidos en todas las centrales, lo que demuestra el compromiso de empleados y contratistas en el programa de manejo integral de residuos sólidos.
- Reconocimiento en el marco del III Congreso Internacional sobre Medio Ambiente y Energía CIER, realizado en San Luis, Argentina, a los trabajos "De la atención de los impactos a la autogestión de las comunidades" en el área social y "Rescate de fauna silvestre. Una alternativa de conservación en la Central Hidroeléctrica Miel I" en el área biótica.

15.5.2 GESTIÓN VOLUNTARIA CENTRALES EN OPERACIÓN

Inversión Social

- Se apoyaron 98 proyectos comunitarios en las áreas de influencia de los centros productivos, en el marco del Programa de Inversión Social, PIS.
- La comunidad evaluó el proceso de formación en autogestión en 94.3%, mayor que la meta propuesta al inicio del 2007, la cual era de 90%.
- Publicación del Libro "Testimonios de Esperanza", texto que recopila veinte crónicas de algunas de las comunidades que participan del Programa de Inversión Social.
- Dentro del Plan Nacional de Lectura y Bibliotecas que lidera el Ministerio de Cultura, se dotaron las bibliotecas de los municipios de La Dorada, Marquetalia y Fresno.
- Ejecución de convenios de ayuda mutua, con diversas instituciones que operan en las zonas de influencia, que aportan a la construcción de un desarrollo social incluyente y participativo. Se adelantaron convenios institucionales con: Fundación Integrar (Inclusión de niñez discapacitada), Centro de Ciencia y Tecnología de Antioquia CTA (Apoyo al Programa ONDAS, proyectos de investigación con niños y niñas), Compañía de Empaques (Fortalecimiento a la cadena productiva del Fique), Clínica Santa Ana (Recuperación Nutricional), entre otros.
- Como apoyo a iniciativas de paz en zonas víctimas del conflicto armado, se realizaron convenios con el SENA (Programa de Reinserción), Museo de Antioquia (exposiciones itinerantes sobre Derechos Humanos), Corporación de Desplazados de San Carlos (reestablecimiento económico y social), entre otros. Además, se apoyaron los Programas de Desarrollo y Paz, Prodepaz en el oriente antioqueño, PDPMC en el Magdalena Centro, Tolipaz y Red de Programas de DP – REPRODEPAZ.
- Como un aporte de buen vecino se adelantaron convenios con municipios del área de influencia para el mejoramiento de vías, capacitación, dotación de kits escolares para los menores de edad, generación de empleo y fortalecimiento institucional.

TABLA 32. PLAN DE EXPANSIÓN 2006 – 2011

Proyectos	Capacidad Instalada MW	Energía GWh/año	Puesta en Servicio Año
Calderas	26	87	2006
Guarinó	0	238*	2010
Manso	0	168*	2011
Amoyá	80	510	2011
Total	106	1.003	

(*) Energía generada en la Central Hidroeléctrica Miel I.
Fuente: ISAGEN, Gerencia Proyectos de Generación.

15.4.2 PLAN DE EXPANSIÓN 2012 – 2020

Se culminaron los análisis para la selección de los proyectos que permitieron la definición de la estrategia de expansión de la capacidad de generación de ISAGEN para el período 2012 - 2020, con miras a mantener la competitividad de la Empresa y a contribuir a satisfacer la demanda de electricidad Nacional de la cual forma parte, entre otros, el Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso, localizado en el departamento de Santander, con una capacidad instalada de 800 MW y una generación media de 4660 Gwh/año. Para éste se adelantó la contratación de la actualización de los diseños para la licitación, así como la actualización del Plan de Manejo Ambiental correspondiente.

15.4.3 FUENTES DE GENERACIÓN NO CONVENCIONALES

ISAGEN también viene trabajando en mecanismos de desarrollo limpio con fuentes no convencionales de energía. En este sentido firmó un contrato con el Banco Mundial de venta de Certificados de Reducción de Emisiones de CO₂, (CERs), asociados al Proyecto Amoyá para el período 2010 – 2012 y realizó gestiones para su aprobación ante la Junta Ejecutiva del MDL.

En desarrollo del convenio suscrito con COLCIENCIAS terminó el estudio "Normatividad para Incentivar Fuentes Alternas y Generación Distribuida" identificando elementos que viabilizan el desarrollo de estas tecnologías en otros países, lo que permitió establecer diferencias y evaluar potenciales impactos en el sistema colombiano. También se concluyó el estudio "Generación de energía utilizando las mareas, oleaje y corrientes marinas en la región costera colombiana".

Con Iberdrola Renovables se tiene suscrito un convenio para evaluar el potencial eólico y desarrollar esta tecnología en Colombia. Durante el año se seleccionaron los sitios más opcionados para su desarrollo, con miras a determinar la factibilidad de un proyecto de generación eólica.

Como parte de la estrategia de la generación limpia y en el campo de la exploración y desarrollo del potencial geotérmico en Colombia, ISAGEN obtuvo un apoyo de US\$600.000 por parte de la United States Trade Development Agency, USTDA, para adelantar estudios tendientes a identificar y seleccionar un sitio para el desarrollo de un proyecto con este recurso.

15.5 GESTIÓN AMBIENTAL

ISAGEN, durante el 2007 realizó una completa gestión ambiental tanto en sus proyectos de generación en el departamento de Caldas (Guarinó y Manso) y en el departamento del Tolima (Amoyá), como en la operación de sus centrales localizadas en el Oriente Antioqueño (San Carlos, Jaguas y Calderas), Oriente de Caldas (Miel I) y el departamento de Santander (Termocentro), en cumplimiento de las obligaciones de Ley y de los compromisos voluntariamente adquiridos como parte de su responsabilidad social y ambiental. Las actividades más relevantes durante 2007 se presentan a continuación.

15.5.1 GESTIÓN OBLIGATORIA CENTRALES EN OPERACIÓN

- Pago de obligaciones económicas: cumplimiento del Artículo 45 de la Ley 99 de 1993, transferencias del Sector Eléctrico. monto pagado en 2007: \$31.274 millones. Pago por tasas retributivas 2007: \$ 3.5 millones.

- Óptimo desempeño y cumplimiento de los Planes de Manejo Ambiental, verificados por las autoridades ambientales competentes. Adicionalmente se llevó un registro pormenorizado de todos los compromisos adquiridos con las autoridades ambientales, en cumplimiento de la reglamentación ambiental y de los Planes de Manejo Ambiental.
- Diseño de planes de contingencia de los acueductos de las centrales, en cumplimiento del Decreto 1575/06 y la Resolución 2115 de 2007.
- Diseño de los planes de manejo integral de residuos peligrosos en las centrales y Sede de Medellín, en cumplimiento del Decreto 4741 de 2005 y la Resolución 1362 de 2007.
- Se logró la modificación de la licencia ambiental de Termocentro, con el aumento de la concesión de aguas para los pozos subterráneos y la licencia para el relleno sanitario de la central Calderas.
- Se cumplió con la meta de recuperar el 65% de los residuos sólidos en todas las centrales, lo que demuestra el compromiso de empleados y contratistas en el programa de manejo integral de residuos sólidos.
- Reconocimiento en el marco del III Congreso Internacional sobre Medio Ambiente y Energía CIER, realizado en San Luis, Argentina, a los trabajos "De la atención de los impactos a la autogestión de las comunidades" en el área social y "Rescate de fauna silvestre. Una alternativa de conservación en la Central Hidroeléctrica Miel I" en el área biótica.

15.5.2 GESTIÓN VOLUNTARIA CENTRALES EN OPERACIÓN

Inversión Social

- Se apoyaron 98 proyectos comunitarios en las áreas de influencia de los centros productivos, en el marco del Programa de Inversión Social, PIS.
- La comunidad evaluó el proceso de formación en autogestión en 94.3%, mayor que la meta propuesta al inicio del 2007, la cual era de 90%.
- Publicación del Libro "Testimonios de Esperanza", texto que recopila veinte crónicas de algunas de las comunidades que participan del Programa de Inversión Social.
- Dentro del Plan Nacional de Lectura y Bibliotecas que lidera el Ministerio de Cultura, se dotaron las bibliotecas de los municipios de La Dorada, Marquetalia y Fresno.
- Ejecución de convenios de ayuda mutua, con diversas instituciones que operan en las zonas de influencia, que aportan a la construcción de un desarrollo social incluyente y participativo. Se adelantaron convenios institucionales con: Fundación Integrar (Inclusión de niñez discapacitada), Centro de Ciencia y Tecnología de Antioquia CTA (Apoyo al Programa ONDAS, proyectos de investigación con niños y niñas), Compañía de Empaques (Fortalecimiento a la cadena productiva del Fique), Clínica Santa Ana (Recuperación Nutricional), entre otros.
- Como apoyo a iniciativas de paz en zonas víctimas del conflicto armado, se realizaron convenios con el SENA (Programa de Reinserción), Museo de Antioquia (exposiciones itinerantes sobre Derechos Humanos), Corporación de Desplazados de San Carlos (reestablecimiento económico y social), entre otros. Además, se apoyaron los Programas de Desarrollo y Paz, Prodepaz en el oriente antioqueño, PDPMC en el Magdalena Centro, Tolipaz y Red de Programas de DP – REPRODEPAZ.
- Como un aporte de buen vecino se adelantaron convenios con municipios del área de influencia para el mejoramiento de vías, capacitación, dotación de kits escolares para los menores de edad, generación de empleo y fortalecimiento institucional.

Inversión Biofísica

- Mantenimiento del certificado del Sistema de Gestión Ambiental de la empresa, bajo la norma NTC-ISO ISO-14001, versión 2004.
- Se firmaron convenios con las corporaciones Cornare y Corpocaldas, con el fin de contribuir con programas de reforestación, educación ambiental, biodiversidad, erosión y al mejoramiento ambiental de las cuencas que aportan a los embalses de la compañía.
- Adicionalmente, como un aporte a la protección y conocimiento ambiental de las áreas de influencia se adelantaron convenios con el Comité Departamental de Cafeteros de Caldas (Saneamiento básico), MALOKA (Formulación y ejecución de PRAES), TOLIPAZ (Agroecología), Parques Nacionales (Apoyo al plan de manejo de la Selva de Florencia), Instituto Alexander Von Humboldt (Divulgación de información científica sobre flora y fauna), IDEAM (Modernización de la estación pluviométrica de Argelia), IGAC (Transferencia de información geográfica, de la tecnología en geomática y de sensores remotos).

15.5.3 GESTIÓN AMBIENTAL EN PROYECTOS DE GENERACIÓN

- Proyecto Hidroeléctrico Amoyá: se realizó el convenio con la Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios de Chaparral - Empochaparral, para cambio de tubería y adecuación del sistema de bombeo del municipio. Contrato con la Lonja Propiedad Raíz del Tolima, para la gestión de los predios requeridos para la construcción de la central. Se adelantó un proceso de información y concertación amplio, transparente y participativo, con las comunidades localizadas en el área de influencia del proyecto, las autoridades del municipio de Chaparral y del departamento de Tolima.
- Trasvase Guarinó: cumplimiento de los requerimientos de la Licencia Ambiental del Proyecto otorgada por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Así mismo, se han implementado las medidas del Plan de Manejo Ambiental, entre ellas: Programa de Monitoreo y Seguimiento Hidrobiológico, seguimiento de la fauna terrestre, recolección y análisis de la información de la red hidrometeorológica de las cuencas de los ríos Guarinó y Manso, monitoreo de la calidad del agua de los ríos Guarinó y La Miel, construcción de las estaciones hidrométricas El Portento y sitio de desvío sobre el río Guarinó, Plan Piloto de Reforestación, entre otros.
- Trasvase Manso: se iniciaron los trabajos de diseño de detalle para licitación del Proyecto tendientes a iniciar la construcción en el segundo semestre del 2008. De igual forma, se iniciaron labores de topografía correspondientes a la vía de acceso a la zona de obras de descarga.
- Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso: a finales de 2007 se contrató la actualización de los diseños y del estudio de impacto ambiental correspondiente.

15.6 GESTIÓN FINANCIERA

El 2007 fue un año de grandes retos y desafíos para ISAGEN. Uno de los más significativos fue el Programa de Democratización Accionaria, mediante el cual se vincularon a la Empresa 72.344 nuevos accionistas, que adquirieron el 19,22% del total de acciones en circulación de la Compañía, las cuales pertenecían a un porcentaje de la Nación.

Los resultados del Programa superaron todas las expectativas, al lograr una demanda de más de cinco veces el monto ofrecido al público en general, reflejando el voto de confianza que depositaron un gran número de colombianos en la solidez de la Empresa y en el futuro del sector eléctrico colombiano.

También es importante destacar que por segundo año consecutivo la firma Duff & Phelps de Colombia le ratificó a ISAGEN la calificación de riesgo crediticio local como AAA. Igualmente, la calificadora de riesgos Fitch Ratings le asignó a la Empresa la calificación BB+. Estas calificaciones se constituyen en las máximas que se le otorgan a una empresa en relación con su deuda corporativa y reflejan la posición de ISAGEN en el mercado, su sólida estrategia comercial y su calidad crediticia.

15.7 GESTIÓN DE LA ORGANIZACIÓN

En 2007 la Organización continuó implementando prácticas con estándares internacionales de gestión para respaldar su productividad empresarial. De esta forma obtuvo la certificación del Sistema de Gestión en Seguridad y Salud Ocupacional y mantuvo los certificados de los Sistemas de Gestión de la Calidad y Gestión Ambiental.

Con respecto al desarrollo de los trabajadores, el logro más importante del año fue el establecimiento de la línea base del estado de competencias de todas las personas y la definición de los planes individuales de desarrollo requeridos para afrontar los retos organizacionales.

La Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios, ANDESCO, declaró a ISAGEN fuera de concurso en el Segundo Premio ANDESCO a la Responsabilidad Social Empresarial por sus prácticas sobresalientes en los ámbitos ambiental, social, laboral, Buen Gobierno y mercado. Asimismo, el Pacto Mundial destacó como "Notable" el informe de progreso presentado por la Empresa, por considerarlo un ejemplo ilustrativo para comunicar las prácticas, en cumplimiento de los principios de esta iniciativa.

A finales de 2007, fue aprobada por la Asamblea General de Accionistas una reforma estatutaria y se actualizó el Código de Buen Gobierno de la Empresa. Los cambios se originaron en la inclusión de disposiciones que buscan asegurar la protección de los derechos de los accionistas, contenidos en el Acuerdo de Accionistas suscrito por la Nación antes del proceso de democratización. Además, se hicieron modificaciones con base en el denominado Código de Mejores Prácticas Corporativas, expedido por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Los entes de control que vigilan la gestión de la Empresa fueron unánimes en calificar el Sistema de Control Interno como efectivo y por quinto año consecutivo la Contraloría General de la República calificó a ISAGEN como una empresa de riesgo bajo, incluso mejorando su calificación con respecto a los años anteriores.

15.8 EL FUTURO PRÓXIMO

ISAGEN tiene una ruta definida, orientada fundamentalmente a incrementar su valor mediante el aprovechamiento de las oportunidades que le brinda el actual modelo de la industria de energía. Si los años anteriores se destacaron por los logros en cuanto a la reestructuración financiera y la democratización de la Empresa, el 2008 se presenta como el año de las definiciones para su desarrollo.

En este sentido, ISAGEN se enfocará en afianzar su crecimiento mediante la vinculación a las subastas, previstas como parte del nuevo esquema de Cargo por Confiabilidad (en mayo se aseguró la energía en firme a partir del año 2012 para el proyecto de Amoya con 78 Megavatios (MW) y a partir del año 2014 se asegura la remuneración de la energía firme del proyecto Hidroeléctrico Sogamoso con 800 Megavatios (MW), a la búsqueda de oportunidades de negocio a nivel internacional y a participar activamente en los novedosos mecanismos transaccionales como el Mercado Organizado Regulado, MOR.

Materializar los propósitos empresariales, definidos para el 2008 y los años venideros, le permitirá a la Compañía hacer un aporte significativo a la sostenibilidad y a la creación de valor de sus grupos de interés y a mover al país con la energía productiva que entrega cada día.

SECCIÓN D

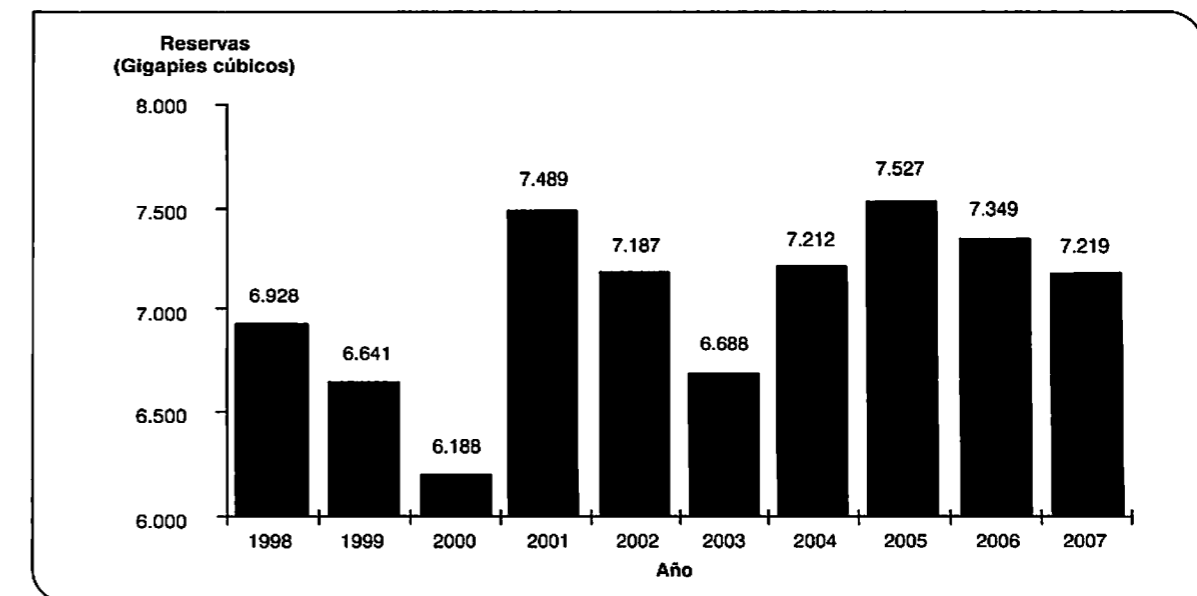
■ **SECTOR GAS**

1. RESERVAS DE GAS NATURAL

En el 2007 el total de reservas de gas natural alcanzó los 7.219 GPC¹, las cuales incluyen reservas probadas, no probadas y proyección para el consumo en operación.

La evolución de las reservas totales de gas natural de los últimos 10 años se presenta en la siguiente gráfica.

GRÁFICA 1. COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE RESERVAS DE GAS NATURAL 1998-2007



Fuente: ANH.

2. OFERTA DE GAS NATURAL

La producción promedio de gas natural durante el 2007 aumentó aproximadamente un 6% con respecto a la registrada en el 2006, alcanzando un volumen de 743 MPCD² del cual el 62% fue suministrado por los campos de la Guajira en la Costa Atlántica y el 27% por el campo Cusiana en el interior del país.

TABLA 1. SUMINISTRO DE GAS NATURAL 2006-2007*

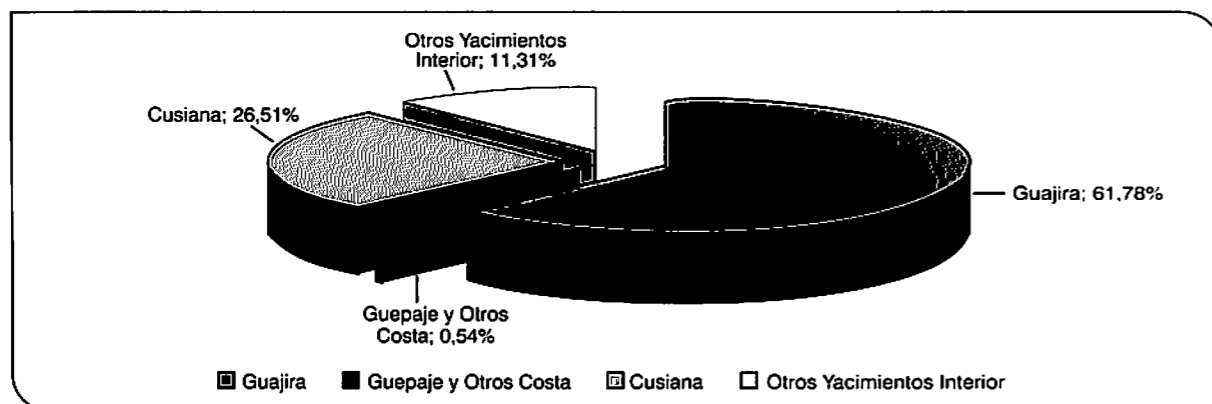
Oferta de Gas Natural	2006	2007
TOTAL PAÍS	702	743
Guajira	450	459
Guepaje y Otros Costa	6	4
Cusiana	170	197
Otros Yacimientos Interior	75	84

*Cifras en Millones de Pies Cúbicos por día.
Fuente: UPME, Mayo 2008.

¹ Giga Pies Cúbicos

² Millones de pies cúbicos día

GRÁFICA 2. PARTICIPACIÓN DE CAMPOS EN SUMINISTRO DE GAS NATURAL 2007



Fuente: UPME.

3. TRANSPORTE DE GAS NATURAL

3.1 PROMIGAS S.A. E.S.P.

A continuación se relacionan las inversiones reportadas por Promigas S.A. entre julio de 2007 y julio de 2008³ en el sistema de transporte de la Costa Atlántica:

TABLA 2. INVERSIONES PROMIGAS S.A. E.S.P (CIFRAS EN MILLONES DE PESOS)

Concepto	Total 2007	Total 2008	Total
Adecuación por tramos	491	472	963
Adecuación estaciones	19		19
Variantes		1.403	1.403
Marrano inteligente	3.463		3.463
Variante Santa Marta	72		72
Cruce Regional Magangué -Cicuco	43	10	54
La Creciente		12.854	12.854
Cruce Calabazo	545		545
Gasoducto Ballena - El Pájaro		611	611

Fuente: Promigas S.A. E.S.P.

Según información suministrada por Promigas, entre julio de 2007 y julio de 2008 fueron transportados 109.525.498 KPC⁴.

3.2 TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR - TGI

En el 2007, la empresa realizó inversiones del orden de los \$6.077 millones de pesos en los proyectos de preparación de la variante Checua y la unidad adicional de compresión en Hato Nuevo.

En el segundo semestre de 2007, TGI transportó un promedio de 375 MPCD. Durante el primer semestre del 2008, se movilizó un promedio 374 MPCD, que comparados con el volumen transportado en el mismo periodo de 2007, representa un incremento del 19.47%

La participación porcentual de cada uno de los campos en el total de gas transportado se muestra a continuación:

³ Estimada

⁴ Kilo pies cúbicos

TABLA 3. TRANSPORTE DE GAS

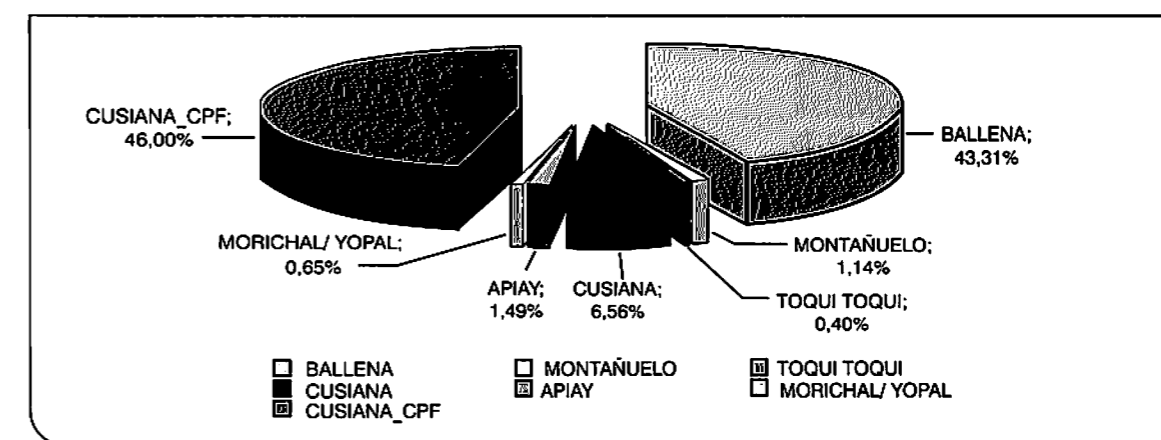
CAMPO	RECIBOS DE GAS	
	2007(*)	2008(*)
BALLENA	43,31%	43,35%
MONTAÑUELO	1,14%	0,99%
TOQUI TOQUI	0,40%	0,35%
CUSIANA	6,56%	6,84%
APIAY	1,49%	1,71%
MORICHAL/ YOPAL(FLOREÑA)	0,65%	0,71%
CUSIANA_CPF	46,00%	45,66%
TELLO	0,44%	0,40%

Fuente: TGI.

(*) Julio - diciembre 2007, enero - julio 2008.

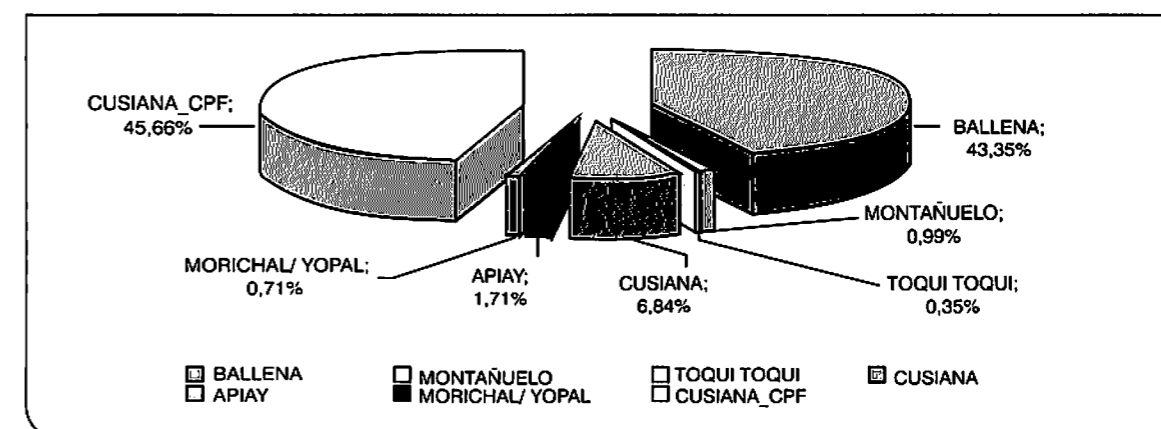
De acuerdo con lo anterior se observa un comportamiento similar en la participación porcentual por campo que se venía dando desde el año anterior.

GRÁFICA 3. TRANSPORTE DE GAS DESDE CAMPOS - TGI - 2007



Fuente: Transportadora de Gas del Interior.

GRÁFICA 4. TRANSPORTE DE GAS DESDE CAMPOS - TGI - 2008



Fuente: Transportadora de Gas del Interior.

A continuación se relacionan los proyectos más significativos que tiene previsto realizar la empresa para el 2008:

- **Expansión Cusiana – La Belleza – Vasconia - Cali, Fase I**
Ejecución de las adecuaciones, ingeniería e inversiones necesarias para aumentar la capacidad de transporte por el gasoducto Cusiana - El Porvenir - La Belleza - Vasconia - Cali, de 180 a 280 MPCD.

• Entrada de Gas de Gibraltar

Adecuación del sistema de transporte en el tramo Ballena - Barranca para la entrada de 15 MPCD desde el campo Gibraltar.

• Expansión Ballena Barranca

Ejecución de las adecuaciones, ingeniería e inversiones necesarias para aumentar la capacidad de transporte por el gasoducto Ballena Barranca, de 190 a 240 MPCD.

• Suministro de Unidades de Compresión para Norean y Vasconia

Suministro y puesta en operación de dos unidades de compresión de respaldo para las estaciones Norean y Vasconia. Este proyecto permitirá mejorar la confiabilidad del sistema de transporte y los estándares de operación.

• Variante Checua – Gasoducto Centro Oriente

Diseño, suministro de tubería, construcción e interventoría de la variante Checua del Gasoducto Centro Oriente para darle solución a los problemas de inestabilidad geotécnica. Además se incrementa la confiabilidad y continuidad del gasoducto Centroriente y se mitiga el impacto ambiental de la operación.

• Proyecto de Aseguramiento Metrológico y Optimización de Estaciones Compresoras

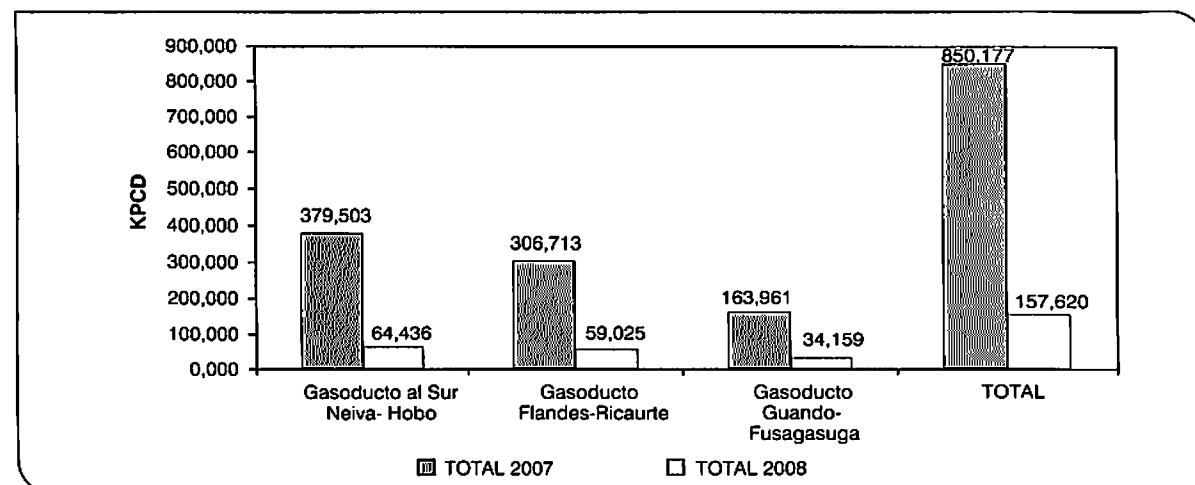
El proyecto consiste en la ejecución de las adecuaciones, ingeniería e inversiones necesarias para permitir el máximo aprovechamiento de los equipos existentes en las estaciones compresoras en especial las de Norean y Miraflores.

3.3 PROGASUR S.A. E.S.P.

Para el 2008 la empresa tiene proyectada la construcción del gasoducto Cali-Popayán. El valor total del proyecto asciende a la suma de \$26.556 millones de los cuales \$10.842 millones fueron solicitados al Fondo Especial Cuota de Fomento. Con el mismo se beneficiarán las poblaciones de Puerto Tejada, Villa Rica, Santander de Quilichao, Piendamó y Popayán, en el departamento del Cauca, beneficiando a un total de 99.534 usuarios de estrato 1 y 2.

De julio a diciembre de 2007 y de enero a mayo de 2008⁵, los volúmenes transportados medidos en KPCD fueron 850.177 y 157.620 respectivamente, tal como se muestra a continuación:

GRÁFICA 5. VOLUMEN TRANSPORTADO POR PROGASUR 2007-2008



Fuente: Progasur S.A E.S.P.
 Nota: las cifras de marzo a mayo de 2008 son proyectadas.
 KPCD: miles de pies cúbicos día.

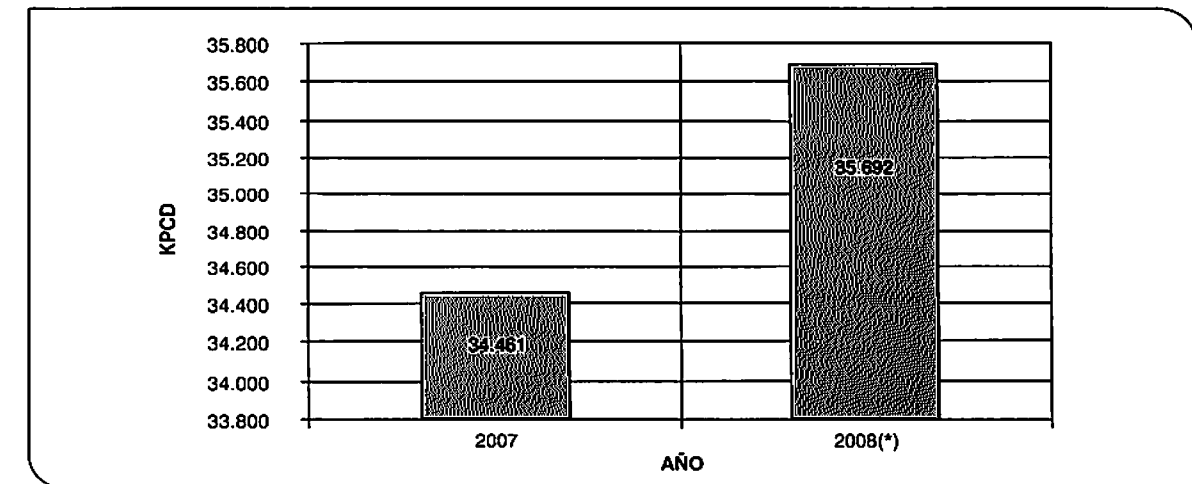
⁵ Estimado

3.4 TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P.

En el 2007 la empresa inició el proyecto de infraestructura para realizar adecuaciones de su infraestructura de transporte. Al finalizar el año el avance del proyecto fue del 89% y su costo histórico acumulado asciende a \$2,554.2 millones.

El volumen promedio de gas transportado durante el 2007 fue de 34.461 KPCD. En cuanto al volumen promedio transportado de enero a mayo de 2008, el mismo corresponde a 35.692 KPCD.

GRÁFICA 6. VOLÚMENES PROMEDIO DE GAS TRANSPORTADOS



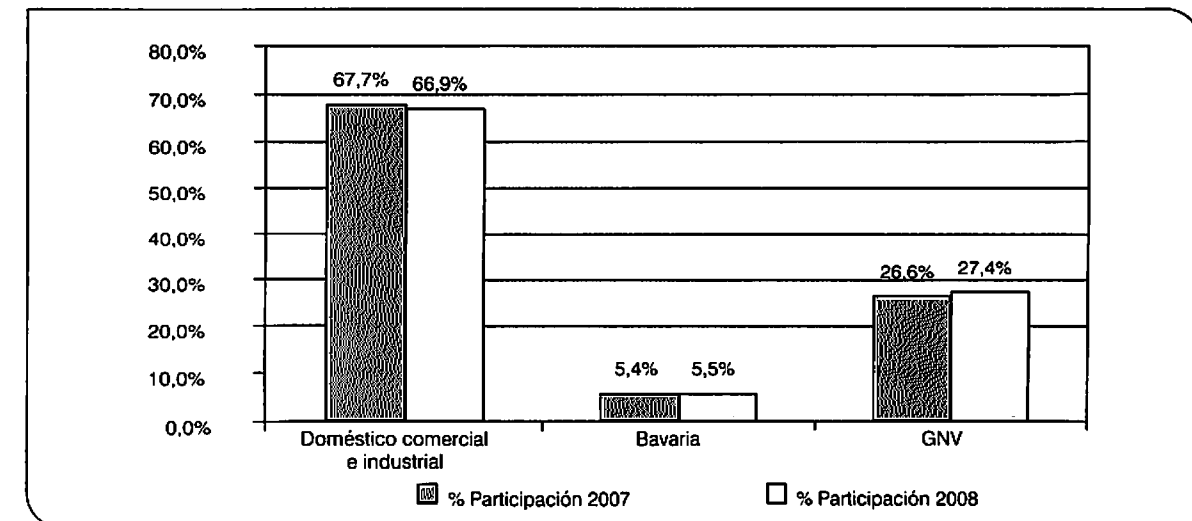
Fuente: Transoccidente S.A E.S.P.
 (*) Período de enero a mayo.
 KPCD miles de pies cúbicos día.

3.5 TRANSORIENTE S.A. E.S.P.

Según información de la empresa, su sistema de gasoductos no tuvo modificaciones mayores durante el 2007.

El volumen de gas natural transportado durante el 2007 a través del Gasoducto Barranca-Payoa-Bucaramanga llegó a ser de 12.16 MPCD, con un incremento del 2.4% con relación al año anterior, en respuesta al mayor consumo registrado en el sector del Gas Natural Vehicular, GNV.

GRÁFICA 7. PARTICIPACIÓN EN EL TRANSPORTE POR SECTORES DE CONSUMO



Fuente: Transorientes S.A E.S.P.

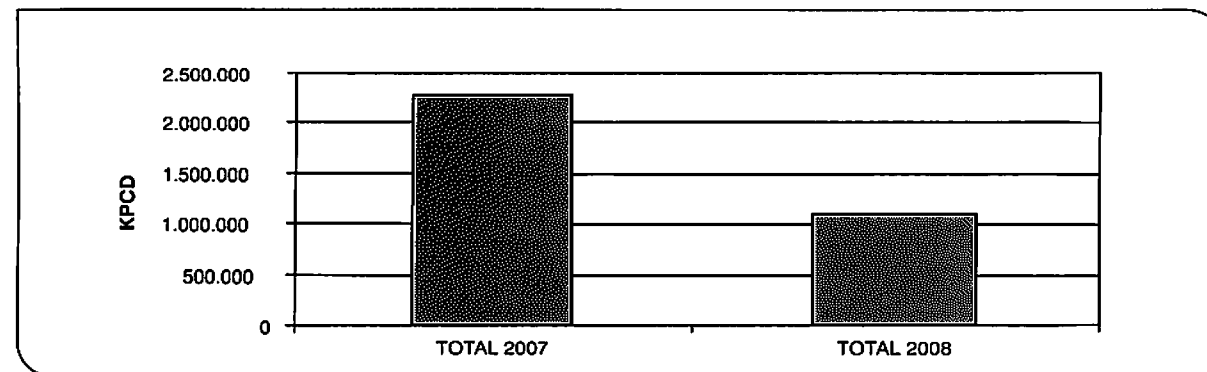
En el 2007, y con la aprobación tarifaria por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, para la construcción del gasoducto Gibraltar-Bucaramanga, se iniciaron las etapas previas a la construcción de este proyecto, el cual podrá transportar inicialmente 30 MPCD desde el campo Gibraltar hasta Bucaramanga. En relación con este proyecto, la empresa ha adelantado las actividades de topografía, prediación, estudios hidrológicos y de suelos y estudio de impacto ambiental.

3.6 TRANSPORTADORA GASODUCTO DEL TOLIMA S.A E.S.P.

Según información suministrada por la empresa, se han realizado inversiones en activos por valor de \$204.772.837.

A continuación se relacionan los volúmenes transportados y reportados por la empresa durante el 2007 hasta junio del 2008⁶.

GRÁFICA 8. VOLÚMENES TRANSPORTADOS



Fuente: Transportadora Gasoducto del Tolima S.A E.S.P.

3.7 TRANSCOGAS S.A E.S.P.

Para el presente año la empresa no tiene previsto desarrollar proyectos de inversión.

En cuanto a volúmenes transportados, entre julio y diciembre de 2007 la empresa transportó un total de 18,18 KPC⁷. Para el periodo comprendido entre enero y julio⁸ de 2008, la empresa transportó un total de 21,65 KPC.

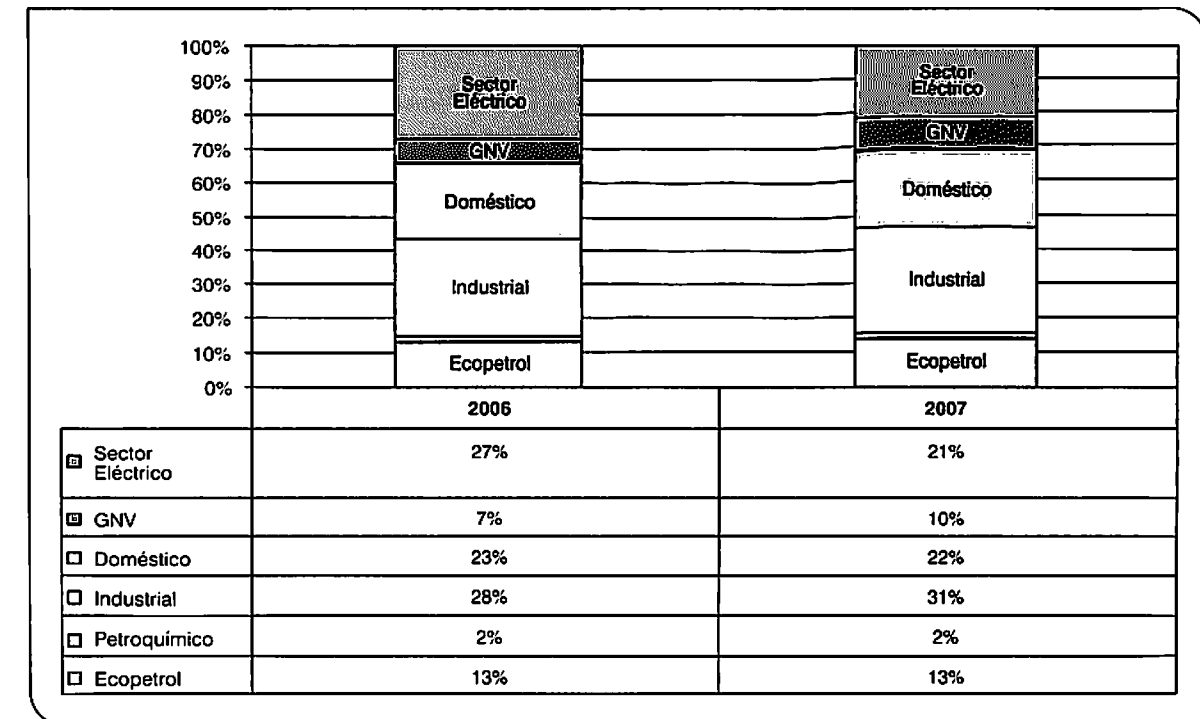
4. COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

El consumo promedio de gas natural en el 2007 fue de 731 MPCD, lo cual representó un crecimiento de 5% con respecto al consumo del 2006, dado un mayor consumo en los sectores industrial y vehicular principalmente.

La siguiente gráfica presenta la evolución sectorial del consumo:

⁶ Proyectado
⁷ Kilo Pies Cúbicos
⁸ Cifras de mayo a julio proyectadas

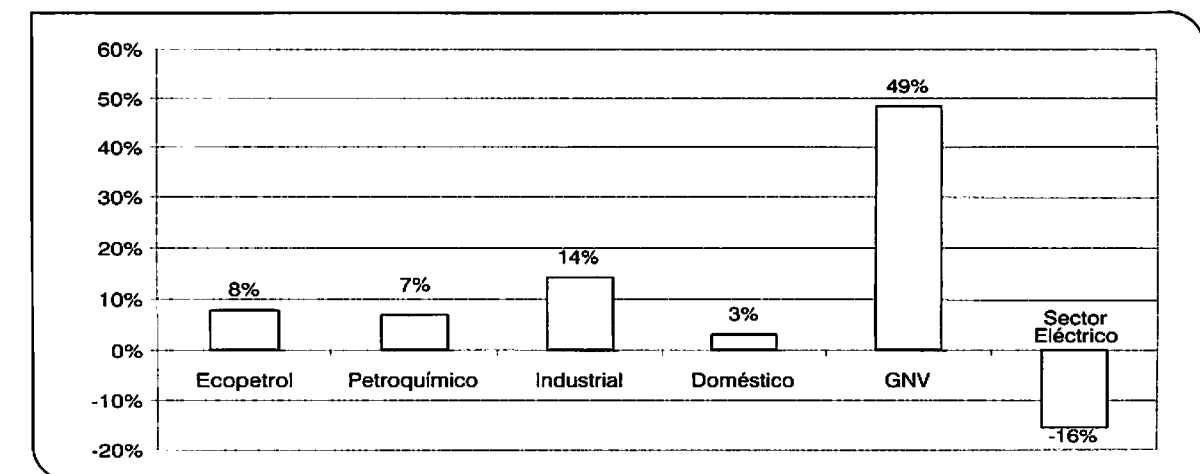
GRÁFICA 9. CONSUMO SECTORIAL DE GAS NATURAL 2006 - 2007



Fuente: UPME - mayo de 2008.

En el 2007, el sector de Gas Natural Vehicular se destacó como el de mayor crecimiento alcanzando un incremento del 49% con respecto al 2006; seguido por el sector industrial con el 14%. Se resalta el decrecimiento del 16% en el consumo del sector termoeléctrico, por un menor requerimiento para la atención de la generación eléctrica.

GRÁFICA 10. CRECIMIENTO SECTORIAL DE CONSUMO GAS NATURAL 2006 - 2007



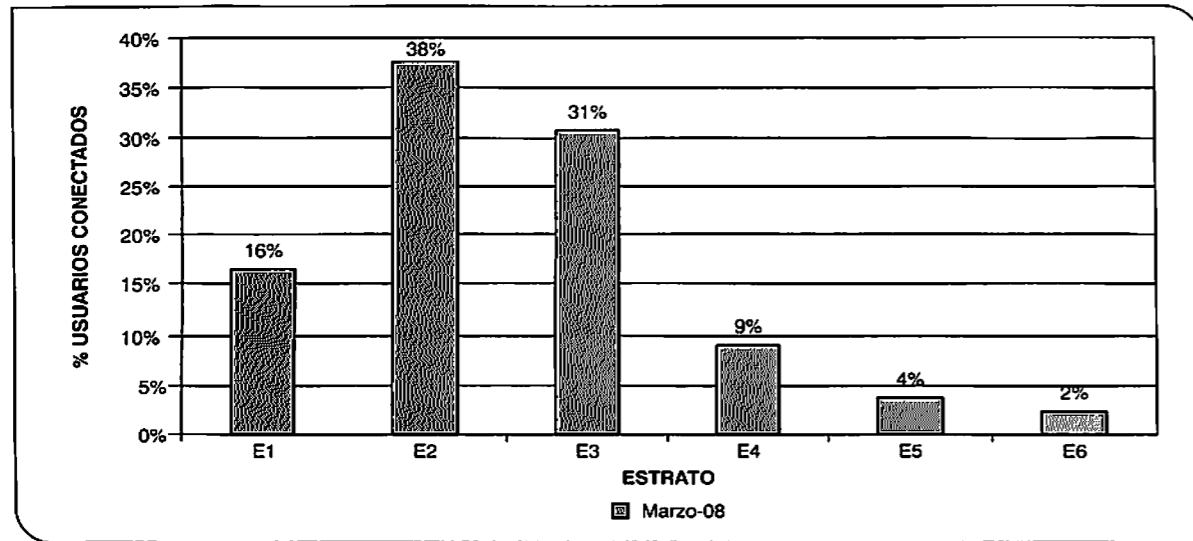
Fuente: UPME - mayo de 2008.

5. DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

A la fecha se tienen 429 municipios y localidades del país con el servicio público domiciliario de gas natural por red, para un total de 4.686.361 usuarios, de los cuales el 98.30% corresponden al sector residencial, el 1.63% comercial y el 0.06% industrial.

Entre los usuarios residenciales, el 85% corresponde a estratos 1, 2 y 3, como se detalla a continuación:

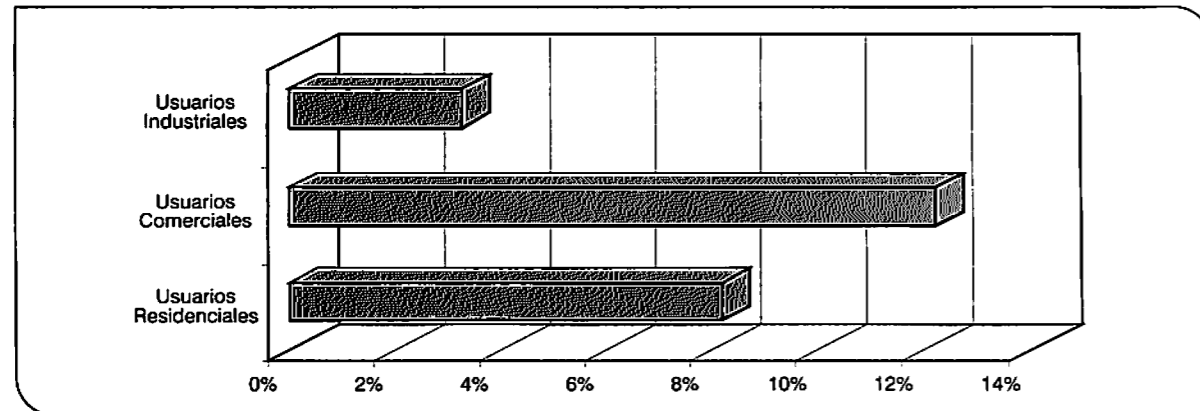
GRÁFICA 11. ESTRATIFICACIÓN USUARIOS RESIDENCIALES



Fuente: Empresas distribuidoras. Consolida Dirección de Gas, Ministerio de Minas y Energía, marzo de 2008.

En cuanto al crecimiento en el consumo atendido por los distribuidores, se destaca que mientras el consumo residencial y comercial aumentó un 8% y un 12% respectivamente, el industrial presentó un aumento del 3%, recuperando su crecimiento con respecto al registrado en el 2006.

GRÁFICA 12. CRECIMIENTO CONSUMO GAS NATURAL ATENDIDO POR DISTRIBUIDORES

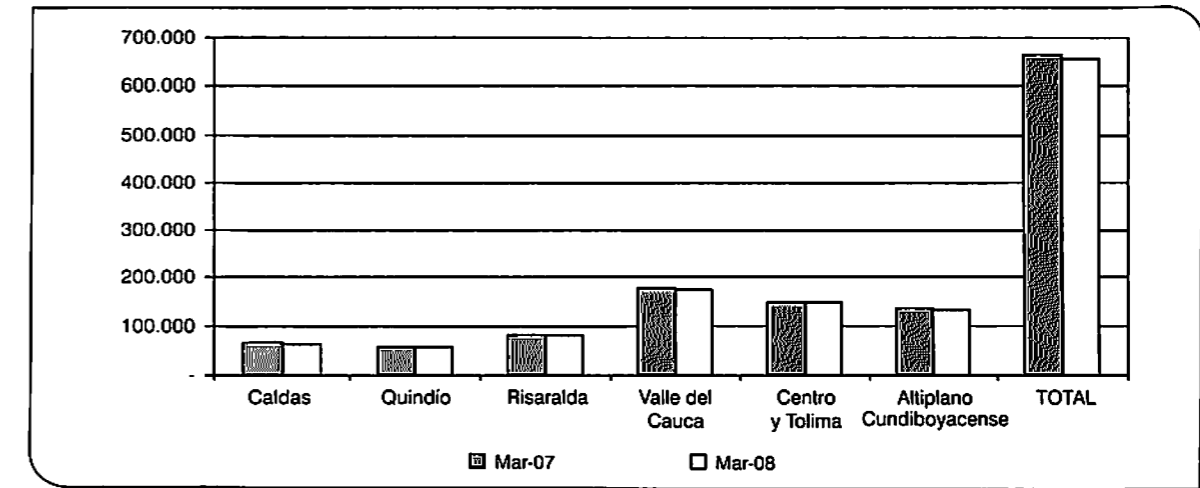


Fuente: Distribuidores de gas natural - consolidado: Ministerio de Minas y Energía.

6. ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO PARA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED

En el 2007, las Áreas de Servicio Exclusivo cerraron con un total de 731.649 usuarios conectados al servicio de gas natural por redes.

GRÁFICA 13. USUARIOS CONECTADOS AL SERVICIO DE GAS NATURAL 2007-2008



Fuente: Empresas distribuidoras - consolidado: Ministerio de Minas y Energía.

Por otra parte, las coberturas potencial y efectiva para cada una de las áreas se presentan a continuación.

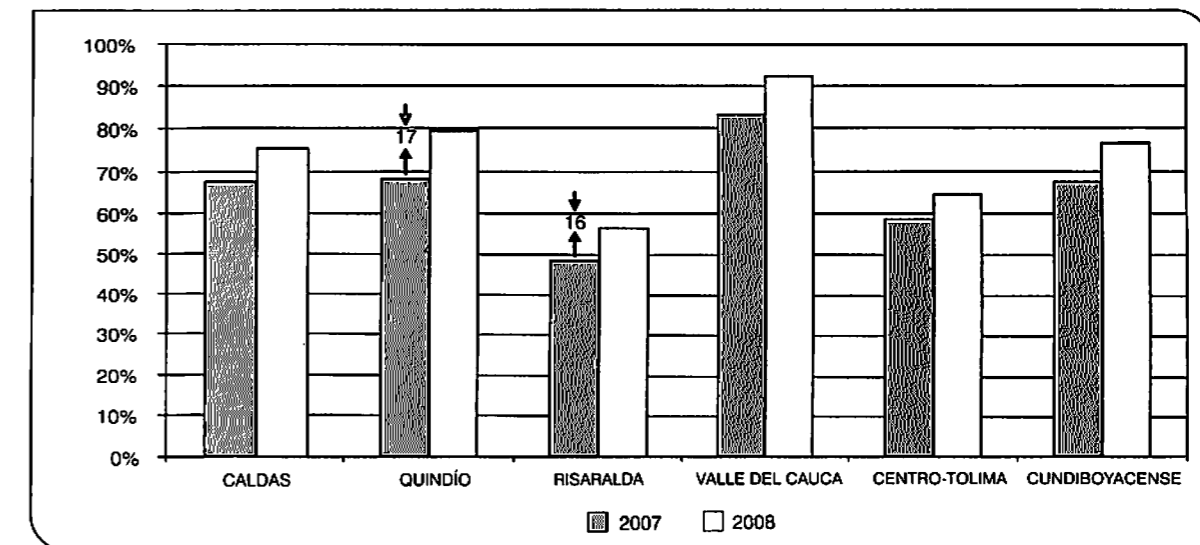
TABLA 4. COBERTURAS ASE 2008

CONCESIÓN	% cobertura potencial	%cobertura efectiva
CALDAS	86%	75%
QUINDÍO	120,30% (*)	79,60%
RISARALDA	79,8	56,30%
VALLE DEL CAUCA	103,7 (*)	92,30%
CENTRO - TOLIMA	87%	64,40%
CUNDIBOYACENSE	89,50%	76,20%

Fuente: Empresas distribuidoras - consolidado: Ministerio de Minas y Energía - marzo de 2008.

(*) Los catastros son menores a los usuarios anillados del servicio.

GRÁFICA 14. COBERTURA EFECTIVA ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO



Fuente: Empresas distribuidoras - consolidado: Ministerio de Minas y Energía.

Se destaca el crecimiento en coberturas efectivas en las áreas de Quindío y Risaralda que presentaron un incremento de 17% y 16% respectivamente.

7. FONDO ESPECIAL CUOTA DE FOMENTO

Con ocasión a lo dispuesto en el artículo 63 de la Ley 1151 de 2007, la cuota de fomento se incrementó al 3% 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. Así mismo, a partir del primero de enero de 2008 el fondo es administrado por el Ministerio de Minas y Energía.

La siguiente es la lista de los proyectos que se encuentran en ejecución, mediante los convenios que suscribió ECOGAS, como anterior administrador del FEFC:

TABLA 5. PROYECTOS EN EJECUCIÓN FEFC

No.	TIPO DE PROYECTO	REGIÓN	SOLICITANTE	VALORES EN MILLONES DE \$ COL			TOTAL USUARIOS
				TOTAL	SOLICITADO AL FEFC	FINANCIADO POR OTROS	TOTAL
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 Satamina (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	Sistema de Distribución + Conexiones	Güepsa (Santander)	Proviservicios S.A. E.S.P. Güepsa	1.350,57	637,16	713,41	627
12	Conexión de Usuarios de Menores Recursos	La Dorada, Honda, Espinal, Venadillo, Fusagasugá y Girardot (Caldas, Tolima, Cundinamarca)	Alcanos S.A.	13.465,53	2.891,30	10.574,22	37.462
13	Conexión de Usuarios de Menores Recursos	Andalucía, Ansermo, Buga, Bugatagrande y otros, (Valle del Cauca)	Gases de Occidente S.A. E.S.P	30.812,25	6.501,96	24.310,30	85.828
14	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
15	Conexión de Usuarios de Menores Recursos	Manizales, Villamaría, Chinchiná, Palestina y Neira (Caldas)	Gas Natural del Centro S.A. E.S.P	4.996,52	980,60	4.015,93	12.795
16	Redes de Distribución + Conexiones	San José de Nus (Antioquia)	Edalgas S.A. E.S.P.	699,70	180,60	519,10	646
17	Redes de Distribución + Conexiones	El Copey (Cesar)	Ingeobra S.A. E.S.P.	4.491,79	1.465,16	3.026,63	2.685
18	Redes de Distribución + Conexiones	El Paso (Cesar)	Ingeobra S.A. E.S.P.	4.709,54	1.734,42	2.975,12	2.773
19	Redes de distribución	San Martín (Cesar)	Gas Nacer S.A. E.S.P.	2.724,01	1.323,17	1.400,84	1.198
20	Redes de Distribución + Conexiones	El Peñon (Santander)	Proviservicios S.A. E.S.P.	773,04	433,76	339,28	433
TOTALES				190.276	60.529	125.031	333.944

Fuente: Ecogas.

7.1 PROYECTOS APROBADOS POR EL FONDO ESPECIAL CUOTA DE FOMENTO

A continuación se relacionan los proyectos aprobados mediante Resolución 181023 del 26 de junio de 2008.

TABLA 6. PROYECTOS APROBADOS - FEFC

	PROYECTO	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SOLICITANTE	2008 (Millones de pesos)	2009 (Millones de pesos)	2010 (Millones de pesos)
1	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN EL CORREGIMIENTO DE TUCHIN MUNICIPIO DE SAN ANDRÉS DE SOTAVENTO	CÓRDOBA	TUCHIN	SURTIGAS S.A. E.S.P	200,04	483,10	0,00
2	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE COMPRESIÓN Y CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN EL MUNICIPIO DE ALGARROBO	MAGDALENA	ALGARROBO	INGEOBRA S.A. E.S.P	592,93	0,00	0,00
3	CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y CONEXIÓN DE GAS NATURAL DOMICILIARIO A USUARIOS DE MENORES INGRESOS UBICADOS EN LA CABECERA MUNICIPAL, PUERTO GAITAN, META	META	PUERTO GAITAN	LLANOGAS S.A. E.S.P	325,08	785,06	0,00
4	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN LOS MUNICIPIOS DE ARMENIA, CALARCA, CIRCASIA, FILANDIA, LA TEBADA, MONTENEGRO, QUIMBAYA Y SALENTO	QUINDÍO	ARMENIA, CALARCA, CIRCASIA, FILANDIA, LA TEBADA, MONTENEGRO, QUIMBAYA Y SALENTO	GASES DEL QUINDÍO S.A. E.S.P	357,08	218,71	757,25
5	CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y CONEXIÓN DE GAS NATURAL DOMICILIARIO A USUARIOS DE MENORES INGRESOS UBICADOS EN LA CABECERA MUNICIPAL, SAN JOSÉ DEL GUAYVARE, GUAYVARE	GUAYVARE	SAN JOSÉ DEL GUAYVARE	LLANOGAS S.A. E.S.P	1.250,09	3.040,46	0,00
6	CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA REGIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN EL TRAMO CAU - POPAYAN	CAUCA	POPAYAN, SANTANDER DE QUILICHAO, PUERTO TEJADA, VILLA RICA, RIENDAMO	PROGASUR S.A. E.S.P	7.666,50	3.409,51	0,00
7	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN LOS MUNICIPIOS DE PEREIRA, BALBOA, DOSQUEBRADAS, LA CELIA, LA VIRGINIA, MARSELLA	RISARALDA	PEREIRA, BALBOA, DOSQUEBRADAS, LA CELIA, LA VIRGINIA, MARSELLA	GASES DEL RISARALDA S.A. E.S.P	493,18	302,07	1.045,86
8	COFINANCIACIÓN DE CONEXIONES CON RECURSOS DEL FEFC A ESTRATOS 1 Y 2 EN EL MUNICIPIO DE SOACHA, MERCADO RELEVANTE DE GAS NATURAL ESP	CUNDINAMARCA	SOACHA	GAS NATURAL S.A. E.S.P	564,16	345,55	1.196,38
9	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS DEL DISTRITO DE AGUABLANCA Y LOS BARRIOS TERRON COLORADO Y SILOE	VALLE DEL CAUCA	AGUABLANCA Y LOS BARRIOS TERRON COLORADO Y SILOE	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P	631,74	386,94	1.330,70
10	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN CUCUTA Y SU AREA METROPOLITANA	NORTE DE SANTANDER	CUCUTA Y SU AREA METROPOLITANA	GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P	277,95	170,24	589,43
11	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL DOMICILIARIO PARA LOS CASCOS URBANOS DE VENTAQUEMADA, NUEVO COLÓN Y TURMEQUE EN EL DEPARTAMENTO DE BOYACÁ	BOYACÁ	VENTAQUEMADA, NUEVO COLÓN Y TURMEQUE	MADIGAS S.A. E.S.P	908,39	2.193,76	0,00
12	CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL PARA LA CABECERA MUNICIPAL DE CHIBOLÓ, MAGDALENA	MAGDALENA	CHIBOLÓ	INGEOBRA S.A. E.S.P	1.061,31	0,00	0,00
13	CONSTRUCCIÓN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LAS VEREDAS APIAY Y BARCELONA, MUNICIPIO DE VILLAVICENCIO, DEPARTAMENTO DEL META	META	VILLAVICENCIO	LLANOGAS S.A. E.S.P	356,51	0,00	0,00
14	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN BOGOTÁ Y MUNICIPIO DE SIBATÉ	CUNDINAMARCA	BOGOTÁ Y MUNICIPIO DE SIBATÉ	GAS NATURAL S.A. E.S.P	1.949,29	1.132,69	3.921,69
15	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL DOMICILIARIO PARA LOS CASCOS URBANOS DE RAMIRÍQUÍ, JENESANO, CIENEGA Y TIBANÁ EN EL DEPARTAMENTO DE BOYACÁ	BOYACÁ	RAMIRÍQUÍ, JENESANO, CIENEGA Y TIBANÁ	MADIGAS S.A. E.S.P	1.078,70	2.600,24	0,00
16	CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL PARA LA CABECERA MUNICIPAL DE SABANAS DE ÁNGEL, MAGDALENA	MAGDALENA	SABANAS DE ÁNGEL	INGEOBRA S.A. E.S.P	403,05	0,00	0,00
17	CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y CONEXIÓN DE GAS NATURAL DOMICILIARIO A USUARIOS DE MENORES INGRESOS UBICADOS EN LA CABECERA MUNICIPAL, SAN JUAN DE ARAMA, META	META	SAN JUAN DE ARAMA	LLANOGAS S.A. E.S.P	277,68	670,00	0,00
18	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN LOS MUNICIPIOS DE ZIPAQUIRÁ, CHÍA, COGUA, CAJICA, UBATE, DUITAMA, TUNJA, CHIQUINQUIRÁ Y SOGAMOSO	CUNDINAMARCA Y BOYACÁ	ZIPAQUIRÁ, CHÍA, COGUA, CAJICA, UBATE, DUITAMA, TUNJA, CHIQUINQUIRÁ Y SOGAMOSO	GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. E.S.P	241,07	147,66	511,22
TOTAL PROYECTOS					18.561,65	15.886,59	8.381,53

Fuente: Dirección de Gas - Ministerio de Minas y Energía.

Se destaca que dichos proyectos beneficiarán en total 370.942 usuarios de estratos 1 y 2 en 12 departamentos del país, entre los cuales se encuentran Córdoba, Magdalena, Quindío, Risaralda, Boyacá, Meta y Cauca.

8. FONDO NACIONAL DE REGALÍAS

En cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 756 de 2002 y en el Acuerdo número 007 de 2006, el Consejo Asesor de Regalías aprobó en diciembre de 2007 el siguiente proyecto.

TABLA 7. PROYECTO APROBADO A DICIEMBRE DE 2007 FNR

BPIN	EJECUTOR	NOMBRE	DEPTO	MUNICIPIO	FUENTE	VALOR SOLICITADO	VALOR COFINANCIADO	VALOR TOTAL	VALOR A APROBAR
0023001010000	Alcaldía Municipal	CONSTRUCCION REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR RURAL DEL MUNICIPIO DE BUCARAMANGA - SANTANDER	Santander	Bucaramanga	Partida Presupuesto Fnr	1.164.189.000	285.980.000	1.450.169.000	1.164.189.000

Fuente: Consejo Asesor de regalías

Así mismo en junio de 2008 se aprobaron los siguientes proyectos:

TABLA 8. PROYECTOS PRESENTADOS FNR - 2008

SOLICITANTE	IDENTIFICACIÓN	VALOR SOLICITADO AL FNR
Alcaldía Municipal de Cubarral, Meta	Construcción del sistema de distribución y conexión de gas natural domiciliario a usuarios de menores ingresos ubicado en la cabecera municipal, municipio de Cubarral, Meta.	\$870.874.066
Alcaldía Municipal de Puerto Concordia, Meta	Construcción del sistema de distribución y conexión de gas natural domiciliario a usuarios de menores ingresos ubicado en la cabecera municipal, municipio de Puerto Concordia, Meta.	\$812.415.602
Alcaldía Municipal de Puerto Rico, Meta	Construcción del sistema de distribución y conexión de gas natural domiciliario a usuarios de menores ingresos ubicado en la cabecera municipal, municipio de Puerto Rico, Meta.	\$1.128.304.695
Alcaldía Municipal de El Castillo, Meta	Construcción del sistema de distribución y conexión de gas natural domiciliario a usuarios de menores ingresos ubicado en la cabecera municipal, municipio de El Castillo, Meta.	\$879.318.731
Alcaldía Municipal de Subachoque, Cundinamarca	Distribución de Gas Natural en el Municipio de Subachoque y conexiones a usuarios de menores ingresos.	\$1.254.989.938
Alcaldía Municipal de El Playón, Santander	Masificación de GLP por redes para el municipio de El Playón, Santander.	\$1.266.179.526
Alcaldía Municipal de El Dorado, Meta	Construcción del sistema de distribución y conexión de gas natural domiciliario a usuarios de menores ingresos ubicado en la cabecera municipal, municipio de El Dorado, Meta.	\$616.709.513
Alcaldía Municipal de Puerto Lleras, Meta	Construcción del sistema de distribución y conexión de gas natural domiciliario a usuarios de menores ingresos ubicado en la cabecera municipal, municipio de Puerto Lleras, Meta.	\$996.230.201

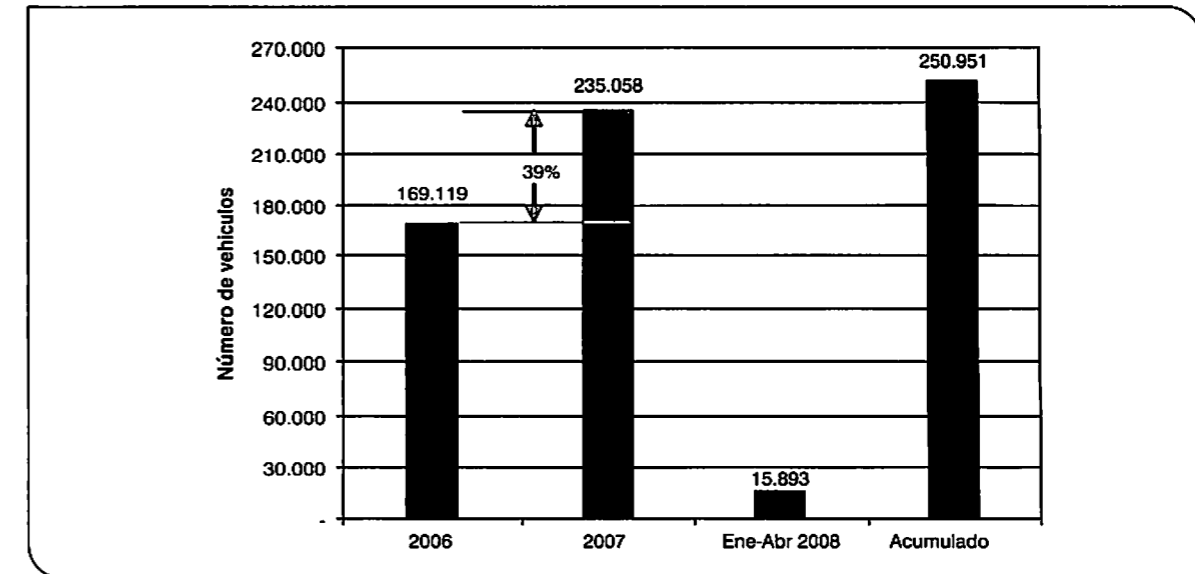
Fuente: Consejo Asesor de regalías

9. GAS NATURAL VEHICULAR

El programa de conversión de vehículos a gas natural ha tenido un desarrollo notable durante los últimos años, el cual se demuestra con el incremento del 39% registrado en el 2007 en relación con el 2006. Así mismo, durante todo el programa se cuenta con un total acumulado de 250.951 vehículos convertidos.

Entre enero y abril de 2008 se han convertido en todo el país un total de 15.893 vehículos.

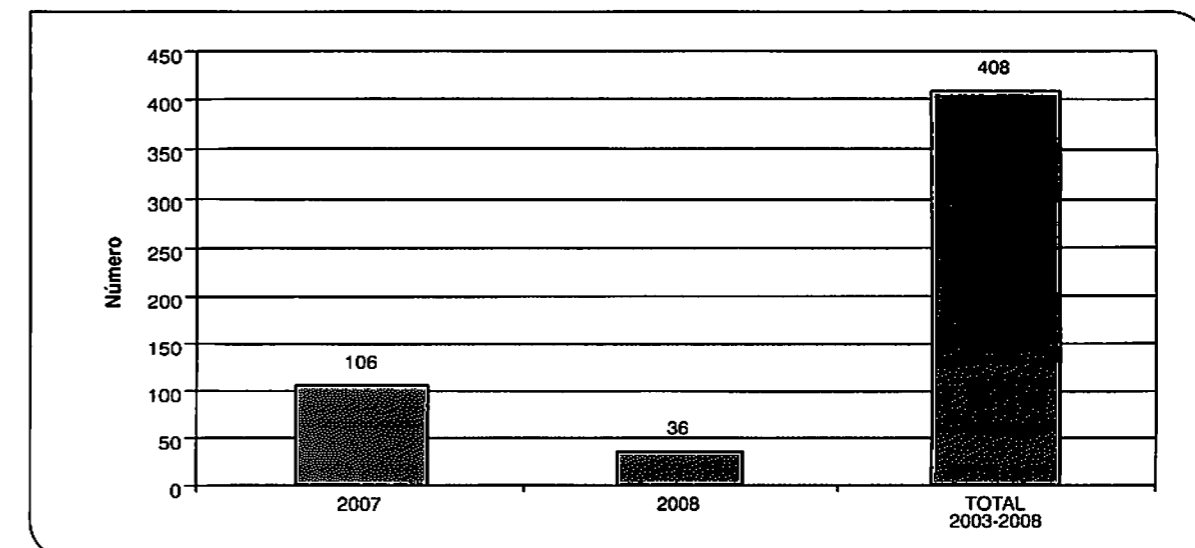
GRÁFICA 15. VEHÍCULOS CONVERTIDOS 2006-2008



Fuente: Dirección Gas - Ministerio de Minas y Energía, abril de 2008.

Para el periodo 2007 a 2008 se construyeron 142 nuevas estaciones de servicio, lo que representa un crecimiento del 35.5%, con respecto al año anterior, consolidando un total de 408 estaciones.

GRÁFICA 16. ESTACIONES DE SERVICIO GNV



Fuente: Empresas comercializadoras de GNV
Dirección de Gas - Ministerio de Minas y Energía

TABLA 9. ESTACIONES DE SERVICIO GNV 2007 - 2008.

CIUDAD	ACUMULADO 1993 - 2006	2007	2008(*)	TOTAL PROGRAMA 1993 - 2007
Armenia	3	2	1	6
Arjona	1			1
Acacias	2			2
Aguazul	1			1
Antioquia	0	1	1	2
Barbosa	1			1
Barrancabermeja	0	1		1
Barranquilla	41	10	3	54
Bogotá	76	27	8	111
Bucaramanga	11	2		13
Buga	0	2		2
Caldas	0	1		1
Cali	26	12	12	50
Cartagena	17	1		18
Cartago	1	1		2
Cerrejón	1			1
Chiquinquirá	2	1		3
Duitama	1	0		1
Espinal	2			2
Funza	0	1		1
Girardot	1			1
Ibagué	7	3	1	11
Jamundí	1	0		1
Manizales	3	4		7
Medellín	26	10	2	38
Montería	4	1	1	6
Neiva	6	1		7
Palmira	1	3		4
Risaralda	3	7	2	12
Sabanalarga	1			1
Sabaneta	0	4		4
Santa Marta	6	4		10
Santo Tomás	1			1
Sincelejo	3	1		4
Sogamoso	1	1		2
Soledad	0	2		2
Tolima	0	0	1	1
Tulua	2	2	1	5
Tunja	1	1		2
Valledupar	2			2
Villavicencio	10		2	12
Yopal	1		1	2
TOTALES	266	106	36	408

Fuente: Empresas Comercializadoras de GNV.
Consolida: Dirección de Gas - Ministerio de Minas y Energía.

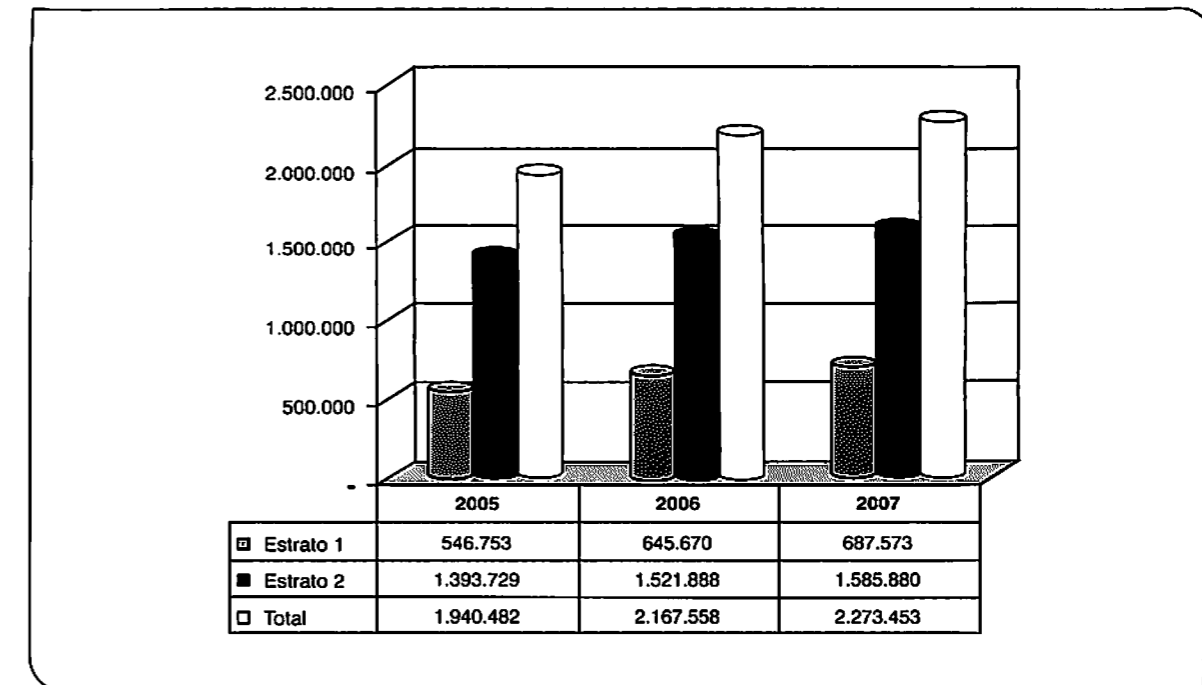
10. FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS

Durante el 2007 se entregaron un total de \$75.691 millones de pesos a través de las empresas distribuidoras de gas combustible por red física a 2.273.453 usuarios de estratos 1 y 2.

Para el 2008 se estima un valor de subsidios del orden de \$160.000 millones de pesos, de los cuales \$75.000 millones se cubrirán con Presupuesto General de la Nación.

La siguiente gráfica muestra de manera comparativa el total de usuarios subsidiados durante los últimos años:

GRÁFICA 17. USUARIOS BENEFICIADOS POR EL FONDO DE SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS



Fuente: Dirección de Energía - Ministerio de Minas y Energía.

11. PRINCIPALES PROYECTOS DEL SECTOR GAS COMBUSTIBLE

11.1 EXPORTACIONES DE GAS A VENEZUELA

Los compromisos de exportación a Venezuela se iniciaron a partir del 1 de enero de 2008, lo que ha representado una monetización de las reservas del orden de US\$52,7 millones⁹.

TABLA 10. CANTIDADES TOTALES EXPORTADAS

MES	TOTAL EXPORTADO (KPC)	VOLUMEN EXPORTADO ECP (KPC)	VOLUMEN EXPORTADO CHEVRON (KPC)	CANTIDAD EXPORTADA ECP (MBTU)	VALOR GAS ECOPEPETROL (USD)	VALOR GAS CHEVRON (USD)	VALOR GAS (USD)
2007 OCTUBRE	1.400	919	481	916	2.537,96	1.330,88	3.868,84
NOVIEMBRE	8.623	5.657	2.966	5.639	15.623,98	8.193,06	23.817,04
DICIEMBRE	101.090	66.315	34.775	66.109	216.214,35	113.380,69	329.595,04
2008 ENERO	2.752.537	1.805.663	946.874	1.800.065	5.004.779,14	2.624.457,35	7.629.236,49
FEBRERO	3.940.787	2.595.014	1.345.773	2.586.969	9.557.298,27	5.011.753,97	14.569.052,25
MARZO	4.336.318	2.843.155	1.493.163	2.834.341	10.471.189,39	5.490.989,56	15.962.178,95
ABRIL	3.847.558	2.524.000	1.323.558	2.516.176	9.295.760,61	4.874.606,18	14.170.366,79

Fuente: Consejo Nacional de Operación - Gas.
Nota: Las cifras registradas en 2007 corresponden a pruebas de operación.
ECP: ECOPEPETROL S.A.

KPC: Kilo Pies Cúbicos.

11.2 PROYECTO DE INTERCONEXIÓN GASÍFERA VENEZUELA - COLOMBIA - PANAMÁ

El gasoducto iría desde Ballena en la Guajira hasta Ciudad de Panamá. En su etapa preliminar se contempla un trazado costero por Colombia hasta el Darién, siendo submarino desde allí hasta Panamá, con una longitud del orden de 1,105 kilómetros, de entre 26 y 36 pulgadas de diámetro, una capacidad de transporte entre 500

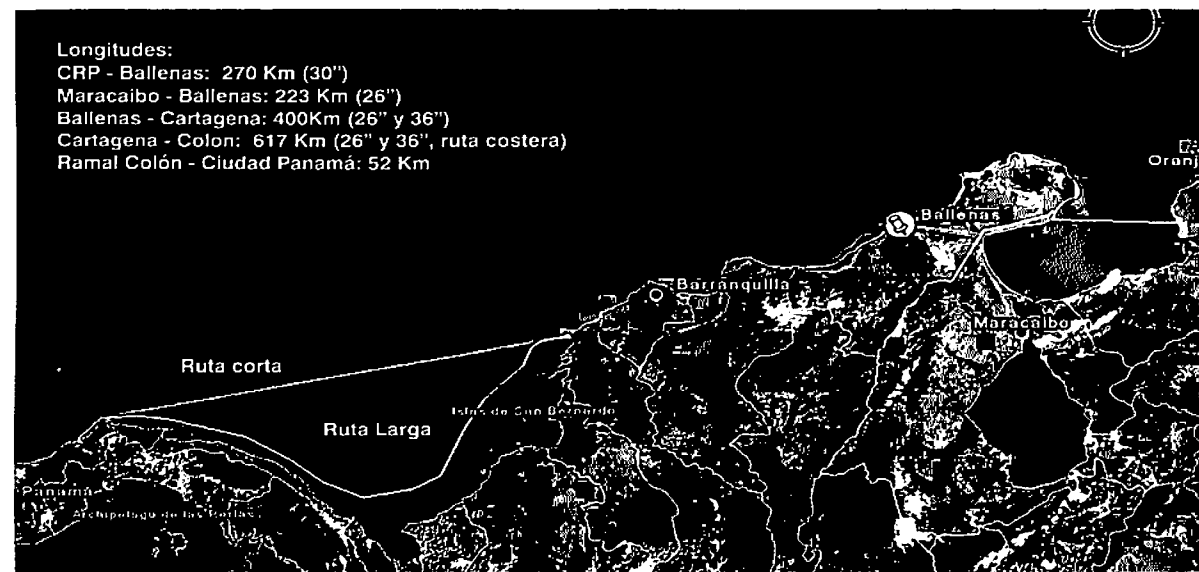
* Cifras a abril de 2008

y 1,150 millones de pies cúbicos diarios dependiendo del diámetro y una inversión estimada entre US\$1,500 y US\$2,400 millones.

En julio de 2007 se inició el "ESTUDIO DE VISUALIZACIÓN PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO DE INTERCONEXIÓN GASÍFERA ENTRE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA, LA REPÚBLICA DE COLOMBIA Y LA REPÚBLICA DE PANAMÁ".

A la fecha el estudio ya se culminó y se encuentra en proceso de aprobación por parte del Comité de Alto Nivel, el cual evaluará la conveniencia técnica y económica de avanzar en la ingeniería conceptual y básica del proyecto.

GRÁFICA 18. INTERCONEXIÓN CON PANAMÁ



11.3 AMPLIACIÓN PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS DE CUSIANA EN 70 MPCD

La ampliación de la capacidad de producción de gas de Cusiana es un proyecto en desarrollo con inversión conjunta entre los socios British Petroleum, BP, BP Santiago, Tepma y ECOPETROL S.A., para lo cual se utilizarán las facilidades existentes en la planta actual, adicionando un nuevo turboexpander.

Para asegurar la entrada del proyecto para diciembre de 2009, ya se inició el proceso de adquisición de los equipos requeridos, que se constituyen en la ruta crítica del mismo.

12. ASPECTOS REGULATORIOS Y/O REGLAMENTARIOS DE GAS NATURAL

12.1 ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

El Ministerio de Minas y Energía adoptará medidas tendientes a asegurar el abastecimiento interno de gas natural, para lo cual exigirá a los productores atender prioritariamente el mercado interno sobre el de las exportaciones.

Así mismo, dicha reglamentación priorizará el sector residencial sobre los demás sectores de consumo para la asignación de gas disponible de los productores.

Otras de las medidas que implementará el Gobierno Nacional es la de exigir que la comercialización de este combustible se lleve a cabo a través de un procedimiento estandarizado que determinará la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Se exigirá además la certificación de reservas a través de organismos especializados, según el procedimiento que para el efecto determine la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Todas las anteriores medidas serán adoptadas mediante Decreto del Gobierno Nacional, el cual se espera esté expedido a más tardar en julio de 2008.

12.2 MERCADO DE GAS

En el 2007 mediante la Resolución 104 de 2007, la CREG modificó las disposiciones sobre contratación de suministro de gas natural para contribuir a la seguridad del suministro en el corto y mediano plazo. Así mismo, en el mismo año la Comisión realizó un análisis sobre el abastecimiento interno de gas natural en el corto, mediano y largo plazo y propone algunas acciones necesarias para asegurar la atención de la demanda interna de gas natural, entre éstas la de ajustar el mercado secundario de gas, para lo cual se adelantó el estudio correspondiente a través de FONADE. Se espera contar con la reglamentación definitiva a más tardar en el segundo semestre de 2008.

12.2.1 LÍMITE A LA INTEGRACIÓN HORIZONTAL DE LAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN MINORISTA DE GAS NATURAL

Mediante la Resolución CREG 112 de 2007, la Comisión estableció nuevas normas sobre los límites de integración horizontal de las actividades de Distribución y Comercialización Minorista de gas natural, adaptando dicha regulación a las condiciones vigentes de prestación del servicio, con lo cual se espera dinamizar el mercado.

12.3 TRANSPORTE

Mediante la Resolución CREG 087 de 2007, la Comisión puso en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuarán estudios para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural, en el periodo tarifario 2007 - 2012.

En concordancia con las bases propuestas mediante la Resolución CREG 087 de 2007, se adelantaron los siguientes estudios:

- Gastos de administración, operación y mantenimiento, cuyo propósito principal es establecer una matriz de actividades de AOM e identificar costos estándar en cada actividad.
- Actualización del factor de productividad aplicable a la actividad de transporte de gas natural en el país.
- Análisis y diseño básico de un mecanismo competitivo para la expansión en la actividad de transporte de gas natural.

12.3.1 PARTICIPACIÓN DE TERCEROS EN LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

En el primer semestre de 2008, mediante Resolución CREG 028 de 2008, se ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la Comisión de Regulación de Energía y Gas, por la cual se emiten disposiciones que regulan el acceso y la expansión del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.

12.3.2 REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE- RUT

Mediante la Resolución 054 de 2007 la Comisión complementó las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte, definidas en la Resolución CREG 071 de 1999.

12.4 NUEVOS CARGOS TARIFARIOS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS

En los meses transcurridos desde junio de 2007 a la fecha, la Comisión aprobó Cargos de Distribución y Comercialización para treinta (30) nuevos municipios tal como se muestra en la siguiente tabla, localizados en diferentes regiones del país, los cuales empezarán a beneficiarse de este servicio desde el primer año de expedición de las resoluciones correspondientes.

TABLA 11. APROBACIÓN DE CARGOS DE DISTRIBUCIÓN

Nº	Departamento	Municipio	Estado
1	Boyacá	Zetaquirá, Berbeo, San Eduardo y Páez	En trámite
2	Cesar	Astrea	En trámite
3	Cesar	Chimichagua	En trámite
4	Cesar	El Paso	En trámite
5	Huila	San Agustín	En trámite
6	Magdalena	Nueva Granada	En trámite
7	Tolima	Valle de San Juan	En trámite
8	Cauca	Popayán y Piendamó	Res 07/08
9	Cauca	Santander de Quilichao, Villarica y Puerto Tejada	Res 08/08
10	Norte de Santander	Ocaña	Res 09/08
11	Meta	Barranca de upia	Res 10/08
12	Antioquia	El Peñol	Res 11/08
13	Santander	El Peñón	Res 11/08
14	Cesar	San Martín	Res 113/07
15	Huila	Nátaga y Colombia	Res 114/07
16	Cesar	Río de Oro	Res 115/07
17	Santander	La Paz	Res 116/07
18	Santander	Río Negro	Res 117/07
19	Santander	Zapatoca	Res 118/07
20	Antioquia	San Roque	Res 12/08
21	Santander	San Vicente de Chucurí	Res 21/07
22	Santander	San Gil	Res 22/07
23	Santander	Charalá	Res 39/07
24	Norte de Santander	Pamplona	Res 40/07
25	Valle	Buenaventura	Res 49/07
26	Santander	Málaga	Res 50/07
27	Tolima y Cundinamarca	Icononzo y Arbeláez	Res 51/07
28	Antioquia	Guarne, Marinilla, Ríonegro y Santuario	Res 52/07
29	Meta	Granada	Res 67/07
30	Huila	Agrado, Altamira, Guadalupe, Pital y Suaza	Res 92/07

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG.

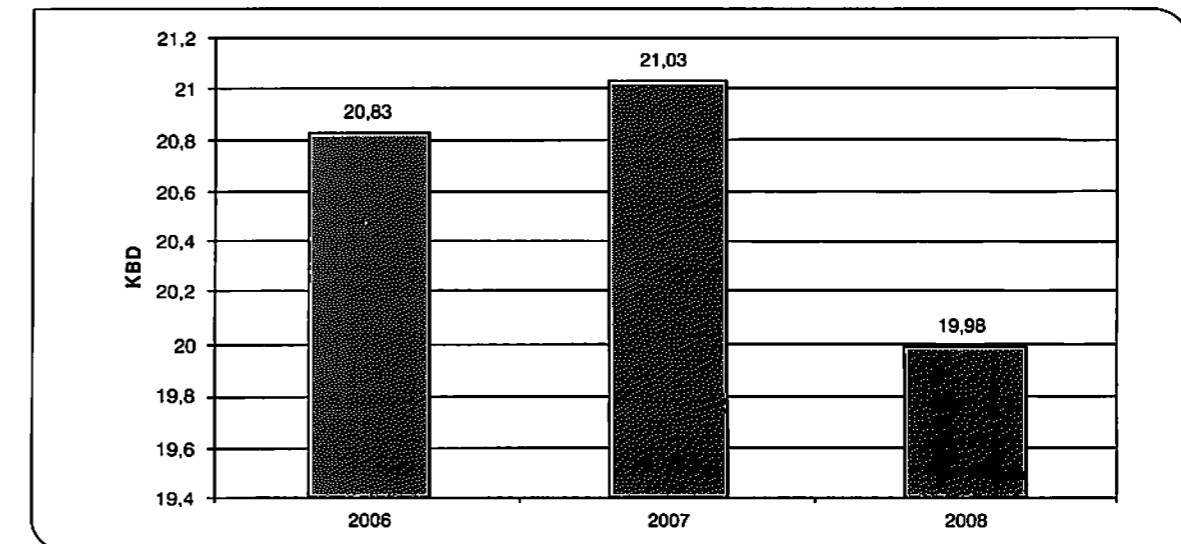
13. SITUACIÓN DEL GAS LICUADO DEL PETRÓLEO 2007-2008

13.1 OFERTA DE GLP

La producción de GLP durante el 2007 alcanzó un total de 21.03 KBD¹⁰ y en lo corrido de 2008 se registra un total de 19.98 KBD. Es de anotar que la refinería de Barrancabermeja es la principal fuente de abastecimiento de GLP para el mercado nacional con una participación promedio de 87%.

¹⁰ Miles de barriles día

GRÁFICA 19. PRODUCCIÓN GLP 2006-2008

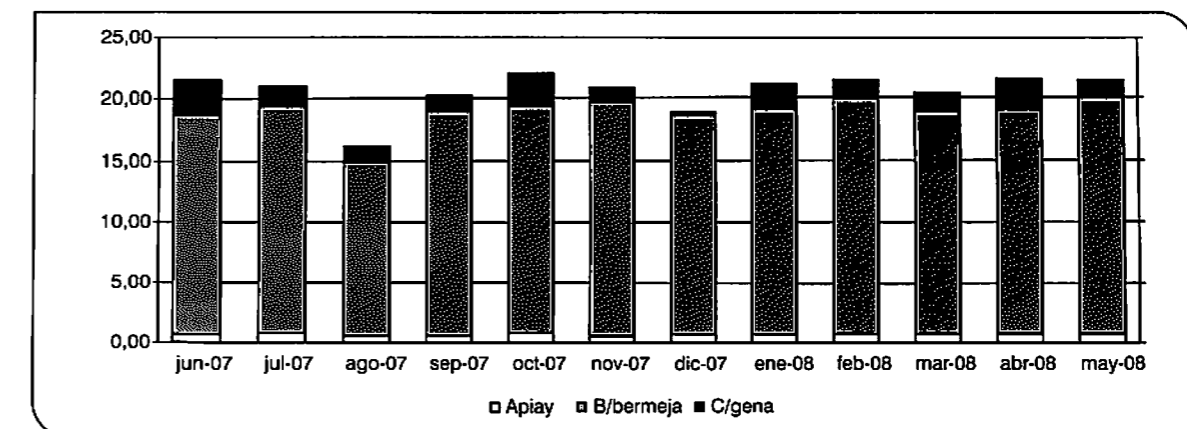


Fuente: ECOPEPETROL S.A. Cifras de 2008 proyectadas.

13.2 COMERCIALIZACIÓN Y VENTAS DE GLP

Las ventas nacionales de GLP durante el 2007 mostraron una disminución del 5,36% con respecto a las ventas del 2006. En el primer trimestre del 2008, se vendieron en promedio 20,29 KBD, lo que representa un aumento del 4% con respecto al mismo periodo del 2007.

GRÁFICA 20. COMERCIALIZACIÓN Y VENTAS EN KBPD

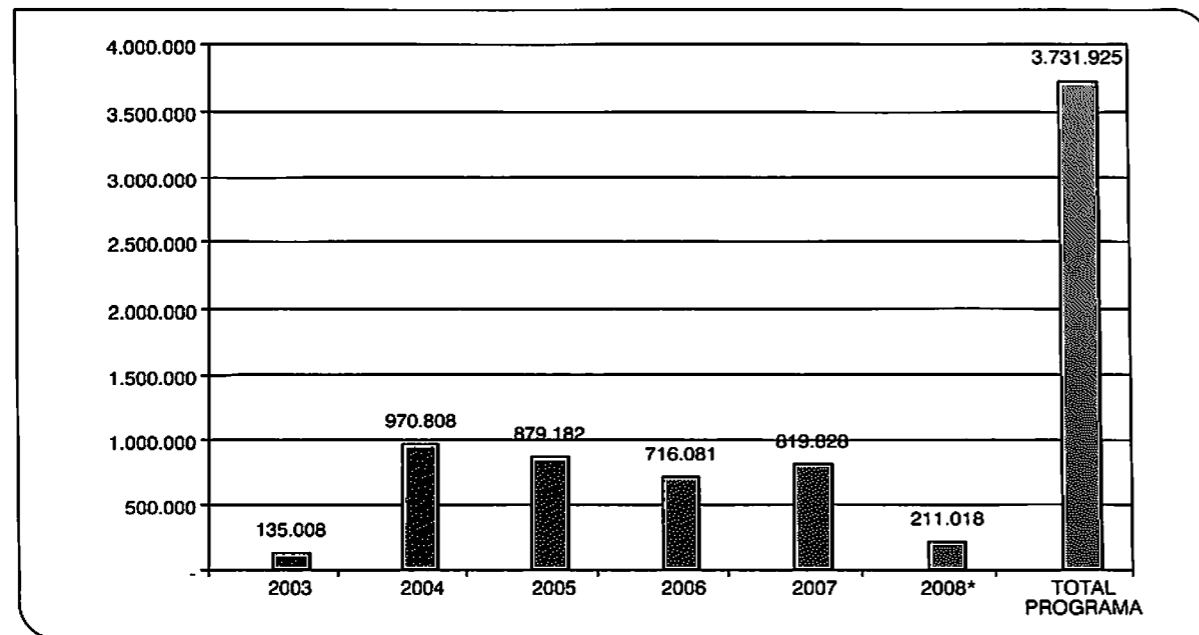


Fuente: ECOPEPETROL S.A. - mayo de 2008 (cifras de marzo a mayo proyectadas).

14. PROGRAMA DE REPOSICIÓN DE CILINDROS PARA DISTRIBUCIÓN DE GLP

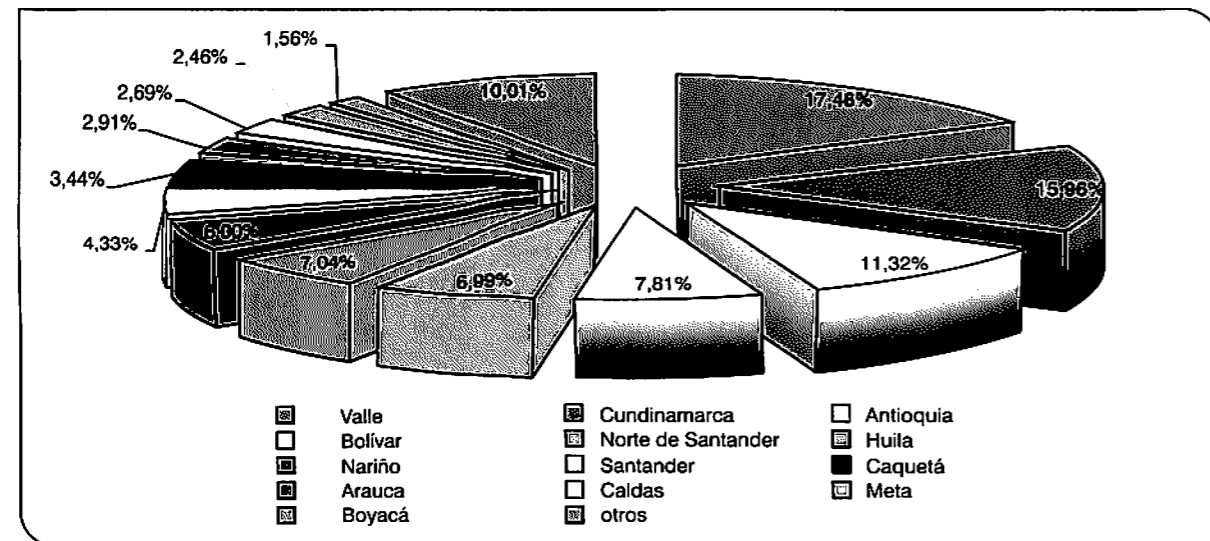
Durante el 2007 fueron destruidos y repuestos cerca de 820 mil cilindros. Así mismo, es preciso mencionar que durante todo el programa se han destruido un total de 3.731.925 cilindros.

GRÁFICA 21. HISTÓRICO REPOSICIÓN DE CILINDROS



Fuente: Interventor - Programa de reposición y mantenimiento - marzo 2008.

GRÁFICA 22. ENTREGA DE CILINDROS POR DEPARTAMENTOS (TOTAL PROGRAMA)



Fuente: Interventor - Programa de reposición y mantenimiento - marzo 2008.

14.1 EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LOS CILINDROS

A continuación se presentan las variaciones que ha tenido el precio de los cilindros utilizados en la prestación del servicio de GLP durante 2007 y 2008.

TABLA 12. VARIACIONES PRECIOS CILINDROS

Año-Mes	30 Lb.	% Variación	80 Lb.	% Variación	100 Lb.	% Variación
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%
2007-05	55.318	2,77%	109.007	2,56%	117.184	2,45%
2007-06	53.755	-2,83%	106.329	-2,46%	114.185	-2,56%
2007-07	53.035	-1,34%	105.233	-1,03%	113.013	-1,03%
2007-08	53.821	1,48%	106.047	0,77%	113.902	0,79%
2007-09	55.092	2,36%	108.815	2,61%	116.795	2,54%
2007-10	57.954	5,19%	114.193	4,94%	122.586	4,96%
2007-11	57.255	-1,21%	112.368	-1,60%	120.576	-1,64%
2007-12	59.125	3,27%	118.055	5,06%	126.511	4,92%
2008-01	60.046	1,56%	120.417	2,00%	129.033	1,99%
2008-02	57.763	-3,80%	114.387	-5,01%	123.104	-4,59%
2008-03	56.089	-2,90%	110.868	-3,08%	119.416	-3,00%
2008-04	59.419	5,94%	117.378	5,87%	126.415	5,86%
PROMEDIO	53.804		86.404		120.884	

Fuente: Interventor - Programa de reposición y mantenimiento.

15. PROGRAMA DE GLP RURAL

Durante el 2007 se beneficiaron un total de 87.525 usuarios con el programa de GLP rural en 6 departamentos, los cuales representan una inversión de \$17.599 millones, tal como se detalla a continuación.

TABLA 13. PROGRAMA DE GLP RURAL 2007 INVERSIONES POR DEPARTAMENTO

DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	USUARIOS	INVERSIONES
SANTANDER	67	35.677	7.173.987.598
CUNDINAMARCA	81	36.122	7.263.468.901
TOLIMA	19	10.971	2.206.066.035
HUILA	3	475	95.513.751
META	3	800	160.865.266
BOYACÁ	23	3.480	699.763.905
TOTALES	196	87.525	17.599.665.456

Nota: Inversiones no incluyen costos de la Gerencia del proyecto.
Fuente: ECOPEL S.A.

16. ASPECTOS REGULATORIOS Y REGLAMENTARIOS EN MATERIA DE GLP

16.1 ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA

En el mes de marzo de 2008, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución 023 de 2008, por medio de la cual se establece el Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de Gas Licuado de Petróleo.

Así mismo, mediante Resolución 045 de 2008 se estableció la regulación aplicable al periodo de transición de un esquema de parque universal de cilindros a un esquema de parque marcado de cilindros de propiedad de los distribuidores, en el marco de la prestación del servicio público de distribución de GLP y se dictan otras disposiciones con respecto al margen de seguridad.

16.2 PRECIO DEL GLP

Mediante la Resolución CREG 066 de 2007 la Comisión estableció una nueva regulación de precios de suministro de GLP de Comercializadores Mayoristas a Distribuidores.

16.3 PLANTAS DE ENVASADO

Mediante Resolución 180581 de 2008 se aprobó el nuevo Reglamento Técnico para Planta de Envasado ajustado a la nueva regulación sobre Distribución de GLP, estableciendo un esquema de vigilancia y control mediante Organismos Certificadores Acreditados.

■ 17. NORMATIVIDAD EXPEDIDA POR EL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN MATERIA DE GAS 2007- 2008

Decreto 880 03/21/2007. Por el cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda.

Resolución 182115 12/20/2007. Por el cual se declara un racionamiento programado de gas natural.

Resolución 180286 02/28/2007. Por la cual se modifica la Resolución 18 0928 de julio 26 de 2006 (modificación al Reglamento técnico de estaciones de servicio).

Resolución 180158 02/02/2007. 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.

Resolución 180141 01/31/2007. Por la cual se modifica la Resolución 18 0928 de julio 26 de 2006 (modificación al Reglamento Técnico de Estaciones de Servicio).

Resolución 18058104 /23/2008. Por la cual se expide el reglamento técnico para plantas de envasado de gas Licuado de petróleo.

Resolución 180004 01/02/2008. Por la cual se declara el cese de un racionamiento programado de Gas Natural.

SECCIÓN E

■ SECTOR ADMINISTRATIVO

■ 1. EJECUCIÓN PRESUPUESTAL

**TABLA 1. PRESUPUESTO DE GASTOS DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
GESTIÓN GENERAL
A DICIEMBRE 31 DE 2007 - (MILLONES DE PESOS)**

CONCEPTO	APROPIADO 1	COMPROMETIDO 2	OBLIGACIONES 3	PAGOS 4	% DE EJECUCIÓN			
					2/1	3/1	3/2	4/3
GASTOS								
Gastos Personal	10.223.3	9.943.8	9.310.9	9.272.2	97.3	91.1	93.6	99.6
Gastos Generales	2.619.9	2.405.4	2.351.6	2.198.9	91.8	89.8	97.8	93.5
Transferencias	15.270.0	9.081.9	9.063.5	9.059.3	59.5	59.4	99.8	99.9
Inversión	3.747.551.0	2.258.372.4	2.220.537.1	2.148.957.5	60.3	59.3	98.3	96.8
TOTAL GASTOS	3.775.664.2	2.279.803.5	2.241.263.1	2.169.487.9	60.4	59.4	98.3	96.8

1.1 FUNCIONAMIENTO

Los gastos de personal generados por la nómina de la entidad y los contratos de prestación de servicios suscritos para lograr su normal funcionamiento, alcanzaron un nivel de ejecución al cierre de la vigencia 2007 del 97.3%, lo cual refleja un margen de ahorro importante, teniendo en cuenta que a pesar del reajuste salarial otorgado por el Gobierno Nacional, mediante decreto 600 de marzo de 2007, no fue necesario incrementar las apropiaciones, por cuanto 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 202 cargos ocupados, para un nivel de ocupación del 94.4%.

La ejecución en gastos generales al final de la vigencia 2007, alcanzó el 91.8% en compromisos frente al valor apropiado, ejecución que permitió satisfacer las necesidades de la entidad y un adecuado manejo de recursos acorde con los parámetros de austeridad vigentes.

TABLA 2. TRANSFERENCIAS

Impuesto al Oro y Platino	Se transfirió a los municipios productores en cuantía de \$3.938.5 millones.
Mesadas Pensionales Inea	Se pagaron en el 2007 mesadas con destino a los pensionados INEA por valor de \$682.2 millones.
Sentencias	Se pagaron sentencias en contra de la entidad por valor de \$2.688.6 millones.
Organización Internacional de Energía Atómica	Se cubrieron los gastos que Colombia está obligada a atender en su calidad de país miembro de la OIEA por valor de \$248.1 millones.
Cuota de Auditaje Contranal	Cuota de control fiscal con destino a la Contraloría General de la República por valor de \$1.043.3 millones.
Administración de Pensiones de Minercol y Cuotas Partes Pensionales	Se pagaron mesadas pensionales de MINERCOL, cuotas partes y administración a Caprecom por valor de \$481.3 millones.

1.2 INVERSIÓN

TABLA 3. SECTOR ELÉCTRICO

Proyecto	Ejecución
Distribución de recursos para pagos por menores tarifas sector eléctrico.	Mediante Resolución 180943 de Junio 26 de 2006 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, se efectuó la distribución de subsidios por menores tarifas al sector eléctrico para el año 2007 en cuantía de \$348.558.5 millones, de los cuales se transfirieron al IPSE recursos por \$35.000 millones para atender los subsidios a las zonas no interconectadas nacionales.
Distribución de recursos de los excedentes de la contribución de solidaridad generados por empresas del sector eléctrico a través del fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos.	Los excedentes de la contribución de solidaridad generados por empresas del sector eléctrico y percibidos a través del Fondo de Solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos, fueron distribuidos entre las empresas deficitarias del sector, en cuantía de \$165.757 millones, equivalentes al 100% del presupuesto asignado.
Distribución de recursos del Fondo Especial de Energía Social.	Los recursos percibidos a través del Fondo Especial de Energía Social, 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 \$87.677.1 millones.
Apoyo financiero a no interconectadas, FAZNI.	Con cargo a los recursos asignados al proyecto Apoyo Financiero a Zonas No Interconectadas, FAZNI, se comprometieron \$59.038.6 millones.
Apoyo financiero para la energización de zonas rurales interconectadas, FAER.	Con cargo a los recursos asignados al proyecto Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, se comprometieron \$45.400.6 millones.
Mejoramiento de la confiabilidad del sistema eléctrico nacional.	Se comprometieron recursos en cuantía de \$23.839 millones en proyectos de construcción y mejoramiento de la infraestructura eléctrica en los departamentos de Córdoba, Magdalena, Sucre, Atlántico, Huila y Cesar.
Construcción de redes de media y baja tensión, montaje de transformadores e instalaciones internas para electrificación rural en veredas de Onzaga y San Gil en el departamento de Santander.	Estos recursos fueron transferidos por el Departamento Nacional de Planeación y se comprometieron en su totalidad en cuantía de \$1.000 millones.
Electrificación y repotenciación San Antonio Milán, Cartagena del Chaira y Solita en el departamento de Caquetá.	Los recursos asignados a este proyecto, se comprometieron en cuantía de \$1.600 millones.

TABLA 4. SECTOR MINAS

Proyecto	Ejecución
Implementación del programa de legalización de minería de hecho.	Los recursos asignados a este proyecto se ejecutaron en cuantía de \$2.037.4 millones, equivalentes al 99.9% del presupuesto asignado.
Divulgación y promoción de los recursos mineros colombianos, nacional e internacional.	Los recursos asignados a este proyecto, se comprometieron en cuantía de \$485 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 \$1.000 millones.
Mejoramiento de la productividad y competitividad minera nacional.	Los recursos asignados a este proyecto se comprometieron en cuantía de \$1.992.9 millones.

TABLA 5. SECTOR GAS

Proyecto	Ejecución
Distribución de recursos de los excedentes de la contribución de solidaridad generados por empresas del sector gas a través del Fondo de Solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos.	Los Excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por Empresas del Sector Gas y percibidos a través del Fondo de Solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos, fueron distribuidos entre las empresas deficitarias del sector, en cuantía de \$15.000 millones, equivalente al 100% del presupuesto asignado.
Distribución de subsidios por menores tarifas sector gas nacional.	Se distribuyeron subsidios entre los usuarios de gas natural por red, en cuantía de \$75.691.5 millones.
Asesoría técnica para el seguimiento a los contratos de concesión de áreas de servicio exclusivo de gas natural por red.	Los recursos asignados a este proyecto se comprometieron en cuantía de \$315.8 millones.

TABLA 6. SECTOR HIDROCARBUROS

Subsidios al precio interno de la gasolina motor corriente y combustibles diesel.	Se entregaron recursos a las refinerías de Cartagena y ECOPETROL por valor de \$1.460.765.5 millones, en la medida en que la meta de gasto para la vigencia 2007, fijada por el CONFIS lo permitió.
---	---

TABLA 7. SECTOR ADMINISTRATIVO

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 \$1.988.7 millones
Dotación para las oficinas del Ministerio de Minas y Energía, Bogotá.	Los recursos asignados a este proyecto se ejecutaron en cuantía de \$400.6 millones.
Mejoramiento de la infraestructura física del Ministerio de Minas y Energía, Bogotá.	Los recursos asignados a este proyecto se comprometieron en cuantía de \$824.1 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 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 \$173.982.000

INGEOMINAS, sobre parte del inmueble ubicado en la Carrera 50 No. 26 - 20 de la ciudad de Bogotá que le permitió a la entidad un ahorro de \$362.608.000 por concepto de administración, servicios públicos, impuestos 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 Carrera 50 No. 26 - 20 de la ciudad de Bogotá, le ha permitido a la entidad ahorros por valor de \$304.071.000 por concepto de administración, vigilancia y servicios públicos. Asimismo, por este concepto se percibieron ingresos con destino a la Dirección de General del Tesoro por valor de \$57.396.000.

2.2 BAJA DE BIENES MUEBLES

Como contribución al Programa Computadores para Educar, liderado por la Presidencia de la República, el Ministerio entregó equipos de cómputo por valor de \$135.639.796.

Durante el año 2007 el Ministerio efectuó bajas de bienes con el fin de ser rematados ante el Martillo del Banco Popular por valor de \$9.500.000, los cuales fueron consignados a la Dirección General del Tesoro Nacional.

2.3 MEJORAMIENTO DE INFRAESTRUCTURA

Durante el año 2007 se ejecutó el proyecto de mejoramiento de la infraestructura del Ministerio de Minas y Energía, por valor de \$810.744.725.

2.4 DOTACIÓN DE OFICINAS

En el año 2007 se ejecutó el proyecto de dotación para las oficinas del Ministerio de Minas y Energía por valor de \$399.295.809.

2.5 PROGRAMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS

2.5.1 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 y servicios por los valores que se señalan a continuación:

TABLA 8. CONTRATOS DE COMODATOS

NUMERO	FECHA	OBJETO	CONTRATISTA	AHORROS
GSA 028 2003	2003/12/30	Inmueble Bogotá	DANE	\$172.312.000
GSA 03 2004	2004/04/02	Inmueble Quibdó	SENA	\$173.982.000
GSA 011 2006	2006/07/15	Parte Inmueble INEA	UPME	\$247.697.000
ASA 021-02	2002/09/06	Parte inmueble antiguo INEA	INGEOMINAS	\$362.608.000

2.5.2 CONTRATOS DE ARRENDAMIENTO

Igualmente por concepto de contratos de arrendamiento suscritos se percibieron ingresos y ahorros así:

TABLA 9. CONTRATOS DE ARRENDAMIENTO

NUMERO	FECHA	OBJETO	CONTRATISTA	INGRESOS	AHORROS
OJ-15-01	220/09/06	Parte inmueble ubicado en la ciudad de Bogotá - CAN	Fundación Instituto de Inmunología de Colombia.	45.396.000	174.175.000
21-2003	2003/12/05	Inmueble ubicado en la ciudad de Pasto	Centrales Eléctricas de Nariño (CEDENAR)	12.000.000	129.896.000

■ 3. PARTICIPACION CIUDADANA EN EL EJERCICIO Y CONTROL DE LO PÚBLICO Y DE LA LUCHA CONTRA LA CORRUPCIÓN

El Ministerio de Minas y Energía, ejecutó durante el último año, diversas estrategias de 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.

Después de ser promulgada la Constitución de 1991, que define a Colombia como un Estado Social de Derecho, democrático, descentralizado, participativo, solidario y pluralista, el país ha demostrado transformaciones importantes a nivel social y político, avanzando de una democracia representativa a una democracia de participación. En este sentido los ciudadanos han reivindicado el derecho a integrarse en la toma de decisiones que puedan afectarlos y han encontrado instrumentos reales y eficaces para acceder al control y la fiscalización de la administración pública.

Algunas de las actividades sobresalientes lideradas por el Grupo de Participación Ciudadana han sido las siguientes:

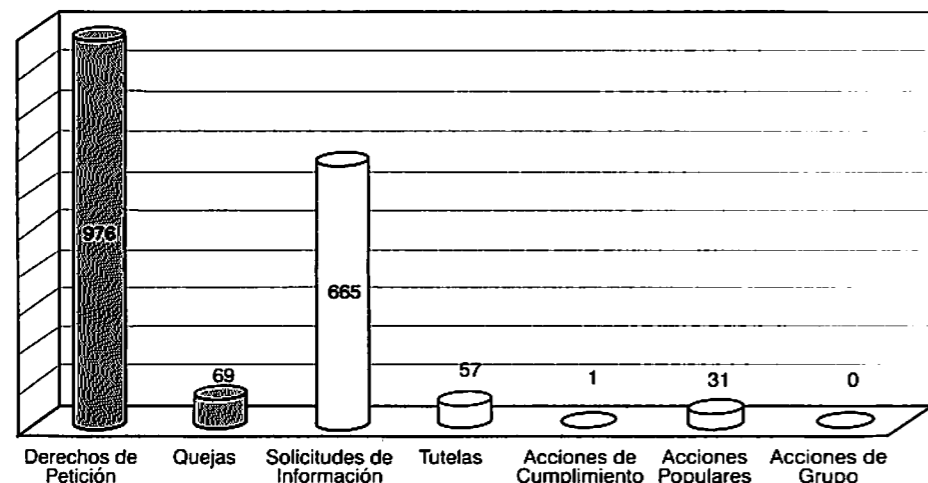
- Realización de la IV Audiencia Pública de Rendición de Cuentas el 2 de agosto de 2007 en el departamento de Antioquia. Este evento se llevó a cabo por primera vez fuera de la capital de la República, ofreciendo la oportunidad a los ciudadanos de otras regiones de participar en las decisiones del sector, formular preguntas de interés general y cuestionar los resultados de las metas y objetivos sectoriales. En esta jornada se logró convocar a 129 ciudadanos que tuvieron un acercamiento directo con los representantes de las diferentes entidades que conforman el sector.
- Distribución de la Guía Ciudadana Sectorial a gobernaciones, alcaldías y entidades a nivel nacional que permite la consulta de este documento para los ciudadanos. Esta publicación, que contiene datos generales de las entidades que conforman el sector, de manera clara y sencilla informa al ciudadano qué es cada entidad, cuál es su misión, qué hace, qué información le puede suministrar al interesado, 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.
- Realización de la medición de la satisfacción del cliente frente a los productos del Ministerio, seleccionando entre las solicitudes de información, derechos de petición, quejas y reclamos una muestra de 320 ciudadanos que contactaron a la entidad buscando respuesta a algún tipo de interés, general o particular. De esta manera, se evidenció que nuestros clientes requieren mayor divulgación de los productos de la entidad con un 58.12%, seguido de la solicitud de información para la aplicación de la normatividad con un 19.68% y claridad con respecto a las políticas y normatividad con un 19.06%.

Es importante resaltar que de acuerdo con esta medición, los productos del Ministerio sobresalen por su legalidad y la oportunidad con la que se imparte y se comunica a la comunidad. Con el fin de mejorar en los ítems que los ciudadanos requieren mayor fortalecimiento se establecieron planes de mejoramiento, esperando superar este indicador durante la nueva medición a realizar en el segundo trimestre del año 2008.

- Realización de una encuesta de satisfacción del cliente frente a la atención prestada en la entidad por parte de los funcionarios en el periodo de mayo 7 de 2007 a septiembre 31 de 2007. Esta se adelantó con una muestra de 1496 ciudadanos que desearon participar con su opinión y que ingresaron diariamente en búsqueda de información 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 y la calidad de la información brindada.
- Fortalecimiento de las bibliotecas del sector a través de intercambio de experiencias administrativas y capacitaciones en el tema de derechos de autor. Se pretende durante el 2008 conformar una Red de Bibliotecas del Sector de Minas y Energía que permita prestar un servicio más eficiente a la ciudadanía que busca información especialmente técnica y documentos que conforman la memoria histórica del sector minero energético.
- 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 mayo de 2007, se reportaron 257 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, Guainía, Huila, Guajira y Magdalena, en 120 asuntos relacionados con energía, 36 con gas, 54 con hidrocarburos y 47 con minería.

- 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 2007 fueron instaurados ante el Ministerio de Minas y Energía los siguientes:

GRÁFICA 1. MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA 2007 CONSOLIDADO



■ 4. SISTEMAS DE GESTIÓN

4.1 SISTEMA DE DESARROLLO ADMINISTRATIVO

Con la implementación del Sistema de Desarrollo Administrativo en las entidades del sector minero energético, el Ministerio de Minas y Energía ha logrado fortalecer el trabajo en equipo con sus entidades adscritas y vinculadas, como también la armonización de este sistema con otros que se deben implantar 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.

Principales logros durante el período Junio 2007 – Julio 2008:

- Se establecieron los acuerdos de gestión en los cargos de las diversas entidades, donde se reflejan los compromisos y funciones de los cargos de libre nombramiento y remoción.
- Las entidades cuentan con manuales de funciones y competencias laborales.
- Se realizó la evaluación de competencias de los funcionarios del sector.
- Los funcionarios fueron capacitados para presentar las pruebas de la primera fase de la convocatoria 001-2005-CNSC.
- De acuerdo con los resultados de las competencias laborales se capacitó a algunos funcionarios de la entidad.
- Las entidades elaboraron el Plan Estratégico de Recursos Humanos.
- Se encuentran certificadas las siguientes entidades en Norma ISO:9011:2000: Ministerio de Minas y Energía, IPSE y UPME. ECOPEL S.A. se ha certificado en algunos procesos. Las demás entidades han avanzado en el proceso.
- Se realizaron capacitaciones sobre la armonización de los temas de Calidad, MECI y PDA.
- En gestión documental, las entidades cuentan con tablas de retención documental acordes con las directrices establecidas por el Archivo General de la Nación.

- Elaboración de una propuesta para la creación del Archivo Central del Sector Minero Energético.
- En los meses de octubre y noviembre se organizaron dos jornadas de reinducción sectorial, donde las entidades adscritas y vinculadas presentaron sus objetivos estratégicos e información de las mismas. Se realizaron jornadas de capacitación, seminarios y eventos a diferentes grupos de ciudadanos en relación con temas del sector minero y energético.
- En el mes de noviembre se presentó el informe de gestión con las bibliotecas del sector minero-energético 2007.
- Se realizaron reuniones entre los representantes de las oficinas de participación ciudadana para compartir experiencias, herramientas y procesos para implementar en el sector.
- En el mes de agosto de 2007 se realizó la IV Audiencia Pública del Sector Minero Energético con la participación de todas las entidades adscritas y vinculadas, en el municipio de Rionegro, Antioquia. Se cuenta con un documento de memorias.
- Elaboración de la segunda edición de la Guía Ciudadana Sectorial que contiene la información más relevante, 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 14 del Boletín Energiminas.
- Se elaboró un documento de lineamientos sectoriales con miras a mejorar los resultados de medición de Transparencia por Colombia.
- Relación de clientes de las entidades del sector para facilitar su convocatoria en el Control Social.
- Publicación y divulgación de la tercera edición de la Guía Práctica de Normatividad aplicable a las entidades públicas.
- Se realizó una capacitación sobre el Código de Buen Gobierno, Control Interno Disciplinario y Veedurías Ciudadanas.
- Revisión y actualización del pensamiento estratégico del sector.
- Publicación y divulgación del Código de Ética del Ministerio de Minas y Energía.
- Publicación y divulgación de la Guía de Trámites Sectorial.
- Publicación en el Portal del Estado Colombiano los trámites de las entidades adscritas y vinculadas. Estos trámites fueron revisados y se racionalizaron.
- Capacitación a los nuevos usuarios del SIGE.
- Elaboración del proyecto para la Intranet del Sector
- Elaboración de un documento de estandarización de metodologías para el levantamiento de requerimientos para adquirir recursos informáticos.
- Realización de alianzas estratégicas para adquisiciones conjuntas de hardware y software.
- Elaboración de un documento para la continuidad de la implementación de los planes de contingencia informáticos.
- Realización de un taller sobre la norma ISO 27001.

4.2 SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - MEJORAMIENTO CONTINUO

El Ministerio de Minas y Energía fue auditado por la empresa certificadora Bureau Veritas Certification, en julio de 2007, para revisar el Sistema de Gestión de la Calidad, por lo que se evidenció la conformidad con la norma ISO:9001:2000, con cero (0) no conformidades, lo que se traduce en un sistema apropiado, que se mantiene y se mejora continuamente.

La entidad ha venido programando auditorías internas que han sido ejecutadas en beneficio de la organización y de la mejora continua de los procesos, creando la cultura del autocontrol. Se han definido 145 acciones de mejora, como consecuencia del seguimiento y autocontrol por lo que se han iniciado y finalizado las acciones apropiadas.

Se continúa con la mejora de los procesos para lo cual se han:

- Modificado tres (3) caracterizaciones.
- Elaborado dos (2) nuevos procedimientos, los cuales ingresaron al sistema.
- Elaborado dos (2) nuevos procedimientos, los cuales están en revisión.
- Ajustado doce (12) procedimientos.
- Modificado dieciocho (18) formatos.

Lo que evidencia el inicio de la cultura de la mejora continua por parte de nuestros servidores públicos.

En razón a que el objetivo del Gobierno Nacional es la implementación de un Sistema de Gestión de la Calidad, bajo la norma GP:1000:2004, el Ministerio de Minas y Energía y las entidades adscritas y vinculadas están en ese camino para lograr la meta antes de diciembre de 2008, complementando lo que falta y mejorando lo existente frente a la ISO:9001:2000 que se trabajó al comienzo de este proceso.

4.3 MODELO ESTÁNDAR DE CONTROL INTERNO – MECI

El Ministerio de Minas y Energía está implementando la fase 2 del proyecto para la implementación del Modelo Estándar de Control Interno, MECI, que apunta al cumplimiento de la Circular No. 03 de 2005 expedida por el Departamento Administrativo de la Función Pública. Se han ejecutado las siguientes actividades:

- Sensibilización a los funcionarios del Ministerio sobre el tema.
- Diagnóstico del Sistema de Control Interno de la entidad en febrero de 2008 con la supervisión del Departamento Administrativo de la Función Pública, con un resultado de avance del sistema del 76.2%.
- Reuniones de trabajo: entre agosto de 2007 y enero de 2008 se realizaron 4 reuniones de Comité de Coordinación, 2 de Comité Operativo y varias reuniones del Equipo MECI para la aplicación de la encuesta, procesamiento de datos y elaboración de informe final.
- Se levantó el mapa de riesgos por procesos y por objetivos estratégicos del Ministerio.
- Armonización en la Intraminas de los tres Sistemas: de Calidad, de Control Interno y Desarrollo Administrativo para facilitar la consulta y administración de los mismos por parte de los servidores públicos de la entidad y posteriormente por los ciudadanos.

5. DESARROLLO DEL TALENTO HUMANO

Las competencias laborales se constituyeron en el eje de la capacitación del Ministerio, orientando su enfoque hacia el desarrollo de saberes, actitudes, habilidades y conocimientos que aseguren el desempeño exitoso en función de resultados esperados, para responder por la misión institucional y enfrentar los retos del cambio, más allá de los requerimientos de un cargo específico.

La capacitación contribuyó al fortalecimiento de competencias necesarias en los servidores públicos, entre ellas:

- Capacidad para la innovación y afrontar el cambio.
- Percepción de los requerimientos del entorno.
- Toma de decisiones acertadas en situaciones complejas.
- Trabajo en equipo y valoración y respeto por lo público.

5.1 PROGRAMAS DE BIENESTAR

En el último año continuó con la programación de actividades dirigidas a promover la salud, prevenir enfermedades, adicciones y accidentes y elevar el nivel y calidad de vida de los servidores públicos vinculados a la planta de

personal del Ministerio y de su grupo familiar. Como parte de estos programas se dictaron cursos, talleres y campañas, al igual que se adelantaron acciones de extensión y deportivas, en el marco de las estrategias de promoción de la salud para una vida mejor.

Se realizaron diagnósticos de salud a todos los servidores públicos de la entidad, inspecciones de riesgo, estudios ergonómicos, pausas activas y programas de acondicionamiento físico. Se continuó con la capacitación a la brigada de emergencias y se realizaron planes de evacuación y simulacro.

5.2 CAPACITACIÓN

La cobertura de capacitación en el 2007 alcanzó el 97.66% de los servidores públicos. Cada servidor público del Ministerio de Minas y Energía recibió un promedio 183 horas de capacitación.

5.3 NOMBRAMIENTOS

La planta de personal del Ministerio cuenta con 214 cargos de los cuales tiene provistos 200 y en el período del 1 Junio de 2007 a Abril de 2008 se vincularon 21 personas de conformidad con la normatividad vigente.

TABLA 10. PLANTA DE PERSONAL
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Dependencia	Total Cargos
Despacho del Ministro	11
Grupo Jurisdicción Coactiva	4
Despacho del Viceministro	16
Oficina Asesora Jurídica	19
Oficina de Control Interno	8
Dirección de Energía	19
Dirección de Gas	9
Dirección de Hidrocarburos	28
Dirección de Minas	12
Secretaría General	4
Grupo de Sistemas	9
Grupo Gestión Humana	12
Grupo de Planeación y Cooperación	6
Grupo Financiero	11
Grupo Servicios Administrativos	23
Administración Documental	17
Grupo de Participación Ciudadana	6
Total Cargos	214

5.4 PROGRAMA DE RENOVACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA – PRAP –

El Programa de Renovación de la Administración Pública, PRAP, continúa en el Ministerio de Minas y Energía con el trámite de 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 PLATAFORMA DE CÓMPUTO

Actualización de 98 estaciones de trabajo, adquisición del servidor de bases de datos para soporte de contingencias informáticas, actualización del servidor de aplicaciones del SUIME y del Portal de Internet del Ministerio con una plataforma clúster en entorno SAN de fibra óptica y almacenamiento masivo externo. Igualmente, se modernizó la plataforma de impresión, con la adquisición de 15 impresoras láser de red.

6.2 MODERNIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TICS

6.2.1 RED ACTIVA DE DATOS Y TELEFONÍA IP (VOZ SOBRE IP)

Con la adquisición de la nueva red activa de datos, se logró aumentar la velocidad de transmisión de 100 Mbps a 1000 Mbps, en un ambiente de conectividad redundante para cada puerto activo.

Así mismo, se sustituyó la telefonía análoga por telefonía IP, habiéndose dotado a cada uno de los servidores públicos del Ministerio del servicio de telefonía bajo el esquema de voz sobre IP.

6.2.2 GESTIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TIC

El Monitoreo de red, la gestión de Help Desk y la administración de inventario de TIC se puede efectuar ahora con la herramienta DEXON, mediante la cual se efectúan chequeos paulatinos del desempeño de la red, atención y soporte remotos y generación automática de inventario de TIC.

6.2.3 GESTIÓN DE PROCESOS Y PROCEDIMIENTOS

Se adquirió la solución de gestión de procesos BPM T&MS para la administración de procesos, la cual se encuentra implementada para el control de seis procedimientos misionales.

6.2.4 SISTEMAS DE INFORMACIÓN

Se desarrolló el Módulo de Abastecimiento de Gas Natural del Sistema Único de Información del Ministerio de Minas y Energía, SUIME, para elaborar proyecciones de demanda y estimar la producción de gas mediante el cual se podrán realizar los cálculos de impuestos para el transporte de hidrocarburos. Igualmente, se desarrolló el módulo para la administración de cuentas de cobros coactivos del Ministerio de Minas y Energía.

6.2.5 SEGURIDAD INFORMÁTICA

Se cuenta con dos anillos de seguridad informática, compuestos por un Sistema de Prevención de Intrusos y un filtro de ataques de virus, spam, spoofing, y phishing.

■ 7. RECUPERACIÓN DE CARTERA

Durante el período julio de 2007 a mayo de 2008, el grupo de jurisdicción coactiva logró como recuperación de cartera la suma de \$3.435.621.403.

Se transfirió una deuda que tenía Centrales Eléctricas del Cauca, CEDELCA, con este Ministerio, a favor del Ministerio de Hacienda y Crédito Público por valor de \$1.375.365.700, mediante acuerdo de pago celebrado el 26 de diciembre de 2007 entre la Nación - CEDELCA, por lo tanto esta cuenta por cobrar a favor de esta entidad fue retirada del balance.

SECCIÓN F

■ INFORME CONTROL INTERNO

■ 1. INTRODUCCIÓN

La consolidación de este informe cubrió asesorías, alertas, capacitaciones, evaluaciones, seguimientos y relación con los entes externos del sector Minero Energético y las oportunidades de mejoramiento formuladas por la Oficina de Control Interno entre julio de 2007 y mayo de 2008, tuvo en cuenta los elementos mínimos que integran el Sistema de Control Interno, los cuales se interrelacionan y constituyen los procesos fundamentales de la administración como son la Planeación, Dirección, Organización, Ejecución y Evaluación (seguimiento y control).

Nuestra competencia frente al Sistema, se orienta a medir y evaluar la eficiencia, eficacia y economía de los controles establecidos; realizar evaluaciones independientes al Sistema de Control Interno y a la Gestión del Ministerio; evaluar los procesos adoptados y utilizados; evaluar y verificar la aplicación y desarrollo de los mecanismos de participación ciudadana; evaluar que estén claramente definidos los niveles de autoridad y responsabilidad.

Igualmente, servir de apoyo a los directivos del Ministerio en el proceso de toma de decisiones; velar por el cumplimiento de las leyes, normas, políticas, procedimientos, planes, programas, proyectos y metas del Ministerio; asesorar y acompañar a las dependencias en la definición y establecimiento de mecanismos de control; acompañar a las áreas organizacionales en la identificación, análisis y valoración de los riesgos inherentes a los procesos; realizar el seguimiento al Plan de Mejoramiento Institucional, generando las recomendaciones y asesorías; fomentar en toda la organización la formación de una cultura de control, que contribuya al mejoramiento continuo; y ejercer la Secretaría Técnica del Comité de Coordinación.

■ 2. ASESORÍAS

2.1 FOMENTO DE LA CULTURA DE AUTOCONTROL

A través del boletín de Notiminas, la página WEB del Ministerio, y circulares, se divulgaron notas de interés sobre temas de control interno y los resultados de las evaluaciones y seguimientos, así mismo, se coordinó la atención de los requerimientos de la Comisión de la Contraloría General de la República, como instancia facilitadora de información, designada por el Ministro.

También se coordinó la capacitación de algunos servidores públicos del Ministerio y del Sector, en el tema específico de la presentación del informe de austeridad sectorial, contribuyendo de esta manera al fortalecimiento de la cultura de autocontrol.

2.2 IMPLEMENTACIÓN SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD NTCGP 1000:2004

El Ministerio de Minas y Energía fue certificado por BVQi el 22 de junio de 2006, en la Norma de Calidad ISO 9001:2000¹, en tal sentido, mediante Resolución 18 0514 de 2006, este Ministerio adoptó la documentación del Sistema de Gestión de la Calidad.

El Ministerio realizó Auditorías Internas de Calidad durante la vigencia de 2007, concluyendo que el Sistema cumple y se mantiene, encontrándose en proceso de maduración y mejora continua, y que el Sistema es adecuado, conveniente y eficaz para el alcance y los procesos implementados en la Entidad.

¹ Sistema de Gestión de la Calidad, de la Norma Técnica Colombiana.

Los días 25, 26 y 27 de julio de 2007, se realizó la auditoría externa de seguimiento al proceso de certificación en la Norma de Calidad ISO 9001:2000, continuando la certificación en el Ministerio.

2.3 EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO VIGENCIA 2007. IMPLEMENTACIÓN MODELO ESTÁNDAR DE CONTROL INTERNO – MECI

La evaluación se realizó en febrero de 2008 y contiene, entre otros aspectos, el resultado de las encuestas de autoevaluación, efectuada a los servidores públicos designados y las verificaciones adelantadas por la Oficina de Control Interno, vigencia 2007. La implementación del MECI en el Ministerio de Minas y Energía, se encuentra en un avance del 76.2%, equivalente a 2.209 puntos con un nivel satisfactorio, de los 2900 puntos posibles.

Según los resultados arrojados el Ministerio debe enfocar su atención al mejoramiento continuo de los siguientes elementos: desarrollo del talento humano, políticas de administración del riesgo, controles, manual de operaciones, información secundaria, sistemas de información, comunicación organizacional, comunicación informativa, medios de comunicación y plan de mejoramiento individual.

2.4 COMITÉ DE COORDINACIÓN DEL MINISTERIO

Durante el 2007, esta Oficina participó en cinco reuniones del comité de coordinación de los sistemas de control interno, de gestión de la calidad y de desarrollo administrativo, tratando entre otros los siguientes temas: sensibilización sobre acuerdos de gestión y sobre el Modelo Estándar de Control Interno, MECI. Elaboración de Informes: Ejecutivo anual 2006, de seguimiento a planes de mejoramiento suscritos con la Contraloría, del sistema de control interno de Minminas, del Sistema de Control Interno Contable, avances en el sistema de gestión de la calidad y del Plan de Desarrollo Administrativo, informe de Transparencia por Colombia y taller de Gestión de Riesgos.

2.5 DIVULGACIÓN DE NORMATIVIDAD

Promoviendo el sistema de control interno, esta Oficina divulgó a través del boletín Notiminas, la página Web del Ministerio y circulares, notas de interés y normatividad. Los Temas divulgados mediante circulares externas se encuentran los referidos a leyes, decretos, circulares, directivas, resoluciones que contienen: Acuerdos de Gestión, Cierre Contable vigencia 2006, Contratación Ley 1150 de 2007 y Decreto 066 de 2008, políticas e instrumentos de capacitación y bienestar, normas orgánicas de presupuesto, divulgación Normatividad CNSC, Informe Final de Gestión de la Procuraduría, información a reportar a la contaduría, Sistema General de Información Administrativa del Sector Público, SUIP, Comisiones de Estudio al Exterior, Control Interno contable por la Contaduría, experiencia profesional y requisitos, y coordinación cooperación internacional.

2.6 FORMULACIÓN PLAN DE MEJORAMIENTO CON LA CONTRALORÍA

La Oficina coordinó como instancia facilitadora de información a la Comisión de la Contraloría General de la República e hizo el acompañamiento y consolidación al Plan de Mejoramiento formulado por este Ministerio, con corte al 9 de octubre de 2007, en virtud de la práctica de la Auditoría Gubernamental con Enfoque Integral Modalidad Regular - vigencia 2006.

2.7 PROFESIONALIZACIÓN DE LA PLANTA DE PERSONAL

En este sentido se dieron pautas para establecer la planta de personal ideal que le permita al Ministerio cumplir de manera eficaz y eficiente los objetivos, políticas y programas, en ese orden se debe tener presente la Constitución Política, de la Ley 489 de 1998 y el Decreto 1227 de 2005.

De igual manera, se recordó lo establecido por el Departamento Administrativo de la Función Pública², de asignar un 75% a los empleos del área misional en los niveles directivos, asesor y profesional, verificándose que el Ministerio tiene el 56.1% en ese nivel.

² En su Guía de Reestructuración de las Entidades Públicas del Orden Nacional

3. EVALUACIONES

3.1 EJECUCIÓN Y FORMULACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO ADMINISTRATIVO 2006

Sobre la ejecución del Plan de Desarrollo Administrativo, las 5 políticas contenidas en 29 metas, presentan en promedio una ejecución del 81.8%, con un nivel de riesgo Mediano, de conformidad con la verificación realizada.

3.2 DERECHOS DE AUTOR SOBRE SOFTWARE

En este sentido, se efectuó la evaluación al cumplimiento de las normas en materia de derechos de autor sobre software, por parte de este Ministerio, teniendo en cuenta las gestiones realizadas por la Secretaría General y el grupo de sistemas, a marzo de 2007, resaltando las gestiones adelantadas por la entidad, en la construcción del centro de cómputo, la consecución de equipos de cómputo y la adquisición del antivirus Appliance. 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.

3.3 PROCESO DE CONTRATACIÓN

Se hizo una evaluación al proceso de contratación, durante el período comprendido entre noviembre de 2006 y febrero de 2007, encontrando que el Ministerio de Minas y Energía está dando cumplimiento a las normas en materia de contratación.

El proceso de contratación que el Ministerio de Minas y Energía fue revisado y se viene registrando en el portal del SICE, encontrando algunas oportunidades de mejoramiento en cuanto al registro de la información.

3.4 GASTOS DE FUNCIONAMIENTO MINMINAS

La Oficina de Control Interno analizó el comportamiento de los gastos de funcionamiento de los rubros viáticos y gastos de viaje y telefonía celular del Ministerio, correspondiente a enero - agosto de 2006 - 2007, obteniendo los siguientes resultados: La asignación presupuestal 2006 Vs. 2007, presenta una variación absoluta de \$186.222.619 y relativa del 49%. En igual sentido, los gastos 2006 Vs. 2007 presentan una variación absoluta de \$127.412.758 y relativa del 50%. El incremento del 49% en asignación presupuestal y del 50% a nivel de gastos, se debió a las nuevas cargas laborales por asumir funciones de entes liquidados. La Oficina hizo recomendaciones al respecto.

3.5 GASTOS DE FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR

En cuanto al comportamiento de los gastos de funcionamiento del sector minero energético, se hizo seguimiento trimestral sobre sueldos y prestaciones, materiales y suministros, mantenimiento equipo de transporte, reparación de vehículos, servicio de acueducto, alcantarillado y aseo, servicio de energía, servicio de teléfono, servicio de telefonía celular, viáticos y gastos de viaje al interior, viáticos y gastos de viajes al exterior, impresos, publicaciones, suscripciones y afiliaciones, comunicaciones y transporte, combustibles y lubricantes.

En conclusión el incremento del sector, vigencia 2007, asciende a la suma de \$10.077.069.099, lo que representa el 2% del total del 2006.

Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía, analiza variaciones del sector, en cuanto se refiere a gastos de personal y valor mensual per capita, los cuales se encuentran disponibles en los Informes de Consolidación que trimestralmente se remiten a Presidencia de la República y al Despacho del Ministro.

3.6 SISTEMA DE CONTROL INTERNO CONTABLE

En este Sistema, se realizó la evaluación con corte a 31 de diciembre de 2007, de conformidad con la Resolución 34 de 2008 de la Contaduría General de la Nación, conceptuando en términos generales que el sistema garantiza que la información financiera, económica y social, reúne los postulados de confiabilidad y oportunidad. Sin embargo, se realizaron algunas observaciones y oportunidades de mejoramiento tendientes a su fortalecimiento.

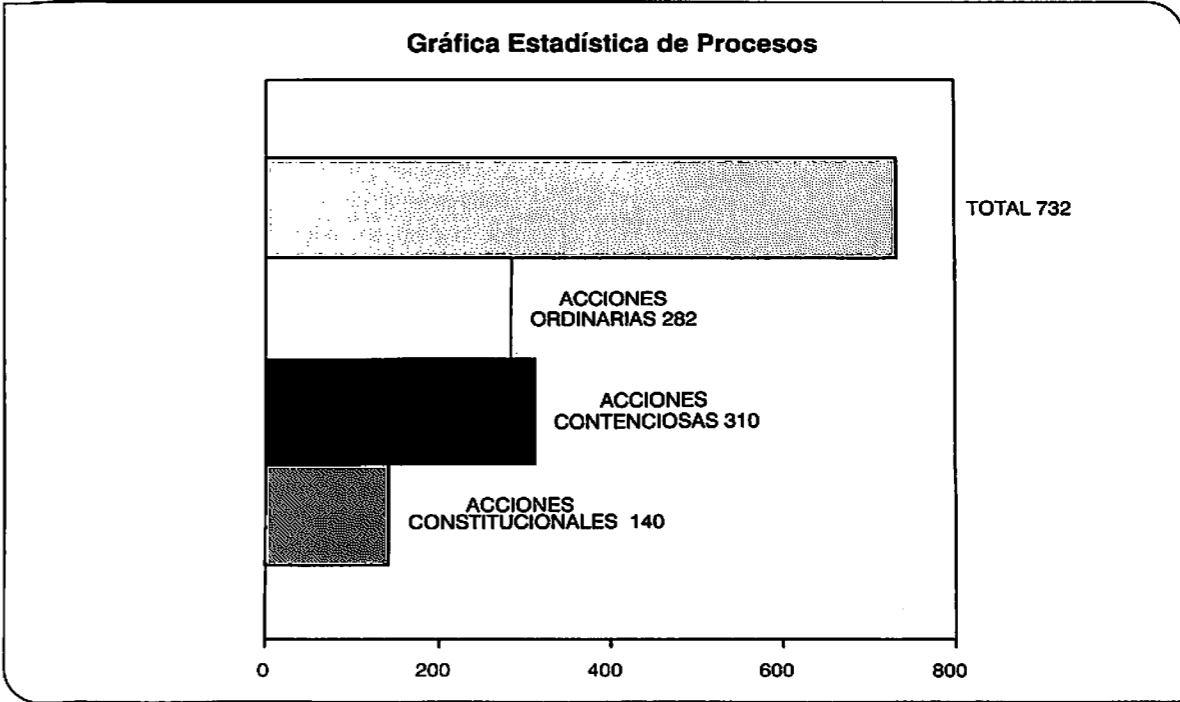
3.7 PROCESO DE LIQUIDACIÓN MINERCOL

Se verificó por parte de esta Oficina, el cumplimiento del Ministerio de Minas y Energía, en el proceso de liquidación de la Empresa Nacional Minera Ltda en Liquidación, en aspectos relacionados con procesos judiciales y pensionales. Como resultado de esta verificación, se concluyó en términos generales que el Ministerio está dando cumplimiento y observando las directrices gubernamentales en lo relacionado con los compromisos adquiridos como resultado del proceso de liquidación. Se hicieron recomendaciones.

ANEXOS

■ ANEXO LEGAL

Ministerio de Minas y Energía Oficina Asesora Jurídica Estadística de Procesos Judiciales	
Ministerio	
Tipos de Procesos	Total
Acciones Constitucionales	132
Acciones Contenciosas	266
Acciones Ordinarias	107
Minercol	
Tipos de Procesos	Total
Acciones Constitucionales	8
Acciones Contenciosas	44
Acciones Ordinarias	175
Total Procesos a Mayo de 2008	732
Total de Procesos	
Tipos de Procesos	Total
Acciones Constitucionales	140
Acciones Contenciosas	310
Acciones Ordinarias	282
Total	732



Normas del Sector Hidrocarburos

Tipo de Norma	No.	Fecha de Expedición	Tema
Decreto	733	10 de marzo de 2008	Establece el plazo para que las estaciones de servicio ubicadas en zonas de frontera cumplan los requisitos exigidos en las normas vigentes. Señala unas determinaciones para la asignación de cupos de combustibles.
Decreto	2629	10 de julio de 2007	Por medio del cual se dictan disposiciones para promover el uso de biocombustibles en el país, así como medidas aplicables a los vehículos y demás artefactos a motor que utilicen combustibles para su funcionamiento.
Decreto	3492	13 de septiembre de 2007	Para efectos fiscales, se precisa el proceso de mezcla entre el ACPM de origen fósil y el biocombustible para uso en motores diesel.
Decreto	3802	3 de octubre de 2007	Determina los requisitos, plazos y procedimiento para el establecimiento de cupos de diesel marino.
Resolución	18 0414	23 de marzo de 2007	Por la cual se establece el procedimiento para el reconocimiento de subsidio para refinadores e importadores de gasolina motor corriente y ACPM.
Resolución	18 0782	30 de mayo de 2007	Por la cual se modifican los criterios de calidad de los biocombustibles para su uso en motores diesel como componente de la mezcla con el combustible diesel de origen fósil en procesos de combustión.
Resolución	18 1503	25 de septiembre de 2007	Modifica el Parágrafo 2º del artículo 6º de la Resolución 18 0414 de 2007, en el sentido de señalar que hasta el 30 de junio de 2008 ECOPETROL S.A. continuará realizando importaciones, en caso de ser requeridas.
Resolución	18 1567	5 de octubre de 2007	Por la cual se adiciona transitoriamente la Resolución 18 1190 del 12 de noviembre de 2002, en relación con la estructura del precio del diesel marino con destino al sector pesquero.
Resolución	18 1660	23 de octubre de 2007	Por la cual se autoriza la realización de una prueba industrial en la Costa Atlántica para el uso de las mezclas del biocombustible en motores diesel con el ACPM de origen fósil.
Resolución	18 1109	25 de julio de 2007	Por la cual se fijan algunas tarifas de transporte del biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	18 1661	23 de octubre de 2007	Por la cual se fijan algunas tarifas de transporte del biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	18 1658	23 de octubre de 2007	Por la cual se adoptó la estructura de precios de la Gasolina Motor importada, a distribuir en las Zonas de Frontera del Departamento de Norte de Santander.

Resolución	18 1659	23 de octubre de 2007	Por la cual se adoptó la estructura de precios del ACPM importado, a distribuir en las Zonas de Frontera del departamento de Norte de Santander.
Resolución	18 2032	6 de diciembre de 2007	Determina la periodicidad y procedimiento para el reconocimiento de subsidio para refinadores e importadores de gasolina motor corriente y ACPM.
Resolución	18 2087	17 de diciembre de 2007	Por la cual se modifican los criterios de calidad de los biocombustibles para su uso en motores diesel como componente de la mezcla con el combustible diesel de origen fósil en procesos de combustión.
Resolución	18 2113	20 de diciembre de 2007	Por la cual se establecen los procedimientos, términos y condiciones para el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo, SICOM.
Resolución	18 2147	27 de diciembre de 2007	Por la cual se dictan normas para la fijación de precios del fuel oil y del electrocombustible para generación de energía eléctrica en las cabeceras municipales del departamento del Amazonas.
Resolución	18 2158	28 de diciembre de 2007	Por la cual se establecen disposiciones en relación con la estructura de precios del ACPM mezclado con biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	18 0193	21 de febrero de 2008	Por la cual se modifica la Resolución 18 0414 de 2007 sobre procedimiento para el reconocimiento de subsidio para refinadores e importadores de gasolina motor corriente y ACPM.
Resolución	18 0217	25 de febrero de 2008	Por la cual se modifican las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente y del ACPM que se distribuyan en las Zonas de Frontera del departamento de Arauca.
Resolución	18 0218	25 de febrero de 2008	Por la cual se modifican las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente y del ACPM que se distribuyan en las Zonas de Frontera del departamento del Guainía.
Resolución	18 0219	25 de febrero de 2008	Por la cual se modifican las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente y del ACPM que se distribuyan en las Zonas de Frontera del departamento del Vichada.
Resolución	18 0243	28 de febrero de 2008	Determina la fecha en que las plantas de abastecimiento deberán cumplir con la mezcla de biocombustible para uso en motores diesel con el diesel (ACPM) de origen fósil.
Resolución	18 0232	27 de febrero de 2008	Por la cual se otorga un descuento temporal en relación con la estructura del precio del ACPM con destino a los sistemas de transporte terrestre masivo de pasajeros.

Normas del Sector Energía

Tipo de Norma	No.	Fecha de Expedición	Asunto
Ley	1151	Julio 24 de 2007	Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010. 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	387	Febrero 13 de 2007	Por el cual se establecen 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 y Distribución Local de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.
Decreto	388	Febrero 13 de 2007	Por medio del cual se reglamentan las Leyes 142 y 143 de 1994, 223 de 1995, 286 de 1996 y 632 de 2000 en relación con la contribución de solidaridad en la autogeneración.
Decreto	549	Febrero 28 de 2007	Por el cual se modifica el artículo 8 del Decreto 223 de 1996.
Decreto	828	Marzo 14 de 2007	Por el cual se establece una medida tendiente al uso racional y eficiente de energía eléctrica.
Decreto	2331	Junio 22 de 2007	Por el cual se dictan disposiciones para promover prácticas con fines de uso racional y eficiente de energía eléctrica.
Decreto	2501	Julio 4 de 2007	Por el cual se aprueba el programa de enajenación de las acciones que la Nación - Ministerio de Minas y Energía posee en la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP.
Decreto	2570	Julio 6 de 2007	Por el cual se aprueba el programa de enajenación de las acciones que la Nación - Ministerio de Minas y Energía posee en la Electrificadora del Meta S.A. ESP.
Decreto	2568	Julio 6 de 2007	Por el cual se aprueba el programa de enajenación de las acciones que la Nación - Ministerio de Minas y Energía posee en la Electrificadora de Santander.
Decreto	2569	Julio 6 de 2007	Por el cual se modifica el decreto 2569 de 2007.
Decreto	3105	Agosto 16 de 2007	Por medio del cual se reglamenta el artículo 1 de la Ley 117 de 2006 en relación con el Programa de Normalización de Redes Eléctricas y se dictan otras disposiciones.
Decreto	3491	Septiembre 13 de 2007	Por medio del cual se modifica el Decreto 3652 de 2003, Por el cual se reglamenta el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales Interconectadas, FAER.
Decreto	3704	Septiembre 24 de 2007	Por el cual se reglamenta el artículo 59 de la Ley 1151 de 2007 y se dictan otras disposiciones.
Decreto	4978	Diciembre 27 de 2007	Por el cual se termina el programa de enajenación de las acciones que la Nación Ministerio de Hacienda y Crédito Público posee en la Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP.
Decreto	589	Febrero 28 de 2008	Por el cual se declara la terminación de la segunda etapa del programa de enajenación de las acciones que la Nación Ministerio de Hacienda y Crédito Público posee en Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. ESP.
Decreto	590	Febrero 28 de 2008	Por el cual se termina el programa de enajenación de las acciones que la Nación Ministerio de Minas y Energía en la Electrificadora del Meta S.A. ESP.
Decreto	591	Febrero 28 de 2008	Por el cual se declara la terminación de la segunda etapa del programa de enajenación de las acciones que la Nación Ministerio de Minas y Energía posee en la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP.

Decreto	592	Febrero 28 de 2008	Por el cual se declara la terminación de la segunda etapa del Programa de Enajenación de las acciones que la Nación, Ministerio de Minas y Energía y Ministerio de Hacienda y Crédito Público poseen la Electrificadora de Santander S.A. ESP.
Decreto	593	Febrero 28 de 2008	Por el cual modifica y adiciona el decreto 2331 de 2007 sobre uso racional y eficiente de energía eléctrica.
Decreto	895	28 de marzo de 2008	Por el cual se modifica el Decreto 388 de 2007.
Decreto	1111	11 de abril de 2008	Por el cual se reglamenta el FAER.
Decreto	1122	11 de abril de 2008	Por el cual se reglamenta el PRONE y se dictan otras disposiciones.
Decreto	1123	11 de abril de 2008	Por el cual se reglamenta el PRONE y se dictan otras disposiciones.
Decreto	1124	11 de abril de 2008	Por el cual se reglamenta el FAZNI.
Resolución	180466	Abril 2 de 2007	Por la cual se modifica el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE.
Resolución	180684	Mayo 11 de 2007	Por la cual se modifica la fecha de puesta en operación del proyecto objeto de la convocatoria pública UPME - 01 - 2005.
Resolución	180921	Junio 21 de 2007	Por la cual se modifica el artículo 2 de la Resolución 180496 de 2007.
Resolución	1515	Julio 9 de 2007	Por medio de la cual se ordena la transferencia de infraestructura energética de propiedad del IPSE en la Zonas No Interconectadas ZNI al Estado y Entes Territoriales.
Resolución	181069	Julio 17 de 2007	Por la cual se fija la potencia nominal instalada de generación del Ingenio Mayaguez S.A.
Resolución	181070	Julio 17 de 2007	Por la cual se fija la potencia nominal instalada de generación del Ingenio Riopaila Industrial S.A.
Resolución	181071	Julio 17 de 2007	Por la cual se fija la potencia nominal instalada de generación del Ingenio Central Tumaco S.A.
Resolución	181072	Julio 17 de 2007	Por la cual se fija la potencia nominal instalada de generación del Ingenio Carmelita S.A.
Resolución	181073	Julio 17 de 2007	Por la cual se fija la potencia nominal instalada de generación del Ingenio Manuelita S.A.
Resolución	181294	Agosto 23 de 2007	Por la cual se fija la potencia nominal instalada de generación del Ingenio Pichichí S.A.
Resolución	181483	Septiembre 21 de 2007	Por la cual se fija la potencia nominal instalada de generación del Ingenio Castilla Industrial S.A.
Resolución	181527	Septiembre 28 de 2007	Por la cual se fija la potencia nominal instalada de generación del Ingenio San Carlos S.A.
Resolución	182011	Diciembre 4 de 2007	Por la cual se amplía el plazo de exigencia de certificado de conformidad del producto "Puertas Cortafuego".
Resolución	182138	Diciembre 26 de 2007	Por la cual se expide el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas.
Resolución	182148	Diciembre 28 de 2007	Por la cual se definen los criterios de seguridad y confiabilidad para los sistemas de transmisión regional.
Resolución	182149	Diciembre 28 de 2007	Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2008 - 2022.
Resolución	180052	Enero 21 de 2008	Por la cual se adopta el sistema de categorización de las fuentes radiactivas.
Resolución	180069	Enero 22 de 2008	Por la cual se expide el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en el Archipiélago de San Andrés Islas, Providencia y Santa Catalina.
Resolución	180180	Febrero 18 de 2008	Por la cual se fija la potencia nominal instalada de generación eléctrica de Occidental de Colombia INC - OXYCOL.
Resolución	180606	Abril 28 de 2008	Por la cual se especifican los requisitos técnicos que deben tener las fuentes luminicas de alta eficacia usadas en sedes de entidades públicas.
Resolución	180632	Abril 29 de 2008	Por la cual se amplía la vigencia del RETIE, así como la transitoriedad para demostrar la conformidad de unas instalaciones de uso final de la electricidad.

Normas del Sector Minas

Tipo de Norma	No.	Fecha de Expedición	Asunto
Decreto	1697	16/05/2007	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.
Decreto	3083	15/08/2007	Por el cual se reglamentan el artículo 39 del Decreto ley 2811 de 1974 y el artículo 3 de la Ley 336 de 1996.
Decreto	1282	22/04/2008	Por el cual se modifica el artículo 5o del Decreto 1697 de 2007, reglamentario del artículo 16 de la Ley 1111 de 2006.
Resolución	18 0916	21/06/2007	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras en la Gobernación de Antioquia hasta el 30 de junio de 2008.
Resolución	18 0917	22/06/2007	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras en la Gobernación de Boyacá hasta el 30 de junio de 2008.
Resolución	18 0918	23/06/2007	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras en la Gobernación de Norte de Santander hasta el 30 de junio de 2008.
Resolución	18 0919	24/06/2007	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras en la Gobernación del Cesar hasta el 30 de junio de 2008.
Resolución	18 0922	25/06/2007	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras en la Gobernación de Caldas hasta el 31 de diciembre de 2007.
Resolución	18 0991	03/07/2007	Por la cual se delimita un área en la cual se restringe la actividad minera.
Resolución	18 1074	17/07/2007	Por la cual se modifican algunos criterios de fijación del precio base para liquidación de regalías de carbón de exportación.
Resolución Ejecutiva	338	06/09/2007	Por el cual se delimita una zona de reserva especial, en el municipio de la Uvita, departamento de Boyacá.
Resolución Ejecutiva	371	28/09/2007	Por el cual se delimita un Área de Reserva Minera Especial en el municipio de Ráquira, departamento de Boyacá.
Resolución Ejecutiva	424	13/11/2007	Por la cual se delimita una Zona de Reserva Especial, en jurisdicción de los municipios de Buenos Aires y Suárez, departamento del Cauca.
Resolución Ejecutiva	18 1991	03/12/2007	Por la cual se establece dentro del Portal de Internet de Colombia País Minero el portafolio de oportunidades de inversión minera de Colombia.
Resolución	18 2097	18/12/2007	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras en la Gobernación de Caldas hasta el 31 de diciembre de 2008.
Resolución Ejecutiva	477	14/12/2007	Por la cual se delimita un Área de Reserva Especial en los municipios de Puerto Boyacá, departamento de Boyacá y Puerto Nare y Puerto Triunfo, departamento de Antioquia.
Resolución Ejecutiva	478	14/12/2007	Por la cual se delimita un Área de Reserva Especial en el Municipio de Sogamoso, departamento de Boyacá.

Normas del Sector Gas

Tipo de Norma	No.	Fecha de Expedición	Asunto
Resolución	182115	20 de diciembre de 2007	Por la cual se declara un racionamiento programado de gas natural a la Compañía British Petroleum Company, operador del campo Cusiana por motivos de mantenimiento.
Resolución	180004	2 de enero de 2008	Por la cual se declara el cese del racionamiento programado de gas natural, correspondiente al declarado mediante Resolución 182115 de 2007 a la Compañía British Petroleum Company.
Resolución	180581	23 de abril de 2008	Por la cual se expide el reglamento técnico para las Plantas de Envasado de Gas Licuado de Petróleo.



BALANCE
ENERGÉTICO

BALANCE ENERGETICO CONSOLIDADO
2007

REPUBLICA DE COLOMBIA MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA	ENERGIA PRIMARIA										ENERGIA SECUNDARIA										GT TOTAL
	NE GWh	GN MPC	PT MBl	CM MTON	LE MTON	BZ MTON	RC TCAL	EE GWh	GR MBl	GL MBl	GM MBl	AC MBl	HJ MBl	DO MBl	FO MBl	NE MBl	CG MTON	CL MTON			
UNIDAD ORIGINAL																					
Centrales Hidroelectricas																					
Centrales Termicas																					
Centrales Eolicas																					
Autoproducciones																					
Centros Tratamiento de Gas																					
Refinerias																					
Coqueadas																					
Alto Hornos																					
Gasolinas																					
1. Produccion	52.597	309.584	103.600	68.802	5.843	10.570	3.081	54.376	4.650	7.145	38.115	1.713	6.571	32.787	20.786	10.010	473	481	1.053		
1.1. Empanaciones	0	0	2.836	0	0	0	0	39	0	0	7	0	32	2.120	15.489	0	26	0	0		
1.2. Espalmados	0	0	78.888	64.575	0	0	0	877	0	48	3.244	0	1.273	0	4.200	0	0	0	0		
1.4. Espalmados Inventarios	0	0	0	1.630	0	0	0	0	0	76	-747	4	580	810	0	0	0	0	0		
1.5. No Armovetado	0	11.033	0	257	0	4.912	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
1.6. Perdidas	0	0	4	78	0	0	0	10.875	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	61		
1. OFERTA INTERNA	52.597	298.551	116.489	3.519	5.843	5.658	3.081	42.663	4.650	7.028	35.625	1.707	6.309	34.100	1.135	10.010	443	481	1.020		
1. A. JUSTE	52.597	298.624	117.031	3.619	5.901	5.660	3.091	43.282	4.650	7.641	35.557	1.707	5.937	33.883	1.165	10.010	443	485	1.020		
2. DEMANDA INTERNA	0	92.543	0	479	0	0	0	1.046	0	130	578	0	21	0	132	0	315	18	578		
2.1. Consumo Prprio	0	113.531	115.265	2.088	1.633	685	189	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.2. Transferencias(Sector Transf)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.2.1. Centrales Hidroelectricas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.2.2. Centrales Termicas	0	67.890	0	1.037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	0	0	0	263		
2.2.3. Autoproducciones	0	5.015	91	172	0	685	189	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.2.4. Centros Tratamiento de Gas	0	7.401	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.2.5. Refinerias	0	33.215	115.174	0	0	0	0	0	125	578	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.2.6. Coqueadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.2.7. Alto Hornos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.2.8. Gasolinas	0	0	0	0	1.038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.3. Consumo Final	0	192.970	1.287	1.531	4.952	4.974	2.902	42.238	0	7.458	34.933	1.705	5.966	33.667	687	9.962	59	452	315		
2.3.1. Residencial	0	49.000	0	96	4.002	0	0	17.618	0	6.188	343	0	386	539	0	0	0	0	0		
2.3.2. Comercial y Publico	0	8.851	49	1.432	49	0	0	9.080	0	628	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.3.3. Industrial	0	78.550	744	1.432	49	3.672	1.581	13.577	0	691	0	0	585	24.246	100	76	59	15	315		
2.3.4. Transporte	0	19.250	48	0	0	0	0	19.250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.3.5. Agropecuario y Minero	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.3.6. Construcciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.3.7. No Identificado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.3.1. Consumo Util	0	101.032	442	975	658	2.729	1.538	33.625	0	4.895	5.186	307	1.040	7.650	335	6.348	10	54	124		
2.3.2. Residuos	0	34.314	0	12	400	0	0	14.094	0	3.095	171	0	135	0	0	0	0	0	0		
2.3.3. Comercial y Publico	0	6.655	27	0	0	0	0	7.504	0	379	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.3.4. Industrial	0	55.188	409	963	9	2.407	1.383	11.254	0	432	0	0	307	4.840	141	35	16	0	142		
2.3.5. Transporte	0	5.475	0	0	0	0	0	47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.3.6. Agropecuario y Minero	0	0	5	0	220	321	254	498	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.3.7. Construcciones	0	0	0	0	0	0	0	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.3.8. No Identificado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.3.9. Otros	0	31.533	843	585	4.313	2.248	1.234	8.441	0	2.652	291.741	1.393	4.928	23.633	171	8.076	49	413	101		
CONSUMO DESAGREGADO																					
1. CONSUMO INDUSTRIAL	0	78.650	744	1.435	29	3.675	1.538	13.724	0	651	0	0	588	3.248	103	78	59	15	315		
Alimentos Bebidas y Tabaco	0	4.843	258	109	28	3.535	0	2.560	0	186	0	0	35	1.647	38	0	0	0	0		
Textil y Confecciones	0	537	98	174	0	0	0	1.925	0	44	0	0	0	249	5	0	0	0	0		
Cuero y Muebles	0	281	14	3	0	0	0	0	0	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0		
Madera y Muebles	0	1.288	4	4	0	0	0	1.189	0	30	0	0	12	896	4	0	0	0	0		
Quimicos e Inorganicos	0	3.658	18	242	0	140	1.628	2.179	0	62	0	0	81	164	46	4	0	15	0		
Quimicos Organicos	0	32.319	91	0	0	0	188	2.179	0	0	0	0	0	0	22	0	0	0	0		
Quimicos Sinteticos	0	28.771	38	48	0	0	0	1.995	0	183	0	0	0	0	5	0	0	0	0		
Pedras Vetas y Ceramica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Hierro Acero y No Ferrosos	0	2.132	82	260	3	0	0	2.525	0	118	0	0	0	0	11	71	59	0	315		
Maquinaria y Equipos	0	330	87	0	0	0	0	614	0	18	0	0	0	0	54	11	1	0	0		
Otros	0	1.834	63	0	0	0	0	518	0	0	0	0	0	0	173	0	0	0	0		
2. CONSUMO TRANSPORTE	0	18.250	480	0	0	0	0	57	0	34.207	1.705	0	4.984	23.830	192	1.387	0	0	0		
3. CONSUMO AGRICOLA Y MINERO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4. CONSUMO RESIDENCIAL	0	40.020	0	98	4.002	0	0	17.618	0	6.180	344	0	0	0	0	0	0	0	0		
5. CONSUMO INDUSTRIAL	0	48.539	0	32	362	0	0	2.844	0	5.926	276	0	0	0	0	0	0	0	0		
6. CONSUMO INDUSTRIAL	0	490	0	0	0	0	0	2.765	0	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
7. CONSUMO INDUSTRIAL	0	0	0	0	0	0	0	3.434	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
8. CONSUMO INDUSTRIAL	0	0	0	0	0	0	0	746	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
9. CONSUMO INDUSTRIAL	0	0	0	0	0	0	0	15.945	0	5.997	276	0	0	0	0	0	0	0	0		
10. CONSUMO INDUSTRIAL	0	48.020	0	32	362	0	0	1.973	0	623	58	0	0	0	0	0	0	0	0		

1973. Datos estimados en base de datos

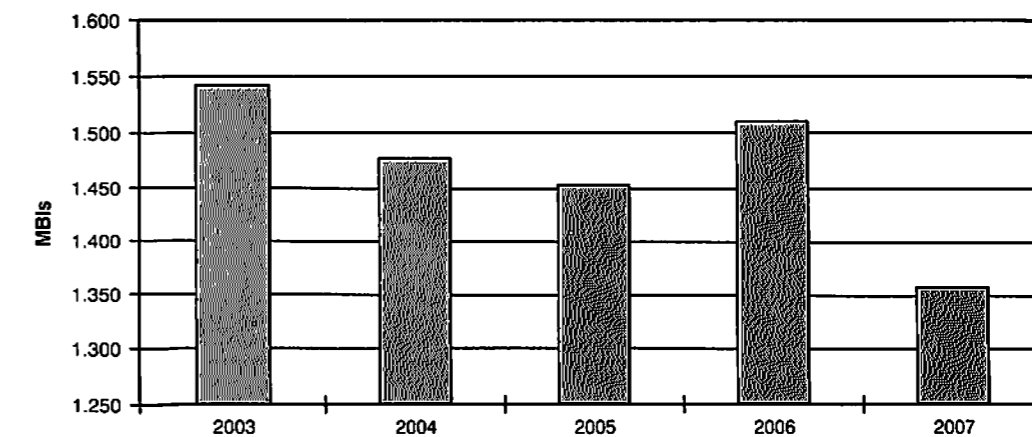
■ HIDROCARBUROS

RESERVAS PROBADAS REMANTES DE PETRÓLEO
2003-2007
Millones de barriles

Contrato	Asociación	Concesión	Ecopetrol	Total
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	751,0	7,7	751,0	1.509,7
2007	764,6	16,77	576,8	1358,17

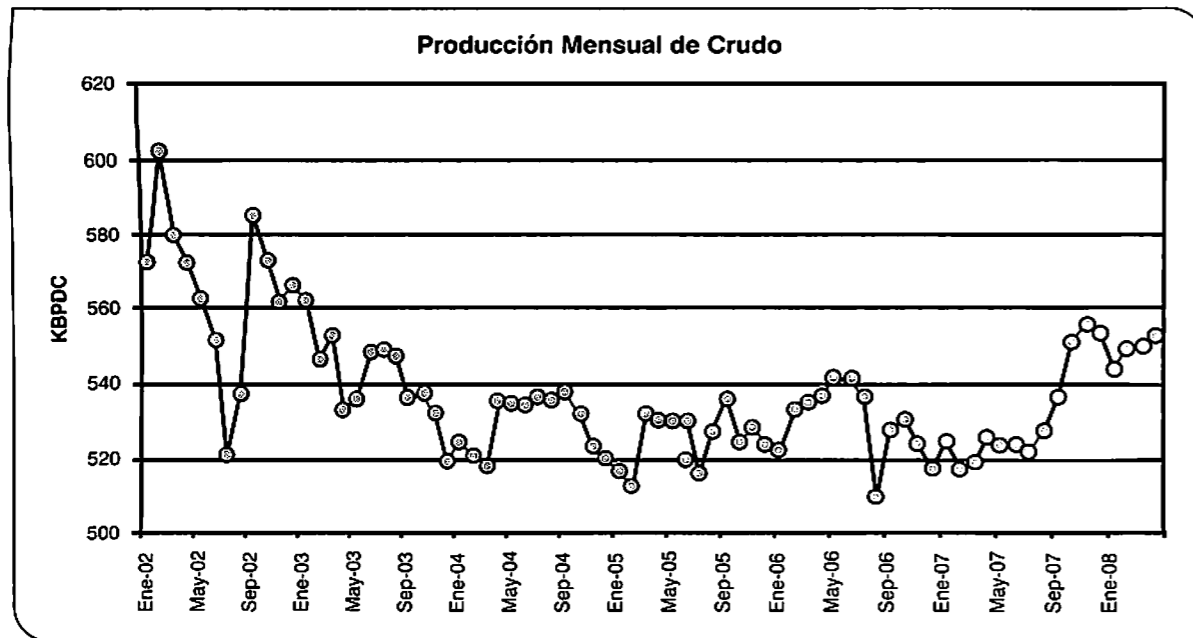
Nota: La cifra de Reservas del 2007 incluyen Contratos de la ANH por 3.07 MBBi
Fuente: ECOPEPETROL S.A., ANH y Memoras Ministro de Minas y Energía

RESERVAS PROBADAS REMANTES DE PETRÓLEO
Millones de barriles



PRODUCCIÓN MENSUAL DE CRUDO
2003 - 2008
Miles de Barriles Día Calendario

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	562,25	524,63	517,19	522,00	524,44	557,30
Febrero	545,82	520,45	512,28	533,02	517,42	563,80
Marzo	552,58	517,93	532,31	535,11	518,88	561,50
Abril	533,17	535,33	530,55	536,55	526,13	566,80
Mayo	535,32	534,87	530,22	541,30	523,34	
Junio	548,22	534,35	530,12	540,88	523,83	
Julio	548,88	536,54	516,00	536,15	521,77	
Agosto	546,11	535,91	527,79	509,07	527,15	
Septiembre	535,85	526,05	535,83	527,89	535,88	
Octubre	537,42	531,51	527,30	530,05	549,95	
Noviembre	531,54	523,20	528,71	523,40	555,18	
Diciembre	518,72	519,70	523,44	517,08	552,44	
Promedio	541,33	528,40	525,98	529,37	531,37	562,35

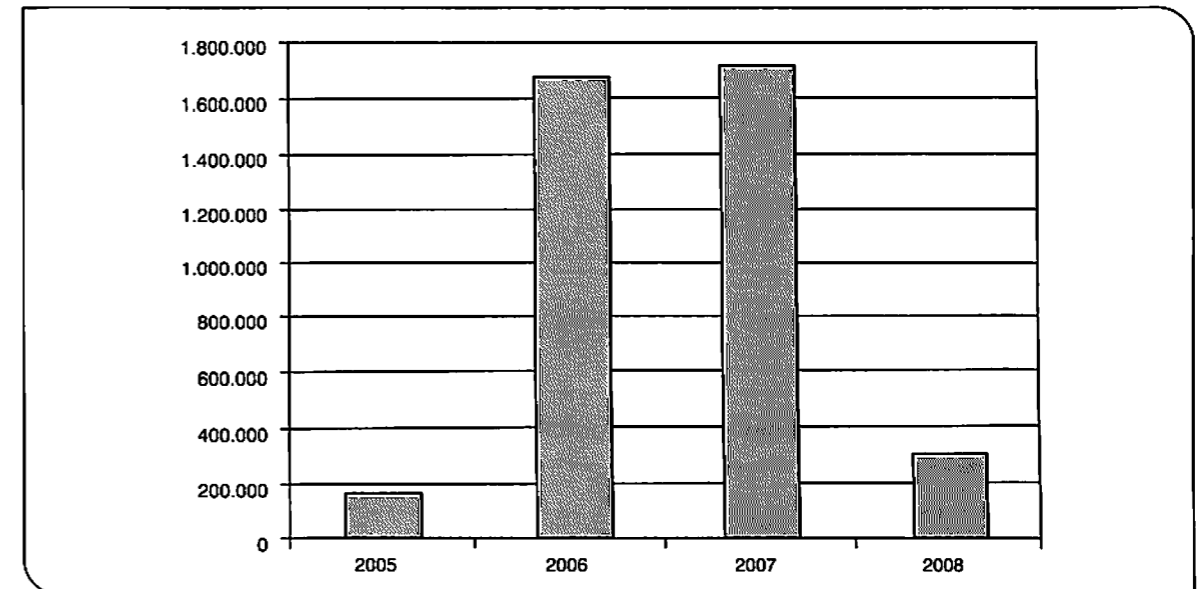


Producción de Alcohol Carburante (Sin Desnaturalizar)

Mes	Litros	Galones	Barriles
Octubre	2.793.958	738.111	17.574
Noviembre	12.337.525	3.259.343	77.603
Diciembre	11.298.145	2.984.758	71.066
TOTAL 2005	26.429.628	6.982.212	166.243
Enero	13.698.048	3.618.767	86.161
Febrero	16.380.759	4.327.489	103.035
Marzo	20.105.321	5.311.449	126.463
Abril	25.105.321	6.632.355	157.913
Mayo	25.208.471	6.659.605	158.562
Junio	21.034.920	5.557.031	132.310
Julio	24.240.808	6.403.967	152.475
Agosto	22.806.550	6.025.063	143.454
Septiembre	25.990.206	6.866.125	163.479
Octubre	26.945.878	7.118.596	169.490
Noviembre	21.260.666	5.616.669	133.730
Diciembre	22.897.221	6.049.016	144.024
TOTAL 2006	265.674.169	70.186.134	1.671.098
Enero	16.499.151	4.358.766	103.780
Febrero	23.453.417	6.195.953	147.523
Marzo	23.142.147	6.113.721	145.565
Abril	19.419.143	5.130.173	122.147
Mayo	22.755.662	6.011.619	143.134
Junio	22.857.104	6.038.418	143.772
Julio	25.907.654	6.844.316	162.960
Agosto	25.226.951	6.664.487	158.678
Septiembre	24.586.021	6.495.166	154.647
Octubre	25.078.737	6.625.332	157.746
Noviembre	23.859.279	6.303.174	150.076
Diciembre	19.623.333	5.184.117	123.431
TOTAL 2007	272.408.598	71.965.244	1.713.458

Producción de Alcohol Carburante (Sin Desnaturalizar)

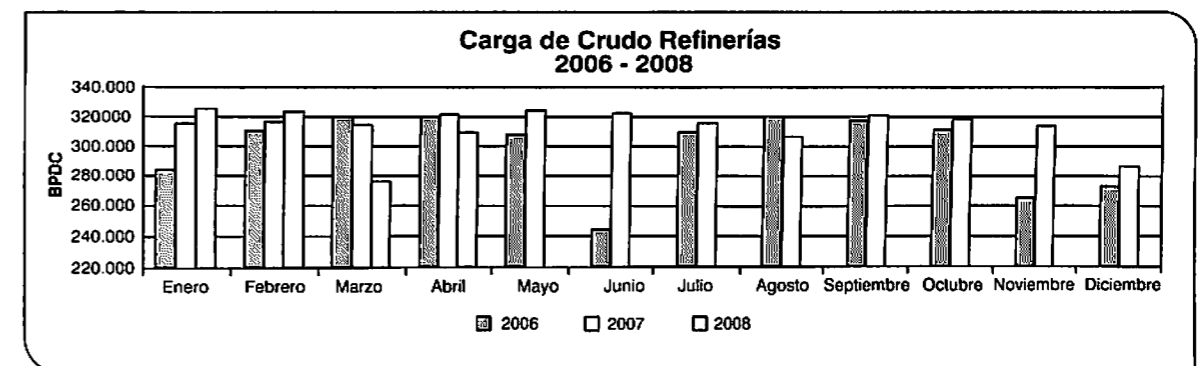
Litros	Oct-Dic 2005	Total año 2006	Total año 2007	Ene-Feb 2008
Valle	12.424.881	155.973.686	171.143.555	28.570.403
Cauca	14.961.736	94.284.751	83.673.987	15.151.574
Risaralda	0	16.108.982	17.591.056	3.877.841
Total	27.386.617	266.367.419	272.408.598	47.599.818



Nota: A partir de la aplicación de la Ley 693/2001, el Gobierno Nacional ha venido reglamentado todo lo relacionado con la comercialización y distribución del alcohol carburante y gasolinas oxigenadas. La producción de alcohol en el departamento del Valle empieza a partir de octubre de 2005.
Fuente: Asocaña.

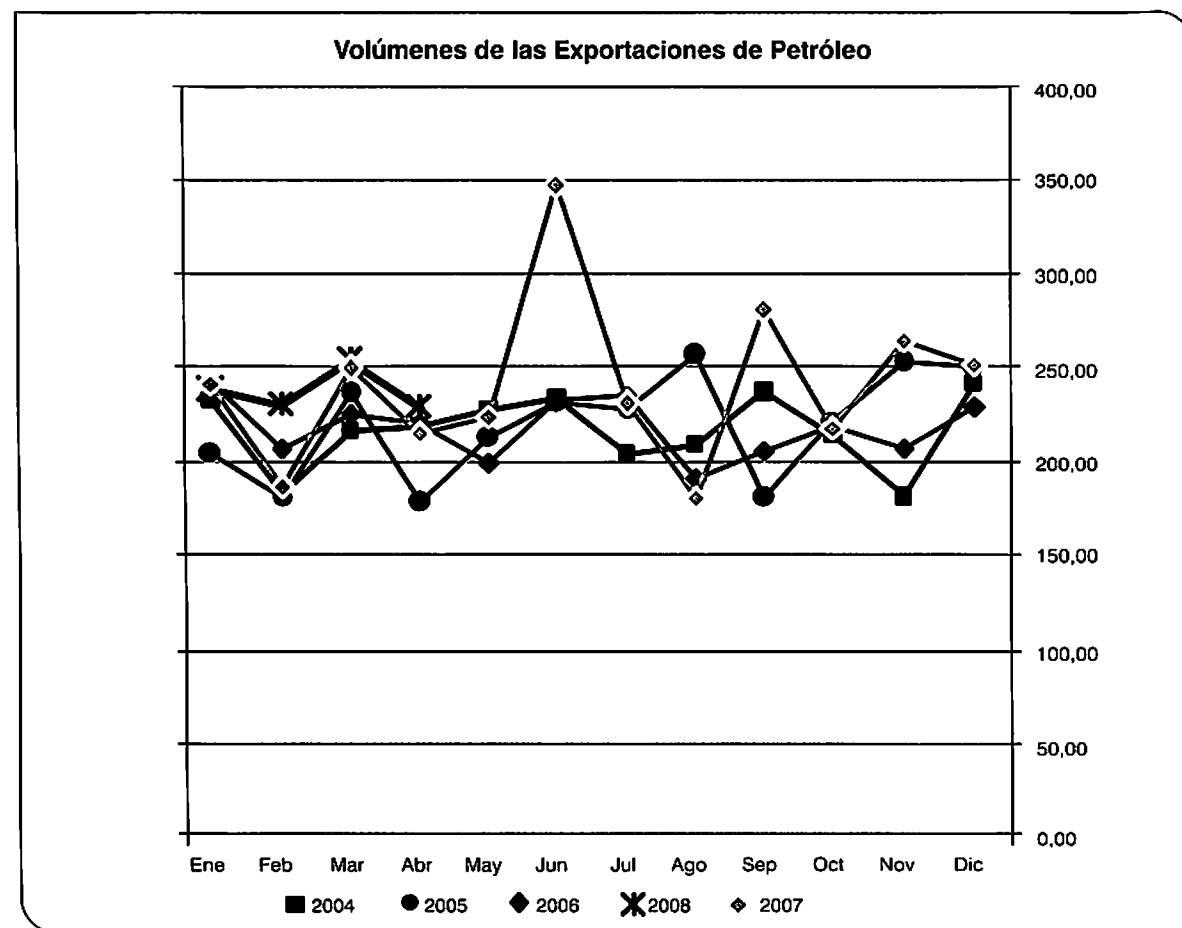
CARGA DE CRUDO A REFINERÍAS 2003 - 2007 Barriles por día Calendario

Refinerías	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio anual
2003	264.120	226.404	306.796	307.015	304.082	283.171	297.257	294.273	292.930	311.246	318.396	307.034	293.188
2004	311.531	302.823	284.333	303.510	306.887	306.795	315.774	294.553	310.411	318.606	318.839	317.149	307.602
2005	284.181	310.825	320.952	320.695	308.196	244.701	310.253	320.743	318.447	311.636	265.816	273.517	299.213
2006	315.527	316.501	314.915	321.964	324.309	322.560	315.992	306.899	321.426	318.606	314.215	286.500	315.545
2007	311.789	281.606	306.151	309.397	316.297	319.429	318.421	330.108	283.320	317.439	330.108	329.993	313.120
2008	325.977	323.595	276.202	309.301									308.519
Apiay	1.643	2.118	1.719	1.940									1.850
C.I.B.	242.740	239.340	193.940	226.660									225.436
Cartagena	80.220	80.792	79.112	79.100									79.796
Orito	1.374	1.345	1.430	1.601									1.438



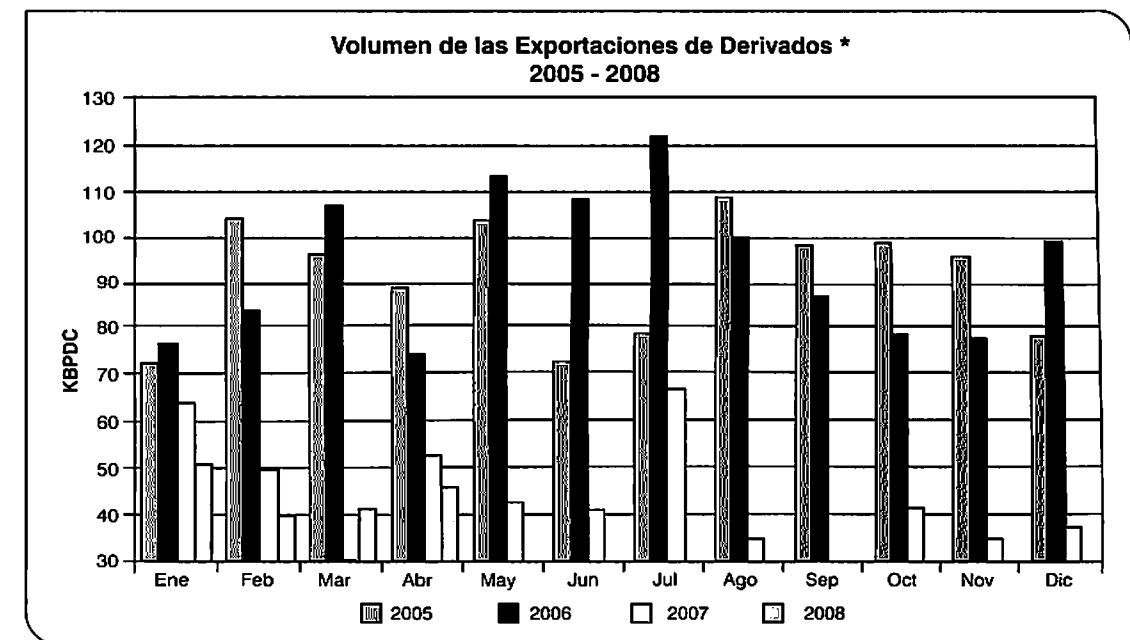
Fuente: ECOPEL S.A.
C.I.B. Complejo Industrial de Barrancabermeja.
Elaboro: UPME - Subdirección de Información.

VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO 2003 - 2008 Miles de Barriles por día calendario						
Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	192,32	234,98	204,83	244,14	243,74	240,40
Febrero	231,92	184,40	181,87	207,37	187,20	231,88
Marzo	227,42	218,01	238,01	226,99	251,86	255,75
Abril	263,76	220,62	178,17	221,35	216,66	230,49
Mayo	238,50	229,82	213,96	200,02	226,08	
Junio	248,81	235,68	232,78	234,41	347,78	
Julio	249,85	205,55	229,69	237,17	232,68	
Agosto	270,49	210,32	258,39	191,18	181,30	
Septiembre	227,03	239,08	180,74	206,68	282,12	
Octubre	197,17	215,98	223,59	220,55	219,55	
Noviembre	207,53	182,25	254,76	207,77	266,24	
Diciembre	204,24	243,21	251,65	230,80	253,43	
Total	229,83	218,50	221,12	219,15	242,39	239,63

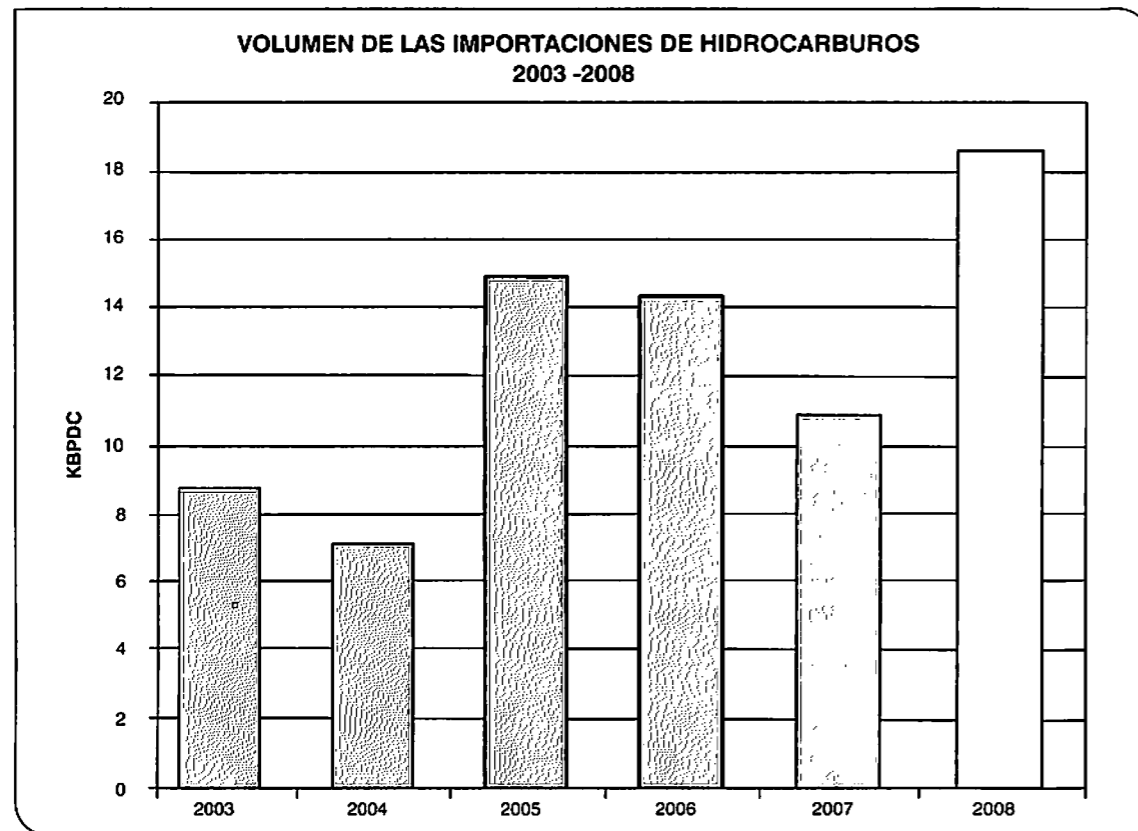


VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE DERIVADOS * 2003 - 2008 Miles de Barriles por día calendario						
Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	97,87	94,26	72,33	76,63	64,07	51,25
Febrero	52,39	85,18	104,36	83,72	49,98	39,99
Marzo	96,31	116,03	96,33	107,39	29,97	41,49
Abril	78,76	72,11	88,79	74,30	52,99	45,93
Mayo	90,68	93,77	104,01	113,50	42,87	
Junio	107,03	108,10	72,43	108,30	41,24	
Julio	89,32	108,19	78,76	121,70	66,46	
Agosto	82,17	108,87	108,91	100,20	34,87	
Septiembre	92,32	112,15	98,37	87,10	11,66	
Octubre	91,41	93,00	98,72	78,90	41,44	
Noviembre	99,43	111,99	96,03	78,10	34,80	
Diciembre	81,52	113,05	78,30	99,20	37,26	
Total	88,40	101,5	91,44	94,09	42,30	44,66

* No incluye Petróleo



VOLUMEN DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS 2003 - 2008 Miles de Barriles por día Calendario						
Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	6,72	12,6	0,4	12,0	0,6	0,3
Febrero	9,18	3,3	8,6	18,2	26,7	20,7
Marzo	31,38	8,0	26,3	16,5	24,2	24,9
Abril	8,85	26,9	21,5	12,5	24,0	27,9
Mayo	0,31	0,7	21,5	25,1	0,3	
Junio	0,22	15,5	16,9	0,3	0,3	
Julio	12,74	0,3	28,6	0,2	0,0	
Agosto	12,96	0,1	0,9	15,5	15,8	
Septiembre	0,27	0,6	16,7	25,1	23,6	
Octubre	0,57	0,3	8,1	9,7	0,2	
Noviembre	12,66	16,4	11,1	10,1	7,2	
Diciembre	8,31	0,7	16,4	24,8	7,1	
Total	8,7	7,1	14,7	14,2	10,8	18,5

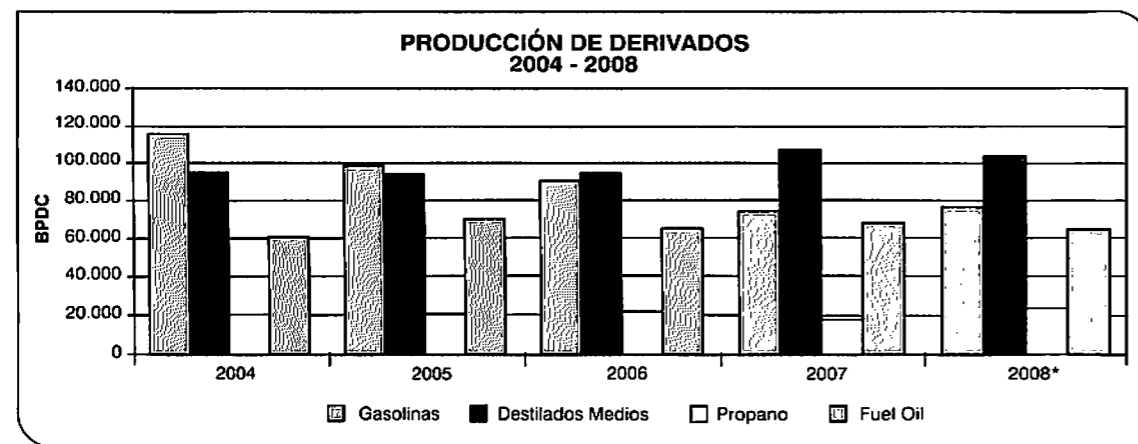


Fuente: ECOPEPETROL S.A. - Estadísticas mensuales de la industria petrolera.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

2003 - 2008 Barriles por Día Calendario

Año	Blancos										Negros	
	Gasolinas				Destilados Medios			Avigas	Propano	Total		Fuel-Oil**
	Gasolina Motor Regular	Gasolina Extra *	Bencina & Cocinol	Total	Diesel (ACPM)	Queroseno	JP-A					
2003	98.026	12.083	165	110.274	65.513	2.994	26.767	95.274	863	24.100	283.696	53.185
2004	103505	11313	122	114940	72802	702	20605	94.108	878	19.881	290.005	60198
2005	88.427	8.983	172	97.582	72.469	311	20.000	92.780	1.394	20.000	280.966	69210
2006	77.369	4.766	126	89.613	83.222	307	17.592	93.476	1.064	20.957	268.967	64.051
2007	69.237	4.273	59	73.569	89.828	331	15.980	106.139	373	17.952	246.656	66.947
2008*	69.096	4.303	2.280	75.679	81.991	272	20.704	102.968	288	23.513	242.511	63.865

De enero - mayo

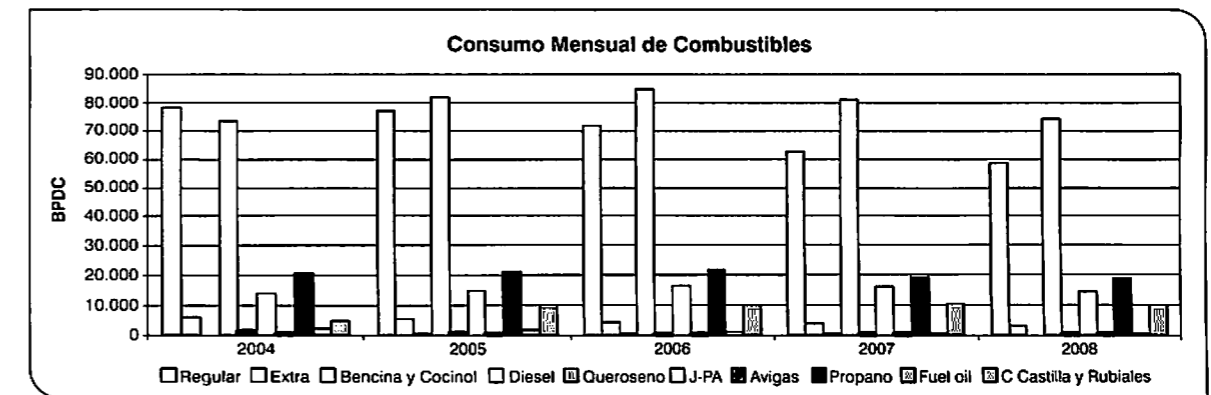


Fuente: ECOPEPETROL S.A. - Estadísticas de la Industria Petrolera
** Fuel Oil o Combustóleo, Crudo Castilla y Crudo Rubiales con destino a la industria
Datos de Fuel Oil y Crudo Rubiales en revisión.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

CONSUMO MENSUAL DE COMBUSTIBLES 2003 - 2008 Barriles por Día Calendario

Mes	Blancos										Negros		Total			
	Gasolinas				Destilados Medios			Avigas	Propano	Subtotal	Fuel-Oil	Crudo de Castilla y Rubiales***				
	Gasolina Motor Regular	Extra *	Subtotal	Bencina & Cocinol	Subtotal	Diesel (ACPM)	Queroseno							JP-A		
2003	81.984	6.628	88.612	222	88.834	69.661	3.454	13.776	86.891	325	21.595	197.645	3.152	3.817	6.969	204.614
2004	78.449	5.922	84.371	124	84.495	73.606	1.039	14.022	88.667	319	21.083	194.574	2.253	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	9.297	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	9.949	11.537	210.628
2007	62.639	4.138	66.777	58	66.835	81.295	165	15.992	97.452	242	19.405	183.935	925	10.300	11.225	195.159
2008*	58.822	3.077	61.900	16	61.915	74.202	50	14.305	88.557	246	18.999	169.717	397	10.100	10.497	180.214

* promedio enero - abril



Fuente: ECOPEPETROL S.A. - Estadísticas Mensuales de la Industria Petrolera y Ministerio de Minas y Energía.
** Fuel Oil o Combustóleo.
*** Incluye Crudo de Rubiales a partir de 2001 hasta 2006 (marzo) mezclas de los campos Jazmin y Cocoma y IFO y Crudo de Rubiales a partir del 2004.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

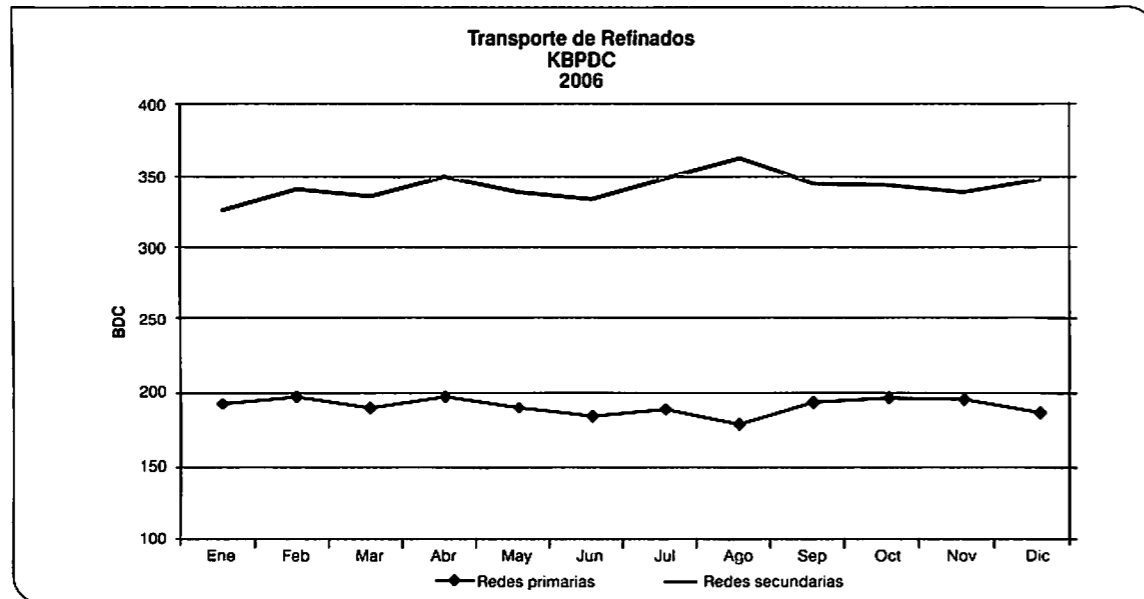
VENTAS DE GASOLINA MOTOR DISTRIBUIDOR MAYORISTA POR DIVISIÓN POLÍTICA - BPDC 2003-2007

Zona	2003	2004	2005	2006	2007	Partic. %
ZONA NOROCCIDENTE	8.421	7.839	8.167	7.621	7.746	10,7%
ATLÁNTICO	2.259	1940	1.870	1.899	1.860	2,6%
BOLÍVAR	2.143	2754	2.836	1.990	1.944	2,7%
CÓRDOBA	1.881	1742	1.885	2.109	1.739	2,4%
LA GUAJIRA	485	24	7	39	638	0,9%
MAGDALENA	575	439	727	585	599	0,8%
SAN ANDRÉS	211	201	189	184	171	0,2%
SUCRE	868	739	653	815	797	1,1%
ZONA NORORIENTE	6.860	7.075	7.635	7.934	7.304	10,1%
BOYACA	2.130	2371	2.562	2.612	2.248	3,1%
CESAR	1.418	1767	1.838	1.826	1.592	2,2%
NORTE DE SANTANDER	897	695	447	608	629	0,9%
SANTANDER	2.414	2241	2.788	2.888	2.835	3,9%
ZONA CENTRO	41.780	42.822	41.418	39.675	38.743	53,5%
ANTIOQUIA	11.164	10740	10.547	10.663	10.805	14,9%
BOGOTÁ	17.376	18511	18.142	16.495	16.094	22,2%
CALDAS	1.692	1660	1.664	1.627	1.516	2,1%
CUNDINAMARCA	5.920	6370	6.155	6.188	5.851	8,1%
QUINDÍO	1.046	995	1.062	943	903	1,2%
RISARALDA	2.041	2130	1.760	1.576	1.607	2,2%
TOLIMA	2.542	2416	2.088	2.183	1.966	2,7%
ZONA SUROCCIDENTE	18.516	17.542	16.241	17.099	15.101	20,8%
CAUCA	1.385	1307	1.275	1.282	1.406	1,9%
CHOCÓ	314	341	364	483	556	0,8%
HUILA	1.843	1887	2.033	1.666	1.565	2,2%
NARIÑO	4.111	4122	3.413	2.730	2.645	3,6%
PUTUMAYO	537	625	524	580	486	0,7%
VALLE	10.326	9259	8.632	10.358	8.442	11,6%
ZONA SURORIENTE	4.826	4.415	4.310	3.923	3.580	4,9%
AMAZONAS	136	121	118	121	107	0,1%
ARAUCA	187	145	188	107	214	0,3%
CAQUETÁ	1.108	924	902	855	849	1,2%
CASANARE	610	551	568	678	559	0,8%
GUAINÍA	5	13	13	17	15	0,0%
GUAVIARE	422	339	326	296	222	0,3%
META	2.268	2282	2.157	1.810	1.581	2,2%
VAUPÉS	71	4	1	0	3	0,0%
VICHADA	20	35	37	39	30	0,0%
TOTAL PAÍS	80.403	79.691	77.771	76.252	72.474	-5,0

Fuente: ECOPEPETROL S.A.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

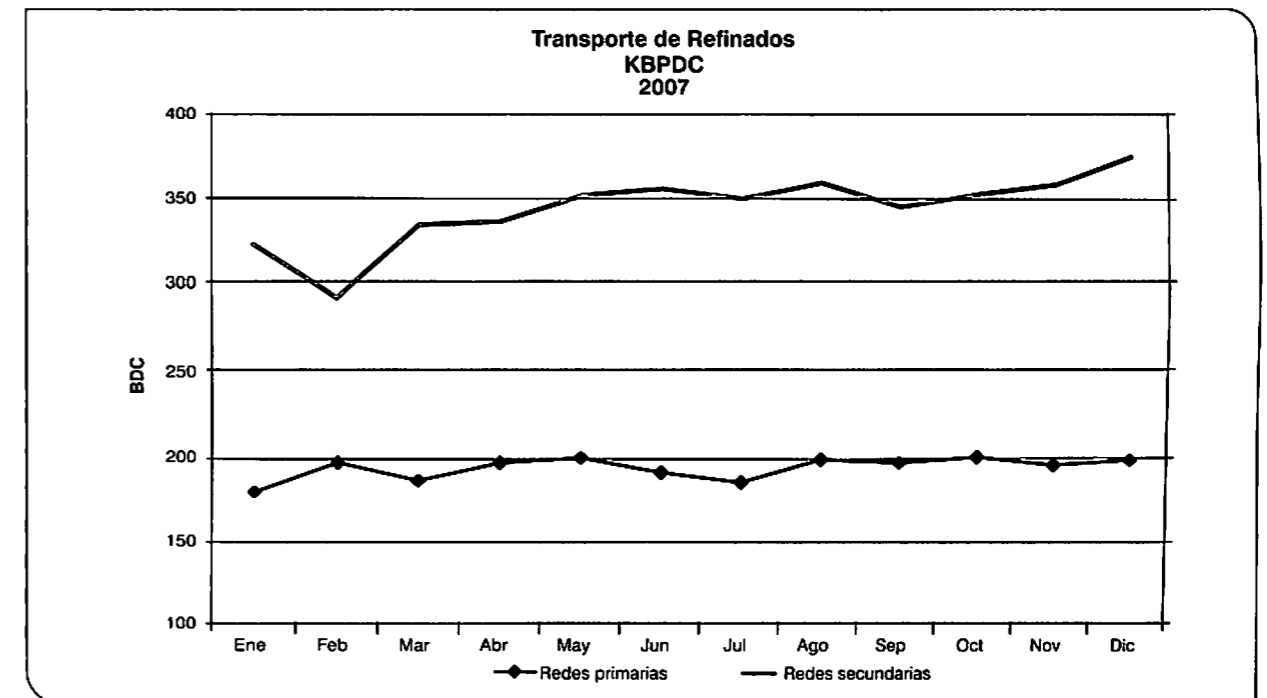
TRANSPORTE DE REFINADOS KBPDC 2006												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
SISTEMA DE REDES PRIMARIAS												
Galán-Sebastopol 16"	93,5	98,8	93,2	101,4	96,6	93,3	96,0	91,0	100,4	95,3	97,7	96,5
Galán-Sebastopol 12"	44,5	45,8	46,1	45,1	43,6	41,8	44,3	37,0	43,1	50,8	43,9	43,4
Galán-Salgar (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 - Barranquilla	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 Buenaventura - 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

Fuente: ECOPEPETROL S.A. - Vicepresidencia de Transporte - Gerencia de Planificación Integral y Comercialización



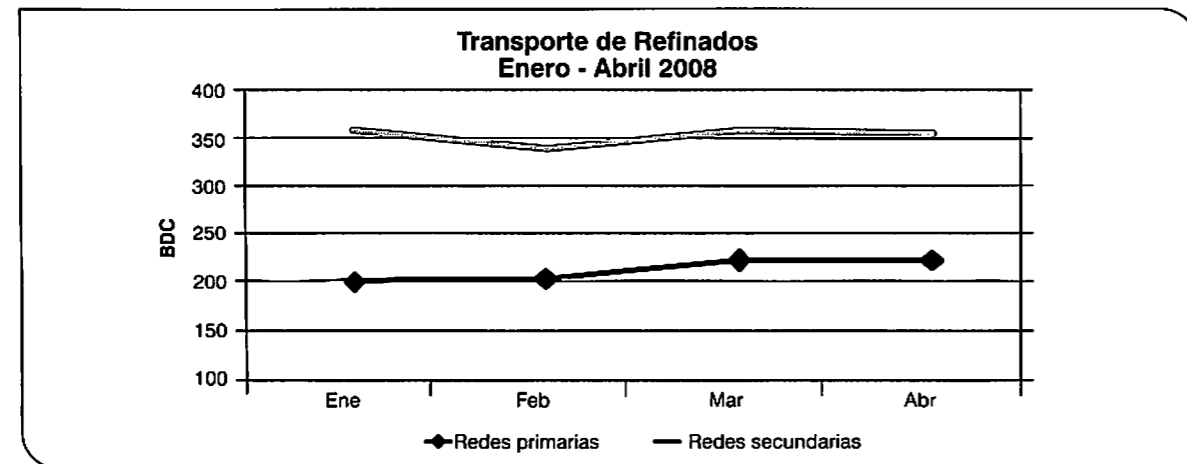
TRANSPORTE DE REFINADOS KBPDC 2007												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
SISTEMA DE REDES PRIMARIAS												
GALÁN-SEBASTOPOL 16"	89,1	105,4	94,0	96,7	102,3	102,2	96,9	104,9	100,5	96,3	92,5	96,7
GALÁN-SEBASTOPOL 12"	42,1	43,2	37,7	47,6	48,7	41,0	41,1	43,4	38,2	57,5	57,4	55,5
GALÁN-SALGAR (GLP)	17,3	14,8	16,9	16,3	17,6	17,3	15,6	17,6	16,8	16,3	17,9	17,1
GALÁN-BUCARAMANGA	15,6	14,0	13,1	13,8	16,2	15,6	21,0	20,7	18,0	17,2	17,5	17,6
POZOS COLORADOS-CIB	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,4	0,0	0,0	0,0
CARTAGENA-BARRANQUILLA	14,2	18,3	20,0	20,8	14,1	13,9	9,5	9,8	12,8	11,5	8,1	10,8
YUMBO - BUENAVENTURA	1,0	0,0	2,3	1,0	0,7	0,5	0,4	1,6	0,0	0,6	1,2	0,0
BTKS BUENAVENTURA-YUMBO	0,0	0,7	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUBTOTAL	179,3	196,4	186,1	196,1	199,7	190,5	184,4	198,0	196,7	199,4	194,6	197,8
SISTEMA DE REDES SECUNDARIAS												
SEBASTOPOL-SALGAR 16"	71,3	80,0	74,6	73,9	81,6	81,2	76,5	84,0	80,3	72,6	74,5	71,6
SEBASTOPOL-SALGAR 12"	19,3	20,5	16,5	20,5	20,0	16,2	17,0	18,7	12,3	31,0	29,5	32,4
SALGAR-MANSILLA (GLP)	6,7	5,9	6,2	5,5	6,9	5,7	6,0	6,6	5,8	6,1	6,4	6,6
SALGAR-MANSILLA	61,2	5,9	66,2	69,4	68,7	75,7	73,3	71,7	67,3	70,4	78,8	73,9
SALGAR-CARTAGO 8"	17,9	21,0	18,1	18,2	19,6	19,1	18,0	19,2	19,2	19,9	17,1	19,3
SALGAR-GUALANDAY 12"	12,9	13,7	12,0	14,0	13,5	13,8	13,7	14,8	13,6	15,0	13,8	15,9
GUALANDAY-NEIVA	5,4	5,7	5,2	5,9	6,3	5,7	5,7	6,1	5,4	6,1	5,9	6,8
MEDELLÍN-CARTAGO	22,5	23,1	23,7	22,5	22,6	22,9	23,8	23,3	24,8	21,3	22,5	26,6
SEBASTOPOL-MEDELLÍN	39,6	43,7	43,2	41,3	44,2	45,3	47,1	45,3	46,8	43,8	45,3	50,5
CARTAGO-YUMBO 6"	7,8	10,1	8,0	7,8	9,0	8,8	7,8	8,9	8,8	9,4	7,0	9,3
CARTAGO-YUMBO 10"	18,7	19,2	19,4	18,8	18,8	19,2	19,9	19,3	20,6	17,8	18,2	21,6
MANSILLA-PTE ARANDA	39,0	42,3	40,4	38,3	40,4	41,3	40,4	40,5	39,7	38,7	39,7	40,5
Subtotal	322,3	291,1	333,5	336,0	351,4	354,9	349,2	358,6	344,5	352,2	358,6	375,1
TOTAL	501,6	487,5	519,7	532,2	551,1	545,4	533,5	556,6	541,2	551,6	553,2	572,9

Fuente: ECOPEPETROL S.A. - Vicepresidencia de Transporte - Gerencia de Planificación Integral y Comercialización



Transporte de Refinación KBPDC 2008				
	Ene	Feb	Mar	Abr
SISTEMA DE REDES PRIMARIAS				
GALÁN-SEBASTOPOL 16"	97,0	89,7	100,4	100,1
GALÁN-SEBASTOPOL 12"	54,4	51,6	47,8	51,9
GALÁN-SALGAR (GLP)	16,4	17,4	15,6	16,1
GALÁN-BUCARAMANGA	17,6	19,0	17,6	17,4
POZOS COLORADOS-CIB	0,0	8,3	21,3	20,9
CARTAGENA-BARRANQUILLA	9,6	11,1	14,2	11,6
YUMBO - BUENAVENTURA	0,0	3,3	0,6	1,4
BTKS BUENAVENTURA-YUMBO	0,0	0,0	1,4	0,2
SUBTOTAL	195,0	200,4	218,8	219,6
SISTEMA DE REDES SECUNDARIAS				
SEBASTOPOL-SALGAR 16"	76,8	65,1	78,9	79,7
SEBASTOPOL-SALGAR 12"	30,2	30,2	28,5	25,4
SALGAR-MANSILLA (GLP)	5,8	6,3	5,0	6,2
SALGAR-MANSILLA	78,2	65,0	81,1	74,6
SALGAR-CARTAGO 8"	18,6	19,4	18,6	16,5
SALGAR-GUALANDAY 12"	14,1	13,7	13,4	13,8
GUALANDAY-NEIVA	5,6	5,7	5,5	5,2
MEDELLÍN-CARTAGO	21,4	22,2	20,7	22,3
SEBASTOPOL-MEDELLÍN	42,4	44,1	40,2	44,5
CARTAGO-YUMBO 6"	8,7	9,0	8,6	7,6
CARTAGO-YUMBO 10"	18,1	18,5	17,0	18,8
MANSILLA-PTE ARANDA	36,7	37,6	39,7	38,8
Subtotal	356,6	336,9	357,3	353,4
TOTAL	551,6	537,3	576,1	573,0

Fuente: ECOPEPETROL S.A. - Vicepresidencia de Transporte - Gerencia de Planificación Integral y Comercialización.



Transporte de Crudos por Tramos KBPDC 2006												
TRANSPORTE DE CRUDO POR TRAMOS DE OLEODUCTO												
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 LIMÓN - 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
VELÁSQUEZ 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
ARAGUANÉY - 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 COMBUSTÓLEO (INCLUYE GASÓLEO)												
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.

TRANSPORTE DE CRUDO POR TRAMOS DE OLEODUCTO - UNIDADES: KBPDC 2007												
SISTEMA DE REDES PRIMARIAS												
VASCONIA - CIB	67,3	82,8	73,2	66,1	66,1	69,1	67,3	71,9	100,0	85,0	89,3	88,0
VASCONIA - COVENAS	98,6	96,6	95,4	100,6	102,0	100,2	97,1	86,4	105,9	98,6	95,5	91,2
CAÑO LIMÓN - COVENAS	72,1	69,9	67,2	88,8	87,5	94,5	91,0	94,7	93,4	67,6	66,3	60,9
COVENAS - CAR	0,0	10,9	11,9	11,9	12,6	11,9	15,9	13,2	17,1	14,5	15,5	18,4
ORITO - TUMACO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SUB-TOTAL	354,4	349,0	347,1	381,7	373,6	397,8	399,8	386,8	414,4	381,4	385,4	373,1
SISTEMA DE REDES SECUNDARIAS												
CIB-AYACUCHO 18"	3,3	6,8	1,3	6,7	13,1	10,2	9,2	7,8	10,6	8,4	10,6	2,2
VELÁSQUEZ 26-SAUCE	58,6	59,4	57,3	49,7	53,3	35,7	32,7	30,4	43,7	45,7	47,1	46,5
TENAY-VASCONIA	85,0	83,9	82,4	83,3	86,0	85,7	87,6	88,8	93,0	95,2	97,9	94,7
AYACUCHO-CIB 14"	37,6	33,8	30,4	33,8	41,5	36,2	32,6	30,7	38,6	36,6	38,6	35,0
AYACUCHO-COVENAS 16"	11,6	8,1	6,0	10,4	14,6	10,2	9,7	10,5	11,8	14,2	11,1	1,4
APIAY-PORVENIR	77,5	85,1	82,8	88,6	88,5	94,1	93,7	94,0	91,3	94,0	97,6	104,5
ARAGUANÉY-PORVENIR	41,9	39,5	40,5	45,3	41,9	42,9	45,7	42,9	46,2	46,0	50,6	53,5
CUSIANA CPF-PORVENIR	102,1	98,0	92,7	93,7	88,5	85,4	83,2	81,6	80,2	80,4	81,2	75,2
SANTIAGO-PORVENIR	13,1	13,8	12,9	13,3	13,3	13,8	14,1	14,2	13,5	14,0	14,4	13,9
PORVENIR-VASCONIA	234,2	235,4	230,1	240,4	234,4	234,8	236,8	231,6	232,4	231,4	244,6	245,4
SUB-TOTAL	664,9	663,7	636,5	665,2	674,9	649,0	645,2	632,6	661,4	665,8	693,6	672,3
TOTAL	1.019,3	1.012,6	983,6	1.047,0	1.048,5	1.046,8	1.045,0	1.257,3	1.312,1	1.323,2	1.376,7	1.342,4
OLEODUCTO TRANSANDINO												
	14,4	17,3	12,2	12,0	13,0	11,3	16,0	13,7	17,8	15,0	15,9	19,0
TRANSPORTE DE COMBUSTÓLEO (INCLUYE GASÓLEO) - UNIDADES: KBPDC												
SISTEMA DE REDES PRIMARIAS												
COVENAS-CAR	26,2	26,3	30,4	25,6	18,7	22,2	26,3	16,0	21,9	15,8	16,0	23,7
SISTEMA DE REDES SECUNDARIAS												
CIB-AYACUCHO 18"	23,6	30,0	24,8	26,5	20,4	23,2	21,4	20,1	15,9	19,0	17,8	28,0
AYACUCHO-COVENAS 16"	23,6	30,1	29,9	21,8	20,5	22,5	22,5	19,8	19,9	17,7	16,3	26,9
TOTAL	73,3	86,3	85,1	73,9	59,7	67,9	70,2	55,9	57,7	52,5	50,1	78,7

Para Transporte de Refinados y Crudos se toman los despachos efectivos realizados por las Estaciones Iniciales.
Fuente: ECOPEPETROL S.A. - Vicepresidencia de Transporte - Gerencia de Planificación Integral y Comercialización.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA CORRIENTE PRINCIPALES CIUDADES (\$/Galón)

Ciudad	Estatística	2004												2005												2006																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
		Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
Bogotá	Promedio	5 010	5 038	5 144	5 271	5 313	5 350	5 348	5 369	5 421	5 461	5 509	5 533	5 634	5 662	5 688	5 680	5 681	5 721	5 772	5 772	5 825	5 688	5 680	5 681	5 721	5 772	5 772	5 825	5 825	5 878	5 929	5 954	5 954	6 007	6 058	6 085	6 085	6 137	6 188	6 239	6 289	6 340	6 391	6 442	6 493	6 544	6 595	6 646	6 697	6 748	6 799	6 850	6 901	6 952	7 003	7 054	7 105	7 156	7 207	7 258	7 309	7 360	7 411	7 462	7 513	7 564	7 615	7 666	7 717	7 768	7 819	7 870	7 921	7 972	8 023	8 074	8 125	8 176	8 227	8 278	8 329	8 380	8 431	8 482	8 533	8 584	8 635	8 686	8 737	8 788	8 839	8 890	8 941	8 992	9 043	9 094	9 145	9 196	9 247	9 298	9 349	9 400	9 451	9 502	9 553	9 604	9 655	9 706	9 757	9 808	9 859	9 910	9 961	10 012	10 063	10 114	10 165	10 216	10 267	10 318	10 369	10 420	10 471	10 522	10 573	10 624	10 675	10 726	10 777	10 828	10 879	10 930	10 981	11 032	11 083	11 134	11 185	11 236	11 287	11 338	11 389	11 440	11 491	11 542	11 593	11 644	11 695	11 746	11 797	11 848	11 899	11 950	12 001	12 052	12 103	12 154	12 205	12 256	12 307	12 358	12 409	12 460	12 511	12 562	12 613	12 664	12 715	12 766	12 817	12 868	12 919	12 970	13 021	13 072	13 123	13 174	13 225	13 276	13 327	13 378	13 429	13 480	13 531	13 582	13 633	13 684	13 735	13 786	13 837	13 888	13 939	13 990	14 041	14 092	14 143	14 194	14 245	14 296	14 347	14 398	14 449	14 500	14 551	14 602	14 653	14 704	14 755	14 806	14 857	14 908	14 959	15 010	15 061	15 112	15 163	15 214	15 265	15 316	15 367	15 418	15 469	15 520	15 571	15 622	15 673	15 724	15 775	15 826	15 877	15 928	15 979	16 030	16 081	16 132	16 183	16 234	16 285	16 336	16 387	16 438	16 489	16 540	16 591	16 642	16 693	16 744	16 795	16 846	16 897	16 948	17 000	17 051	17 102	17 153	17 204	17 255	17 306	17 357	17 408	17 459	17 510	17 561	17 612	17 663	17 714	17 765	17 816	17 867	17 918	17 969	18 020	18 071	18 122	18 173	18 224	18 275	18 326	18 377	18 428	18 479	18 530	18 581	18 632	18 683	18 734	18 785	18 836	18 887	18 938	18 989	19 040	19 091	19 142	19 193	19 244	19 295	19 346	19 397	19 448	19 499	19 550	19 601	19 652	19 703	19 754	19 805	19 856	19 907	19 958	20 009	20 060	20 111	20 162	20 213	20 264	20 315	20 366	20 417	20 468	20 519	20 570	20 621	20 672	20 723	20 774	20 825	20 876	20 927	20 978	21 029	21 080	21 131	21 182	21 233	21 284	21 335	21 386	21 437	21 488	21 539	21 590	21 641	21 692	21 743	21 794	21 845	21 896	21 947	22 000	22 051	22 102	22 153	22 204	22 255	22 306	22 357	22 408	22 459	22 510	22 561	22 612	22 663	22 714	22 765	22 816	22 867	22 918	22 969	23 020	23 071	23 122	23 173	23 224	23 275	23 326	23 377	23 428	23 479	23 530	23 581	23 632	23 683	23 734	23 785	23 836	23 887	23 938	23 989	24 040	24 091	24 142	24 193	24 244	24 295	24 346	24 397	24 448	24 499	24 550	24 601	24 652	24 703	24 754	24 805	24 856	24 907	24 958	25 009	25 060	25 111	25 162	25 213	25 264	25 315	25 366	25 417	25 468	25 519	25 570	25 621	25 672	25 723	25 774	25 825	25 876	25 927	25 978	26 029	26 080	26 131	26 182	26 233	26 284	26 335	26 386	26 437	26 488	26 539	26 590	26 641	26 692	26 743	26 794	26 845	26 896	26 947	27 000	27 051	27 102	27 153	27 204	27 255	27 306	27 357	27 408	27 459	27 510	27 561	27 612	27 663	27 714	27 765	27 816	27 867	27 918	27 969	28 020	28 071	28 122	28 173	28 224	28 275	28 326	28 377	28 428	28 479	28 530	28 581	28 632	28 683	28 734	28 785	28 836	28 887	28 938	28 989	29 040	29 091	29 142	29 193	29 244	29 295	29 346	29 397	29 448	29 499	29 550	29 601	29 652	29 703	29 754	29 805	29 856	29 907	29 958	30 009	30 060	30 111	30 162	30 213	30 264	30 315	30 366	30 417	30 468	30 519	30 570	30 621	30 672	30 723	30 774	30 825	30 876	30 927	30 978	31 029	31 080	31 131	31 182	31 233	31 284	31 335	31 386	31 437	31 488	31 539	31 590	31 641	31 692	31 743	31 794	31 845	31 896	31 947	32 000	32 051	32 102	32 153	32 204	32 255	32 306	32 357	32 408	32 459	32 510	32 561	32 612	32 663	32 714	32 765	32 816	32 867	32 918	32 969	33 020	33 071	33 122	33 173	33 224	33 275	33 326	33 377	33 428	33 479	33 530	33 581	33 632	33 683	33 734	33 785	33 836	33 887	33 938	33 989	34 040	34 091	34 142	34 193	34 244	34 295	34 346	34 397	34 448	34 499	34 550	34 601	34 652	34 703	34 754	34 805	34 856	34 907	34 958	35 009	35 060	35 111	35 162	35 213	35 264	35 315	35 366	35 417	35 468	35 519	35 570	35 621	35 672	35 723	35 774	35 825	35 876	35 927	35 978	36 029	36 080	36 131	36 182	36 233	36 284	36 335	36 386	36 437	36 488	36 539	36 590	36 641	36 692	36 743	36 794	36 845	36 896	36 947	37 000	37 051	37 102	37 153	37 204	37 255	37 306	37 357	37 408	37 459	37 510	37 561	37 612	37 663	37 714	37 765	37 816	37 867	37 918	37 969	38 020	38 071	38 122	38 173	38 224	38 275	38 326	38 377	38 428	38 479	38 530	38 581	38 632	38 683	38 734	38 785	38 836	38 887	38 938	38 989	39 040	39 091	39 142	39 193	39 244	39 295	39 346	39 397	39 448	39 499	39 550	39 601	39 652	39 703	39 754	39 805	39 856	39 907	39 958	40 009	40 060	40 111	40 162	40 213	40 264	40 315	40 366	40 417	40 468	40 519	40 570	40 621	40 672	40 723	40 774	40 825	40 876	40 927	40 978	41 029	41 080	41 131	41 182	41 233	41 284	41 335	41 386	41 437	41 488	41 539	41 590	41 641	41 692	41 743	41 794	41 845	41 896	41 947	42 000	42 051	42 102	42 153	42 204	42 255	42 306	42 357	42 408	42 459	42 510	42 561	42 612	42 663	42 714	42 765	42 816	42 867	42 918	42 969	43 020	43 071	43 122	43 173	43 224	43 275	43 326	43 377	43 428	43 479	43 530	43 581	43 632	43 683	43 734	43 785	43 836	43 887	43 938	43 989	44 040	44 091	44 142	44 193	44 244	44 295	44 346	44 397	44 448	44 499	44 550	44 601	44 652	44 703	44 754	44 805	44 856	44 907	44 958	45 009	45 060	45 111	45 162	45 213	45 264	45 315	45 366	45 417	45 468	45 519	45 570	45 621	45 672	45 723	45 774	45 825	45 876	45 927	45 978	46 029	46 080	46 131	46 182	46 233	46 284	46 335	46 386	46 437	46 488	46 539	46 590	46 641	46 692	46 743	46 794	46 845	46 896	46 947	47 000	47 051	47 102	47 153	47 204	47 255	47 306	47 357	47 408	47 459	47 510	47 561	47 612	47 663	47 714	47 765	47 816	47 867	47 918	47 969	48 020	48 071	48 122	48 173	48 224	48 275	48 326	48 377	48 428	48 479	48 530	48 581	48 632	48 683	48 734	48 785	48 836	48 887	48 938	48 989	49 040	49 091	49 142	49 193	49 244	49 295	49 346	49 397	49 448	49 499	49 550	49 601	49 652	49 703	49 754	49 805	49 856	49 907	49 958	50 009	50 060	50 111	50 162	50 213	50 264	50 315	50 366	50 417	50 468	50 519	50 570	50 621	50 672	50 723	50 774	50 825	50 876	50 927	50 978	51 029	51 080	51 131	51 182	51 233	51 284	51 335	51 386	51 437	51 488	51 539	51 590	51 641	51 692	51 743	51 794	51 845	51 896	51 947	52 000	52 051	52 102	52 153	52 204	52 255	52 306	52 357	52 408	52 459	52 510	52 561	52 612	52 663	52 714	52 765	52 816	52 867	52 918	52 969	53 020	53 071	53 122	53 173	53 224	53 275	53 326	53 377	53 428	53 479	53 530	53 581	53 632	53 683	53 734	53 785	53 836	53 887	53 938	53 989	54 040	54 091	54 142	54 193	54 244	54 295	54 346	54 397	54 448	54 499	54 550	54 601	54 652	54 703	54 754	54 805	54 856	54 907	54 958	55 009	55 060	55 111	55 162	55 213	55 264	55 315	55 366	55 417	55 468	55 519	55 570	55 621	55 672	55 723	55 774	55 825	55 876	55 927	55 978	56 029	56 080	56 131	56 182	56 233	56 284	56 335	56 386	56 437	56 488	56 539	56 590	56 641	56 692	56 743	56 794	56 845	56 896	56 947	57 000	57 051	57 102	57 153	57 204	57 255	57 306	57 357	57 408	57 459	57 510	57 561	57 612	57 663	57 714	57 765	57 816	57 867	57 918	57 969	58 020	58 071	58 122	58 173	58 224	58 275	58 326	58 377	58 428	58 479	58 530	58 581	58 632	58 683	58 734	58 785	58 836	58 887	58 938	58 989	59 040	59 091	59 142	59 193	59 244	59 295	59 346	59 397	59 448	59 499	59 550	59 601	59 652	59 703	59 754	59 80

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA EXTRA PRINCIPALES CIUDADES (\$/Galón)

Ciudad	Estadística	2003												2004											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	
Bogotá	Promedio	4.666	4.833	4.933	5.126	5.227	5.285	5.461	5.500	5.710	5.788	5.839	5.884	5.953	6.026	6.239	6.239	6.275	6.484	6.510	6.536	6.620	6.654	6.770	
	Máximo	4.798	4.989	5.073	5.315	5.375	5.449	5.385	5.650	5.875	5.859	5.960	6.124	6.190	6.150	6.361	6.361	6.332	6.602	6.602	6.670	6.665	6.737	6.899	
	Mínimo	4.519	4.560	4.799	5.049	5.110	5.062	5.389	5.385	5.500	5.652	5.544	5.700	5.799	5.888	6.119	6.119	6.147	6.250	6.251	6.419	6.490	6.569	6.988	
Medellín	Promedio	4.604	4.785	4.895	5.156	5.210	5.241	5.413	5.504	5.703	5.802	5.905	5.905	5.935	6.032	6.284	6.284	6.321	6.526	6.556	6.568	6.615	6.640	6.762	
	Máximo	4.699	4.935	5.132	5.269	5.297	5.297	5.730	5.559	5.795	5.859	6.013	5.989	6.182	6.192	6.427	6.427	6.469	6.620	6.645	6.645	6.705	6.720	6.889	
	Mínimo	4.494	4.485	4.780	5.075	5.135	5.151	5.310	5.416	5.520	5.600	5.625	5.790	5.825	5.825	6.099	6.099	6.199	6.400	6.470	6.474	6.500	6.520	6.998	
Cali	Promedio	4.909	5.071	5.296	5.448	5.480	5.500	5.672	5.654	6.019	6.097	6.239	6.249	6.388	6.384	6.677	6.677	6.722	6.845	6.816	6.879	6.920	6.955	7.109	
	Máximo	4.950	5.182	5.396	5.548	5.640	5.649	5.845	5.975	6.120	6.199	6.330	6.330	6.382	6.442	6.663	6.663	6.710	6.943	6.960	6.958	7.038	7.079	7.199	
	Mínimo	4.806	4.875	5.036	5.090	5.250	5.233	5.378	5.606	5.606	5.780	5.948	5.948	6.028	6.102	6.217	6.217	6.259	6.445	6.468	6.469	6.588	6.620	7.019	
Barranquilla	Promedio	4.751	4.730	4.858	5.069	5.048	5.049	5.292	5.411	5.487	5.690	5.765	5.758	5.796	5.854	6.125	6.125	6.161	6.385	6.415	6.426	6.442	6.476	6.732	
	Máximo	4.890	4.879	5.050	5.240	5.092	5.200	5.360	5.490	5.690	5.790	5.780	5.788	5.695	5.975	6.195	6.195	6.240	6.440	6.492	6.492	6.530	6.599	6.739	
	Mínimo	4.500	4.475	4.475	4.500	4.800	4.700	5.100	5.395	5.200	5.620	5.782	5.680	5.680	5.620	6.000	6.000	6.000	6.340	6.340	6.360	6.360	6.418	6.720	
Bucaramanga	Promedio	4.566	4.637	4.846	4.959	4.997	5.057	5.201	5.275	5.479	5.547	5.671	5.685	5.795	5.851	6.035	6.035	6.088	6.237	6.354	6.368	6.393	6.502	6.654	
	Máximo	4.645	4.900	5.120	5.285	5.303	5.533	5.595	5.682	5.935	5.993	6.075	6.074	6.152	6.194	6.421	6.421	6.470	6.720	6.740	6.760	6.804	6.857	7.081	
	Mínimo	4.638	4.699	4.859	5.108	5.103	5.300	5.547	5.550	5.670	5.690	5.990	6.043	6.070	6.145	6.340	6.340	6.340	6.468	6.542	6.602	6.740	6.760	6.820	
Santa Marta	Promedio	4.820	4.936	4.700	5.138	5.098	5.161	5.287	5.397	5.471	5.637	5.739	5.760	5.621	5.877	6.034	6.034	6.121	6.237	6.295	6.309	6.381	6.403	6.654	
	Máximo	4.999	4.999	5.006	5.250	5.289	5.299	5.599	5.599	5.790	5.799	5.977	5.930	5.980	5.999	6.266	6.266	6.500	6.589	6.589	6.589	6.589	6.574	6.950	
	Mínimo	4.400	4.828	5.219	4.940	4.940	4.990	5.050	5.150	5.200	5.400	5.530	5.630	5.700	5.729	5.869	5.869	5.960	6.035	6.035	6.116	6.116	6.205		
Pasto	Promedio	3.586	3.752	3.877	3.967	4.100	4.127	4.301	4.440	4.634	4.693	4.794	4.797	4.918	4.980	5.115	5.115	5.182	5.345	5.368	5.376	5.463	5.479	5.656	
	Máximo	3.613	3.860	4.020	4.110	4.140	4.166	4.370	4.480	4.658	4.735	4.816	4.820	4.950	5.120	5.150	5.150	5.200	5.400	5.410	5.410	5.685	5.600	5.920	
	Mínimo	3.560	3.550	3.799	3.860	3.940	4.050	4.150	4.380	4.566	4.600	4.705	4.750	4.885	4.930	5.087	5.087	5.087	5.200	5.250	5.250	5.370	5.490	5.482	
Valledupar	Promedio	No disponible	3.765	3.926	4.087	4.056	4.121	4.279	4.338	4.544	4.624	4.664	4.664	4.738	4.790	4.919	4.919	4.933	5.180	5.209	5.223	5.265	5.279	5.448	
	Máximo	No disponible	3.600	3.950	4.088	4.120	4.160	4.307	4.368	4.554	4.625	4.685	4.685	4.760	4.899	4.939	4.939	4.982	5.198	5.238	5.244	5.263	5.268	5.456	
	Mínimo	No disponible	3.710	3.880	4.080	4.070	4.100	4.090	4.300	4.523	4.610	4.600	4.600	4.683	4.750	4.858	4.858	4.905	5.150	5.176	5.195	5.251	5.265	5.436	
Villavieja	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Nueva	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Tunja	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Popayán	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA EXTRA PRINCIPALES CIUDADES (\$/Galón)

Ciudad	Estadística	2004												2005											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	
Bogotá	Promedio	6.851	6.883	6.961	6.990	7.012	7.084	7.147	7.180	7.213	7.345	7.501	7.651	7.728	7.761	7.760	7.742	7.645	7.673	7.673	7.673	7.673	7.673	7.673	7.673
	Máximo	6.978	7.060	7.150	7.140	7.140	7.165	7.302	7.378	7.455	7.682	7.820	7.957	7.972	7.990	7.995	8.047	7.740	7.827	8.277	8.355	8.355	8.355	8.355	8.355
	Mínimo	6.677	6.677	6.720	6.760	6.769	6.970	6.907	6.947	6.957	7.047	7.150	7.260	7.410	7.510	7.498	7.548	7.550	7.499	7.499	7.499	7.499	7.499	7.499	7.499
Medellín	Promedio	6.888	6.898	6.949	6.978	7.007	7.109	7.149	7.205	7.401	7.530	7.699	7.754	7.854	7.761	7.809	7.822	7.883	7.913	8.113	8.113	8.113	8.113	8.113	8.113
	Máximo	7.017	7.024	7.123	7.148	7.198	7.283	7.299	7.369	7.618	7.747	7.849	7.893	7.954	7.909	7.959	7.998	7.998	8.259	8.259	8.259	8.259	8.259	8.259	8.259
	Mínimo	6.699	6.781	6.840	6.850	6.889	6.860	6.890	6.890	7.019	7.330	7.350	7.599	7.690	7.180	7.254	7.150	7.149	7.650	7.650	7.650	7.650	7.650	7.650	7.650
Cali	Promedio	7.108	7.161	7.210	7.291	7.350	7.429	7.394	7.404	7.446	7.622	7.711	7.765	7.787	7.864	7.914	7.954	8.033	8.326	8.326	8.326	8.326	8.326	8.326	8.326
	Máximo	7.266	7.284	7.426	7.440	7.511	7.548	7.553	7.588	7.623	7.803	7.914	7.960	8.020	8.020	8.020	8.050	8.033	8.326	8.326	8.326	8.326	8.326	8.326	8.326
	Mínimo	6.781	6.881	6.922	7.150	7.205	7.192	7.202	7.270	7.395	7.514	7.339	7.519	7.599	7.589	7.612	7.752	7.814	7.814	7.814	7.814	7.814	7.814	7.814	7.814
Barranquilla	Promedio	6.782	6.811	6.834	6.888	6.959	6.970	6.994	7.048	7.170	7.332	7.492	7.575	7.670	7.610	7.634	7.675	7.717	7.912	7.912	7.912	7.912	7.912	7.912	7.912
	Máximo	6.909	6.909	6.915	6.910	6.932	7.080	7.098	7.107	7.174	7.414	7.525	7.656	7.670	7.690	7.710	7.760	7.760	8.030	8.030	8.030	8.030	8.030	8.030	8.030
	Mínimo	6.748	6.770	6.790	6.810	6.810	6.798	6.798	6.920	6.798	7.120	7.185	7.185	7.185	7.459	7.420	7.450	7.560	7.690	7.690	7.690	7.690	7.690	7.690	7.690
Bucaramanga	Promedio	6.714	6.755	6.772	6.800	6.809	6.846	6.862	6.945	7.165	7.338	7.469	7.516	7.516	7.531	7.588	7.632	7.645	7.844	7.844	7.844	7.844	7.844	7.844	7.844
	Máximo	6.790	6.820	6.820	6.850	6.900	6.990	7.060	7.320	7.446	7.570	7.600	7.600	7.600	7.670	7.700	7.720	7.740	7.960	7.960	7.960	7.960	7.960	7.960	
	Mínimo	6.700	6.720	6.740	6.760	6.780	6.800	6.820	6.840	6.915	6.955	7.205	7.255	7.255	7.300	7.300	7.310	7.350	7.470	7.470	7.470	7.470	7.470	7.470	7.470
Pericá	Promedio	7.068	7.106	7.137	7.100	7.208	7.280	7.320	7.328	7.424	7.659	7.794	7.884	7.777	7.772	7.806	7.861	7.906	8.094	8.094	8.094	8.094	8.094	8.094	8.094
	Máximo	7.081	7.117	7.147	7.096	7.226	7.370	7.380	7.480	7.780															

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DEL ACPM PRINCIPALES CIUDADES (\$/Galón)

Ciudad	Estadísticas	2006												2007															
		Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep										
Bogotá	Promedio	3 760	3 813	3 811	3 840	3 872	3 921	3 945	4 039	4 081	4 152	4 220	4 239	4 341	4 507	4 605	4 761	4 843	4 896	4 937	4 968	5 036	5 070	5 157	5 205	5 280	5 344	5 385	
	Máximo	3 845	3 875	3 880	3 912	3 942	3 992	4 014	4 170	4 170	4 230	4 280	4 300	4 380	4 589	4 690	4 847	4 950	5 015	5 050	5 080	5 165	5 210	5 290	5 305	5 382	5 445	5 445	
	Mínimo	3 717	3 756	3 744	3 785	3 787	3 819	3 878	3 880	3 880	4 035	4 116	4 136	4 182	4 321	4 371	4 540	4 645	4 785	4 820	4 851	4 921	4 950	5 003	5 035	5 154	5 200	5 227	
	Máximo	3 778	3 815	3 823	3 840	3 879	3 936	3 956	4 112	4 112	4 172	4 233	4 251	4 311	4 359	4 536	4 634	4 720	4 808	4 879	4 940	4 983	5 060	5 118	5 183	5 241	5 317	5 344	
Medellín	Promedio	3 025	3 066	3 069	3 090	3 065	3 099	3 104	3 154	3 154	3 215	3 266	3 320	3 407	3 435	3 600	3 676	3 795	3 867	3 905	3 925	4 000	4 050	4 120	4 180	4 250	4 300	4 300	
	Máximo	3 070	3 120	3 124	3 150	3 150	3 180	3 210	3 210	3 210	3 270	3 320	3 370	3 420	3 470	3 600	3 676	3 795	3 867	3 905	3 925	4 000	4 050	4 120	4 180	4 250	4 300	4 300	
	Mínimo	2 950	2 990	2 990	3 010	3 010	3 030	3 030	3 030	3 030	3 090	3 140	3 190	3 240	3 290	3 420	3 496	3 615	3 687	3 725	3 745	3 820	3 870	3 940	4 000	4 070	4 120	4 120	
	Máximo	3 081	3 097	3 094	3 094	3 094	3 105	3 105	3 105	3 105	3 165	3 215	3 265	3 315	3 365	3 496	3 572	3 691	3 763	3 801	3 821	3 896	3 946	4 016	4 086	4 136	4 136	4 136	
Barranquilla	Promedio	3 320	3 350	3 350	3 372	3 372	3 372	3 372	3 372	3 372	3 432	3 482	3 532	3 602	3 630	3 795	3 871	3 980	4 052	4 090	4 120	4 190	4 240	4 310	4 370	4 440	4 490	4 490	
	Máximo	3 370	3 400	3 400	3 422	3 422	3 422	3 422	3 422	3 422	3 482	3 532	3 582	3 652	3 680	3 845	3 921	4 030	4 102	4 140	4 170	4 240	4 290	4 360	4 430	4 480	4 480	4 480	
	Mínimo	3 250	3 280	3 280	3 302	3 302	3 302	3 302	3 302	3 302	3 362	3 412	3 462	3 532	3 560	3 725	3 801	3 910	3 982	4 020	4 050	4 120	4 170	4 240	4 310	4 370	4 440	4 440	
	Máximo	3 381	3 417	3 417	3 439	3 439	3 439	3 439	3 439	3 439	3 499	3 549	3 599	3 669	3 697	3 862	3 938	4 047	4 119	4 157	4 187	4 257	4 307	4 377	4 447	4 517	4 517	4 517	
Pereira	Promedio	3 029	3 062	3 062	3 084	3 084	3 084	3 084	3 084	3 084	3 144	3 194	3 244	3 314	3 342	3 507	3 583	3 692	3 764	3 802	3 832	3 902	3 952	4 022	4 082	4 152	4 202	4 202	
	Máximo	3 074	3 107	3 107	3 129	3 129	3 129	3 129	3 129	3 129	3 189	3 239	3 289	3 359	3 387	3 552	3 628	3 737	3 809	3 847	3 877	3 947	4 007	4 077	4 147	4 217	4 217	4 217	
	Mínimo	2 909	2 942	2 942	2 964	2 964	2 964	2 964	2 964	2 964	3 024	3 074	3 124	3 194	3 222	3 387	3 463	3 572	3 644	3 682	3 712	3 782	3 832	3 902	3 972	4 042	4 042	4 042	
	Máximo	3 050	3 084	3 084	3 106	3 106	3 106	3 106	3 106	3 106	3 166	3 216	3 266	3 336	3 364	3 529	3 605	3 714	3 786	3 824	3 854	3 924	3 974	4 044	4 114	4 184	4 184	4 184	
Santa Marta	Promedio	3 716	3 729	3 767	3 756	3 846	3 883	3 884	4 039	4 039	4 001	4 133	4 211	4 271	4 295	4 422	4 422	4 574	4 627	4 747	4 831	4 887	4 911	4 987	5 050	5 101	5 164	5 225	5 310
	Máximo	3 820	3 850	3 850	3 872	3 962	3 999	3 999	4 154	4 154	4 116	4 248	4 326	4 390	4 414	4 541	4 541	4 693	4 746	4 866	4 950	5 006	5 030	5 106	5 169	5 232	5 295	5 380	
	Mínimo	3 580	3 610	3 610	3 632	3 722	3 759	3 759	3 914	3 914	3 876	4 008	4 086	4 150	4 174	4 301	4 301	4 453	4 506	4 626	4 710	4 766	4 790	4 866	4 929	4 992	5 055	5 140	5 225
	Máximo	3 767	3 781	3 817	3 806	3 896	3 933	3 933	4 088	4 088	4 050	4 182	4 260	4 324	4 348	4 475	4 475	4 627	4 680	4 800	4 884	4 940	4 964	5 040	5 103	5 166	5 229	5 314	
Palmira	Promedio	3 319	3 349	3 360	3 389	3 490	3 473	3 473	3 643	3 643	3 725	3 775	3 775	3 945	3 945	4 072	4 072	4 224	4 277	4 397	4 481	4 537	4 561	4 637	4 699	4 762	4 825	4 910	
	Máximo	3 370	3 400	3 410	3 439	3 529	3 512	3 512	3 682	3 682	3 764	3 814	3 814	3 984	3 984	4 111	4 111	4 263	4 316	4 436	4 520	4 576	4 600	4 676	4 739	4 802	4 865	4 950	
	Mínimo	3 260	3 290	3 300	3 329	3 419	3 402	3 402	3 572	3 572	3 654	3 704	3 704	3 874	3 874	4 001	4 001	4 153	4 206	4 326	4 410	4 466	4 490	4 566	4 629	4 692	4 755	4 840	
	Máximo	3 350	3 380	3 390	3 419	3 509	3 492	3 492	3 662	3 662	3 744	3 794	3 794	3 964	3 964	4 091	4 091	4 243	4 296	4 416	4 500	4 556	4 580	4 656	4 719	4 782	4 845	4 930	
Valledupar	Promedio	3 064	3 090	3 100	3 122	3 149	3 185	3 211	3 331	3 331	3 443	3 511	3 597	3 619	3 640	3 716	3 716	3 868	3 940	4 009	4 048	4 112	4 125	4 162	4 197	4 273	4 301	4 366	
	Máximo	3 070	3 096	3 106	3 128	3 155	3 191	3 217	3 337	3 337	3 449	3 517	3 603	3 625	3 646	3 722	3 722	3 874	3 946	4 015	4 054	4 118	4 131	4 168	4 203	4 279	4 307	4 372	
	Mínimo	2 950	2 976	2 986	3 008	3 035	3 071	3 097	3 217	3 217	3 329	3 397	3 483	3 505	3 526	3 602	3 602	3 754	3 826	3 895	3 934	3 998	4 011	4 048	4 083	4 159	4 187	4 252	
	Máximo	3 015	3 041	3 051	3 073	3 100	3 136	3 162	3 282	3 282	3 394	3 462	3 548	3 570	3 591	3 667	3 667	3 819	3 891	3 960	4 009	4 048	4 112	4 125	4 162	4 197	4 273	4 301	
Villavicencio	Promedio	3 443	3 440	3 503	3 565	3 588	3 600	3 600	3 690	3 690	3 753	3 753	3 816	3 816	3 879	3 879	3 942	3 942	4 005	4 005	4 068	4 068	4 131	4 131	4 194	4 194	4 257	4 320	
	Máximo	3 494	3 491	3 554	3 616	3 639	3 651	3 651	3 741	3 741	3 804	3 804	3 867	3 867	3 930	3 930	3 993	3 993	4 056	4 056	4 119	4 119	4 182	4 182	4 245	4 245	4 308	4 371	
	Mínimo	3 393	3 390	3 453	3 515	3 538	3 550	3 550	3 640	3 640	3 703	3 703	3 766	3 766	3 829	3 829	3 892	3 892	3 955	3 955	4 018	4 018	4 081	4 081	4 144	4 144	4 207	4 270	
	Máximo	3 443	3 440	3 503	3 565	3 588	3 600	3 600	3 690	3 690	3 753	3 753	3 816	3 816	3 879	3 879	3 942	3 942	4 005	4 005	4 068	4 068	4 131	4 131	4 194	4 194	4 257	4 320	
Neiva	Promedio	4 164	4 215	4 260	4 313	4 366	4 420	4 473	4 586	4 586	4 649	4 702	4 755	4 808	4 861	4 974	4 974	5 037	5 037	5 100	5 100	5 163	5 163	5 226	5 226	5 289	5 352	5 415	
	Máximo	4 170	4 220	4 265	4 318	4 371	4 424	4 477	4 590	4 590	4 653	4 706	4 759	4 812	4 865	4 978	4 978	5 041	5 041	5 104	5 104	5 167	5 167	5 230	5 230	5 293	5 356	5 419	
	Mínimo	4 150	4 200	4 245	4 298	4 351	4 404	4 457	4 570	4 570	4 633	4 686	4 739	4 792	4 845	4 958	4 958	5 021	5 021	5 084	5 084	5 147	5 147	5 210	5 210	5 273	5 336	5 400	
	Máximo	4 164	4 215	4 260	4 313	4 366	4 420	4 473	4 586	4 586	4 649	4 702	4 755	4 808	4 861	4 974	4 974	5 037	5 037	5 100	5 100	5 163	5 163	5 226	5 226	5 289	5 352	5 415	
Tunja	Promedio	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	
	Máximo	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	
	Mínimo	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	
	Máximo	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	5 645	
Rocaforte	Promedio	3 064	3 090	3 100	3 122	3 149	3 185	3 211	3 331	3 331	3 443	3 511	3 597	3 619	3 640	3 716	3 716	3 868	3 940	4 009	4 048	4 112	4 125	4 162	4 197	4 273	4 301	4 366	
	Máximo	3 070	3 096	3 106	3 128	3 155	3 191	3 217	3 337	3 337	3 449	3 517	3 603	3 625	3 646	3 722	3												

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR
2003

Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	1.621,00	1.638,71	1.670,34	1.692,26	1.714,46	1.736,96	1.759,76	1.802,86	1.846,26	1.889,97	1.933,99	1.925,06
IVA	259,36	262,19	267,25	270,76	274,31	277,91	281,56	288,46	295,40	302,40	309,44	308,01
Impuesto Global	533,84	533,84	563,20	563,20	563,20	563,20	563,20	563,20	563,20	563,20	563,20	563,20
Tarifa estampilla de transporte	192,00	206,75	214,50	214,50	220,42	220,42	220,42	227,08	227,08	227,08	233,00	233,00
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	2.605,20	2.641,49	2.715,29	2.740,72	2.772,39	2.798,49	2.824,94	2.881,60	2.931,94	2.982,65	3.039,63	3.029,27
Margen al distribuidor mayorista	156,03	156,03	156,03	156,03	161,03	166,03	171,03	176,03	181,03	186,03	191,03	191,03
Precio Máximo en Planta de Abasto	2.762,23	2.797,52	2.871,32	2.896,75	2.933,42	2.964,52	2.995,97	3.057,63	3.112,97	3.168,68	3.230,66	3.220,30
Margen del distribuidor minorista	237,27	237,27	237,27	237,27	244,77	252,27	259,77	267,27	274,77	282,27	289,77	289,77
Perdida por evaporación	11,02	11,16	11,49	11,59	11,71	11,86	11,98	12,23	12,45	12,67	12,92	12,88
Transporte planta de abasto mayorista a e/s	11,53	11,53	11,53	11,53	12,33	12,33	12,33	12,33	12,33	12,33	12,33	12,33
Precio Máximo de Venta al Público	3.022,05	3.057,48	3.131,61	3.157,14	3.202,23	3.240,98	3.280,05	3.349,46	3.412,52	3.475,95	3.545,28	3.535,28
Sobretasa	564,32	627,68	662,72	728,08	733,59	739,89	747,00	754,91	764,11	773,88	783,91	794,31
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	3.586,37	3.685,16	3.794,33	3.885,22	3.935,81	3.980,87	4.027,05	4.104,37	4.176,63	4.249,83	4.329,59	4.329,59

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR
2004

Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	1.954,83	1.971,38	2.005,51	2.034,76	2.064,12	2.142,28	2.171,03	2.171,03	2.217,66	2.275,30	2.327,27	2.369,19
IVA	312,77	315,42	320,88	325,56	330,26	342,76	347,36	347,36	354,83	364,05	372,36	379,07
Impuesto Global	563,20	563,20	594,18	594,18	594,18	594,18	594,18	594,18	594,18	594,18	594,18	594,18
Tarifa de marcación	235,32	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	3.066,12	3.098,26	3.168,83	3.202,76	3.236,82	3.327,48	3.360,83	3.360,83	3.414,93	3.485,29	3.545,57	3.594,26
Margen al distribuidor mayorista	196,03	201,03	208,03	211,03	211,54	217,18	217,63	217,63	208,52	203,54	206,47	215,80
Precio Máximo en Planta de Abasto	3.262,15	3.299,29	3.374,86	3.413,79	3.448,36	3.544,66	3.578,46	3.578,46	3.623,45	3.688,83	3.752,04	3.810,00
Margen del distribuidor minorista	297,27	304,77	312,27	319,77	317,31	325,77	326,44	326,44	312,78	305,31	309,70	317,35
Perdida por evaporación	13,05	13,20	13,50	13,66	13,79	14,18	14,31	14,31	14,49	14,76	15,01	15,24
Transporte planta abasto mayorista a e/s	13,07	13,13	13,13	13,13	13,22	13,57	13,60	13,60	13,03	12,72	12,90	12,89
Precio Máximo de Venta al Público	3.585,54	3.630,39	3.713,76	3.760,35	3.792,82	3.898,18	3.932,80	3.932,80	3.963,74	4.021,62	4.089,65	4.155,28
Sobretasa	804,20	814,09	825,12	836,44	848,23	859,96	872,86	872,86	897,48	908,87	920,22	931,58
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	4.389,74	4.444,48	4.538,88	4.596,79	4.640,91	4.758,14	4.805,66	4.805,66	4.861,22	4.930,49	5.009,87	5.086,86

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR
2005

Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	2.426,82	2.525,04	2.525,04	2.546,02	2.560,99	2.561,59	2.580,47	2.601,35	2.635,70	2.646,23	2.723,34	2.736,04
IVA	388,29	404,01	404,01	407,36	409,76	409,85	412,88	416,22	421,71	423,40	435,73	437,77
Impuesto Global	594,18	594,18	623,89	623,89	623,89	623,89	623,89	623,89	623,89	623,89	623,89	623,89
Tarifa de marcación	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	248,26	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67
Margen al distribuidor mayorista	3.661,05	3.787,40	3.817,11	3.841,44	3.868,81	3.899,50	3.881,41	3.905,63	3.945,47	3.957,69	4.048,73	4.063,47
Precio Máximo en Planta de Abasto	205,56	200,88	199,03	199,74	199,96	199,00	198,29	197,65	196,09	195,20	194,97	193,86
Margen del distribuidor minorista	3.866,61	3.988,28	4.016,14	4.041,18	4.068,77	4.058,50	4.079,70	4.103,28	4.141,55	4.152,89	4.243,70	4.257,33
Perdida por evaporación	302,29	295,42	292,69	293,74	294,08	292,64	291,05	290,66	288,37	287,06	286,72	285,09
Transporte planta abasto mayorista a e/s	15,47	15,95	16,06	16,06	16,24	16,23	16,23	16,41	16,57	16,61	16,97	17,03
Precio Máximo de Venta al Público	4.196,46	4.311,47	4.336,60	4.362,73	4.390,83	4.379,08	4.399,19	4.421,98	4.468,04	4.468,04	4.558,86	4.570,92
Sobretasa	944,23	956,77	970,48	983,53	995,47	1.007,25	1.017,26	1.027,42	1.038,14	1.048,70	1.058,46	1.070,47
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	5.140,69	5.268,24	5.307,08	5.346,26	5.376,30	5.386,33	5.416,45	5.449,40	5.496,17	5.516,74	5.617,32	5.641,39

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
Ingreso al Productor	2.751,13	2.869,74	2.862,41	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
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
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
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
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	260,67	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59
Margen 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
Precio Máximo en Planta de Abasto	193,58	193,38	191,83	191,98	197,90	204,26	214,76	215,14	202,55	203,79	201,58	194,40
Margen del distribuidor minorista	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
Perdida por evaporación	284,68	284,38	282,11	282,32	291,03	300,38	315,83	316,39	297,87	299,69	296,44	285,89
Transporte planta abasto mayorista a e/s	17,10	21,14	21,47	21,47	21,61	21,79	22,16	22,52	22,95	23,22	23,37	23,47
Precio Máximo de Venta al Público	4.587,72	4.624,61	4.659,03	4.694,90	4.731,79	4.781,79	4.866,29	4.968,54	5.049,28	5.110,80	5.138,08	5.143,50
Sobretasa	1.077,80	976,32	988,89	988,89	994,07	999,33	1.005,24	1.012,15	1.019,79	1.027,94	1.036,74	1.045,03
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

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
Ingreso al Productor	3.317,93	3.304,02	3.301,44	3.298,44	3.347,51	3.340,93	3.349,68	3.362,77	3.378,57	3.393,45	3.447,62	3.494,70
IVA	443,14	443,14	446,17	449,91	457,76	461,11	464,71	466,80	468,20	469,45	478,11	485,65
Impuesto Global	586,77	586,77	610,24	610,24	610,24	610,24	610,24	610,24	610,24	610,24	610,24	610,24
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
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	280,59	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91
Margen al distribuidor mayorista	4.633,53	4.630,53	4.654,86	4.655,60	4.712,52	4.709,28	4.721,64	4.736,82	4.754,02	4.770,15	4.832,98	4.867,60
Precio Máximo en Planta de Abasto	192,71	189,62	189,45	187,86	182,89	172,41	162,79	165,46	163,19	162,49	160,01	154,16
Margen del distribuidor minorista	4.826,24	4.820,57	4.844,31	4.843,46	4.895,41	4.881,69	4.884,43	4.902,28	4.937,21	4.961,71	5.015,76	5.030,15
Perdida por evaporación	283,39	278,85	276,27	276,27	288,95	305,00	340,00	340,00	370,00	370,00	370,00	370,00
Transporte planta abasto mayorista a e/s	11,34	11,15	11,14	11,05	10,76	10,14	9,58	9,73	10,18	10,68	10,00	10,20
Precio Máximo de Venta al Público	5.144,49	5.134,11	5.157,71	5.154,48	5.199,05	5.220,74	5.257,96	5.308,08	5.341,59	5.377,66	5.437,62	5.506,88
Sobretasa	1.053,31	1.062,16	1.070,62	1.079,13	1.087,34	1.095,83	1.104,80	1.114,05	1.114,48	1.119,07	1.123,77	1.128,39
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	6.197,											

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2003
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	2,172.11	2,272.11	2,372.11	2,394.03	2,394.03	2,416.63	2,546.63	2,565.73	2,755.73	2,799.44	2,842.93	2,842.93
IVA	347.54	363.54	379.54	383.04	383.04	386.66	407.46	414.36	440.92	447.91	454.87	454.87
Impuesto Global	613.92	613.92	647.69	647.69	647.69	647.69	647.69	647.69	647.69	647.69	647.69	647.69
Tarifa estampilla de transporte	192.00	206.75	214.50	214.50	220.42	220.42	220.42	227.08	227.08	227.08	233.00	233.00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	3,325.57	3,456.32	3,613.83	3,639.26	3,645.18	3,671.40	3,822.20	3,878.86	4,071.42	4,122.12	4,178.49	4,178.49
Margen al distribuidor mayorista												
Pérdida por evaporación												
Precio Máximo en Planta de Abasto	697.64	780.18	830.79	919.78	935.93	952.80	970.26	989.86	1,009.10	1,032.03	1,051.84	1,070.19
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.												
Precio Máximo de Venta al Público	4,826.90	4,822.57	5,018.65	5,195.58	5,248.56	5,284.62	5,458.31	5,564.42	5,750.94	5,847.88	5,946.06	5,946.06
Sobretasa												
Precio Máximo Incluido la Sobretasa												

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2004
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	2,872.70	2,887.70	2,921.83	2,976.83	3,006.19	3,166.19	3,166.19	3,166.19	3,189.19	3,189.19	3,339.19	3,339.19
IVA	459.63	462.03	467.49	476.29	480.99	506.59	506.59	506.59	510.27	510.27	534.27	534.27
Impuesto Global	647.69	647.69	683.31	683.31	683.31	683.31	683.31	683.31	683.31	683.31	683.31	683.31
Tarifa de marcación												
Tarifa estampilla de transporte	295.32	248.26	248.26	248.26	248.26	248.26	248.26	248.26	248.26	248.26	248.26	248.26
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	4,215.34	4,245.68	4,320.89	4,384.69	4,418.75	4,604.35	4,604.35	4,604.35	4,631.03	4,634.53	4,808.53	4,808.53
Margen al distribuidor mayorista												
Precio Máximo en Planta de Abasto												
Margen del distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta abasto mayorista a e/s.												
Precio Máximo de Venta al Público	1,086.77	1,105.49	1,124.67	1,143.46	1,161.50	1,180.10	1,201.43	1,202.43	1,237.85	1,253.04	1,287.22	1,282.29
Sobretasa	5,960.37	6,092.22	6,227.73	6,278.04	6,364.00	6,564.15	6,595.79	6,612.29	6,662.55	6,698.67	6,850.44	6,850.44
Precio Máximo Incluido la Sobretasa												

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2005
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	3,339.19	3,339.19	3,339.19	3,339.19	3,439.19	3,439.19	3,439.19	3,489.19	3,689.19	3,789.19	3,889.19	3,889.19
IVA	534.27	534.27	534.27	534.27	550.27	550.27	550.27	558.27	580.27	606.27	622.27	622.27
Impuesto Global	683.31	683.31	717.48	717.48	717.48	717.48	717.48	717.48	717.48	717.48	717.48	717.48
Tarifa de marcación	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50
Tarifa estampilla de transporte	248.26	260.67	260.67	260.67	260.67	260.67	260.67	260.67	260.67	260.67	260.67	260.67
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	4,808.53	4,820.94	4,855.11	4,855.11	4,971.11	4,971.11	4,971.11	5,029.11	5,261.11	5,377.11	5,494.71	5,494.71
Margen al distribuidor mayorista												
Precio Máximo en Planta de Abasto												
Margen del distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta abasto mayorista a e/s.												
Precio Máximo de Venta al Público	1,298.10	1,313.34	1,328.41	1,341.88	1,355.30	1,368.51	1,378.80	1,388.71	1,399.12	1,411.50	1,425.53	1,437.03
Sobretasa	5,960.37	6,092.22	6,227.73	6,278.04	6,364.00	6,564.15	6,595.79	6,612.29	6,662.55	6,698.67	7,650.56	7,728.48
Precio Máximo Incluido la Sobretasa												

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2006
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	3,889.19	3,889.19	3,889.19	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
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
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
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
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
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	5,494.71	5,514.63	5,548.08	5,548.92	5,778.92	5,778.92	5,778.92	5,873.79	5,873.79	5,873.79	5,873.79	5,873.79
Margen al distribuidor mayorista												
Precio Máximo en Planta de Abasto												
Margen del distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta abasto mayorista a e/s.												
Precio Máximo de Venta al Público	1,452.71	1,464.24	1,477.50	1,480.37	1,503.17	1,517.58	1,533.19	1,549.07	1,565.80	1,581.19	1,593.98	1,605.83
Sobretasa	7,760.83	7,760.03	7,741.94	7,789.56	7,872.91	8,057.92	8,072.62	8,180.24	8,196.97	8,212.36	8,225.15	8,238.00
Precio Máximo Incluido la Sobretasa												

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2007
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	4,392.16	4,376.26	4,356.75	4,330.38	4,330.38	4,392.89	4,375.14	4,379.14	4,386.20	4,393.27	4,393.27	4,433.77
IVA	615.02	615.02	615.02	615.02	615.02	615.02	629.42	629.42	629.42	629.42	629.42	635.90
Impuesto Global	674.79	674.79	701.78	701.78	701.78	701.78	701.78	701.78	701.78	701.78	701.78	701.78
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
Tarifa estampilla de transporte	280.59	291.91	291.91	291.91	291.91	291.91	291.91	291.91	291.91	291.91	291.91	291.91
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	5,967.66	5,964.97	5,970.45	5,944.09	5,944.09	6,006.59	6,007.24	6,007.24	6,014.30	6,021.37	6,021.37	6,068.35
Margen al distribuidor mayorista												
Precio Máximo en Planta de Abasto												
Margen del distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta abasto mayorista a e/s.												
Precio Máximo de Venta al Público	1,456.38	1,467.06	1,479.01	1,489.02	1,499.83	1,509.63	1,520.70	1,531.43	1,536.30	1,543.66	1,550.79	1,557.93
Sobretasa	8,474.47	8,487.26	8,505.92	8,522.65	8,556.49	8,578.81	8,641.22	8,671.70	8,710.95	8,739.56	8,779.39	8,848.81
Precio Máximo Incluido la Sobretasa												

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2008
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Ingreso al Productor	4,510.46	4,509.66	4,514.06	4,577.06	4,518.49	4,888.49
IVA	650.30	650.30	650.30	660.38	741.12	667.09
Impuesto Global	701.78	701.78	729.86	729.86	729.86	729.86
Tarifa de marcación	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10
Tarifa estampilla de transporte	291.91	304.11	304.11	304.11	304.11	304.11
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	6,159.46	6,132.02	6,203.43	6,276.51	6,398.67	6,594.64
Margen al distribuidor mayorista						
Precio Máximo en Planta de Abasto						
Margen del distribuidor minorista						
Pérdida por evaporación						
Transporte planta abasto mayorista a e/s.						
Precio Máximo de Venta al Público	1,565.72	1,573.92	1,581.84	1,590.40	1,599.26	1,599.26
Sobretasa	8,916.68	9,000.68	9,038.79	9,078.42	9,170.45	9,562.39
Precio Máximo Incluido la Sobretasa						

Fuente: Mirmanab, UPME
Elaboró: UPME - Subdirección de Información
e/s: Estaciones de Servicio

PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2003
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	1,262.00	1,374.27	1,401.52	1,418.84	1,436.38	1,453.99	1,471.69	1,509.48	1,547.42	1,585.38	1,596.43	1,594.13
IVA	201.92	219.88	224.24	227.01	229.82	232.64	235.47	241.52	247.59	253.6608	255.43	255.05
Impuesto Global	353.92	353.82	373.28	373.28	373.28	373.28	373.28	373.28	373.28	373.28	373.28	373.28
Tarifa estampilla de transporte	192.00	206.75	214.50	214.50	220.42	220.42	220.42	227.08	227.08	227.08	233.00	233.00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	2,009.74	2,154.72	2,213.54	2,233.63	2,259.90	2,280.33	2,300.86	2,351.36	2,395.37	2,439.40	2,458.14	2,455.47
Margen al distribuidor mayorista	120.02	120.02	120.02	120.02	123.52	123.52	130.52	134.02	137.52	141.02	144.52	144.52
Precio Máximo en Planta de Abasto	2,129.76	2,274.74	2,333.56	2,353.65	2,383.42	2,403.85	2,431.38	2,485.38	2,532.89	2,580.42	2,602.66	2,599.99
Margen al distribuidor minorista	208.95	208.95	208.95	208.95	214.20	214.20	224.70	229.95	235.20	240.45	245.70	245.70
Pérdida por evaporación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	11.53	11.53	11.53	11.53	12.33	12.33	12.33	12.33	12.33	12.33	12.33	12.33
Precio Máximo de Venta al Público	2,350.24	2,495.22	2,554.04	2,574.13	2,609.95	2,630.38	2,668.41	2,727.66	2,780.42	2,833.20	2,860.69	2,858.02
Sobretasa	134.19	135.16	136.35	137.89	139.35	140.98	142.76	144.69	146.91	149.27	151.78	154.44
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	2,484.43	2,630.38	2,690.39	2,712.02	2,749.30	2,771.36	2,811.17	2,872.35	2,927.33	2,982.47	3,012.47	3,012.46

PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2004
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	1,595.92	1,604.58	1,622.99	1,641.47	1,669.02	1,723.45	1,730.30	1,742.30	1,790.12	1,833.95	1,895.99	1,925.65
IVA	255.35	256.73	259.68	262.64	267.04	275.75	276.85	278.77	286.42	293.43	303.52	308.10
Impuesto Global	373.28	373.28	393.81	393.81	393.81	393.81	393.81	393.81	393.81	393.81	393.81	393.81
Tarifa de marcación	235.32	246.26	248.26	248.26	248.26	248.26	248.26	248.26	248.26	248.26	248.26	248.26
Tarifa estampilla de transporte	2,459.87	2,482.85	2,524.74	2,546.18	2,578.13	2,641.27	2,649.22	2,663.14	2,718.61	2,772.95	2,846.08	2,879.32
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	148.98	152.78	156.58	160.38	169.23	173.74	174.10	170.02	166.82	162.83	165.18	194.22
Margen al distribuidor mayorista	2,608.85	2,635.63	2,691.32	2,706.56	2,747.36	2,815.01	2,823.32	2,833.16	2,885.43	2,935.78	3,011.26	3,073.54
Margen del distribuidor minorista	255.65	262.10	268.55	275.00	280.28	286.68	287.70	280.54	275.25	268.67	272.54	285.62
Pérdida por evaporación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	13.07	13.13	13.13	13.13	13.22	13.22	13.22	13.22	13.22	13.22	13.22	13.22
Precio Máximo de Venta al Público	2,877.57	2,910.86	2,963.00	2,994.69	3,040.86	3,114.91	3,124.24	3,126.92	3,173.90	3,217.67	3,297.02	3,372.38
Sobretasa	157.03	159.53	161.75	163.98	166.21	168.49	170.97	173.34	175.45	177.54	179.59	181.74
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	3,034.60	3,070.39	3,124.75	3,158.67	3,207.07	3,283.40	3,295.21	3,300.26	3,349.35	3,395.21	3,476.61	3,554.12

PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2005
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	2,010.63	2,077.27	2,078.57	2,104.01	2,124.89	2,134.21	2,139.06	2,163.67	2,207.17	2,224.28	2,309.35	2,352.38
IVA	321.70	332.36	332.57	336.64	339.98	341.47	342.25	346.19	353.15	355.88	369.50	376.38
Impuesto Global	393.81	393.81	413.50	413.50	413.50	413.50	413.50	413.50	413.50	413.50	413.50	413.50
Tarifa de marcación	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50
Tarifa estampilla de transporte	2,482.26	2,607.67	2,607.67	2,607.67	2,607.67	2,607.67	2,607.67	2,607.67	2,607.67	2,607.67	2,607.67	2,607.67
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	2,977.90	3,057.61	3,088.81	3,118.32	3,142.54	3,153.35	3,158.98	3,187.53	3,237.99	3,257.83	3,356.52	3,406.43
Margen al distribuidor mayorista	185.00	180.79	179.13	179.77	179.96	179.10	186.62	186.02	184.56	183.72	183.50	182.46
Precio Máximo en Planta de Abasto	3,162.90	3,248.40	3,267.94	3,298.09	3,322.50	3,332.45	3,345.60	3,373.55	3,422.55	3,441.55	3,540.02	3,588.89
Margen del distribuidor minorista	272.06	265.88	263.42	264.37	264.65	263.38	279.93	279.03	276.84	275.58	275.25	273.69
Pérdida por evaporación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	13.22	13.22	13.22	13.22	13.22	13.22	13.66	11.63	11.53	11.48	11.47	11.47
Precio Máximo de Venta al Público	3,448.18	3,527.50	3,544.58	3,588.90	3,613.59	3,622.27	3,637.19	3,664.21	3,710.92	3,728.61	3,826.74	3,874.05
Sobretasa	184.26	187.04	190.02	192.85	195.64	198.22	200.45	203.01	205.68	208.35	210.90	214.09
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	3,632.44	3,714.54	3,734.60	3,781.75	3,809.23	3,820.49	3,837.64	3,867.22	3,916.60	3,936.96	4,037.64	4,088.14

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2006
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
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
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
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
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
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
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
Margen al distribuidor mayorista	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
Precio Máximo en Planta de Abasto	7,760.83	7,760.03	7,741.94	7,769.55	7,872.91	8,067.92	8,072.82	8,180.24	8,196.97	8,212.36	8,225.15	8,238.00
Margen del distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta abasto mayorista a e/s.												
Precio Máximo de Venta al Público												
Sobretasa												
Precio Máximo Incluida la Sobretasa												

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2007
Pesos Corrientes / Galón

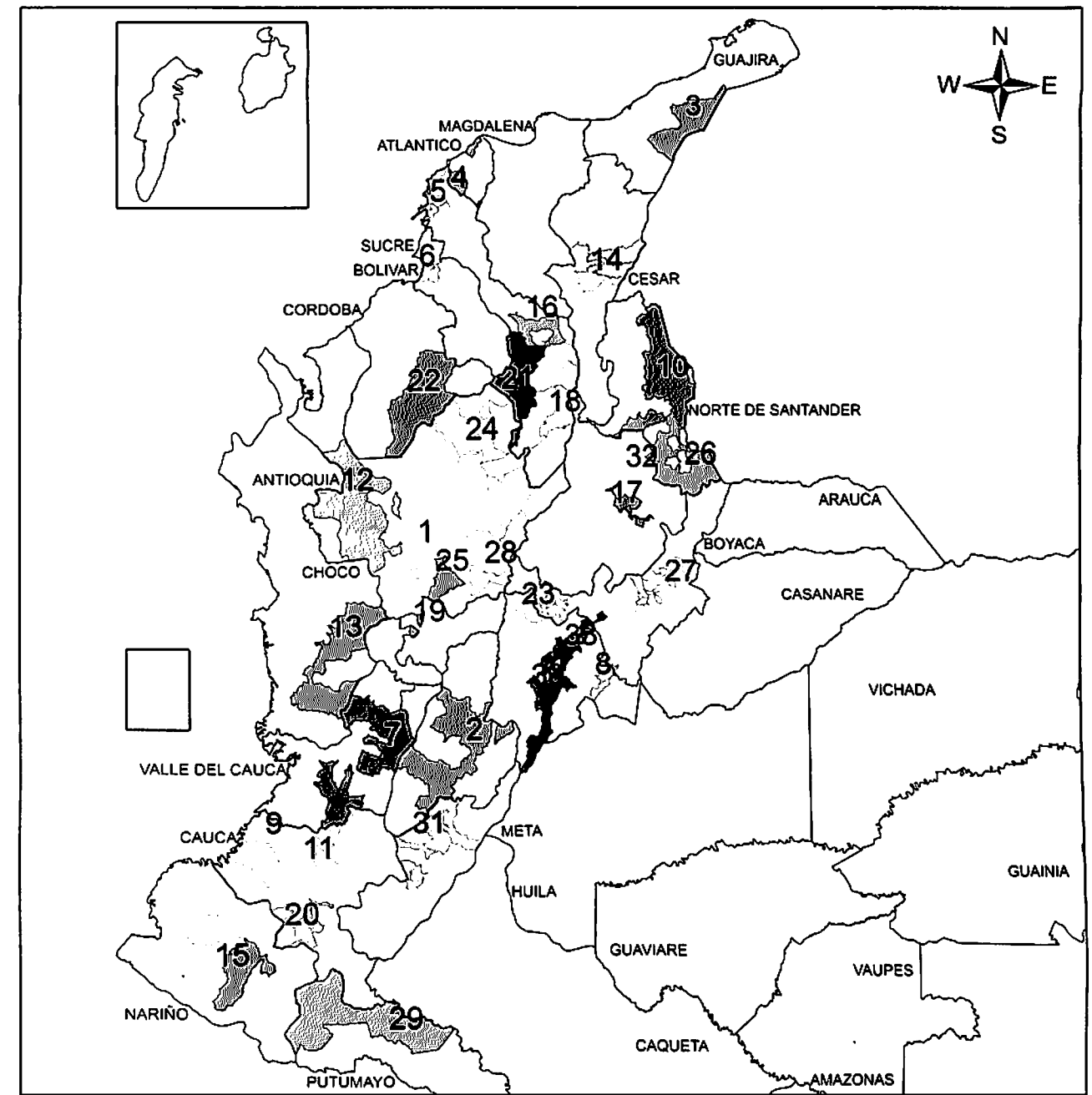
Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	4,392.16	4,378.26	4,396.75	4,330.38	4,330.38	4,392.89	4,379.14	4,379.14	4,386.20	4,393.27	4,393.27	4,433.77
IVA	615.02	615.02	615.02	615.02	615.02	615.02	629.42	629.42	629.42	629.42	629.42	635.90
Impuesto Global	674.79	674.79	701.78	701.78	701.78	701.78	701.78	701.78	701.78	701.78	701.78	701.78
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
Tarifa estampilla de transporte	280.59	291.91	291.91	291.91	291.91	291.91	291.91	291.91	291.91	291.91	291.91	291.91
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	5,987.66	5,964.97	5,970.45	5,944.09	5,944.09	6,006.69	6,007.24	6,007.24	6,014.30	6,021.37	6,021.37	6,069.35
Margen al distribuidor mayorista	1,456.38	1,467.06	1,478.01	1,489.02	1,499.83	1,509.63	1,520.70	1,531.43	1,538.30	1,543.66	1,550.79	1,557.93
Precio Máximo en Planta de Abasto	8,474.47	8,487.26	8,505.92	8,522.85	8,558.48	8,578.81	8,641.22	8,671.70	8,710.95	8,739.56	8,779.39	8,849.81
Margen del distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta abasto mayorista a e/s.												
Precio Máximo de Venta al Público												
Sobretasa												
Precio Máximo Incluida la Sobretasa												

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2008
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Ingreso al Productor	4,510.49	4,509.68	4,514.06	4,577.06	4,618.49	4,688.49
IVA	650.30	650.30	650.30	660.38	671.12	667.03
Impuesto Global	701.78	701.78	729.86	729.86	729.86	729.86
Tarifa de marcación	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10
Tarifa estampilla de transporte	291.91	304.11	304.11	304.11	304.11	304.11

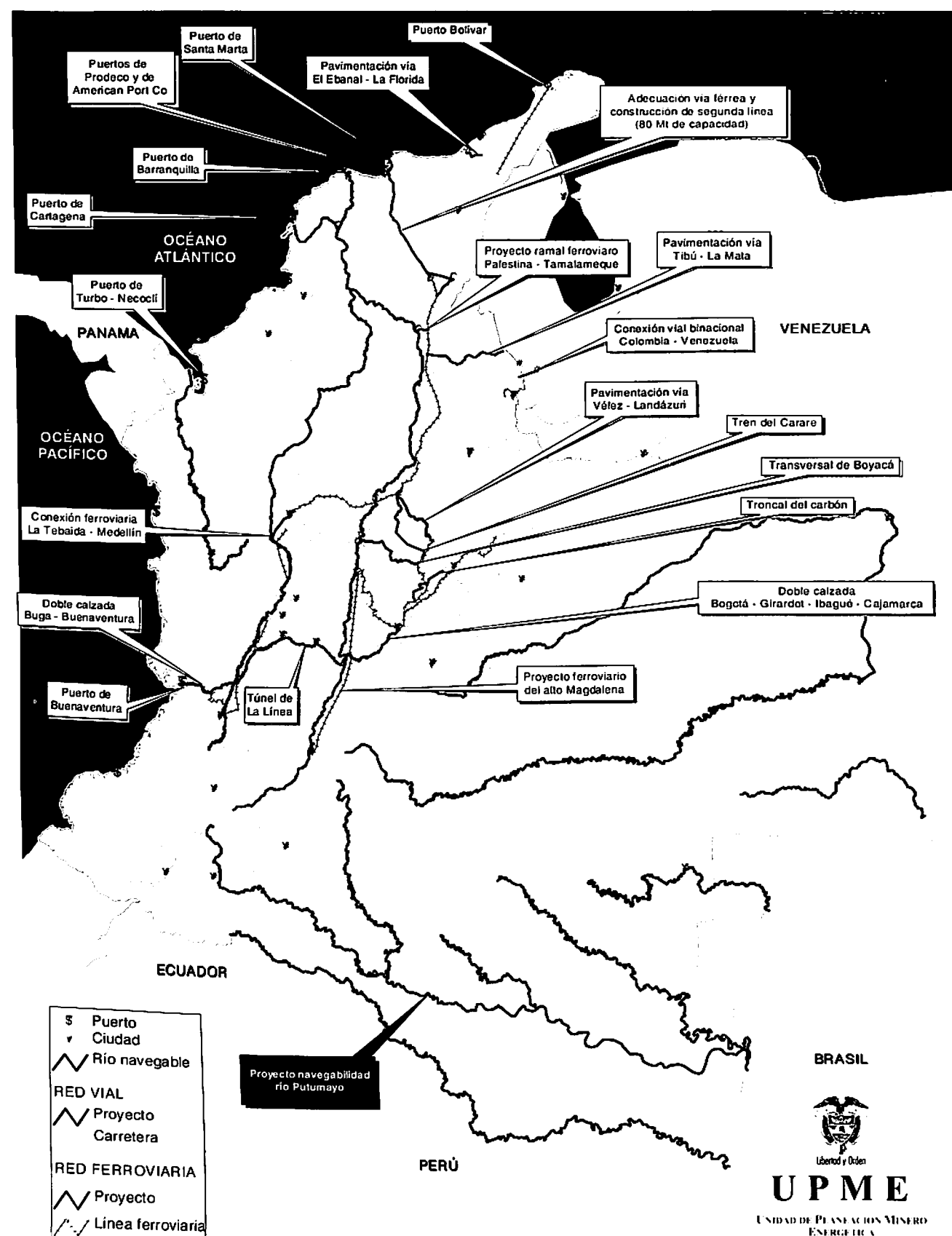
■ MINAS

DISTRITOS MINEROS EN COLOMBIA



Distrito	Productos mineros	Distrito	Productos mineros
1 Anzaga - Medellín	Carbon materiales de construcción y arcillas	15 Magdalena Medio	Oro y plata
2 Ataco Pasandé	Caliza materiales de construcción y otros	19 El Harmato	Oro y plata
3 Barrancas	Carbon	20 Mercaderes	Oro y plata
4 Calamar Atlántico	Caliza materiales de construcción y otros	21 Mosana Bolívarense	Oro y plata
5 Calamar Bolívar	Caliza materiales de construcción y otros	22 Socotobano	Ferromquel carbon oro plata y otros
6 Calamar Sucre	Caliza materiales de construcción y otros	23 Luto	Esmeraldas
7 Cali - El Dorado	Caliza materiales de construcción carbon oro plata platino y otros	24 Nordeste Antioqueño	Oro caliza arcillas
8 Chiror	Esmeraldas	25 Oriente Antioqueño	Caliza materiales de construcción arcilla y carbón
9 Costa Pacífica Sur	Oro plata y platino	26 Pamplona	Caliza mármol carbon roca fosfórica oro y otros
10 Cucuta	Arcillas caliza carbon roca fosfórica y otros	27 Paz de Rio	Caliza carbon mineral de hierro roca fosfórica y otros
11 El Tambo - Buenos Aires	Oro plata materiales de construcción carbon y otros	28 Puerto Nare	Caliza arcilla ferrosa
12 Frontino	Oro plata platino cobre manganeso y yeso	29 Putumayo	Oro mármol caliza mas de construcción y otros
13 Istmina	Oro plata y platino	30 Sabana de Bogota	Materiales de construcción arcilla y otros
14 La Jiguá	Carbon	31 Tesalia Ape	Mármol dolomita caliza roca fosfórica oro y otros
15 La Llanada	Oro y plata	32 Vetas	Oro y plata
16 Lobos	Oro y plata	33 Zipaquirá - Simacá	Carbon arena sílice sal terrestre y otros
17 Los Santos	Yeso caliza	34 Sin distrito	n/a

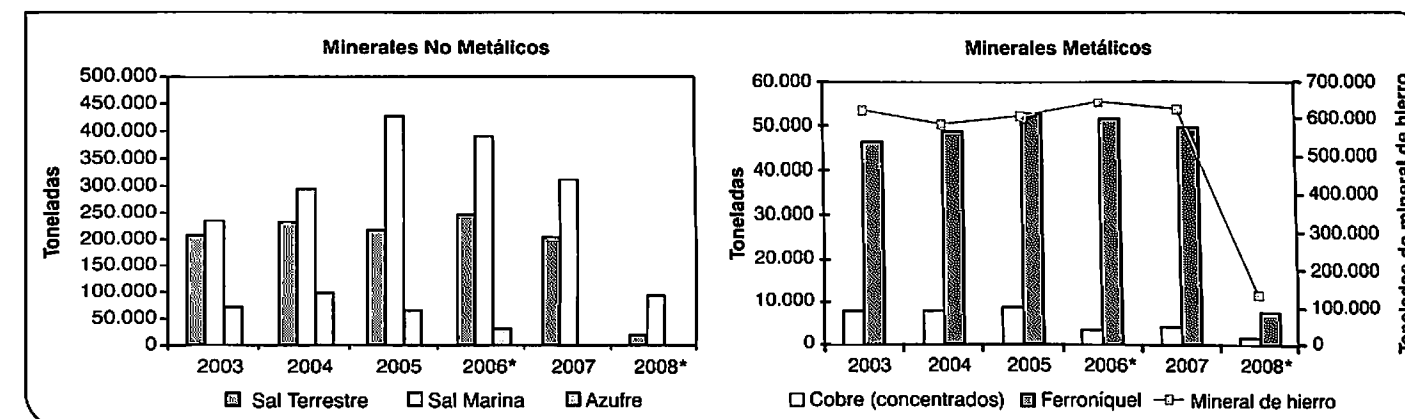
PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE



PRODUCCIÓN MINERA NACIONAL
2003 - 2008

Mineral	Unidad	2003	2004	2005	2006*	2007	2008*
MINERALES PRECIOSOS							
Oro (1)	Kilogramos	46.515	37.738	35.783	15.683	15.482	4.832
Plata(1)	Kilogramos	9.511	8.542	7.142	8.399	9.765	2.322
Platino (1)	Kilogramos	841	1.209	1.082	1.438	1.526	334
MINERALES NO METÁLICOS							
Sal Terrestre (2)	Toneladas	207.741	231.721	215.962	248.245	204.090	16.910
Sal Marina (2)	Toneladas	235.772	294.343	428.957	389.630	309.557	96.710
Azufre (3)	Toneladas	73.024	97.586	64.660	30.018	NR	NR
Calizas (para cemento) (4)	Toneladas (**)	9.887.119	10.086.950	12.017.866	11.992.615	13.229.235	3.231.713
MINERALES METÁLICOS							
Cobre (concentrados) (5)	Toneladas	7.270	7.840	8.756	2.902	4.196	1.294
Mineral de Hierro (6)	Toneladas	625.002	587.222	607.559	644.151	623.930	136.226
Ni contenido en Ferroniquel (7)	Toneladas (***)	46.482	48.818	52.749	51.137	49.314	7.822
MINERALES COMBUSTIBLES							
Carbón (1)	Miles de Toneladas	50.028	53.888	59.675	66.192	69.902	18.491
PIEDRAS PRECIOSAS							
Esmeraldas ****	Miles de Quilates	8.963	9.825	6.746	5.734	3.389	458

PRODUCCIÓN DE MINERALES INDUSTRIALES
2003 - 2008



Nota: series de carbón y caliza para cemento fueron actualizados, acorde con los reportes del último trimestre de 2007 de INGEOMINAS e ICPC respectivamente.
Fuente: 1. 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 estuvo alrededor de 774000 en el 2006. 7. con relación al boletín 1999-2005 la serie se corrige acorde con datos suministrados por Cerromatoso

* Azufre reportado hasta agosto de 2007.
** Resultado de multiplicar la producción de clinker 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, abril de 2008.

Carbón

Colombia cuenta con 7.062 m y 4.500 m, en la categoría de recursos y reservas medidas e indicadas, respectivamente. Cifras que convierten a Colombia en Latinoamérica como el país con los mayor recursos y reservas de carbón bituminoso de excelentes calidades, por su poder calorífico, sus bajos contenidos de humedad, cenizas y azufre, que lo hace competitivo frente a otros mercados y más aún si se tienen en cuenta las disposiciones del Protocolo de Kyoto.

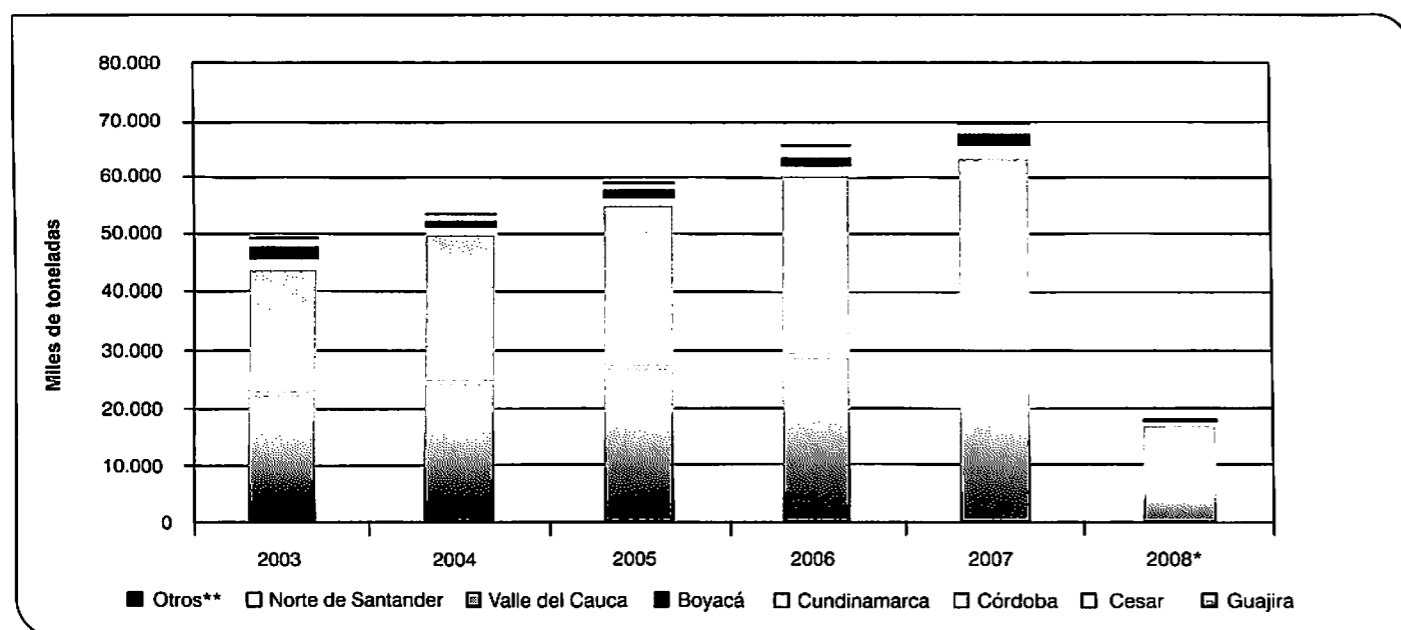
Con la tasa de explotación actual, las reservas medidas de carbón en Colombia aseguran más de 100 años de producción, suficientes para participar a gran escala en el mercado internacional y abastecer la demanda interna.

En el año 2007 la industria del carbón presentó un crecimiento de 5,6%, generando un valor agregado a la economía de 1.4 billones de pesos en términos reales, consolidándose como el producto más representativo de la canasta minera colombiana, con una participación del 54% del PIB minero.

Se espera que para el 2011 se alcance la meta de producción de 100 Mta. Hoy se destacan los proyectos de la Costa Atlántica que participan con el 12% de la producción total anual.

PRODUCCIÓN Y EXPORTACIONES DE CARBÓN
Miles de toneladas
2003 - 2008

Zona Carbonífera	2003	2004	2005	2006	2007	2008*
Guajira	22.584	24.547	27.180	29.073	30.069	7.778
Cesar	21.152	25.028	27.710	31.118	33.187	9.512
Córdoba	204	351	183	512	481	133
Subtotal Costa Atlántica	43.940	49.926	55.073	60.704	63.737	17.423
Antioquia	780	352	488	428	230	4
Boyacá	1.900	1.204	1.280	1.756	2.275	372
Cundinamarca	1.500	916	1.176	1.074	1.785	247
Valle del Cauca	269	179	210	113	50	10
Norte de Santander	1.600	1.283	1.404	1.931	1.691	351
Otros**	39	27	44	186	134	83
Subtotal Interior	6.088	3.962	4.602	5.488	6.165	1.068
Total Producción Nacional	50.028	53.889	59.675	66.192	69.902	18.491
Total Exportaciones (1)	45.644	50.903	56.264	62.251	64.575	17.188

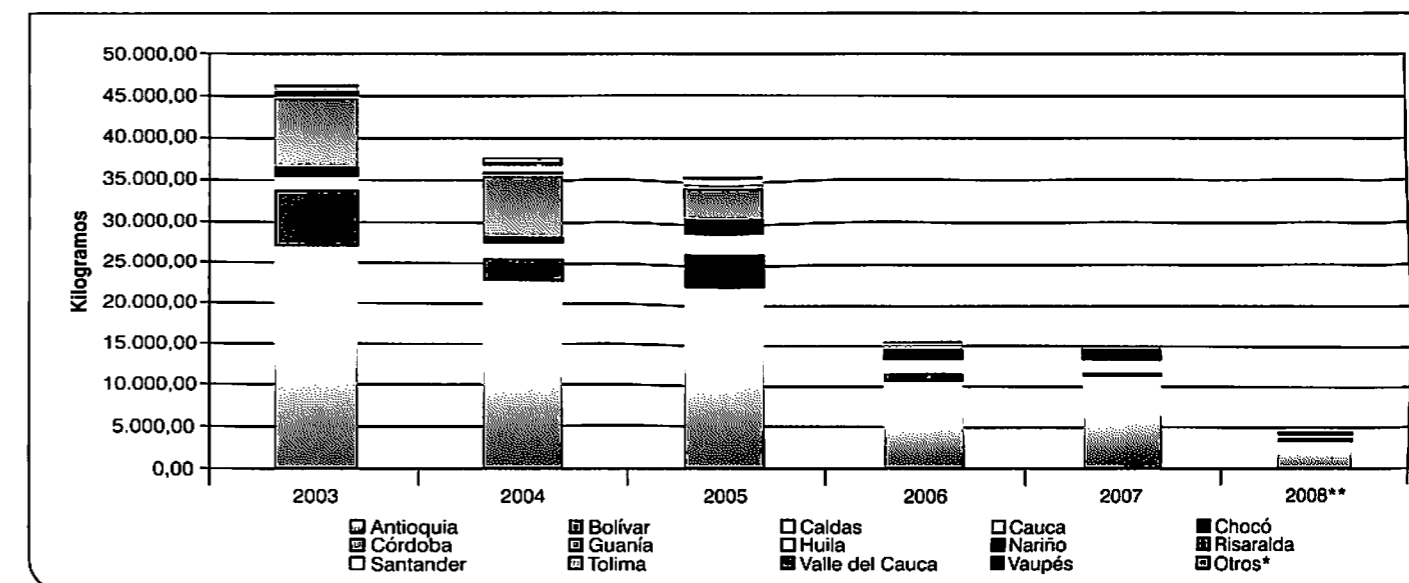


Nota: Las series 2004, 2005 y 2006 han sido corregidas por INGEOMINAS. Estos datos son basados en regalías.
Fuente: 2003 Minercol; 2004 en adelante INGEOMINAS.
Elaboró: UPME, abril de 2008.
* Información I Trimestre de 2008.
** Incluyen los reportes de Cauca y Santander.
(1) Se toman las partidas arancelarias 2701-120010 y 2701-120090.

PRODUCCIÓN DE ORO POR DEPARTAMENTO
Kilogramos
2003 - 2008

Departamento	2003	2004	2005	2006	2007	2008**
Antioquia	27.071,63	22.878,73	22.376,18	10.724,24	11.414,18	3.343,45
Bolívar	6.874,91	2.949,13	4.194,27	991,13	417,27	487,93
Caldas	1.099,21	1.331,26	2.013,33	1.416,57	1.120,85	253,55
Cauca	446,27	361,16	349,86	281,40	350,69	103,12
Chocó	1.204,04	851,17	1.882,35	1.192,33	1.589,95	498,78
Córdoba	8.211,74	7.226,60	3.720,74	462,02	14,26	7,51
Guanía	16,12	147,62	73,07	11,33	4,65	0,72
Huila	7,21	8,05	7,12	2,84	3,67	2,71
Nariño	686,30	299,79	203,53	122,06	199,57	37,22
Risaralda	73,80	60,64	35,41	29,95	24,67	6,05
Santander	93,88	650,82	520,92	139,61	35,97	10,35
Tolima	408,60	297,96	238,13	241,47	255,15	49,84
Valle del Cauca	264,30	106,79	113,54	62,55	47,00	24,84
Vaupés	8,44	12,02	4,14	0,79	0,48	0,16
Otros*	48,14	556,91	51,12	4,53	3,20	6,12
Total Nacional	46.514,58	37.738,64	35.783,71	15.682,84	15.481,55	4.832,36

APORTE POR DEPARTAMENTO A LA PRODUCCIÓN NACIONAL
2003 - 2008



Fuente: 2003 Minercol; 2004 y 2005 a IV trimestre INGEOMINAS.
Elaboró: UPME, abril de 2008.
* En 2004, se reportó en el departamento de Sucre una producción de 521,1 kg.
** Información correspondiente hasta el primer trimestre de 2008.

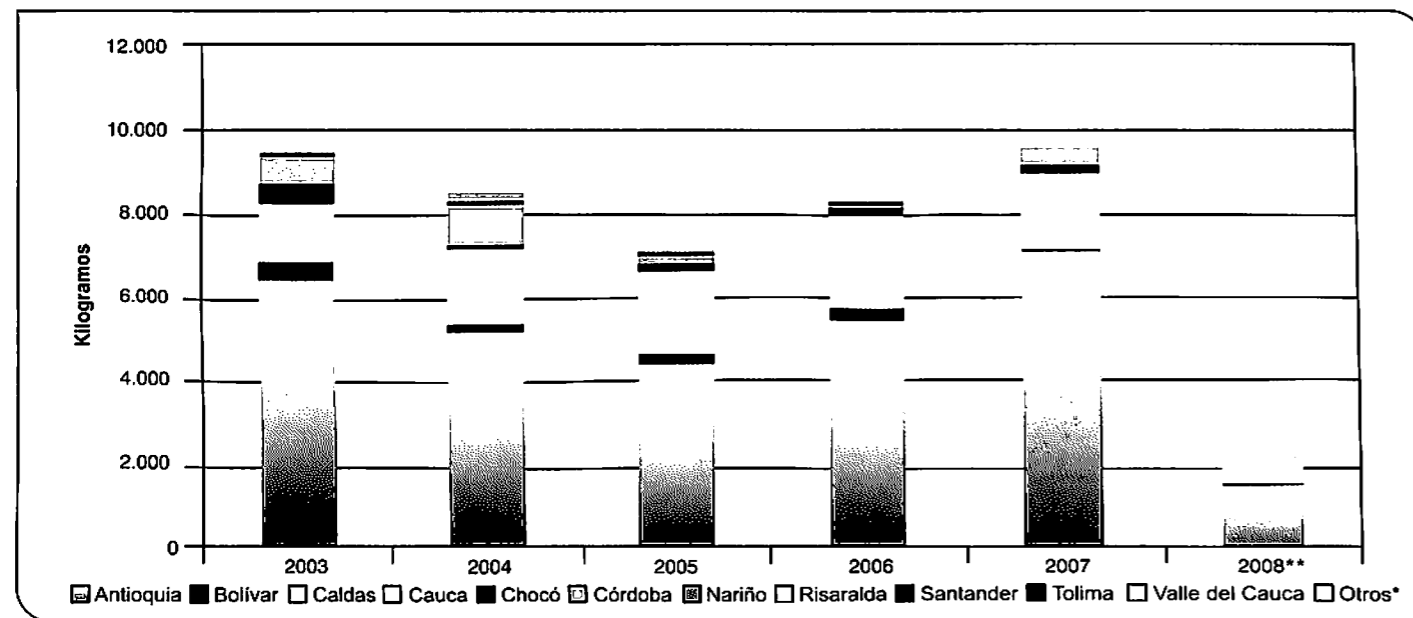
PRODUCCIÓN DE PLATA POR DEPARTAMENTO
Kilogramos
2003 - 2008

Departamento	2003	2004	2005	2006	2007	2008**
Antioquia	6.480,82	5.197,85	4.363,55	5.429,39	7.151,53	1.515,40
Bolívar	404,42	204,29	269,20	285,54	9,50	48,69
Caldas	1.357,90	1.749,86	1.982,82	2.246,76	1.859,61	521,73
Cauca	52,31	33,55	11,39	19,20	9,90	44,63
Chocó	474,02	117,66	184,77	217,49	226,18	78,80
Córdoba	644,39	926,65	200,35	61,21	2,09	0,12
Nariño	25,99	13,97	14,36	6,52	11,85	2,73
Risaralda	19,72	12,51	9,07	10,02	11,13	2,01
Santander	10,49	45,00	20,97	20,50	8,13	26,32
Tolima	22,76	77,65	68,92	93,31	112,31	31,11
Valle del Cauca	9,40	2,85	1,75	1,24	0,68	2,02
Otros*	9,14	157,57	15,52	7,85	361,80	48,53
Total Nacional	9.511,37	8.539,41	7.142,70	8.399,04	9.764,71	2.322,11

PRODUCCIÓN DE PLATINO POR DEPARTAMENTO
Kilogramos
2003 - 2008**

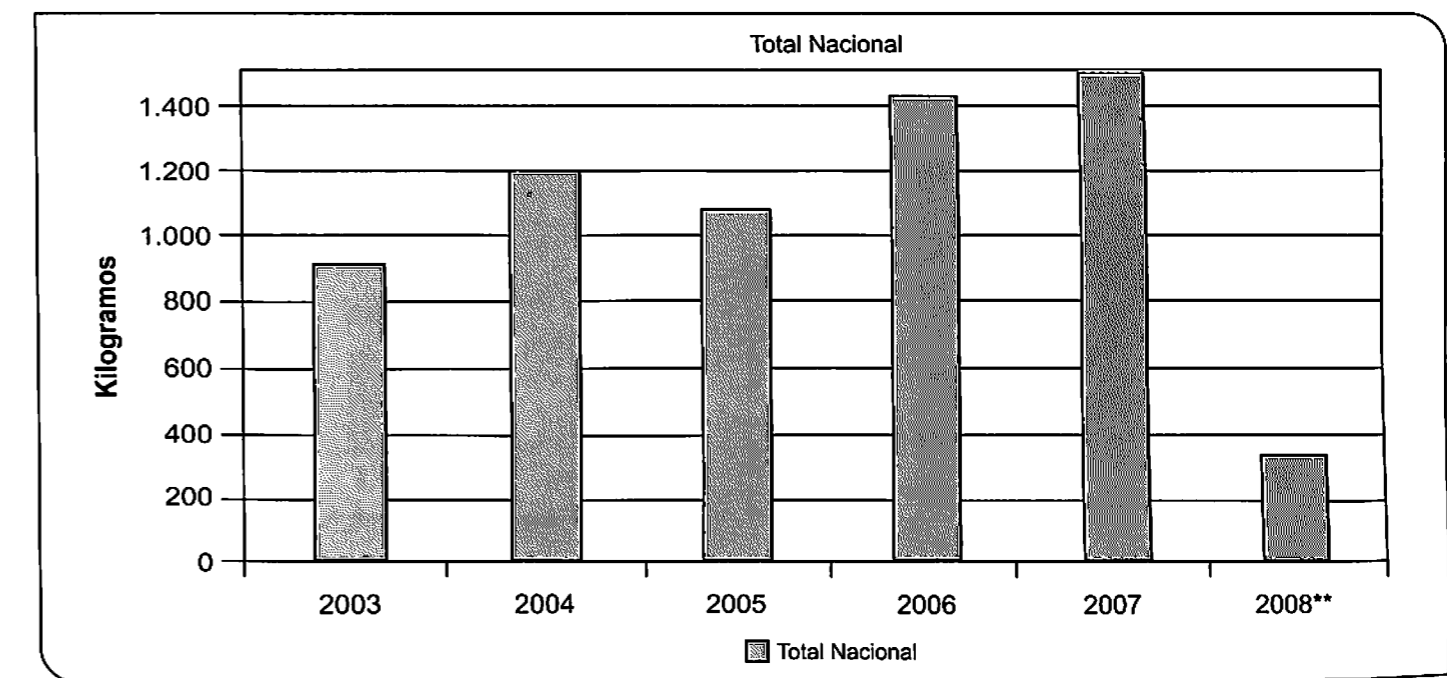
Departamento	2003	2004	2005	2006	2007	2008**
Antioquia	5,31	4,69	1,39	12,95	3,46	0,00
Bolívar	3,09	1,27	0,00	0,00	0,00	0,00
Cauca	2,95	1,68	1,44	1,22	1,01	0,31
Chocó	828,18	1.193,05	1.078,68	1.423,50	1.521,04	333,24
Córdoba	0,00	0,09	0,75	0,00	0,00	0,00
Nariño	0,22	0,00	0,19	0,00	0,03	0,00
Valle del Cauca	2,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros	0,00	8,37	0,03	0,00	0,00	0,00
Total Nacional	841,85	1.209,15	1.082,48	1.437,67	1.525,54	333,56

APORTE POR DEPARTAMENTO A LA PRODUCCIÓN NACIONAL
2003 - 2008



Fuente: 2003 Minercot; 2004 en adelante INGEOMINAS.
Elaboró: UPME, abril de 2008.
* 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.
** Información correspondiente hasta el primer trimestre de 2008.

APORTE POR DEPARTAMENTO A LA PRODUCCIÓN NACIONAL
2003 - 2008

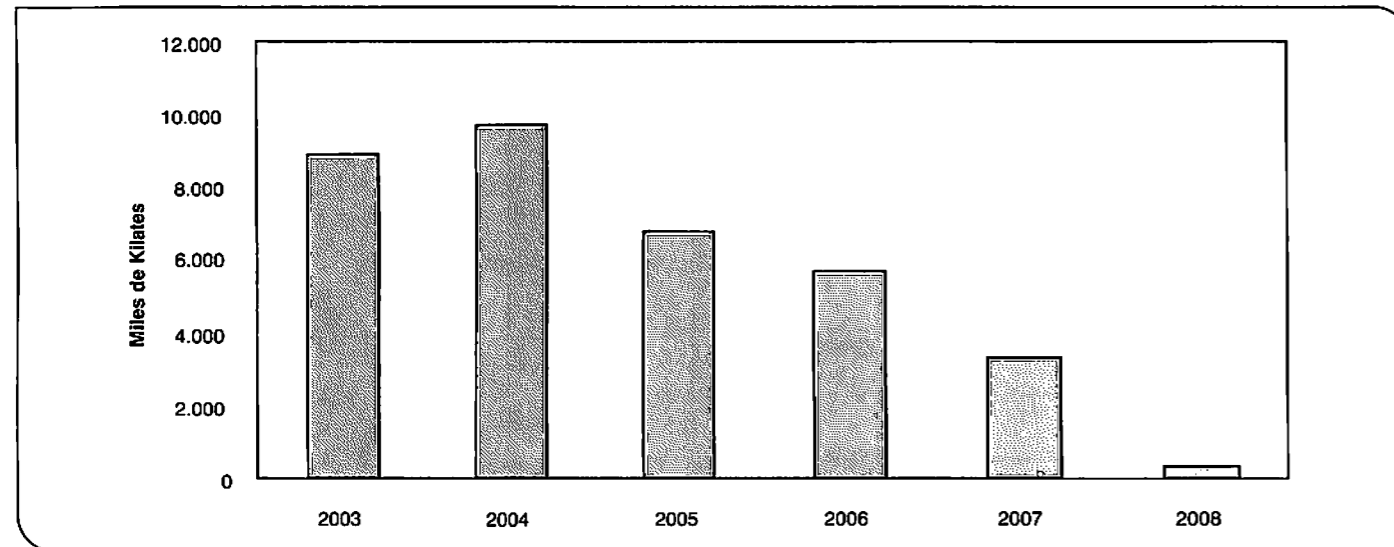


Fuente: 2003 Minercot; 2004, a IV Trim 2005 (pago de regalías).
Elaboró: UPME, abril de 2008.
** Información correspondiente hasta el primer trimestre de 2008.

EXPORTACIONES DE ESMERALDAS
Miles de quilates
2003 - 2008

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	339,70	1.486,59	1.582,13	1.320.924,30	870.950,36	67.844,99
Febrero	1.021,49	819,34	880,43	395.884,36	712.134,28	359.416,49
Marzo	122,31	705,46	418,58	271.717,20	220.089,38	31.146,36
Abril	952,57	426,28	426,52	137.910,52	153.524,23	
Mayo	1.092,05	821,86	58,64	808.756,94	102.119,42	
Junio	552,24	263,62	411,72	539.837,82	111.055,57	
Julio	405,85	1.235,86	403,29	211.486,21	26.122,46	
Agosto	1.023,05	1.098,79	586,95	205.599,60	59.299,63	
Septiembre	651,86	883,48	1.063,71	628.150,72	645.501,69	
Octubre	414,74	1.000,05	230,69	459.950,43	141.655,69	
Noviembre	1.344,06	714,43	320,78	585.658,48	264.713,17	
Diciembre	1.043,37	369,37	362,73	168.424,54	81.780,85	
Total	8.963,30	9.825,15	6.746,17	5.734,30	3.388,95	458,41

EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES
2003- 2008



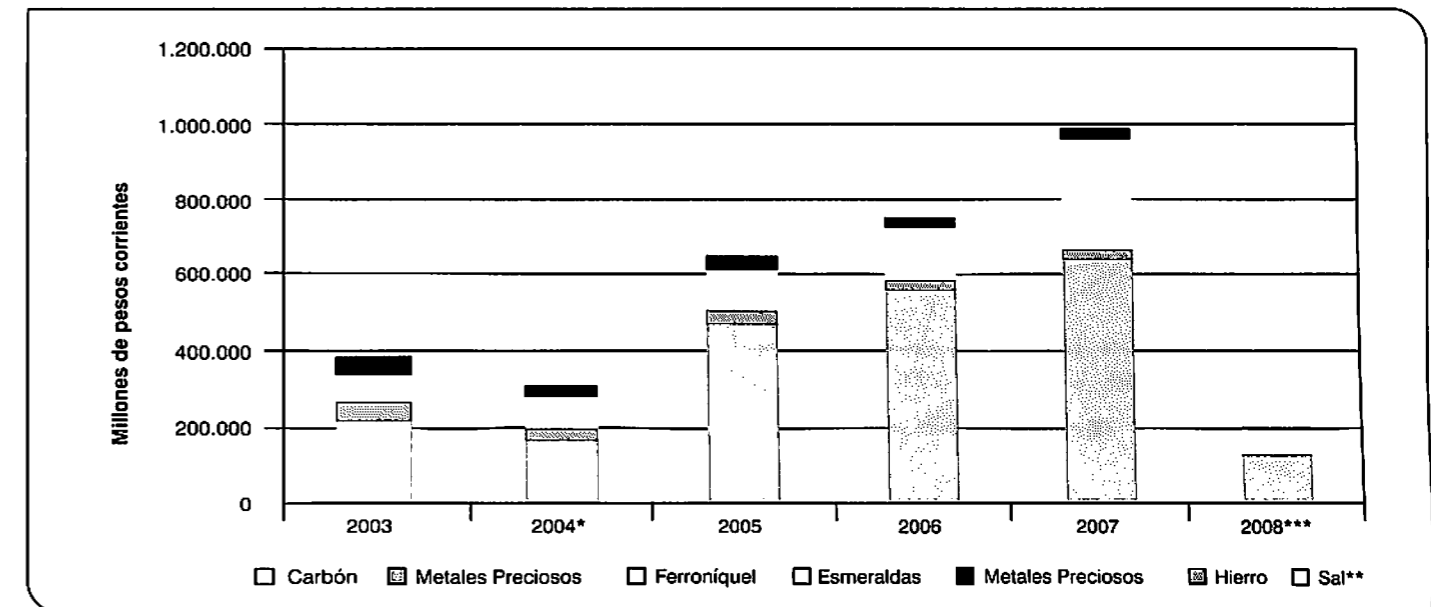
Fuente: 2003 Minercol Ltda; 2004, 2005 a IV Trimestre, INGEOMINAS con base en pago de regalías.
Elaboró: UPME, abril de 2008.

Impuestos y Regalías Recaudado de los Principales Minerales
Millones de Pesos Corrientes
2003 - 2008

MINERAL	2003	2004*	2005	2006	2007	2008***
Carbón	221.012	167.249	468.328	563.132	643.221	126.249
Metales Preciosos	50.406	34.004	38.566	26.329	29.765	8.549
Ferróniquel	64.928	76.488	106.271	134.917	281.779	64.972
Esmeraldas	3.753	2.211	3.661	5.623	12.297	2.349
Hierro	1.211	1.058	1.919	3.853	4.165	730
Sal**	1.386	1.550	1.855	1.973	113	140
Total	342.696	282.560	620.600	735.828	971.341	202.989

i.m.p incluido en metales preciosos.

Evolución de Aporte de Impuestos y Regalías por Mineral
2003 - 2008

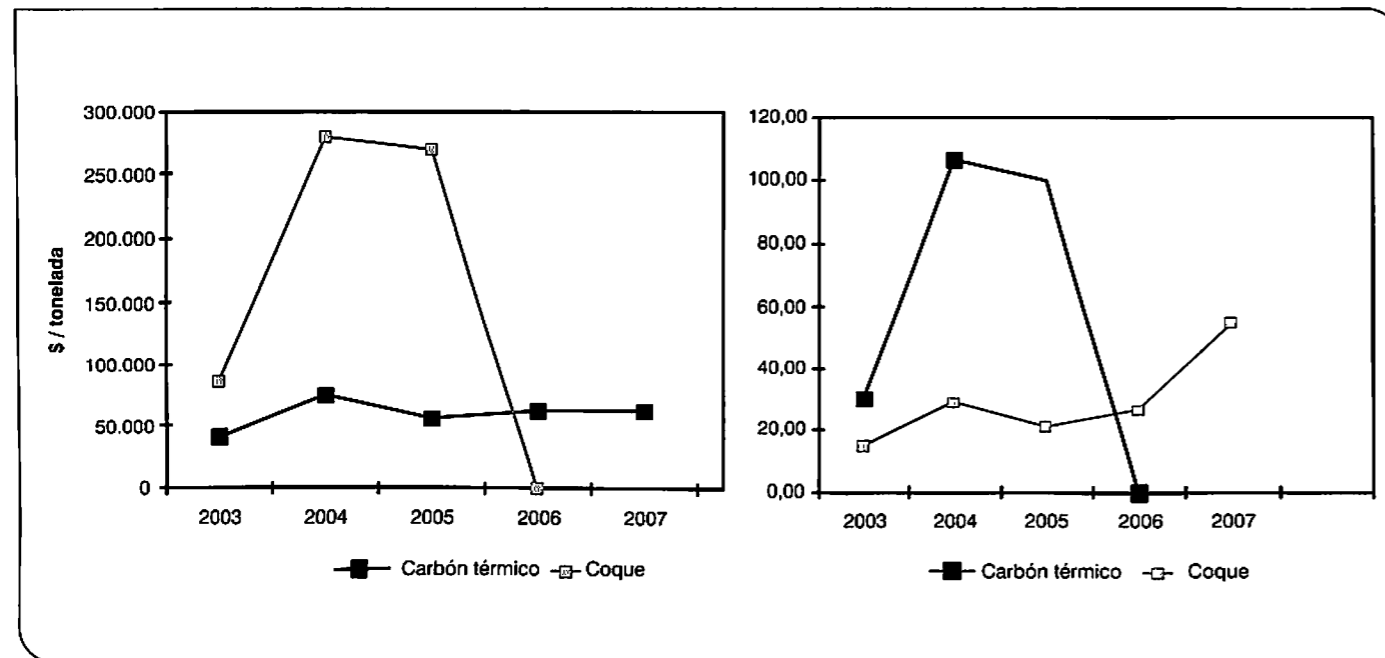


Fuente: Memorias al Congreso 2003-2004; 2004 en adelante INGEOMINAS.
Elaboró: UPME, abril de 2008.
nd: no disponible.
(1) total metales preciosos.
* dato corregido para ferróniquel, esmeraldas.
** regalías liquidadas por producción directa de sal, reporte de IFI concesión de salinas.

**Precios Internos de Carbón y Coque
2003 - 2008**

Mineral	Unidades	2003	2004	2005	2006	2007
Carbón	\$Corrientes / t	41.355	75.040	55.762	62.000	62.000
Térmico ⁽¹⁾	US\$ / t ⁽²⁾	14,37	28,57	20,66	26,00	55,00
Coque	\$Corrientes / t	86.300	280.000	270.000	nd	
	US\$ / t ⁽²⁾	29,99	106,62	100,05	nd	

**Evolución de los Precios Internos
2003-2008**



Fuente 1994-1995: Estimado UPME; 1996-2000 ISA y DANE (Encuesta Anual Manufacturera); 1999-2000 Memorias al Congreso; 2001 - 2005 Comercializadoras y Termoeléctricas.
Elaboró: UPME, abril de 2008.
(1) Precio promedio reportado por termoeléctricas.
(2) Cálculo UPME, con base en la TRM promedio de cada año.

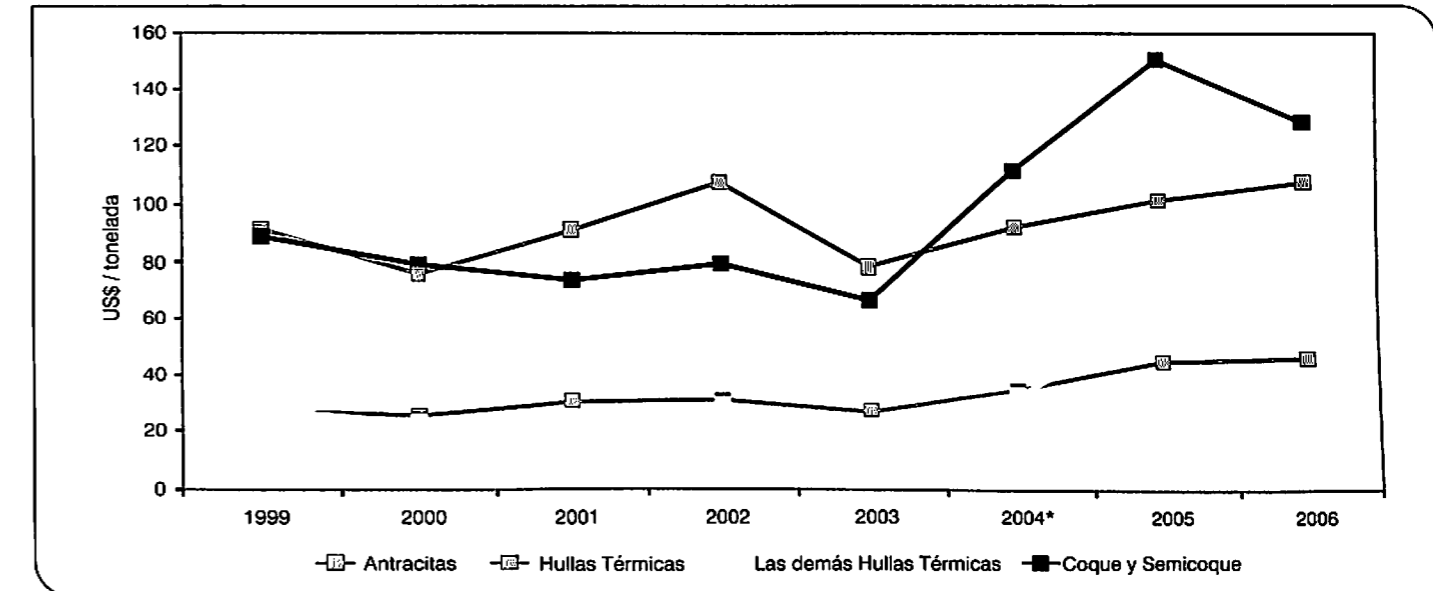
**Precios FOB de Exportación de Carbón
Dólares por Tonelada (US\$ / t)
1999 - 2008**

Tipo de Carbón	1999	2000	2001	2002	2003	2004*	2005	2006	2007
Antracitas	91,91	76,44	91,60	107,50	78,33	91,48	100,30	107,05	116,65
Hullas Térmicas	27,68	26,11	31,15	32,00	27,84	35,11	45,16	46,37	48,56
Las demás Hullas Térmicas	28,19	23,78	23,40	30,00	22,54	33,41	60,93	72,97	68,27
Coque y Semicoque	89,32	79,85	74,60	79,80	67,11	111,16	151,19	128,83	135,39

Consolidado Exportaciones - Carbones - Período 01/01/2007 a 31/12/2007

	FOB Dólares	FOB Pesos	Total Kilos Neto
CARBONES			
Bruto	639,947	1.310.691.971	5.485.837
Carbón en Bruto	3.259.880.965	6.822.242.627.061	67.131.300.290
Carbón Metalúrgico	47.748.180	98.796.959.736	699.424.453
Carbón Procesado	330,081	681.815.133	648,54
Coques y Semicoques	169.890.571	349.245.593.000	1.254.822.313
Otros Carbones	10.877.724	23.308.421.890	101.988.195

**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
2003 - 2008**

Mineral Año	Oro	Plata	Platino	Estaño	Plomo	Aluminio	Cobre	Zinc	Níquel
	US\$ / Oz Troy			US\$ / t					
1999	279,00	5,20	380,10	5.401,80	502,40	1.359,90	1.571,20	1.076,10	6.006,00
2000	279,30	5,00	544,80	5.429,00	454,40	1.545,70	1.811,20	1.127,80	8.611,50
2001	271,00	4,40	529,80	4.478,30	476,10	1.439,00	1.575,60	883,10	5.921,40
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

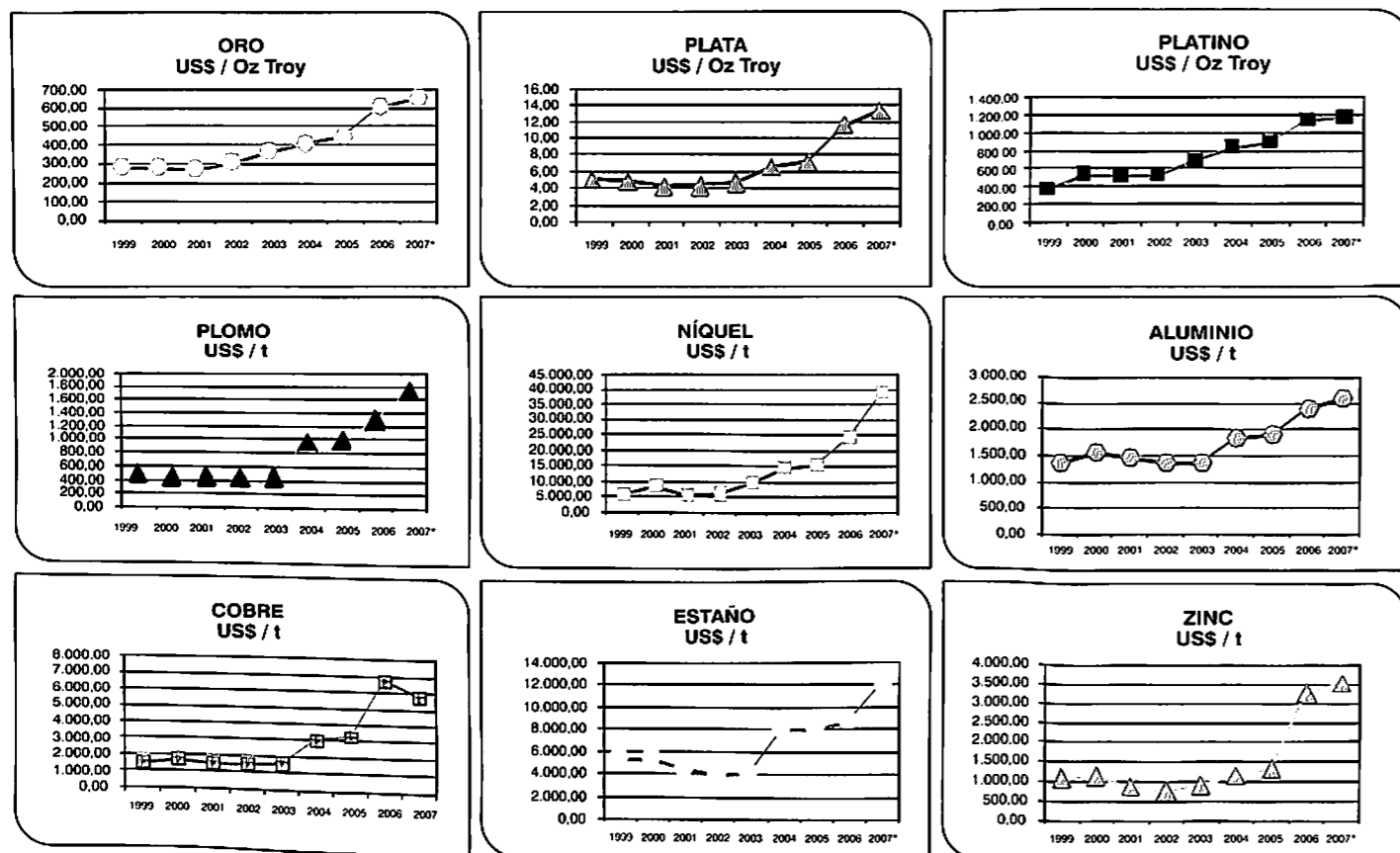
**Flujos de Inversión Extranjera Directa en Colombia Según Actividad Económica - Balanza de Pagos
Millones de US\$**

Años	Total	Sector Petrolero	Subtotal Resto de Sectores	Agricultura, Caza, Silvicultura Y Pesca	Minas y Canteras (incluye carbón)	Manufacturera	Electricidad, Gas Y Agua	Construcción	Comercio, Restaurantes y Hoteles	Transportes, Almacenamiento y Comunicaciones	Establecimientos Financieros	Servicios Comunales	
2006 p	I TRIM	1.171	320	851	-3	423	197	-5	38	107	137	-29	-13
	II TRIM	1.705	509	1.196	-1	321	203	-69	46	121	428	140	6
	III TRIM	1.608	471	1.137	2	484	222	8	48	121	92	157	2
	IV TRIM	1.980	502	1.477	10	554	181	-74	23	175	403	196	8
	TOTAL	6.464	1.803	4.661	8	1.783	803	-141	156	523	1.061	464	4
2007 p	I TRIM	2.038	635	1.403	12	10	789	5	39	271	161	111	5
	II TRIM	2.141	1.227	913	10	-74	169	-28	51	305	154	319	7
	III TRIM	2.352	770	1.582	18	471	339	15	38	120	205	370	7
	IV TRIM	2.497	796	1.701	16	640	219	-75	48	198	246	396	12
	TOTAL	9.028	3.429	5.599	55	1.047	1.516	-82	176	894	766	1.196	31

Fuente: Banco de la Republica- Subgerencia de Estudios Económicos.

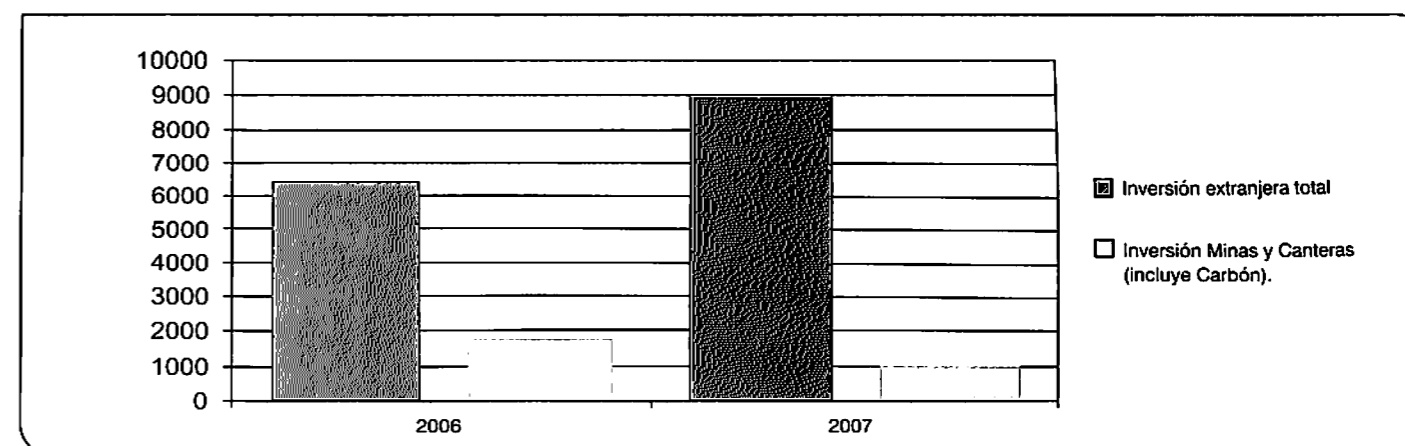
pr: Provisional. p: Preliminar

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.



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

**Inversión Extranjera Directa en Colombia
Millones de US\$**



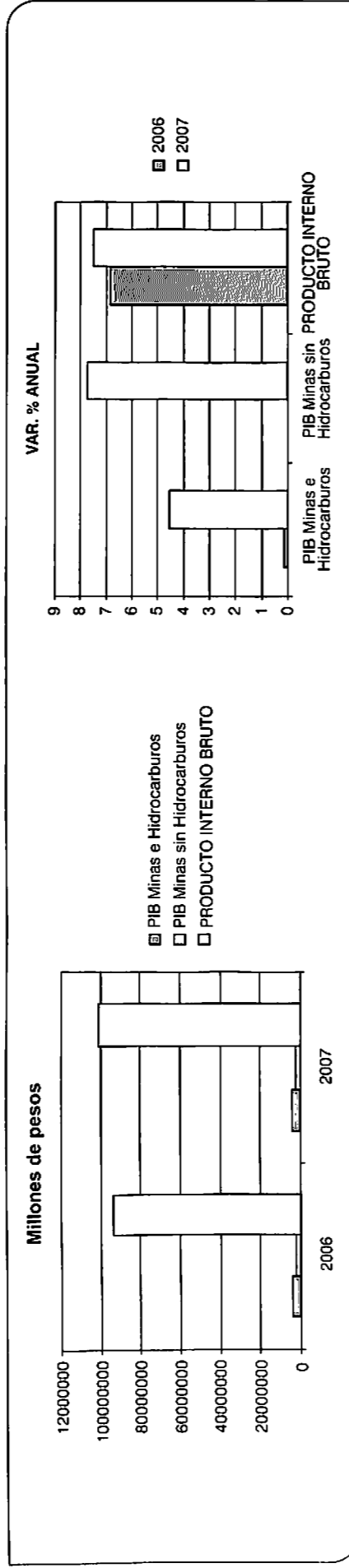
Producto Interno Bruto Trimestral con Ilícitos a Precios Constantes por Ramas de Actividad Económica
Millones de pesos

	2006*				2007*					
	I	II	III	IV	Anual	I	II	III	IV	Anual
PIB Minas e Hidrocarburos	1033141	995156	1027198	1016041	4071536	1036209	1047007	1064627	1109486	4257329
PIB Minas sin Hidrocarburos	612618	572390	613751	602121	2400880	624861	636526	648744	676286	2586417
Hulla y Lignito: Turba	325109	285290	341786	352806	1304991	335588	357262	399231	363064	1395145
Petróleo Crudo, Gas Natural y Minerales de Uranio y Torio	420523	422766	413447	413920	1670656	411348	410481	415883	433200	1670912
Minerales Metálicos	137098	117485	98284	89166	442033	96342	96054	123510	115328	431234
Otros Minerales no Metálicos	150411	169615	173681	160149	653856	192931	183210	186003	197894	760038
Producto Interno Bruto	22.730.031,00	23309969	23797023	23893868	93730891	24614522	24907536	25416450	25839016	100777524

Fuente: DANE

	2006*				2007*					
	I	II	III	IV	Anual	I	II	III	IV	Anual
Var % Anual	2,12	-3,45	1,26	0,64	0,12	0,30	5,21	3,64	9,20	4,56
PIB Minas e Hidrocarburos	2,82	-6,70	2,36	1,72	0,00	2,00	11,20	5,70	12,32	7,73
PIB Minas sin Hidrocarburos	14,15	-5,32	12,46	14,50	8,92	3,22	25,23	-0,75	2,91	6,91
Hulla y Lignito: Turba	1,12	1,33	-0,32	-0,90	0,31	-2,18	-2,91	0,59	4,66	0,02
Petróleo Crudo, Gas Natural y Minerales de Uranio y Torio	-16,52	-31,00	-34,17	-38,69	-29,75	-29,73	-18,24	25,67	29,34	-2,44
Minerales Metálicos	2,46	19,52	18,63	15,72	14,01	28,27	8,02	7,09	23,57	16,24
Producto Interno Bruto	5,35	5,89	7,69	8,40	6,84	8,29	6,85	6,81	8,14	7,52

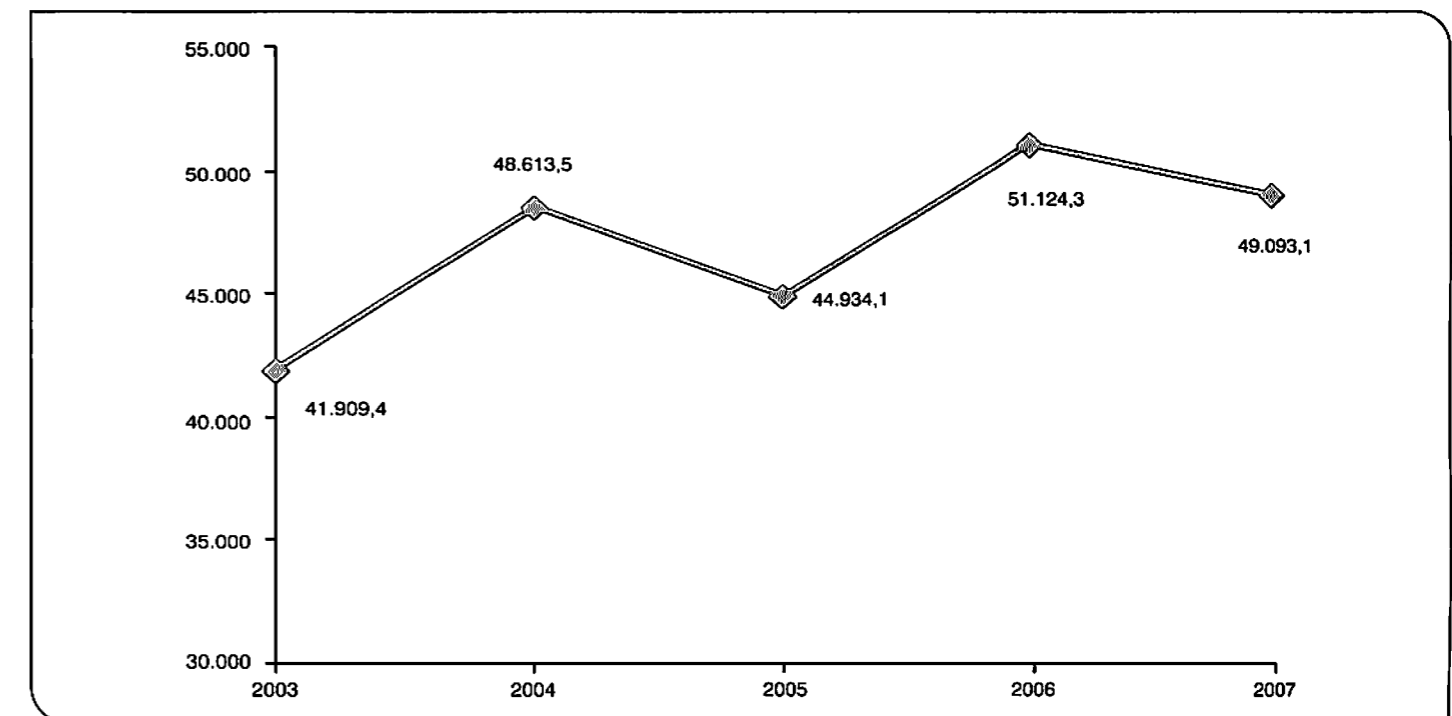
Calculos: UPME, Subdirección de Planeación Minera



ENERGIÁ ELÉCTRICA

**Aportes Hídricos Acumulados
GWh
2003 - febrero 2008**

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	1.172,9	2.093,6	2.225,7	2.363,8	2.209,9	2.623,5
Febrero	1.185,2	1.563,2	2.005,3	1.828,3	1.222,6	2.551,3
Marzo	1.953,1	2.355,9	1.904,9	3.460,1	2.178,3	
Abril	3.696,2	3.688,0	3.488,9	5.387,1	4.208,9	
Mayo	5.255,4	5.936,8	5.618,0	6.873,4	5.602,0	
Junio	4.816,6	6.496,2	4.844,5	6.119,2	6.025,2	
Julio	4.457,7	5.138,8	3.540,1	4.811,2	4.254,2	
Agosto	3.926,4	4.685,3	3.909,7	3.640,5	4.740,8	
Septiembre	3.511,7	4.100,3	4.112,1	3.258,7	4.256,6	
Octubre	4.520,5	4.526,1	4.801,0	4.834,9	5.849,9	
Noviembre	3.958,3	5.062,1	5.613,9	5.159,4	4.741,0	
Diciembre	3.455,4	2.967,3	2.870,0	3.387,7	3.803,7	
Total	41.909,4	48.613,5	44.934,1	51.124,3	49.093,1	5.174,8

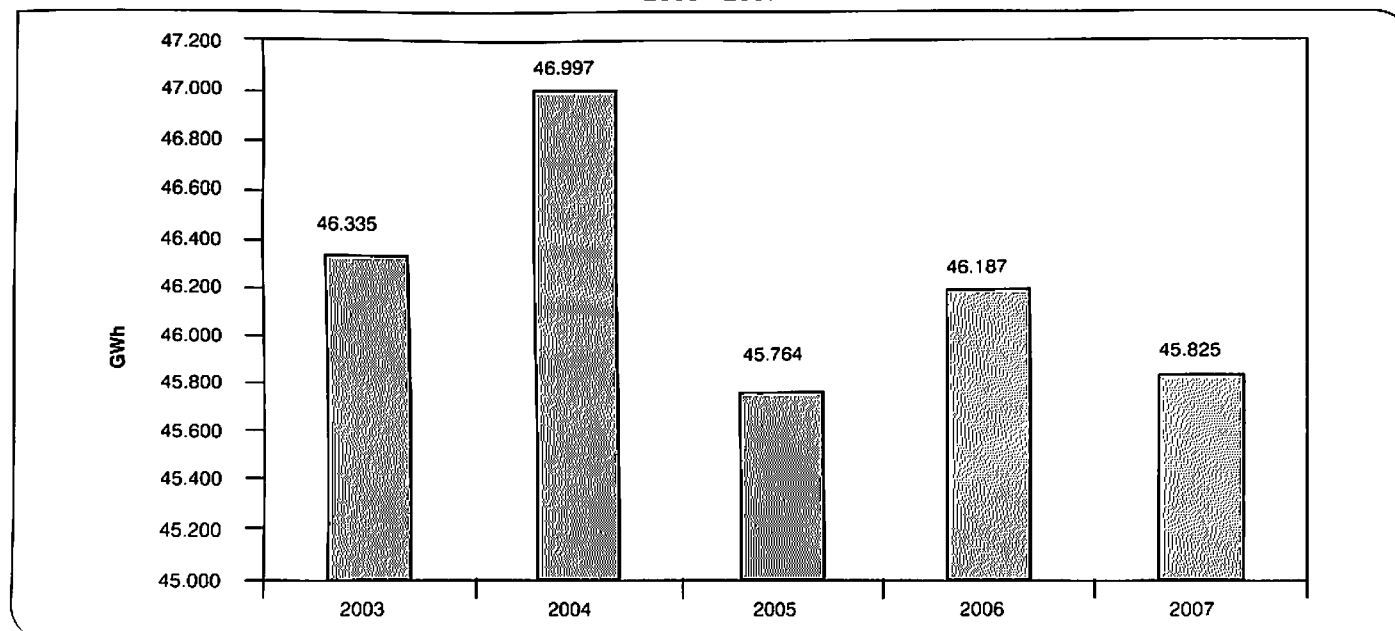


Fuente: XM S.A. E.S.P. febrero 2008.
Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

**Aportes Medios Históricos por Río del SIN
GWh
2003 - 2007**

Región	Río	2003	2004	2005	2006	2007
Antioquia	A, San Lorenzo	3018,72	2999,27	2956,76	2832,98	2726,23
	Concepción	626,95	626,49	624,22	623,32	624,51
	Desv. EEPPM	938,43	938,46	934,17	933,87	935,36
	Grande	3005,75	3005,74	2981,03	2967,97	2961,6
	Guadalupe	1838,41	1839,23	1833,56	1824,68	1820,12
	Guatapé	1959,95	1942,91	1912,01	1829,49	1762,64
	Miel I	1302,82	1308,1	1298,9	1158,29	1196,14
	Nare	6397,78	6345,6	6297,91	6201,67	6106,11
	Porce II	1367,42	1370,87	1362,53	1363,82	1365,62
	San Carlos	1236,41	1217,94	1184,49	1116,83	1063,35
	Tenche	365,3	365,34	363,15	361,94	361,31
Total Región		22.058	21.960	21.749	21.215	20.923
Caribe	Sinú Urrá	1320,29	1394,65	1386,74	1374,54	1362,32
	Total Región	1.320	1.395	1.387	1.375	1.362
Centro	Bogotá N,R,	3738,95	4156,13	4166,33	4177,55	4182,41
	Magdalena Betania	2350,11	2348,95	2323,71	2321,35	2306,34
	Prado	210,05	212,16	207,3	217,03	205,5
Total Región	6.299	6.717	6.697	6.716	6.694	
Oriente	Bata	4809,47	4818,62	4832,54	4838,86	4904,28
	Blanco	221,1	244,2	244,9	244,59	243,98
	Chuza	1760,87	1972,78	1976,55	1972,31	1962,85
	Guavio	5207,75	5223,47	4231,19	5234,65	5176,71
Total Región	11.999	12.259	11.285	12.290	12.288	
Ríos estimados	Otros ríos	1348,91	1355,64	1350,22	1356,67	1353,32
	Total Región	1.349	1.356	1.350	1.357	1.353
Valle	Alto Anchicayá	1720,4	1719,39	1715,71	1698,23	1689,99
	Calima	205,41	206,77	205,42	202,05	197,5
	Cauca Salvajina	1113,43	1113,39	1103,44	1065,42	1046,61
	Digua	168	168,39	168,02	166,83	166,8
	Florida II	102,26	102,1	102,88	101,98	103,48
Total Región	3.310	3.310	3.295	3.235	3.204	
Total SIN		46.335	46.997	45.764	46.187	45.825

**Aportes Hídricos Reales por Río del SIN
2003 - 2007**

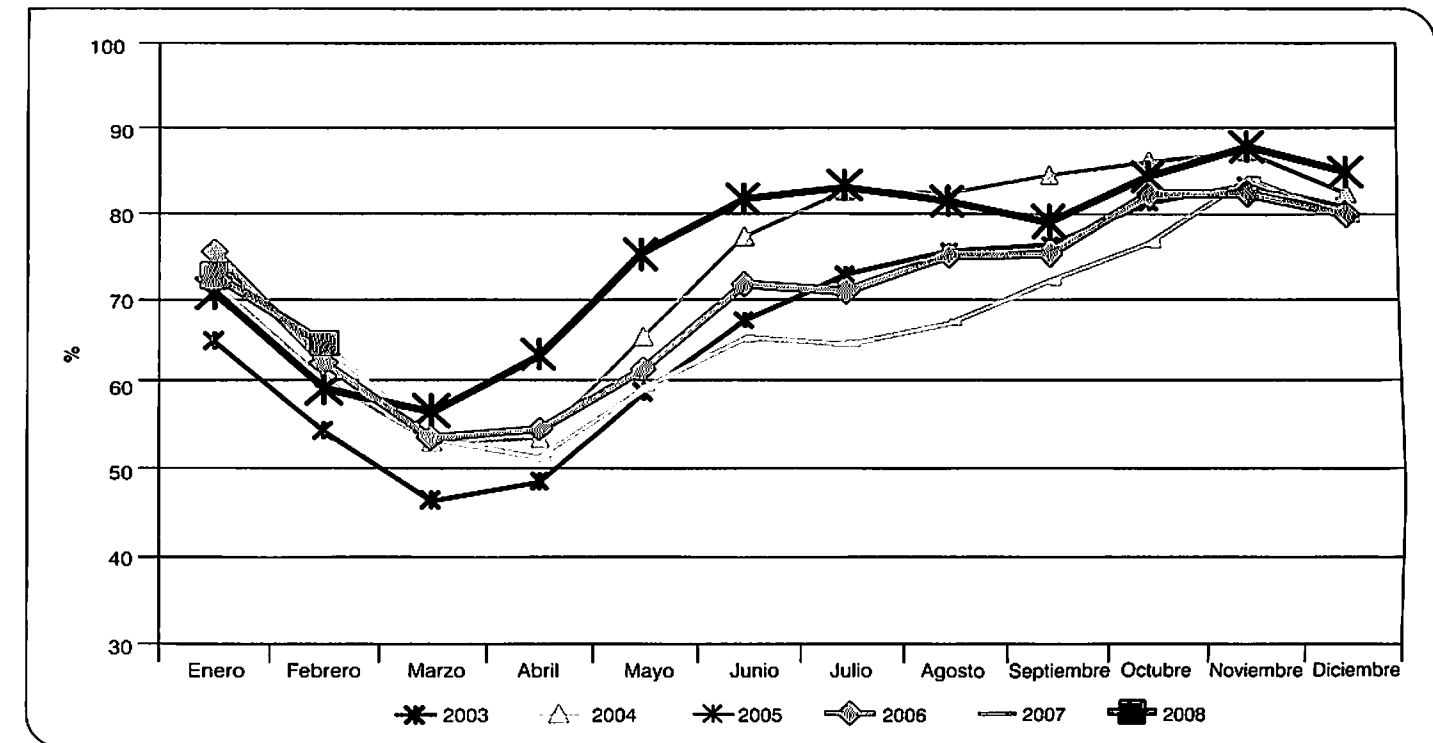


Caudal medio mensual histórico en energía para los ríos del SIN, obtenido como el promedio de los valores de cada mes para todos los años con información disponibles.
Fuente: XM S.A. E.S.P. abril 2008
Elaboro: Upme - Subdirección de Información

**Evolución Mensual del Embalse Agregado Nacional
(%)
2003 - febrero 2008**

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	65,31	72,14	74,22	70,86	75,70	72,79
Febrero	54,64	61,02	64,99	59,61	62,95	65,16
Marzo	46,53	53,44	53,64	57,06	53,97	
Abril	48,73	53,83	51,52	63,67	55,05	
Mayo	59,35	65,79	59,83	75,09	62,06	
Junio	67,87	77,23	65,65	81,74	71,81	
Julio	73,03	82,67	64,95	83,24	71,07	
Agosto	75,77	82,55	67,41	81,46	75,08	
Septiembre	76,56	84,59	72,11	79,07	75,23	
Octubre	81,38	86,16	76,54	84,41	82,51	
Noviembre	83,62	87,43	84,14	87,87	82,31	
Diciembre	80,71	82,47	79,56	84,88	79,93	
Promedio año	67,8	74,1	67,9	75,7	70,6	69,0

**Evolución del Embalse Agregado Nacional SIN
2002 - febrero 2008**

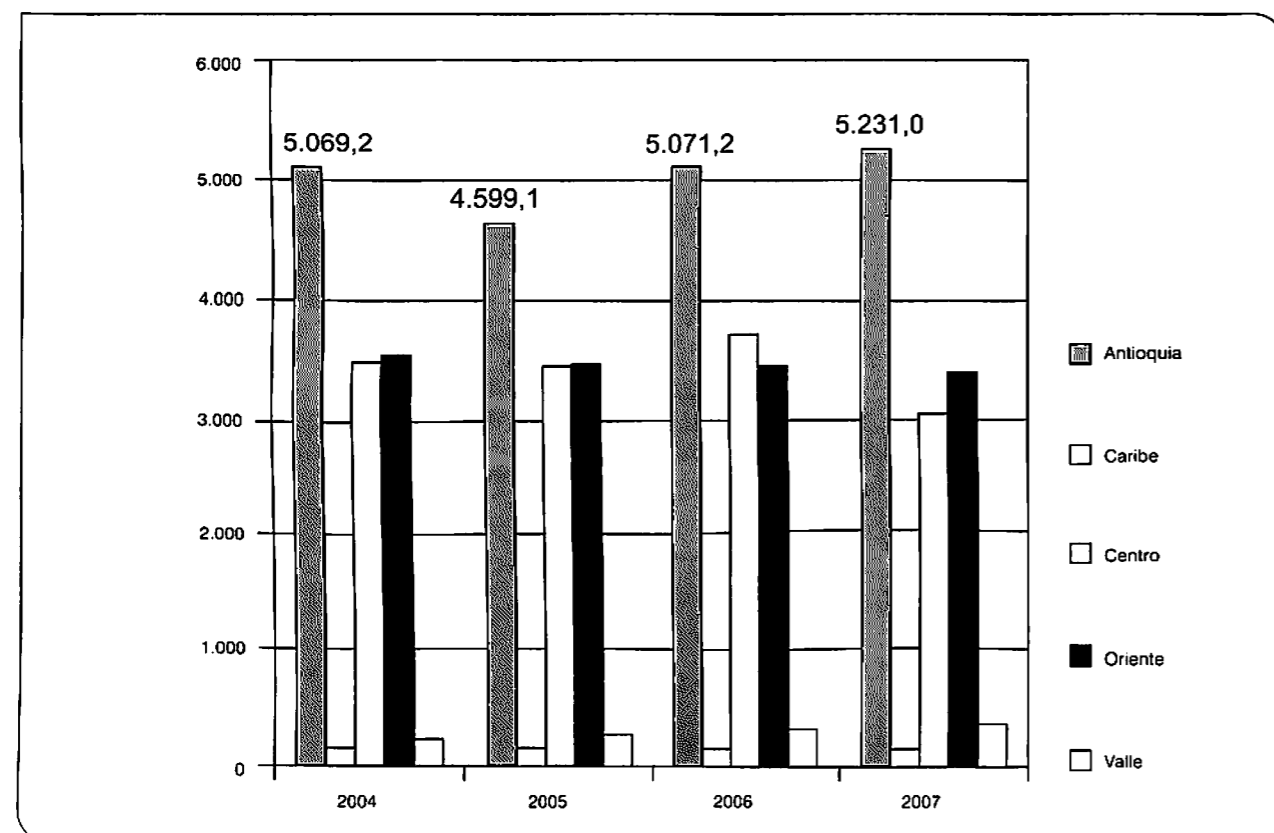


(1) Valores tomados el último día de diciembre de cada año. El porcentaje se calcula con respecto al volumen máximo técnico.
Fuente: XM S.A. E.S.P. marzo 2008
Elaboro: Upme - Subdirección de Información.

VOLUMEN ÚTIL DE ENERGÍA POR EMBALSE (1)
GWh
2004 - 2007

Región	Embalse	2004	2005	2006	2007
Antioquia	Miel I	195,2	174,0	117,3	124,3
	Miraflores	237,2	184,0	239,8	229,0
	Peñol	3.753,4	3.449,6	3.841,4	3.995,5
	Playas	69,8	72,5	64,1	85,9
	Porce II	34,9	25,7	25,6	41,7
	Punchiná	51,2	15,9	29,1	35,5
	Riogrande 2	336,1	326,6	364,3	366,2
	San Lorenzo	353,0	326,6	349,2	310,4
	Troneras	38,5	24,2	40,3	42,5
	Total	5.069,2	4.599,1	5.071,2	5.231,0
Caribe	Urrá 1	140,2	144,1	144,0	149,8
Centro	Agregado Bogotá	3.219,6	3.206,5	3.434,6	2.750,8
	Betania	138,5	111,7	125,5	131,1
	Muña	52,3	47,3	59,5	59,2
	Prado	45,6	49,8	54,1	59,6
	Total	3.455,9	3.415,2	3.673,7	3.000,7
Oriente	Chuza	714,6	623,8	660,4	792,3
	Esmeralda	1.005,0	1.057,0	1.079,5	1.000,8
	Guavio	1.779,6	1.744,2	1.668,5	1.568,7
	Total	3.499,2	3.425,0	3.408,3	3.361,8
Valle	Alto Anchicayá	9,8	3,4	26,4	3,1
	Calima 1	102,3	105,1	142,7	204,0
	Salvajina	118,2	145,2	145,5	140,1
	Total	230,3	253,6	314,5	347,2
Total SIN	12.394,8	11.837,0	12.611,7	12.090,4	

VOLUMEN ÚTIL DE ENERGÍA POR EMBALSE (1)
2004-2007
GWh



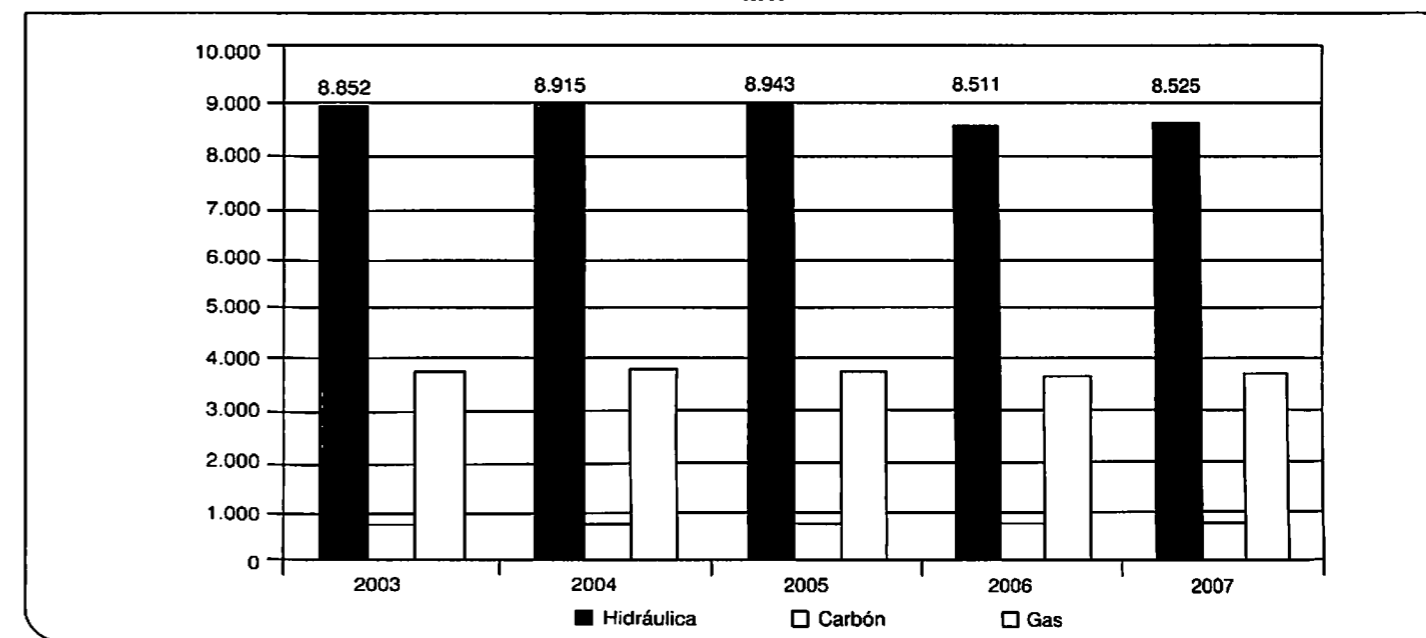
(1) Volumen Útil Diario: Volumen almacenado por encima del Nivel Mínimo Técnico último día del mes de diciembre de año reportado por sus agentes.
Fuente: XM S.A. E.S.P. abril 2008.
Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Fuente (1)
2003 - 2007
MW

Año	Hidráulica	%	Carbón	Gas	Eólica	Otros	%	Total
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
2007	8.525	64	700	3.598	18,4	569	36	13.410

(1) Incluye plantas no despachadas centralmente.

Capacidad Instalada Efectiva por Tipo de Fuente
2003 - 2007
MW



Fuente: XM S.A. E.S.P. abril 2008.
Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

**Capacidad Efectiva Neta
2007
MW**

Empresa	MW	%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	2.608	19,45%
EMGESA S.A. E.S.P.	2.259	16,85%
ISAGEN S.A. E.S.P.	2.106	15,70%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	1.354	10,10%
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	1.074	8,01%
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	1.000	7,46%
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE BETANIA S.A. E.S.P.	540	4,03%
EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P.	338	2,52%
GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P.	321	2,39%
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	314	2,34%
TERMOFLORES S.A. E.S.P.	281	2,10%
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	241	1,80%
TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	229	1,71%
MERILECTRICA S.A. & CIA S.C.A. E.S.P.	169	1,26%
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	155	1,16%
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P. - RESTRUCTURACIÓN	90	0,67%
CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL MORRO 1 S.A. E.S.P.	54	0,40%
EMPRESA GENERADORA DE ENERGÍA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	51	0,38%
TERMOYOPAL GENERACIÓN 2 S.A. E.S.P.	49	0,37%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	33	0,25%
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	28	0,21%
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL CAUCA S. A.E.S.P. - INTERVENIDA	26	0,19%
GENERAR S.A. E.S.P. - RESTRUCTURACIÓN	20	0,15%
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	14	0,10%
COMPAÑÍA DE GENERACIÓN DEL CAUCA S. A.E.S.P.	9	0,07%
EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.	9	0,07%
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	8	0,06%
INGENIO RISARALDA S.A.	6	0,04%
PROYECTOS ENERGÉTICOS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	4	0,03%
TERMOPIEDRAS S.A. E.S.P.	4	0,03%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	3	0,02%
EMPRESA MULTIPROPÓSITO DE CALARCÁ S.A. E.S.P.	3	0,02%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. - INTERVENIDA	2	0,01%
EMPRESAS PÚBLICAS DE ARMENIA E.S.P.	2	0,01%
PRESTADORA DE SERVICIOS PÚBLICOS LA CASCADA S.A. E.S.P.	2	0,01%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	1	0,01%
ENERCO S.A. E.S.P.	1	0,01%
ENERVIA S.A. E.S.P.	1	0,01%
GENELEC S. A. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS	1	0,01%
Total	13.410	100,00%

Datos resumen

ACTIVIDAD	Unidades	PÚBLICA	PRIVADA	Total
	%	55,06%	44,94%	100,00%
Capacidad	MW	7.383	6.027	13.410

Fuente: XM S.A. E.S.P. abril 2008
Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

**Generación Real
2007
GWh**

Empresa	GWh	%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	13.087	24,387%
EMGESA S.A. E.S.P.	10.766	20,063%
ISAGEN S.A. E.S.P.	10.029	18,688%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	4.288	7,990%
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	3.998	7,450%
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	3.511	6,543%
GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P.	1.670	3,112%
EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P.	1.467	2,733%
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE BETANIA S.A. E.S.P.	1.245	2,319%
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	762	1,421%
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	627	1,169%
CORPORACIÓN ELECTRICA DE LA COSTA ATLÁNTICA S.A. E.S.P.	399	0,743%
TERMOYOPAL GENERACIÓN 2 S.A. E.S.P.	232	0,432%
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	165	0,307%
GENERAR S.A. E.S.P. - RESTRUCTURACION	152	0,283%
CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL MORRO 1 S.A. E.S.P.	144	0,269%
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	143	0,267%
EMPRESA GENERADORA DE ENERGÍA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	131	0,243%
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL CAUCA S.A. E.S.P. - INTERVENIDA	129	0,241%
TERMOFLORES S.A. E.S.P.	108	0,202%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	106	0,198%
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P. - RESTRUCTURACIÓN	86	0,161%
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	82	0,153%
MERILECTRICA S.A. & CIA S.C.A. E.S.P.	56	0,104%
COMPAÑÍA DE GENERACIÓN DEL CAUCA S.A. E.S.P.	51	0,096%
CORPORACIÓN CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA - CENACE -	38	0,072%
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	38	0,070%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	37	0,068%
EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.	30	0,056%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	14	0,026%
EMPRESA MULTIPROPOSITO DE CALARCÁ S.A. E.S.P.	12	0,022%
TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	11	0,021%
INGENIO RISARALDA S.A.	9	0,016%
PRESTADORA DE SERVICIOS PÚBLICOS LA CASCADA S.A. E.S.P.	8	0,015%
PROYECTOS ENERGÉTICOS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	7	0,014%
EMPRESAS PÚBLICAS DE ARMENIA E.S.P.	7	0,014%
GENELEC S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS	6	0,011%
ENERCO S.A. E.S.P.	6	0,011%
BIOAISE S.A.	3	0,006%
GENERADORA COLOMBIANA DE ELECTRICIDAD S.C.A. E.S.P.	2	0,004%
ENERVIA S.A. E.S.P.	2	0,003%
Total	53.664	100,00%

Datos resumen

ACTIVIDAD	Unidades	PÚBLICA	PRIVADA	Total
	%	60%	40%	100%
GENERACIÓN	GWh	31.935	21.729	53.664

Fuente: XM S.A. E.S.P. abril 2008
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: 2.258 MW							
Termocandelaria	560	Ciclo Combinado	Cartagena	Bolívar	Nov-12	Termocandelaria S.C.A.	2
TermoCol	210	Gas - Fuel	Santa Marta	Magdalena	Dic-09	Grupo Poliobras S.A	2
Merilectrica CC	103	Ciclo Combinado	B/meja	Santander	Nov-09	Merilectrica	2
TermoFlores IV	160	Ciclo Combinado	Barranquilla	Atlántico	Nov-09	Termoflores S.A E.S.P.	2
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 Yarigüies	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: 9930 MW							
Porce III	660	Turbina Francis	Anorí - Amalfi	Antioquia	Sep-10	EEPPM	3
Porce IV	400	Turbina Francis	Anorí - Amalfi	Antioquia	Jun-15	EEPPM	2
Pescadero-Ituango	2400	Turbina Francis	Ituango	Antioquia	2017	Hidroeléctrica Pescadero Ituango S.A	2
Químbo	400	Turbina Francis	Gigante , Garzón	Huila	2015	Emgesa S.A. E.S.P.	1
Chapasía	800	Turbina Pelton	Miraflores , Páez	Boyacá	2015	Emgesa S.A. E.S.P.	1
Sogamoso	840	Turbina Francis	Río Sogamoso	Santander	Sin confirmar	Hidrosogamoso S.A.	2
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
Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 438,96 MW							
Bugalagrande	40.5	Turbina Peltón	Tulúa	Valle	Dic-09	EPSA E.S.P.	2
Amalme	18.6	Turbina Francis	Palmira - Cerrito	Valle	Dic-09	EPSA E.S.P.	2
Amoyá	78	Turbina Peltón	Chaparral	Tolima	II - Sem - 10	Isagen S.A. E.S.P.	2
Trasvase Guarinó	--	--	Victoria	Caldas	Jun-10	Isagen S.A. E.S.P.	2
Trasvase Manso	--	--	Samaná y Norcasia Santa Rosa de Osos y Gómez	Caldas	Ene-11	Isagen S.A. E.S.P.	2
Guanaquitas	9.5	Turbina Francis	Plata	Antioquia	Jun-10	HMV Ingenieros LTDA	1
Caruquia	9.5	Turbina Francis	Santa Rosa de Osos	Antioquia	Dic-09	HMV Ingenieros LTDA	1
Barroso	19.9	Turbina Pelton	Salgar	Antioquia	Dic-10	HMV Ingenieros LTDA	1
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	Sin confirmar	PSP La Cascada S.A. E.S.P.	2
PCH de Neusa	2.91	---	Cogua - Tausa	C/marca	Sin confirmar	INGAMEG	1
Agua Fresca	4	Turbina Pelton	Jericó	Antioquia	Sin confirmar	Generadora Unión S .A.	1
Cucuana	88	Turbina Francis	Roncesvalles	Tolima	Sin confirmar	Electrificadora del Tolima	1
Coello 1, 2, 3	3.75	Turbina Kaplan	Chicoral	Tolima	Sin confirmar	Hidroestudios	1
Eólico Capacidad registrada: 20 MW							
Jouktai	20	Turbina eólica	Uribia	Guajira	Sin confirmar	Wayuu S.A.	1
Cogeneración Capacidad registrada: 25 MW							
Mayagüez	25	Turbina Vapor	Candelaria	Valle	Nov-08	Mayaguez S.A.	1

Nota: En esta versión del informe fueron eliminados varios proyectos ya que no se tiene información reciente de ellos.
Fuente: UPME, febrero 2008.

Costo Equivalente en Energía estimado del Cargo por Capacidad CEE
2003 - febrero 2008
\$/kWh

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	33,15	32,56	28,60	26,58	28,94	26,45
Febrero	36,59	33,12	30,13	28,14	29,29	25,97
Marzo	33,34	29,96	27,16	25,03	28,77	
Abril	34,85	31,80	28,24	26,75	26,70	
Mayo	32,28	29,93	27,56	26,79	27,15	
Junio	33,89	32,64	27,87	28,79	24,89	
Julio	30,86	30,55	27,14	29,05	25,20	
Agosto	31,57	29,54	25,95	26,51	25,52	
Septiembre	31,62	29,14	26,76	26,85	27,20	
Octubre	30,82	28,88	25,95	26,12	25,88	
Noviembre	32,16	29,33	26,51	26,68	26,19	
Diciembre	31,57	28,37	25,58	29,77	27,25	

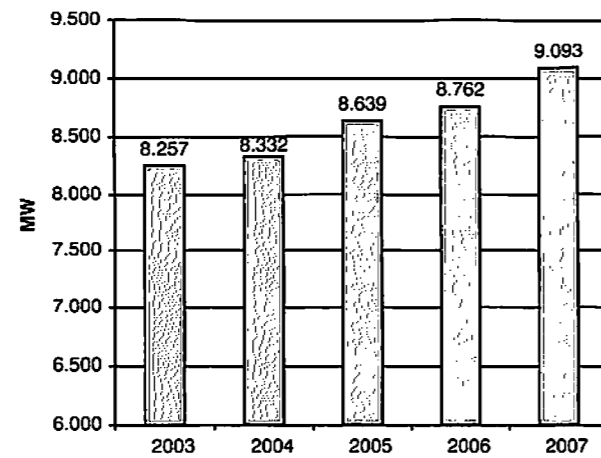
Costo Equivalente Real de Energía CERE
2003 - febrero 2008
\$/kWh

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	32,94	30,96	26,42	24,35	29,54	26,75
Febrero	35,84	30,65	27,60	25,72	28,97	25,82
Marzo	31,49	28,25	25,95	24,05	28,47	
Abril	32,85	29,66	25,78	26,50	28,80	
Mayo	31,63	29,70	25,43	26,29	26,01	
Junio	32,51	31,15	25,36	28,67	26,74	
Julio	31,07	27,76	24,04	25,11	26,04	
Agosto	30,16	26,25	23,46	24,14	29,25	
Septiembre	30,94	27,71	23,51	23,98	26,85	
Octubre	30,25	26,83	23,38	22,35	26,82	
Noviembre	30,55	26,85	23,71	23,55	27,89	
Diciembre	30,71	25,80	23,94	29,79	27,74	

Fuente: XM, abril 2008
Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

Demanda Máxima de Potencia
2003 - marzo 2008
MW

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	7.484	7.817	7.797	8.113	8.429	8.474
Febrero	7.872	7.970	7.943	8.104	8.509	8.678
Marzo	7.704	8.221	8.085	8.165	8.503	8.529
Abril	7.696	7.925	8.103	8.140	8.515	
Mayo	7.535	8.010	7.999	8.196	8.505	
Junio	7.494	7.883	7.928	8.074	8.411	
Julio	7.516	7.813	7.951	8.225	8.373	
Agosto	7.483	7.773	8.107	8.266	8.419	
Septiembre	7.691	7.761	8.109	8.413	8.614	
Octubre	7.786	7.797	8.078	8.470	8.784	
Noviembre	7.899	7.969	8.228	8.447	8.833	
Diciembre	8.257	8.332	8.639	8.762	9.093	
Maxima	8.257	8.332	8.639	8.762	9.093	8.678

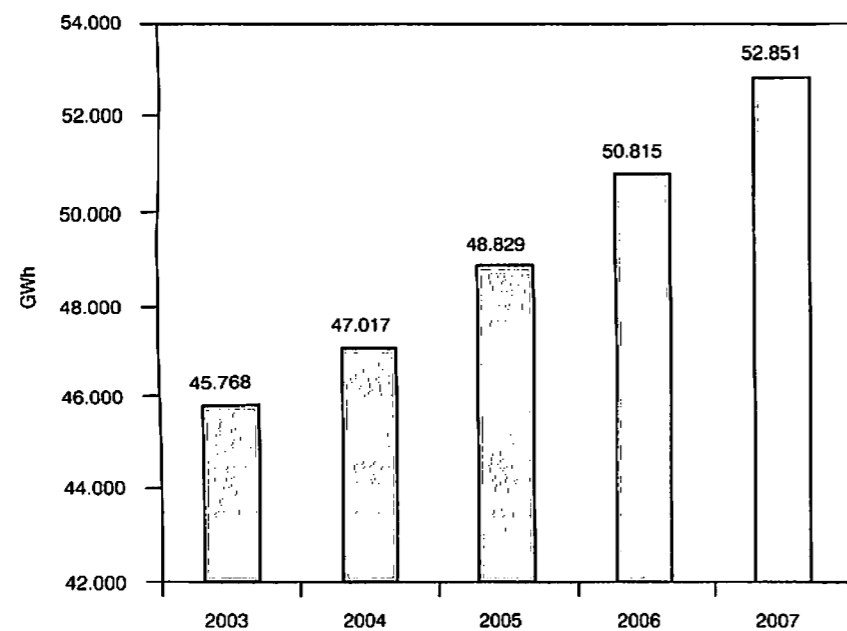


Fuente: XM, abril 2008.
Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

Demanda de Energía Eléctrica Sistema interconectado Nacional*
2003 - marzo 2008
GWh

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	3.774,3	3.810,4	3.946,8	4.096,6	4.309,5	4.418,5
Febrero	3.539,0	3.743,7	3.708,7	3.880,9	4.067,0	4.314,8
Marzo	3.891,0	4.027,5	4.089,0	4.268,5	4.511,3	4.363,5
Abril	3.693,8	3.790,6	4.056,0	4.039,6	4.242,7	
Mayo	3.887,2	3.931,1	4.110,8	4.287,5	4.474,8	
Junio	3.642,1	3.835,6	4.003,6	4.152,4	4.314,8	
Julio	3.902,6	3.937,5	4.090,5	4.324,5	4.468,6	
Agosto	3.886,8	4.027,2	4.195,7	4.369,1	4.507,8	
Septiembre	3.836,0	3.903,6	4.136,0	4.281,9	4.414,7	
Octubre	3.941,7	4.000,4	4.167,1	4.428,2	4.541,9	
Noviembre	3.809,5	3.921,7	4.083,9	4.272,2	4.453,6	
Diciembre	3.964,0	4.088,1	4.240,8	4.413,2	4.544,9	
Total	45.767,9	47.017,3	48.828,9	50.814,6	52.851,3	

* Generación+ importaciones+ demanda no atendida-exportaciones.



Fuente: XM marzo 2008.
Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

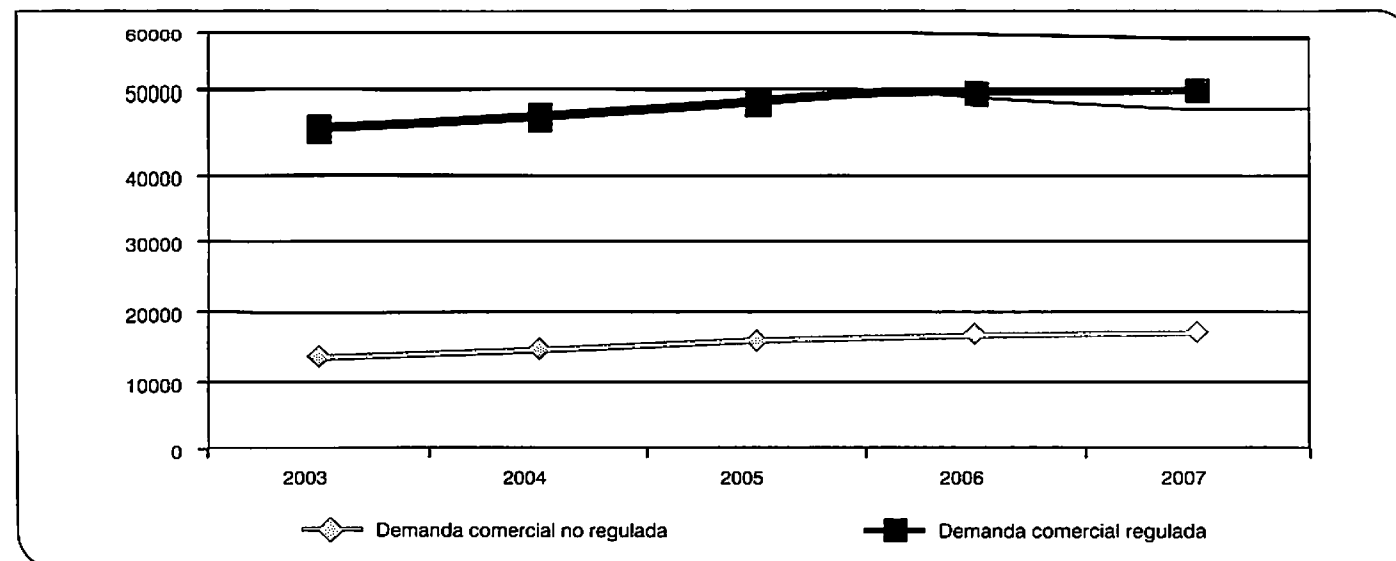
Demanda Comercial no Regulada
2003 - febrero 2008
GWh

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	1.096,6	1.149,7	1.239,4	1.334,8	1.366,4	1.422,4
Febrero	1.048,2	1.163,1	1.189,1	1.301,3	1.323,3	1.424,5
Marzo	1.157,4	1.241,3	1.295,4	1.431,5	1.476,5	
Abril	1.081,6	1.161,2	1.306,3	1.333,5	1.365,8	
Mayo	1.164,8	1.228,8	1.336,5	1.438,8	1.458,0	
Junio	1.092,0	1.213,9	1.302,8	1.401,8	1.409,4	
Julio	1.176,6	1.253,0	1.338,1	1.463,7	1.451,4	
Agosto	1.164,1	1.281,0	1.386,5	1.463,4	1.477,9	
Septiembre	1.144,2	1.246,3	1.379,9	1.431,9	1.429,1	
Octubre	1.186,4	1.263,7	1.385,7	1.480,4	1.483,2	
Noviembre	1.145,7	1.255,2	1.372,5	1.418,1	1.438,0	
Diciembre	1.131,5	1.223,7	1.341,5	1.372,1	1.408,8	
Total	13.589,1	14.680,9	15.873,8	16.871,5	17.087,7	2.846,8

Demanda Comercial Regulada *
2003-febrero 2008
GWh

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	2.655,9	2.636,9	2.679,7	2.734,5	2.918,5	2.970,0
Febrero	2.458,4	2.550,0	2.489,7	2.556,3	2.719,3	2.865,7
Marzo	2.701,4	2.760,6	2.761,1	2.806,7	3.007,5	
Abril	2.578,0	2.599,7	2.713,4	2.679,6	2.838,0	
Mayo	2.690,7	2.672,5	2.738,9	2.821,1	2.988,4	
Junio	2.519,2	2.597,0	2.675,1	2.728,7	2.881,3	
Julio	2.687,0	2.657,7	2.721,4	2.837,5	2.992,8	
Agosto	2.684,0	2.719,0	2.776,3	2.877,1	3.001,7	
Septiembre	2.650,4	2.624,7	2.721,3	2.824,5	2.957,4	
Octubre	2.718,5	2.706,8	2.738,8	2.918,1	3.025,5	
Noviembre	2.632,4	2.633,0	2.682,9	2.825,7	2.986,6	
Diciembre	2.801,5	2.823,1	2.869,0	3.009,7	3.105,3	
Total	31.777,4	31.981,0	32.567,6	33.619,4	35.422,2	5.835,7

**Evolución de la Demanda Comercial Regulada y no Regulada
2003 - 2007
GWh**



* Considera la demanda propia de cada comercializador más la participación en las pérdidas del STN y los consumos propios de los generadores.

Fuente: XM, abril 2008.

Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

**Demanda de Energía Eléctrica no Atendida
2003 - marzo 2008
Gwh**

Mes	2003		2004		2005		2006		2007		2008	
	Causas		Causas		Causas		Causas		Causas		Causas	
	No Programada	Programada	No Programada	Programada	No Programada	Programada	No Programada	Programada	No Programada	Programada	No Programada	Programada
Enero	2,75	1,84	2,82	0,41	7,34	0,46	3,75	1,16	1,99	1,3	4,16	0,07
Febrero	13,47	2,29	8,74	1,90	9,99	0,67	2,82	0,61	2,68	1,08	2,79	0,68
Marzo	6,82	1,61	2,81	0,56	13,80	0,68	5,72	0,25	3,04	0,97	2,7	0,9
Abril	9,36	1,13	2,44	1,84	15,65	1,44	3,18	0,81	19,76	0,88		
Mayo	7,57	6,11	4,92	1,44	10,90	0,55	4,8	0,44	4,59	4,59		
Junio	5,14	6,84	4,74	0,48	5,00	0,70	5,39	0,64	1,4	0,27		
Julio	12,33	4,94	3,49	1,59	5,57	0,17	3,1	0,47	2,92	0,93		
Agosto	11,06	5,36	3,89	1,02	4,40	1,10	4,85	0,45	2,05	0,66		
Septiembre	13,22	2,48	8,30	0,83	8,36	1,04	2,94	0,45	3,31	2,34		
Octubre	11,51	1,35	2,67	1,08	17,17	0,54	2,43	1,37	3,41	0,61		
Noviembre	4,16	1,97	6,53	2,10	6,98	0,85	2,58	0,68	3,18	1,34		
Diciembre	5,68	1,16	15,48	1,83	6,11	0,65	5,82	0,39	4,51	0,49		
Total	103,08	37,07	66,84	15,98	111,26	8,85	47,38	7,72	52,84	15,46	9,65	1,65

Fuente: XM, marzo 2008.

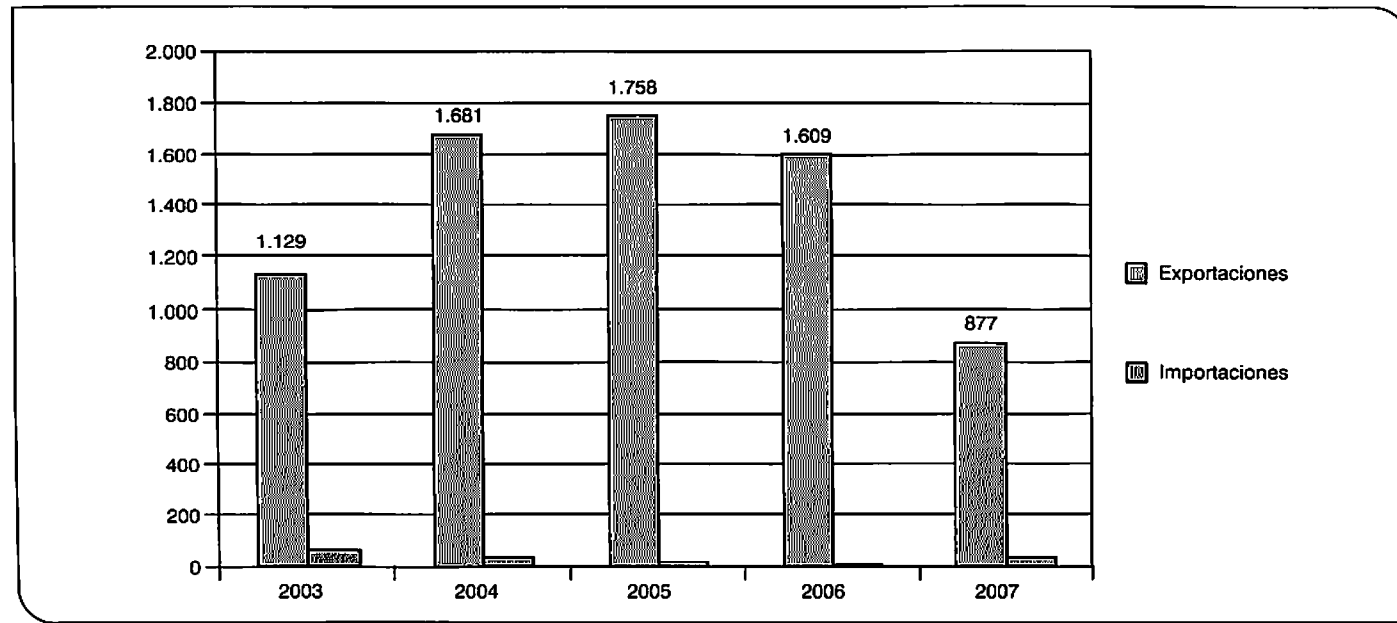
Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

**Interconexiones Internacionales TIE para Colombia y Ecuador
Marzo 2003 - febrero 2008**

Mes	Energía (Gwh)		Valor (millones de USD)		
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones	Rentas Congestión
Mar-03	138,58	0,00	11,51	0,00	6,74
Abr-03	115,98	5,84	8,59	0,14	4,49
May-03	32,25	25,92	1,80	1,36	0,68
Jun-03	85,99	11,74	5,81	0,31	2,94
Jul-03	77,63	11,16	4,35	0,26	1,83
Ago-03	111,61	7,02	7,87	0,31	4,37
Sep-03	134,02	0,00	9,75	0,00	5,37
Oct-03	145,15	0,00	11,67	0,00	7,50
Nov-03	153,74	0,00	10,67	0,00	5,86
Dic-03	134,31	5,52	8,28	0,10	4,58
Total 2003	1.129,26	67,20	80,31	2,48	44,35
Ene-04	168,05	0,00	11,56	0,00	6,41
Feb-04	162,18	0,00	15,47	0,00	9,77
Mar-04	150,18	1,24	10,27	0,03	4,71
Abr-04	154,10	0,28	10,80	0,01	5,16
May-04	140,62	2,66	7,80	0,15	2,73
Jun-04	63,00	14,47	2,60	0,24	0,60
Jul-04	111,68	3,50	6,10	0,06	2,66
Ago-04	125,86	7,48	8,85	0,14	4,94
Sep-04	125,69	4,50	12,81	0,08	8,43
Oct-04	151,23	0,84	15,95	0,02	10,33
Nov-04	161,27	0,00	18,30	0,00	12,58
Dic-04	167,22	0,00	14,59	0,00	8,50
Total 2004	1.681,09	34,97	135,11	0,74	76,83
Ene-05	172,52	0,00	21,61	0,00	13,94
Feb-05	137,86	0,03	11,96	0,00	6,19
Mar-05	115,77	6,41	8,14	0,17	3,50
Abr-05	108,32	4,55	7,31	0,11	2,92
May-05	142,75	0,89	15,09	0,02	9,26
Jun-05	120,63	0,45	8,25	0,01	3,64
Jul-05	159,15	0,50	15,29	0,01	8,25
Ago-05	169,93	0,00	13,16	0,00	5,08
Sep-05	144,15	1,12	12,10	0,12	4,91
Oct-05	178,31	0,01	15,12	0,00	6,70
Nov-05	167,13	0,00	12,21	0,00	6,21
Dic-05	141,35	2,07	11,49	0,06	4,97
Total 2005	1.757,88	16,03	151,73	0,51	75,56
Ene-06	161,07	0,02	12,34	0,00	4,74
Feb-06	144,17	0,10	10,31	0,00	3,73
Mar-06	142,75	0,01	10,51	0,00	4,57
Abr-06	128,74	0,25	8,99	0,01	4,29
May-06	89,77	0,22	6,43	0,01	3,41
Jun-06	116,47	0,03	7,78	0,00	4,13
Jul-06	135,97	0,02	11,42	0,00	6,57
Ago-06	136,79	0,03	11,96	0,00	6,81
Sep-06	156,22	0,19	14,40	0,01	6,17
Oct-06	148,32	0,09	13,74	0,01	4,36
Nov-06	141,60	0,06	12,01	0,01	5,05
Dic-06	106,76	0,05	7,21	0,00	2,79
Total 2006	1.608,63	1,07	127,10	0,05	56,62
Ene-07	113,03	1,40	9,61	0,01	3,99
Feb-07	103,73	0,10	9,58	0,01	3,34
Mar-07	84,23	0,39	6,84	0,01	2,03
Abr-07	46,00	6,21			
May-07	50,50	8,93			
Jun-07	34,70	4,35			
Jul-07	86,90	2,22			
Ago-07	69,70	3,58			
Sep-07	72,80	1,17			
Oct-07	47,40	0,80			
Nov-07	73,70	8,80			
Dic-07	94,00	1,35			
Total 2007	876,69	39,30			
Ene-08	72,52	1,32			
Feb-08	19,75	6,31			
Mar-08	7,15	2,99			

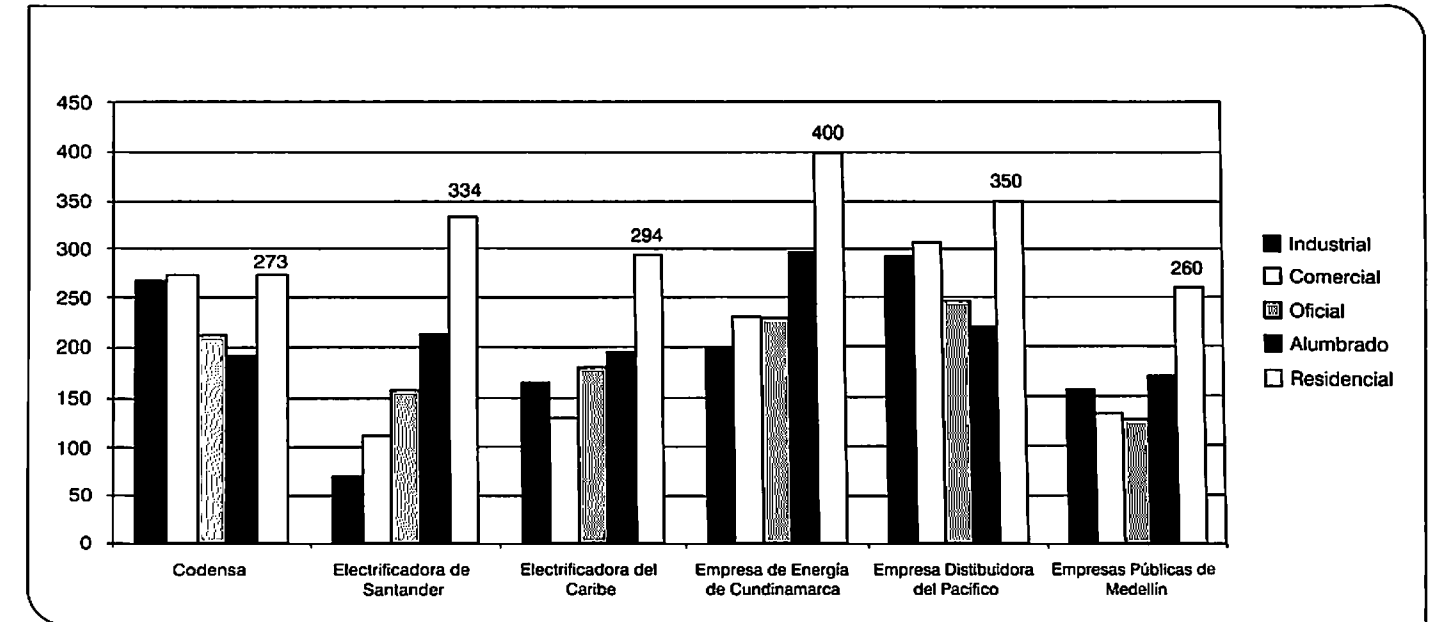
Inicio TIE marzo 2003

**Interconexiones Internacionales Tie
Marzo 2003 - 2007
Gwh**



Fuente: XM S.A. E.S.P., abril 2008.
Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

Tarifa Media de Energía Eléctrica (\$/kWh) Algunas Empresas Año 2007



Fuente: Creg, abril 2008.
Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

**Tarifa Media de Energía Eléctrica de Algunas Empresas
(\$/kWh)
2003-2007**

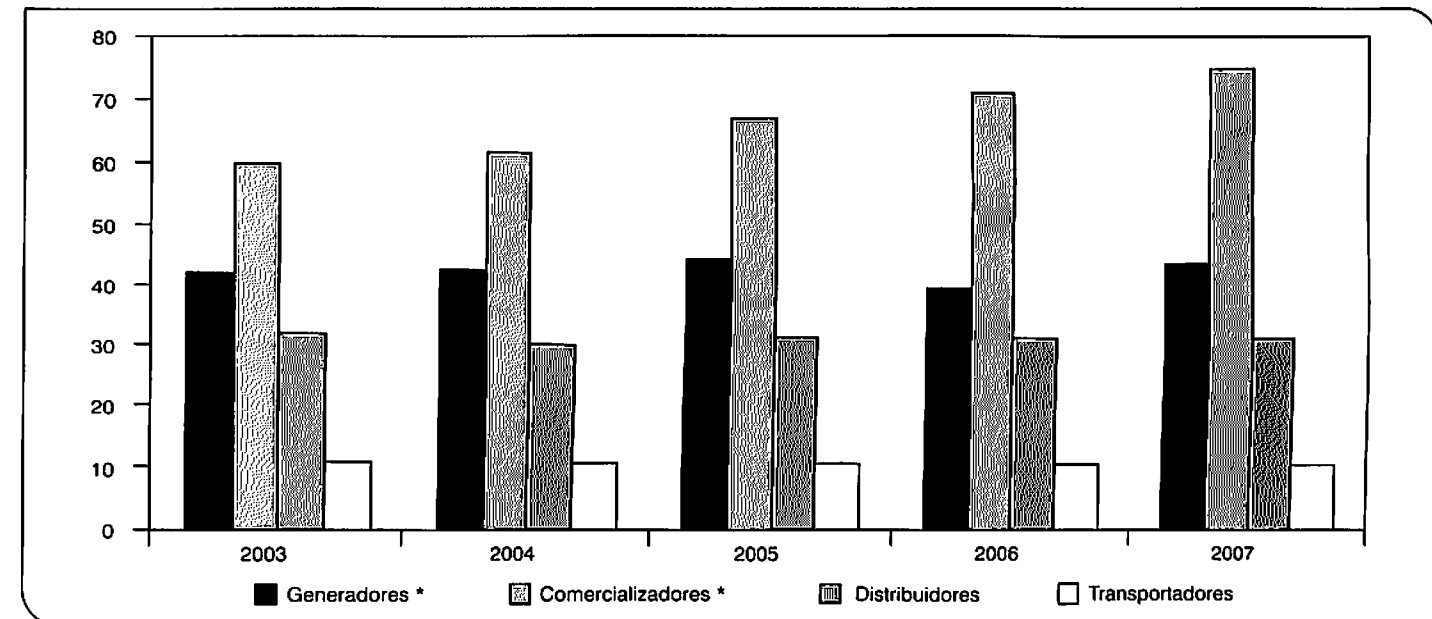
Empresa	Año	Sectores de Consumo					Total
		Industrial	Comercial	Oficial	Alumbrado	Residencial	
Codensa S.A. Esp	2003	238,00	240,00	185,00	203,00	245,00	240,00
	2004	260,00	265,00	209,00	193,00	270,00	263,00
	2005	265,00	271,00	212,00	187,00	275,00	266,00
	2006	266,00	272,00	214,00	195,00	272,00	266,00
	2007	268,00	273,00	213,00	191,00	273,00	267,00
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	2003	156,00	107,00	123,00	218,00	284,00	207,00
	2004	150,00	197,00	196,00	208,00	331,00	287,00
	2005	117,00	89,00	173,00	216,00	329,00	188,00
	2006	114,00	116,00	160,00	210,00	327,00	204,00
	2007	70,00	111,00	158,00	213,00	334,00	208,00
Electrificadora del Caribe S.A. Esp	2003	157,00	111,00	155,00	165,00	283,00	229,00
	2004	177,00	123,00	170,00	167,00	283,00	231,00
	2005	161,00	128,00	156,00	172,00	270,00	223,00
	2006	149,00	123,00	171,00	191,00	281,00	240,00
	2007	165,00	129,00	179,00	194,00	294,00	249,00
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. Esp	2003	78,00	301,00	180,00	239,00	290,00	251,00
	2004	272,00	391,00	311,00	282,00	386,00	363,00
	2005	201,00	294,00	278,00	277,00	346,00	306,00
	2006	190,00	301,00	232,00	310,00	350,00	292,00
	2007	199,00	230,00	228,00	297,00	400,00	289,00
Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	2003	261,00	283,00	215,00	192,00	318,00	309,00
	2004	254,00	273,00	219,00	204,00	294,00	285,00
	2005	267,00	281,00	232,00	214,00	304,00	286,00
	2006	287,00	299,00	244,00	214,00	327,00	312,00
	2007	293,00	308,00	247,00	220,00	350,00	331,00
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	2003	109,00	143,00	119,00	145,00	197,00	138,00
	2004	156,00	154,00	154,00	163,00	244,00	182,00
	2005	149,00	120,00	94,00	164,00	246,00	175,00
	2006	157,00	117,00	98,00	168,00	246,00	177,00
	2007	156,00	132,00	126,00	169,00	260,00	187,00

**Número de Agentes del Sector Eléctrico por Actividad
2003 - 2007**

Agentes	2003	2004	2005	2006	2007
Generadores *	42	43	45	40	44
Comercializadores *	60	62	67	71	75
Distribuidores	32	31	32	32	32
Transportadores	11	11	11	11	11

* Agentes que han realizado transacciones en el Mercado Mayorista

**Agentes del Sector Eléctrico por Actividad
2003-2007**

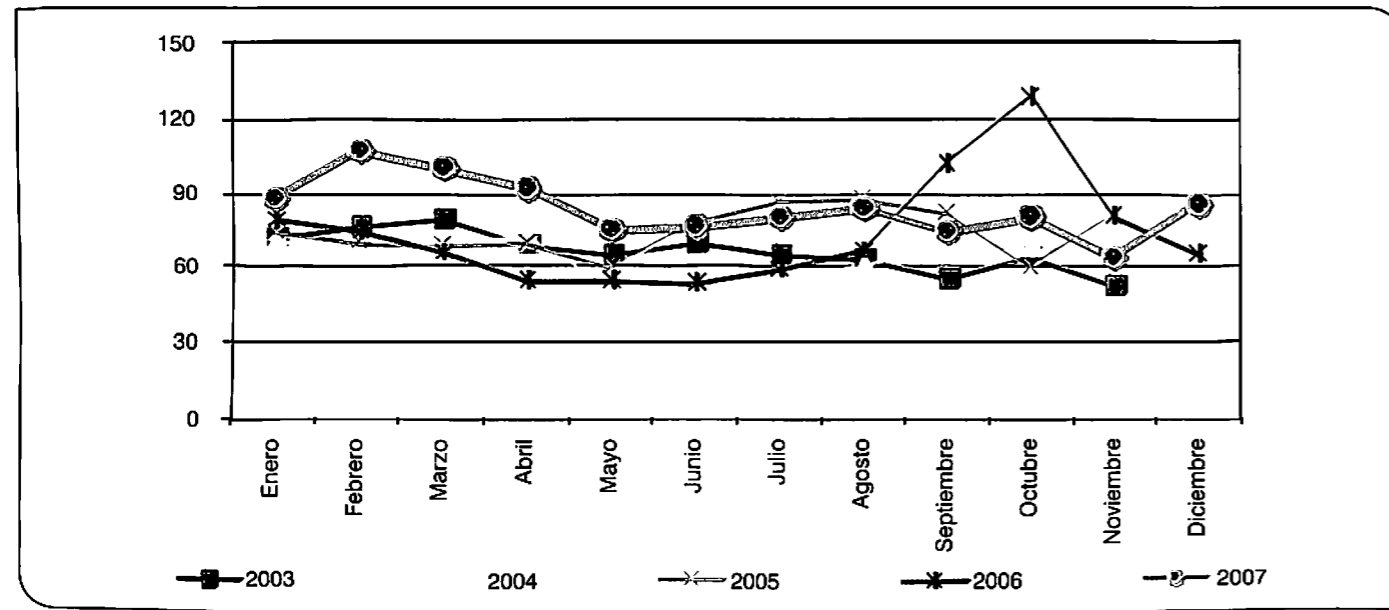


Fuente: XM. Información a diciembre 31 de cada año, marzo 2008.
Elaboró: Upme

**Evolución Precio Promedio en Bolsa de Energía Eléctrica
2003 - marzo 2008
\$/kWh**

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	69,22	58,97	82,90	79,30	87,71	95,3
Febrero	72,01	70,50	74,06	74,70	107,05	101,22
Marzo	76,59	73,16	69,61	65,60	100,47	91,13
Abril	79,98	70,97	68,60	54,50	92,09	
Mayo	69,46	72,53	69,56	54,30	74,98	
Junio	65,03	51,94	59,51	53,40	76,44	
Julio	70,07	53,07	77,92	59,00	79,81	
Agosto	65,33	54,23	86,22	66,80	84,11	
Septiembre	63,03	60,33	87,67	102,50	74,00	
Octubre	55,66	71,97	81,46	128,80	80,32	
Noviembre	63,94	67,76	59,82	80,60	63,61	
Diciembre	52,38	68,07	80,56	65,40	85,41	

**Precio Promedio en Bolsa de Energía Eléctrica
2003 - marzo 2008
\$/kWh**

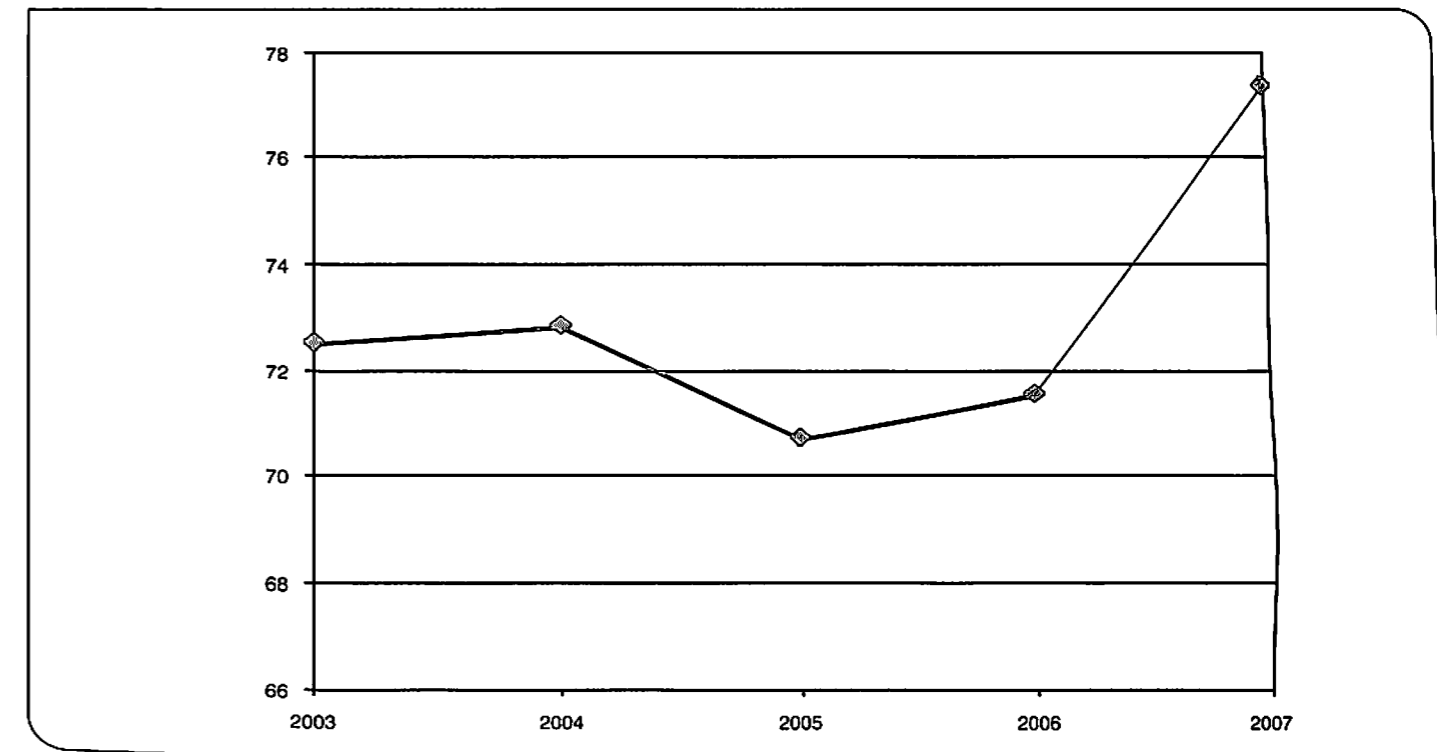


Nota: La Bolsa de Energía Eléctrica se creó a partir de julio de 1995.
Fuente: XM S.A. E.S.P. abril 2008.
Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

**Precio Promedio de Energía Eléctrica en Contratos
\$/kWh
2003 - marzo 2008**

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero	71,44	72,55	71,39	71,35	78,34	86,21
Febrero	71,85	73,51	71,89	71,71	80,60	88,12
Marzo	72,45	73,96	72,01	70,78	81,05	87,46
Abril	73,50	73,89	71,69	69,12	79,43	
Mayo	72,44	72,15	70,70	68,91	75,60	
Junio	71,96	72,18	68,70	70,06	75,14	
Julio	71,90	72,44	70,58	70,10	75,45	
Agosto	72,10	72,05	70,48	71,77	75,59	
Septiembre	72,76	72,85	70,41	74,55	75,20	
Octubre	72,48	73,59	70,71	74,04	76,17	
Noviembre	73,37	72,48	68,31	73,00	75,69	
Diciembre	73,9	72,66	71,47	73,18	80,16	
Promedio	72,51	72,86	70,7	71,5	77,4	

**Precio Promedio de Energía Eléctrica en Contrato
2003 - 2007**



Fuente: XM S.A. E.S.P. abril 2008.
Nota: La Bolsa de Energía Eléctrica se creó a partir de julio de 1995.
Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

Líneas de Transmisión por Empresas 2007

Transmisión 110-115 kV	
Empresa Propietaria	Longitud líneas (km)
Total	9.940,8
Transmisión 138 kV	
Empresa Propietaria	Longitud líneas (km)
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	15,5
Total	15,5
Transmisión 220-230 kV	
Empresa Propietaria	Longitud líneas (km)
Distasa S.A E.S.P.	27,3
Empresa de Energía de Bogotá E.S.P.	1.436,7
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	792,5
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. "Epsa E.S.P."	269,8
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	122,9
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	7.492,1
Termoflores S.A. E.S.P.	14,8
Traselca S.A. E.S.P.	1.524,0
Total	11.680,1
Líneas de conexión	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	71,3
Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A E.S.P.	9,2
Merilétrica	1,7
Emgesa	1,1
Total	11.763,3
Transmisión 500 kV	
Empresa Propietaria	Longitud líneas (km)
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	2.399,3
Total	2.399,3
Total SIN	24.118,9

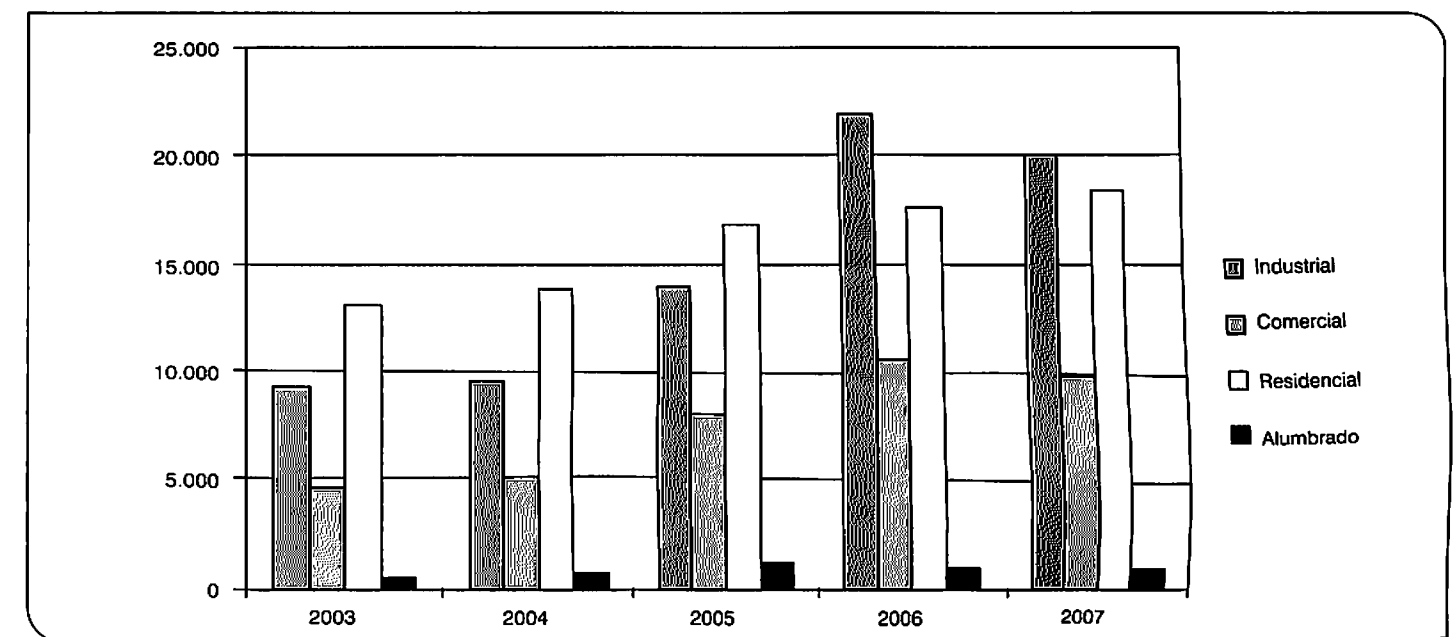
Líneas de Transmisión
El STN finalizó el año 2007 conformado por 24.118,9 km. De las líneas a 110-115 kV, 11.763,3 km son activos de uso y 83,9 km constituyen activos de conexión, de líneas a 220-230 kV y 11.763,3 km a 500 kV. Respecto al 2006 se presentó un aumento de 20,4 % en las líneas de 500 kV debido a que Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. puso en operación comercial la línea Primavera - Bacatá a 500 kV con 197 km y dos líneas de transmisión a 500 kV que conectan a la subestación Primavera con la línea existente San Carlos - Cerromatoso 500 kv.
Fuente: XM S.A. E.S.P. abril 2008.
Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

Total Usuarios o (Número de Facturas) de Energía Eléctrica por Sectores 2003-2007

Año	Industrial	Comercial	Residencial	Alumbrado	Oficial	Otros	Total
2003	54.293	441.595	6.807.774	4.692	40.987	11.786	7.361.127
2004	52.961	456.898	7.133.418	4.891	42.459	12.741	7.703.368
2005	73.847	643.831	8.012.082	585	54.036	15.009	8.799.390
2006	73.864	667.929	8.430.126	6.244	50.854	17.876	9.246.893
2007	75.244	690.216	8.976.419	6.292	47.095	17.556	9.812.822

Consumo de Energía Eléctrica Sectores 2003 - 2007 GWh

Año	Industrial	Comercial	Residencial	Alumbrado	Otros	Total
2003	9.338	4.674	13.160	528	1.791	29.491
2004	9.582	5.093	13.932	801	1.838	31.246
2005	14.060	8.064	16.787	1.169	2.391	42.471
2006	21.933	10.754	17.623	994	2.405	53.709
2007	19.972	9.943	18.381	987	3.729	53.013



Consumo de Energía Eléctrica Sector Residencial por Estrato 2003-2007 GWh

Año	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Total
2003	2.289	4.530	3.732	1.271	680	658	13.160
2004	2.775	4.736	3.765	1.285	684	687	13.932
2005	3.610	5.736	4.392	1.475	840	733	16.787
2006	3.881	6.104	4.508	1.518	858	754	17.623
2007	4.076	6.420	4.646	1.585	877	777	18.381

Fuente: Creg. abril 2008.
Elaboró: Upme - Subdirección de Información.

Ministerio de Minas y Energía
Subsidios Girados con Recursos PGN (\$ pesos col.)

Empresa	2003	2004	2005	2006	2007
CHEC	8.946.902.799	10.883.877.445	14.164.262.675	6.556.114.397	10.132.692.044
EDEQ	1.162.377.133	4.126.031.464	4.087.685.155	2.212.715.143	4.118.456.387
EEC	-	4.141.493.335	5.048.858.174	1.384.353.965	4.981.248.646
ESSA	561.446.424	6.695.077.454	6.853.536.941	445.509.837	2.940.245.062
CENS	7.203.844.440	11.190.263.855	3.205.836.993	5.203.705.032	3.736.601.796
ELECTROLIMA	6.860.452.348	-	-	-	-
ENERTOLIMA	2.059.221.686	7.812.452.959	19.343.998.853	7.003.265.428	8.922.778.174
ELECTROHUILA	9.666.866.352	13.659.296.589	16.996.686.214	9.213.744.626	15.133.852.776
ELECTROCAQUETÁ	3.417.051.902	5.679.950.889	6.999.692.823	3.785.096.914	4.896.090.017
CEDENAR	15.677.738.060	20.919.094.813	27.372.103.022	12.834.308.543	17.938.663.320
EMSA	2.954.558.017	8.447.490.318	3.958.060.265	2.389.087.622	4.601.048.739
ELECTROCHOCÓ	412.765.750	-	-	-	-
CEDELCA	7.087.375.856	14.987.865.039	14.550.985.050	12.692.389.206	12.737.187.970
EBSA	9.302.245.166	12.673.311.962	16.623.427.056	7.555.404.942	9.662.202.134
CODENSA	-	-	-	-	-
EMCARTAGO	498.547.882	489.278.442	243.755.856	145.934.072	256.713.269
CETSA	454.448.662	2.338.053.331	540.469.915	451.075.347	655.558.503
SIBUNDOY	1.015.273.315	637.601.022	530.801.860	596.633.139	513.447.874
ENELAR	-	-	-	-	-
YARUMAL	-	-	-	-	-
EPSA	9.271.321.202	28.195.367.119	16.348.775.810	6.761.954.939	11.727.497.748
ELECTRICARIBE	52.461.624.827	56.264.217.319	33.339.997.107	15.811.979.599	27.884.626.677
ELECTROCOSTA	27.392.743.569	52.513.227.658	37.230.361.782	40.496.490.058	44.832.303.078
EEBAJOPUTUMAYO	758.305.795	967.795.198	938.000.412	509.730.202	896.592.918
CAUCASIA	-	-	-	-	-
SAN PEDRO	-	-	-	-	-
EPUTUMAYO	990.924.119	1.171.642.361	905.958.113	1.019.273.439	1.220.281.819
EADE + ETASERVICIOS	24.426.956.837	32.330.215.954	29.515.008.401	18.159.483.015	-
MERCADO ANTIOQUIA	-	-	-	-	14.971.331.033
CAMPAMENTO	31.582.509	-	220.521.639	123.576.641	190.817.335
ENTRERRIOS	1.561.535	-	-	-	-
POPAYÁN	60.918.517	62.381.545	77.017.632	94.892.091	54.597.916
MERCADO SAN ANDRÉS	-	-	-	-	4.122.507.066
EEASA	-	-	-	-	174.242.702
DISPAC	8.247.987.544	8.127.000.000	2.730.218.543	2.882.360.710	3.690.563.108
ZNI	21.765.799.238	20.000.000.000	22.207.000.000	23.500.000.000	30.877.492.934
MANACACIAS	114.819.380	110.917.885	170.793.370	91.125.242	-
ENERGUAVIARE	651.011.192	782.429.132	464.455.506	257.810.228	570.558.462
ENERGISOCIAL	-	20.397.000.000	29.182.844.380	23.374.962.817	35.404.819.627
COMERCIALIZADORES INDEP.	152.222.064	-	-	-	-
ELECTROVICHADA	-	-	280.000.000	170.968.180	234.122.798
EL RETORNO	-	-	-	122.188.973	-
CUMBAL	-	-	6.500.000	13.002.106	15.198.483
ELECMURI	-	-	-	-	89.078.041
ELECTRICARIBE-MIPYMES	-	-	-	-	16.890.281.877
ELECTROCOSTA-MIPYMES	-	-	-	-	9.572.395.055
TOTAL	223.608.894.120	345.603.333.088	314.137.613.547	205.859.136.453	304.646.095.386

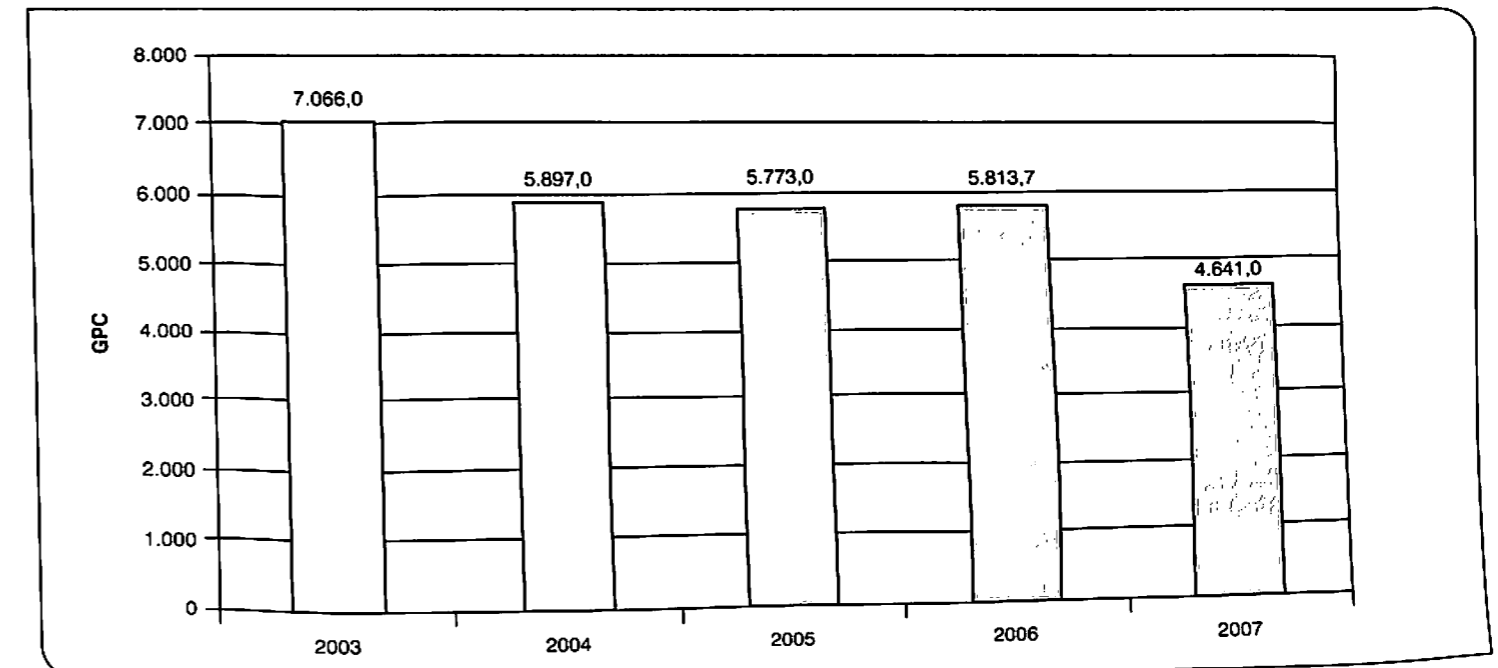
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.



**RESERVAS PROBADAS DE GAS COMERCIAL
2003 - 2007**

Contrato	Ecopetrol	Asociación	Total
2003	162,4	3.877,6	4.040,0
2004	69,5	4.117,5	4.187,0
2005	72,6	3.922,3	3.994,9
2006	111,1	4.231,2	4.342,3
2007	224,4	3.515,2	3.739,6

Las reservas del 2007, incluyen 2056.20 GPC remanentes de gas comercial Próximo a comercializar 1683,4. No incluyen 901.4 para consumo propio.
Fuente: ECOPETROL S.A.



Fuente: ECOPETROL S.A. - Gerencia de Yacimientos cifras; Dirección de Gas - Ministerio de Minas y Energía.
Cálculos: UPME.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

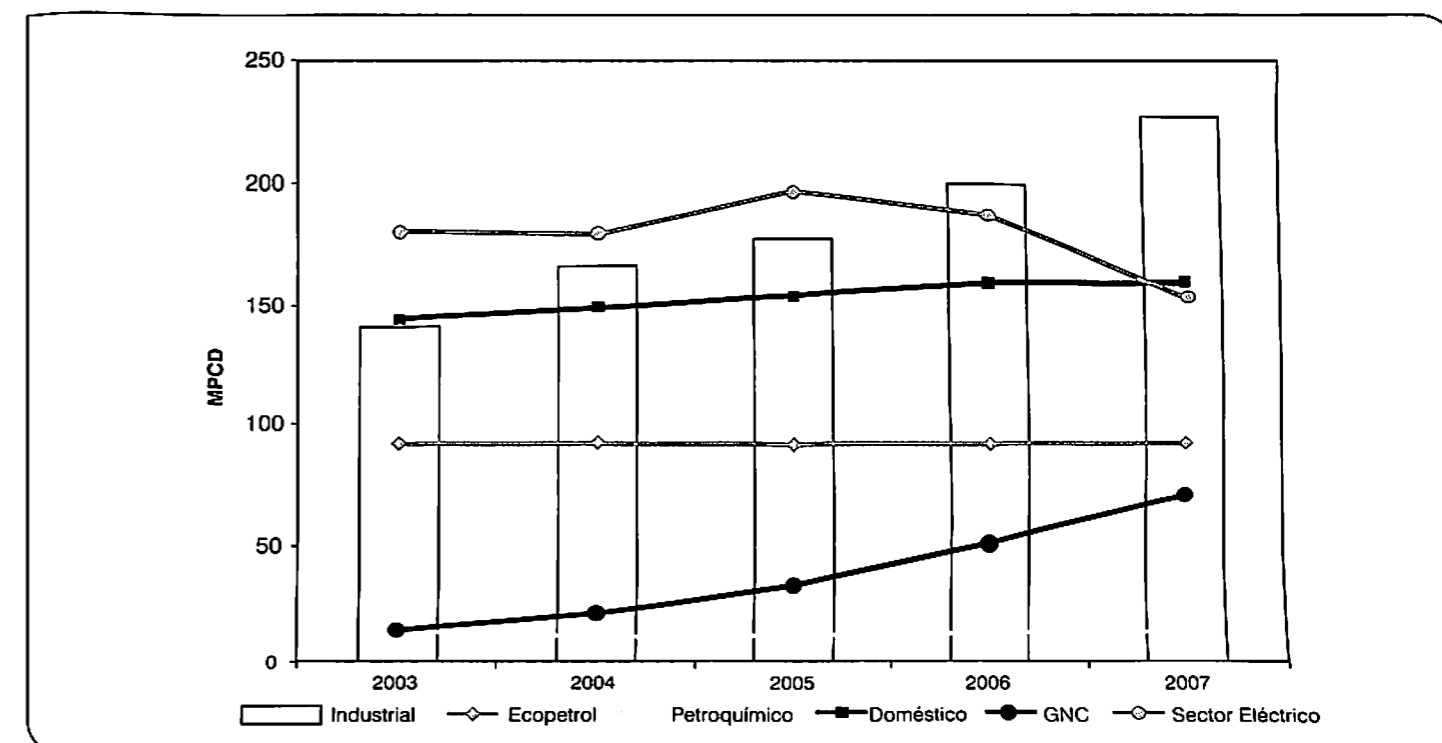
**Suministro de Gas Natural por Campo
2003 - 2007**
Millones de pies cúbicos por día calendario

	2003	2004	2005	2006	2007
TOTAL PAÍS	588	611	652	702	743
+ Guajira	473	469	467	450	459
+ Guepaje y Otros Costa	7	5	4	6	4
+ Cusiana	46	74	114	170	197
+ Otros Yacimientos Interior	62	63	66	75	84
Costa Atlántica	480	474	471	457	462
+ Guajira	473	469	467	450	459
+ Guepaje	7	5	4	4	3
+ Otros Costa				3	1
Barranca y Bucaramanga	49	49	52	60	52
+ Payoa, Provincia, Cantagallo, Llanito, El Centro	49	49	52	60	52
Antioquia (Transmetano) Bogotá, GBS y Llanos	53	82	122	177	223
+ Cusiana	46	74	114	170	197
+ Apiay	7	8	8	8	12
+ Pauto Floreña					15
Sur Occidente (Valle, V. Caldas)					
Tolima y Huila	7	7	7	7	6
+ Montañuelo	7	7	7	7	4
+ Otros Neiva					2

Fuente: Agentes. ECOPELROL S.A. y UPME.

**Consumo de Gas Natural por Sectores
2003 - 2007**
MPCD

Sector	2003	2004	2005	2006	2007
Ecopetrol	91,9	90,6	87	91	98
Petroquímico	12,7	11,2	11	12	13
Industrial	140,5	165,1	174	198	226
Doméstico	144,3	148,3	151	158	163
GNC	13,7	20,8	31	50	74
Sector Eléctrico	180,7	178,8	194	186	157
Total	583,9	614,8	649	695	731



* Incluye comercial
Fuente: Ecopetrol, UPME
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

**RELACIÓN DE VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR
TOTAL PAÍS
Consolidado a 31 de marzo de 2008**

CIUDAD	TOTAL AÑO 2004	TOTAL AÑO 2005	TOTAL AÑO 2006	TOTAL AÑO 2007	ENE	FEB	MAR	TOTAL PROGRAMA
Acacias				41	9	2	5	57
Armenia	824	1.644	2.956	3899	70	68	71	4.108
Barbosa	0		610	747	4	11	8	770
Barrancabermeja	0	0	100	748	6	31	14	799
Barranquilla	10.517	15.153	20.536	25826	368	381	204	26.779
Bogotá	17.170	32.495	62.024	83479	1.485	793	870	86.627
Bucaramanga	2.992	5.084	8.683	11868	185	234	231	12.518
Buga	0	0	0	522	15	14	21	572
Cali/Yumbo	4.690	10.134	19.598	27780	542	578	553	29.453
Cartagena	4.058	6.080	8.487	10750	159	269	137	11.315
Cartago	0	0	783	1188	14	22	13	1.237
Cerrejón	233	233	293	293	0	0	0	293
Chiquinquirá	0	0	299	577	8	13	16	614
Duitama	0	0	0	826	28	34	31	919
Espinal				91	8	22	4	125
Fusagasaga	0	0	0	0	0	0	8	8
Granada				7	2	0	9	18
Girardot	0	94	203	330	18	19	14	381
La Dorada				25	60	71	25	181
Ibagué	167	1.532	3.122	4933	163	109	119	5.324
Jamundí	0	0	0	46	0	0	0	46
Manizales			1.952	3465	85	118	81	3.749
Medellín	5.290	9.906	16.090	22635	306	441	346	23.728
Montería	1.519	2.142	2.702	3335	27	123	34	3.519
Neiva	584	1.048	1.345	1785	56	93	107	2.041
Palmira	265	901	1.795	2327	26	39	20	2.412
Pereira	249	1.192	3.433	6367	201	204	187	6.959
Roldanillo				0	0	0	2	2
Santa Marta	2.030	2.995	4.212	5547	110	200	39	5.896
Sincelejo	806	1.233	1.600	2155	37	73	33	2.298
Sogamoso	0	0	249	1059	32	46	19	1.156
Tuluá	345	1.154	1.997	2601	25	40	29	2.695
Tunja	0	0	48	914	43	42	24	1.023
Valledupar	53	465	1.083	1601	21	23	21	1.666
Villanueva				38	4	0	3	45
Villavicencio	1.377	2.432	4.919	7041	129	138	99	7.407
Yopal				212	15	20	19	266
Total	53.169	95.917	169.119	235.058	4.261	4.271	3.416	247.006

Fuente: Empresas Distribuidoras y/o Comercializadoras de gas natural comprimido vehicular
Consolida: Dirección de Gas del Ministerio de Minas y Energía.

**Número de Instalaciones Domiciliarias de Gas Natural por Regiones
2003 - 2007**

Regiones	2003	2004	2005	2006	2007
Guajira	42.211	45.486	48.284	52.367	55776
Atlántico - Magdalena	414113	441.364	453.024	480.701	496901
Bolívar - Córdoba - Sucre	322.295	350.055	365.160	393.837	407840
Cesar	64.347	71.682	79.847	88.015	92509
Santander	232.792	246.968	245.802	254.105	262905
Huila - Tolima	184.632	200.863	216.243	237.066	264324
Norte de Santander	53.644	65.839	65.875	65.875	65875
Meta - Casanare	102.483	110.333	114.011	121.386	127251
Cundinamarca - Boyaca	1.167.947	1.314.552	1.403.670	1.501.127	1604247
Valle del Cauca	335.353	404.343	458.129	513.488	565233
Eje Cafetero	133.923	159.179	178.880	208.759	232183
Antioquia	110.701	152.910	192.980	258.699	316339
Total País	3.164.441	3.563.574	3.821.905	4.175.425	4.491.383

Cundinamarca: Incluye Bogotá.
Fuente: ECOPEPETROL S.A.; Ministerio de Minas y Energía - Dirección General de Gas.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

**PRECIOS DE GAS NATURAL EN BOCA DE POZO, RESOLUCIÓN 039/75
GAS GUAJIRA**

PERIODO		US\$/KPC
10-Feb-02	09-Ago-02	0,99913
10-Ago-02	09-Feb-03	1,30148
10-Feb-03	09-Ago-03	1,61040
10-Ago-03	09-Feb-04	1,47188
10-Feb-04	09-Ago-04	1,5206
10-Ago-04	09-Feb-05	1,4988
10-Feb-05	09-Ago-05	1,5671
10-Ago-05	09-Feb-06	2,1327
10-Feb-06	09-Ago-06	2,7150
10-Ago-06	09-Feb-07	2,3528
10-Feb-07	09-Ago-07	2,7707
10-Ago-07	09-Feb-08	3,6944

Fuente: ECOPEPETROL S.A. - Ministerio de Minas y Energía.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética.

COBERTURA DEL SERVICIO DE GAS NATURAL - 2007																
No.	POBLACIONES CON SERVICIO	Depto	CATASTRO	TOTAL USUARIOS RESIDENCIALES ANILLADOS	USUARIOS RESIDENCIALES CONECTADOS POR ESTRATO						TOTAL USUARIOS RESIDENCIALES CONECTADOS	TOTAL USUARIOS COMERCIALES	TOTAL USUARIOS INDUSTRIALES	TOTAL USUARIOS GAS NATURAL	COBERTURA RESIDENCIAL %	
					1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
Alcances de Colombia (Zona Centro Tolima)																
1	IBAGUE	TOLIMA	117 955	108625	11696	46377	25761	4 788	591	150	89 363	564	30	89 957	92.1%	75.8%
2	PUERTO BOYACA	BOYACA	7 375	6893	613	2951	1231	-	-	-	4 795	43	-	4 838	93.5%	65.0%
3	ESPINAL	TOLIMA	14 582	12983	1727	4548	2185	255	1	-	8 716	82	8	8 786	89.0%	59.8%
4	LA DORADA	CALDAS	17 267	15735	1887	6020	1469	59	1	-	9 438	47	1	9 484	91.1%	54.6%
5	CHICORAL	TOLIMA	1 607	1403	177	806	133	-	-	-	1 116	5	-	1 121	87.3%	69.4%
6	AMBALEMA	TOLIMA	1 764	1575	550	516	55	-	-	-	1 121	2	-	1 123	89.3%	63.5%
7	VENADILLO	TOLIMA	2 775	2369	807	1088	5	-	-	-	1 900	6	-	1 906	85.4%	68.5%
8	PIEDRAS	TOLIMA	576	567	110	328	-	-	-	-	438	1	-	439	98.4%	76.0%
9	ALVARADO	TOLIMA	897	821	140	470	1	-	-	-	611	-	-	611	91.5%	68.1%
10	ARMERO-GUAYABAL	TOLIMA	2 945	2576	836	1029	5	-	-	-	1 870	8	-	1 878	87.5%	63.5%
11	DOIMA	TOLIMA	182	182	35	99	-	-	-	-	134	-	-	134	100.0%	73.6%
12	PTO SALGAR	CUNDINAM	3 150	2719	898	526	92	-	-	-	1 516	11	-	1 527	86.3%	48.1%
13	HERVEO	TOLIMA	759	725	82	491	3	-	-	-	576	3	-	579	95.5%	75.9%
14	LERIDA	TOLIMA	4 091	3979	554	2614	46	-	-	-	3 214	13	-	3 227	97.3%	78.6%
15	LA SIERRA	TOLIMA	417	397	260	65	-	-	-	-	325	-	1	326	95.2%	77.9%
16	MANZANARES	CALDAS	2 499	2162	207	907	207	11	-	-	1 332	13	-	1 345	86.5%	53.3%
17	MARIQUITA	TOLIMA	7 827	6615	1863	2662	285	31	-	-	4 841	38	2	4 881	84.5%	61.9%
18	FRESNO	TOLIMA	3 152	3044	451	1567	630	1	-	-	2 649	20	-	2 669	96.6%	84.0%
19	FLANDES	TOLIMA	14 273	8641	130	2237	1578	1	-	-	3 946	21	2	3 969	60.5%	27.6%
20	VICTORIA	CALDAS	1 325	1261	422	385	167	-	-	-	974	3	-	977	95.2%	73.5%
21	LUBANO	TOLIMA	6 935	6417	494	2941	1275	103	-	-	4 813	20	-	4 833	92.5%	69.4%
22	SAN LUIS	TOLIMA	1 175	1093	505	326	1	-	-	-	832	2	-	834	93.0%	70.8%
23	HONDA	TOLIMA	8 129	6413	1013	2644	412	33	-	-	4 102	30	1	4 133	78.9%	50.5%
24	RICAUARTE	CUNDINAM	3 563	1356	65	63	284	34	1	-	447	7	-	454	38.1%	12.5%
25	GIRARDOT	CUNDINAM	25 570	19664	982	4353	4283	307	45	-	9 970	63	3	10 036	76.9%	39.0%
26	TIERRADENTRO	TOLIMA	58	58	11	21	-	-	-	-	32	-	-	32	100.0%	55.2%
	Subtotal		250 848	218 273	26 515	86 034	40 108	5 623	639	150	159 069	982	48	160 099	87.0%	63.4%
Alcances de Colombia (Zona Huila - Sur Tolima)																
27	NEIVA	HUILA	98 231	98 132	15222	41711	9362	4767	1 063	121	72 246	716	37	72 999	99.9%	73.5%
28	AIBE	HUILA	2 668	2 604	449	1589	215	6	-	-	2 259	6	-	2 265	87.6%	84.7%
29	YAGUARA	HUILA	2 174	1 822	452	1142	171	1	-	-	1 766	13	-	1 779	83.8%	81.2%
30	PALERMO	HUILA	3 280	3 055	981	1147	493	5	-	-	2 626	41	2	2 669	93.1%	80.1%
31	RIVERA	HUILA	3 628	3 599	783	2191	423	37	21	1	3 456	35	4	3 495	98.9%	95.3%
32	TELO	HUILA	1 572	1 140	674	347	95	-	-	-	1 116	5	-	1 121	72.5%	71.0%
33	JUNCAL	HUILA	663	662	82	463	5	-	-	-	550	1	-	551	99.8%	83.0%
34	FORTALECILLAS	HUILA	654	648	238	369	4	-	-	-	611	7	3	621	99.1%	93.4%
35	BARAYA	HUILA	1 017	872	502	244	43	-	-	-	789	3	1	793	85.7%	77.6%
36	SAN FRANCISCO	HUILA	90	89	68	19	-	-	-	-	87	-	-	87	98.9%	96.7%
37	CAMPALEGRE	HUILA	6 240	6 222	2366	2590	535	-	-	-	5 491	25	2	5 518	99.7%	88.0%
38	ITERUEL	HUILA	1 031	1 028	309	498	118	-	-	-	925	3	-	928	99.7%	89.7%
39	BETANIA	HUILA	168	167	42	65	2	-	-	-	109	1	-	110	99.4%	64.9%
40	PAICOL	HUILA	661	660	130	410	104	-	-	-	644	1	-	645	99.8%	97.4%
41	HOBO	HUILA	1 337	1 302	517	542	3	-	-	-	1 062	8	1	1 071	97.4%	79.4%
42	TESALIA	HUILA	1 289	1 284	810	437	41	-	-	-	1 288	4	-	1 292	99.6%	99.9%
43	VILLAVIEJA	HUILA	801	738	225	409	2	-	-	-	636	1	-	637	92.1%	79.4%
44	GIGANTE	HUILA	2 676	2 452	655	1569	124	-	-	-	2 348	7	1	2 356	91.6%	87.7%
45	NATAGAIMA	HUILA	2 971	2 632	577	1058	216	-	-	-	1 851	5	-	1 856	88.6%	62.3%
46	LA PLATA	HUILA	5 682	5 381	755	2534	1064	3	-	-	4 356	46	4	4 406	94.7%	76.7%
47	ALGECIRAS	HUILA	3 289	3 160	860	1226	95	-	-	-	2 181	12	2	2 195	96.1%	66.3%
48	GARZON	HUILA	9 042	8 491	1766	3101	1488	120	1	2	6 478	35	5	6 518	93.9%	71.6%
49	GUACIRCO	HUILA	158	144	93	42	4	-	-	-	139	-	1	140	91.1%	88.0%
50	SALDANA	TOLIMA	2 879	2 584	486	1176	145	3	-	-	1 810	11	-	1 821	89.8%	62.9%
51	GUAMO	TOLIMA	4 727	4 178	890	2161	220	-	-	-	3 271	11	1	3 283	88.4%	69.2%
52	PURIFICACION	TOLIMA	4 252	3 487	824	1644	105	-	-	-	2 573	10	1	2 584	82.0%	60.5%
53	TARQUI	TOLIMA	1 025	1 013	517	335	10	-	-	-	862	5	-	867	98.8%	84.1%
54	GUALANDAY	TOLIMA	415	375	74	139	37	-	-	-	250	1	-	251	90.4%	60.2%
55	FUSAGASUGA	CUNDINAM	27 652	23 379	2130	6419	2338	2160	68	1	13 116	64	-	13 180	84.5%	47.4%
56	MELGAR	TOLIMA	9 873	7 419	768	1924	1288	79	9	1	4 069	84	-	4 153	75.1%	41.2%
57	CARMEN APICALA	TOLIMA	2 912	2 633	767	945	235	35	13	-	1 325	12	-	1 337	90.4%	45.5%
58	CAGUAN	HUILA	1 121	1 057	484	341	-	-	-	-	825	2	-	827	94.3%	73.6%
59	PACARNI	HUILA	548	547	305	140	-	-	-	-	445	1	-	446	99.8%	81.2%
60	CHAPARRAL	TOLIMA	8 470	7 466	1319	1643	407	-	-	-	3 369	5	-	3 374	88.1%	39.8%
61	ICONONZO	TOLIMA	1 386	1 268	273	556	4	-	-	-	833	-	-	833	91.5%	60.1%
62	ORTEGA	TOLIMA	2 386	1 956	164	600	191	-	-	-	955	-	-	955	82.0%	40.0%
63	ARBELAEZ (*)	CUNDINAM	1 768	1 215	5	365	162	44	-	-	576	-	-	576	68.7%	32.6%
64	SILVANIA (*)	CUNDINAM	2 330	1 462	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	62.7%	-
65	RIÑEGRO (*)	ANTIOQUIA	22 317	6 448	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.9%	-
66	MARINILLA (*)	ANTIOQUIA	4 840	1 119	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.1%	-
67	EL SANTUARIO (*)	ANTIOQUIA	8 257	1 880	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Subtotal		256 480	215 760	36 892	82 091	19 749	7 260	1 175	126	147 293			148 539	84.1%	57.4%
Gasoriento																
67	Bucaramanga	Santander	122 599	123 682	13 704	17 674	29 469	36 218	4 005	6 686	107 756	4 484	14	112 254	100.9%	87.9%
68	Florida	Santander	3 800	3 967	11	2 643	1	774	195	1	3 623	104	1	3 728	104.4%	95.3%
69	Giron	Santander	24 282	23 829	4 973	7 326	8 370	610	71	3	21 353	657	22	22 032	98.2%	88.0%
70	Piedecuesta	Santander	21 477	22 106	159	5 567	13 087	916	49	1	19 779	510	3	20 292	102.9%	92.1%
71	Sabana de Torres	Santander	3 284	3 213	471	1 191	1 191	-	-	-	3 146	66	-	3 212	97.8%	95.8%
72	Puerto Wilches	Santander	3 463	3 416	2 014	841	395	-	-	-	3 250	56	-	3 306	98.6%	93.8%
73	Lebrija	Santander	2 819	2 806	28	734	1 775	30	-	-	2 570	97	-	2 667	95.5%	91.2%
74	Cantagallo	Bolivar	652	681												

177	71	Río Frio	Magdalena	847	847	495	304	2						801	6	17	824	100.0%	94.8%
178	72	Onhueca	Magdalena	1.019	1.019	356	663	4						931	7	17	955	100.0%	91.4%
179	73	Guacamayal	Magdalena	1.131	1.034	463	303	1	3					770	3	9	770	91.4%	67.7%
180	74	Sevilla	Magdalena	865	850	256	313							569	5	9	583	98.3%	65.8%
181	75	La Gran Vía	Magdalena	348	297	98	122							220	1	1	222	85.3%	63.2%
182	76	Fundación	Magdalena	10.133	9.546	5.181	3.023	869	53					9.125	97	1	9.224	94.2%	90.1%
183	77	Aracataca	Magdalena	4.848	4.539	1.912	2.133	244						4.289	23	1	4.312	93.6%	89.5%
184	78	El Retén	Magdalena	2.333	2.333	1.466	867							1.780	2		1.782	100.0%	76.3%
185	79	Tucumna	Magdalena	750	642	386	44							430	2		432	85.6%	57.3%
186	80	Salamina	Magdalena	1.389	1.384	37	70	71						178			178	99.6%	12.8%
187	81	Pueblo Viejo	Magdalena	1.080	924	288	201	1						490	7		497	85.6%	45.4%
188	82	La Isla	Magdalena	637	637	326	105							431	5		436	100.0%	67.7%
189	83	Palmar	Magdalena	341	339	201	14							215	1		216	99.4%	63.0%
190	84	Tasaera	Magdalena	1.289	1.289	734	266							1.000	5		1.005	100.0%	77.6%
191	85	Valledupar	Cesar	68.136	63.637	15.566	20.988	13.401	4.201	1.574	648			56.468	761	32	57.261	93.4%	82.9%
192	86	La Paz	Cesar	2.516	2.465	504	352							2.191	28		2.219	98.0%	87.1%
ISUBTOTAL				658.323	636.047	165.298	185.363	121.473	38.744	20.780	18.825			550.483	9.516	587	560.586	96.6%	83.6%
Gases del Cusiana																			
193	1	Yopal	Casanare	23.180	19.000	5203	6011	3669	948	16				15845	264	4	16113	81.97%	68.36%
194	2	Azuque	Casanare	5.442	5.200	746	3671							4835	45	1	4881	95.55%	88.85%
195	3	Monterrey	Casanare	2.766	2.000	375	1077							1455	28		1483	72.31%	52.60%
196	4	Tauramena	Casanare	2.432	2.200	771	779							1927	44		1971	89.72%	78.59%
197	5	Villanueva	Casanare	4.559	4.000	791	1876							3271	50		3321	87.74%	71.75%
Subtotal				38.399	32.400	7.886	13.464	5.000	967	16				27.333	431	5	27.769	84.4%	71.2%
Gases del occidente																			
198	1	Andalucía	Valle	2.917	2.551	236	2.099							2.419	10		2.429	87.5%	82.9%
199	2	Ansermanuevo	Valle	1.647	2.001	569	1.120							1.901	6		1.907	121.5%	115.4%
200	3	Buga	Valle	20.477	19.182	2.749	8.574	3.650	516	464	3			15.956	225	17	16.198	93.7%	77.9%
201	4	Bugalagrande	Valle	3.133	2.420	355	1.187							2.117	19	2	2.138	77.2%	67.6%
202	5	Cacedonia	Valle	5.181	3.963	89	2.023							3.909	47		3.956	76.5%	75.4%
203	6	Candelaria	Valle	3.992	6.265	1.026	2.448							4.455	43		4.498	156.9%	111.6%
204	7	Cartago	Valle	24.693	22.119	3.165	5.707	10.274	1.063	416	137			20.762	135	3	20.900	89.6%	84.1%
205	8	Cerro	Valle	5.362	6.293	721	3.518							5.054	41	2	5.097	117.4%	94.3%
206	9	Florida	Valle	7.201	6.584	4.072	1.815							6.114	30		6.144	91.4%	84.9%
207	10	Ginebra	Valle	948	1.486	217	872							1.431	15	1	1.447	156.8%	150.9%
208	11	Guacaní	Valle	3.034	3.166	179	2.812							3.144	23	1	3.168	104.4%	103.6%
209	12	Jamundí	Valle	14.000	12.194	466	6.621	3.744	953					11.784	114	2	11.900	87.1%	84.2%
210	13	La Unión	Valle	4.117	5.417	1.446	2.397							4.371	24		4.371	131.6%	105.6%
211	14	La Victoria	Valle	2.251	2.142	599	1.447							2.107	9		2.116	95.2%	93.6%
212	15	Obando	Valle	1.439	2.040	914	633							1.561	8		1.569	141.8%	108.5%
213	16	Palmar	Valle	43.926	46.026	1.604	21.764	12.901	2.082	347	33			38.731	362	13	39.106	104.8%	88.2%
214	17	Pradera	Valle	8.032	6.796	1.951	3.565							6.508	51		6.557	84.6%	81.0%
215	18	Roldanillo	Valle	4.294	5.481	949	2.641							4.684	31	1	4.716	127.6%	109.1%
216	19	San Pedro	Valle	916	1.103	214	1.006							1.421	11	2	1.434	120.4%	155.1%
217	20	Sovilla	Valle	6.979	6.629	1.497	2.720							5.356	73	1	5.430	95.0%	76.7%
218	21	Tuluá	Valle	27.589	32.090	1.911	14.486	10.648	2.280	747	6			30.078	254	11	30.343	118.3%	109.0%
219	22	Yumbo	Valle	12.687	11.137	1.237	6.702							10.601	140	74	10.815	87.8%	83.6%
220	23	Zarzal	Valle	5.161	7.980	748	3.776							5.340	38	1	5.379	154.6%	103.5%
Subtotal				209.976	215.065	26.914	99.933	53.699	7.072	1.981	179			189.778	1.709	131	191.618	102.4%	90.4%
Gases del Oriente																			
221	1	Cucuta	Norte de Santander	115.019	96.931	6.900	28.413	16.179	6.992	461	1			58.946	81	4	59.301	84.3%	51.2%
222	2	Villa del Rosario	Norte de Santander	13.272	5.405	506	937							1.627	40	7	1.627	40.7%	12.3%
223	3	Los Patos	Norte de Santander	13.709	8.866	388	3.729							5.302	1		5.302	64.7%	38.7%
Subtotal				142.000	111.202	7.792	33.079	17.548	6.994	461	1			65.875	81	4	65.960	78.3%	46.4%
Gases del Quindío																			
224	1	Armenia	Quindío	53.194	61.075	8.693	13.178	11.972	2.003	2.254	274			38.374	526	12	38.912	114.8%	72.1%
225	2	Circasia	Quindío	3.590	4.017	797	1.747							3.134	37		3.171	111.9%	87.3%
226	3	La Tebaida	Quindío	4.025	7.218	1.136	2.607	4.278	7	5				4.293	58	2	4.293	179.3%	105.2%
227	4	Quimbaya	Quindío	5.193	4.663	345	2.277							2.916	50		2.966	99.8%	56.2%
228	5	Calarcá	Quindío	9.782	11.545	526	6.894	3.151	315	1				6.879	53	2	6.979	118.0%	70.5%
229	6	Montenegro	Quindío	5.933	7.294	1.311	2.381	1.790	4					4.126	83	1	4.180	122.9%	69.5%
230	7	Filandia	Quindío	1.292	1.805	239	856							1.321	23		1.344	139.7%	102.2%
231	8	Salento	Quindío	6.92	981	39	433							707	16		707	150.5%	105.0%
Subtotal				83.661	98.598	13.066	27.740	15.983	2.345	2.261	274			61.689	846	17	62.552	117.9%	73.7%
Gas del Risaralda																			
232	1	Baiboa	Risaralda	379	341	38	87							264	10		274	90.0%	69.7%
233	2	Dos Quebradas	Risaralda	38.549	38.317	2.450	12.335	11.579	1.172	32				27.568	328	21	27.917	99.4%	71.5%
234	3	La Celia	Risaralda	599	846	34	296							507	22		529	141.2%	84.6%
235	4	La Virginia	Risaralda	6.773	6.897	1.324	1.552							4.873	74		4.947	101.7%	71.3%
236	5	Perera	Risaralda	106.016	71.928	8.111	16.373	11.218	5.473	2.789	1.716			46.044	683	14	46.741	67.8%	43.4%
237	6	Marsella	Risaralda	2.260	1.774	312	870							1.517	46		1.563	78.5%	67.1%
238	7	Santa Rosa de Cabal	Risaralda	11.357	9.458	732	2.660							6.033	126	1	6.160	83.3%	53.1%
Subtotal				165.933	129.550	13.001	34.537	27.669	7.021	2.862	1.716			86.806	1.289	36	88.131	78.1%	52.3%</

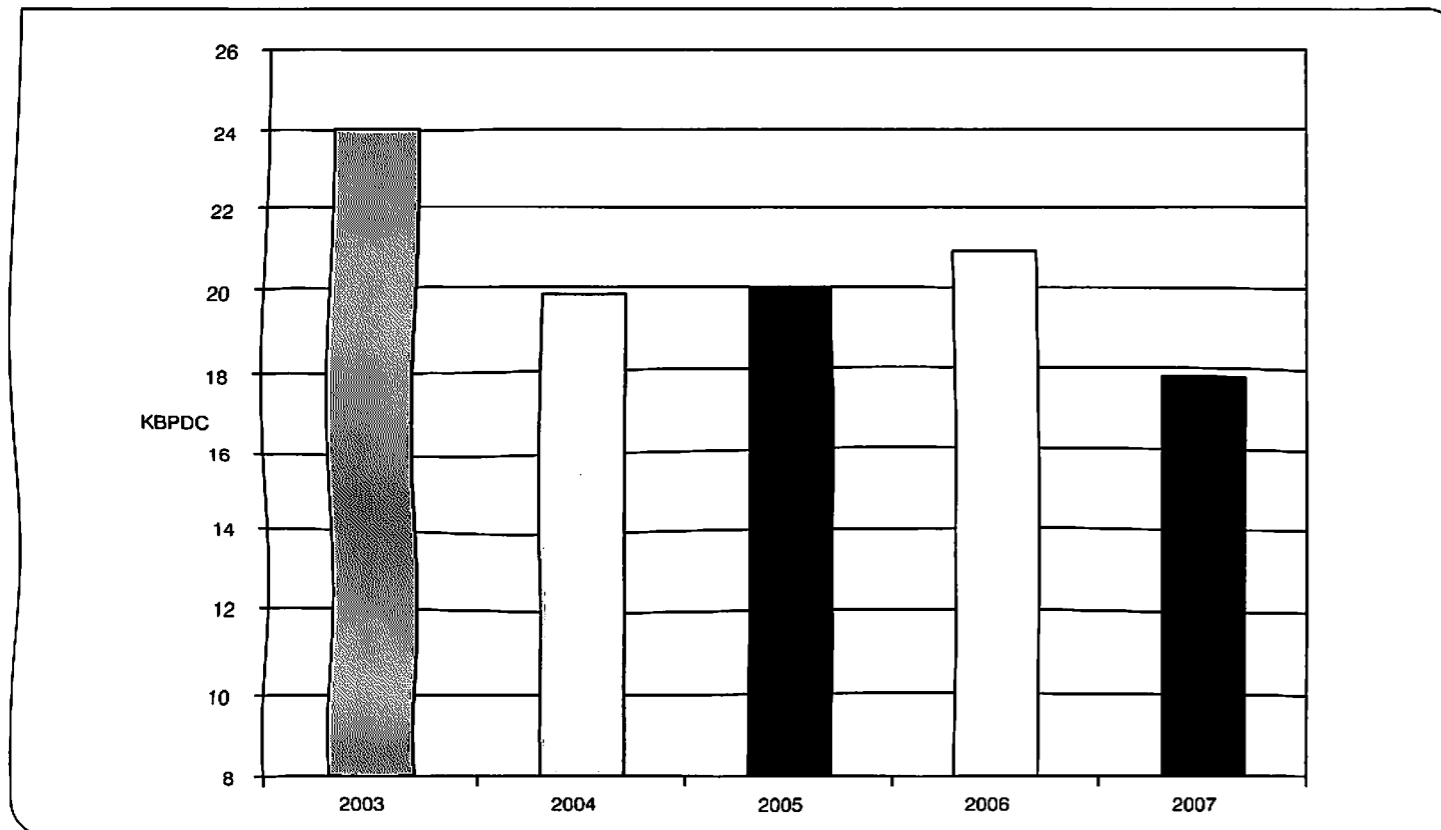
Ciudad	Estadística	2005												2006											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Barranquilla	Promedio	753	753	753	776	776	776	695	699	707	739	739	769	809	809	809	859	859	859	859	859	899	899	899	912
	Máximo	753	753	753	776	776	776	659	739	739	739	769	809	809	809	859	859	859	859	859	899	899	899	920	
	Mínimo	753	753	753	776	776	776	699	655	655	739	769	809	809	809	859	859	859	859	859	899	899	899	920	
Bogotá	Promedio	788	798	861	861	860	860	860	860	860	860	860	860	867	870	873	874	876	946	946	946	985	985	983	983
	Máximo	790	790	865	865	860	860	860	860	860	860	863	863	886	886	886	886	886	995	995	995	995	995	995	995
	Mínimo	788	788	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860
Bucaramanga	Promedio	737	737	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	820	820	820	820	820	820	820	905	915	923	931
	Máximo	737	737	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	820	820	820	820	820	820	820	905	915	923	931
	Mínimo	737	737	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	820	820	820	820	820	820	820	905	915	923	931
Cali	Promedio	803	803	827	827	827	827	827	827	827	827	856	856	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916
	Máximo	803	803	827	827	827	827	827	827	827	827	856	856	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916
	Mínimo	803	803	827	827	827	827	827	827	827	856	856	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	
Medellín	Promedio	823	848	848	855	868	868	868	884	894	885	885	913	922	949	947	970	970	994,3	994	1030	1030	1030	1030	1030
	Máximo	848	848	848	869	869	869	869	885	885	885	892	899	944	949	948	970	970	995	995	1030	1030	1030	1030	1030
	Mínimo	810	848	848	868	868	868	868	883	893	895	888	908	948	944	970	970	994	994	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030
Neiva	Promedio	810	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	810	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890
	Máximo	810	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	810	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890
	Mínimo	810	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	810	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890
Pereira	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Santa Marta	Promedio	731	731	731	757	757	757	757	780	780	798	798	798	830	830	830	859	859	859	859	899	899	899	920	
	Máximo	731	731	731	757	757	757	757	780	780	798	798	798	830	830	830	859	859	859	859	899	899	899	920	
	Mínimo	731	731	731	757	757	757	757	780	780	798	798	798	830	830	830	859	859	859	859	899	899	899	920	
Tunja	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Valledupar	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Villavicencio	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								

Ciudad	Estadística	2007												2008											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May							
Barranquilla	Promedio	961	962	962	978	978	978	999	993	994	1031	1034	1066	1123	1178	1210	1210	1212	1229						
	Máximo	975	975	975	995	995	995	1115	1015	1015	1065	1065	1109	1190	1190	1225	1225	1225	1250						
	Mínimo	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	1175	1175	1175	1210	1210						
Bogotá	Promedio	1011	1101	1146	1146	1146	1147	1147	1146	1145	1148	1162	1066	1184	1230	1213	1213	1216	1233						
	Máximo	1095	1148	1155	1155	1155	1165	1165	1155	1155	1160	1175	1175	1225	1230	1230	1230	1230	1265						
	Mínimo	970	1083	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1145	1145	1145	1210	1145	1145	1145	1145						
Bucaramanga	Promedio	967	1050	1045	1045	1045	1045	1045	1045	1045	1065	1065	1066	1160	1165	1169	1169	1169	1182						
	Máximo	967	1050	1045	1045	1045	1045	1045	1045	1045	1065	1065	1065	1160	1165	1169	1169	1169	1182						
	Mínimo	967	1050	1045	1045	1045	1045	1045	1045	1045	1065	1065	1065	1160	1165	1169	1169	1169	1182						
Cali	Promedio	1025	1025	1025	1056	1056	1063	1095	1086	1103	1146	1146	1066	1205	1222	1244	1244	1246	1262						
	Máximo	1040	1040	1040	1080	1080	1080	1120	1120	1120	1170	1170	1230	1230	1255	1275	1275	1275	1290						
	Mínimo	1020	1020	1020	1020	1020	1060	1050	1050	1100	1100	1100	1100	1150	1150	1150	1150	1150	1150						
Medellín	Promedio	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1140	1140	1066	1160	1160	1160	1160	1160	1139,8						
	Máximo	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1140	1140	1160	1160	1160	1160	1160	1160	1190						
	Mínimo	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1080	1140	1140	1160	1160	1160	1160	1160	1160	1079						
Neiva	Promedio	995	995	995	995	995	995	1100	1100	1100	1100	1066	1066	1185	1185	1235	1235	1235	1235						
	Máximo	995	995	995	995	995	995	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1185	1185	1235	1235	1235	1235						
	Mínimo	995	995	995	995	995	995	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1185	1185	1235	1235	1235	1235						
Pereira	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Santa Marta	Promedio	960	960	960	980	980	980	992	1000	1000	1050	1050	1066	1175	1175	1210	1210	1210	1230						
	Máximo	960	960	960	980	980	980	1000	1000	1000	1050	1050	1090	1175	1175	1210	1210	1210	1230						
	Mínimo	960	960	960	980	980	980	980	1000	1000	1050	1050	1090	1175	1175	1210	1210	1210	1230						
Tunja	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Valledupar	Promedio	719	760	760	760	760	799	799	799	845	845	1066	898	895	897,5	922,5	922,5	922,5							
	Máximo	719	760	760	760	760	799	799	799	845	845	850	850	900	895	900	950	950	950						
	Mínimo	719	760	760	760	760	799	799	799	845	845	850	850	895	895	895	895	895	895						
Villavicencio	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								

**Producción de Gas Licuado de Petróleo (GLP)
2003 - 2007**
Miles de Barriles Día Calendario

Mes	2003	2004	2005	2006	2007
Enero	20,30	15,25	19,25	21,81	22,02
Febrero	19,19	17,96	21,68	20,81	18,02
Marzo	21,66	20,73	21,32	15,99	15,76
Abril	19,22	18,83	20,67	21,56	16,95
Mayo	20,35	19,05	19,77	21,70	18,12
Junio	19,07	20,86	20,75	19,59	16,79
Julio	19,91	22,40	19,60	20,75	17,00
Agosto	28,21	21,20	20,78	21,05	19,60
Septiembre	25,02	19,25	20,28	17,82	16,14
Octubre	24,01	19,92	18,47	24,12	17,13
Noviembre	39,11	21,21	19,02	25,05	18,94
Diciembre	32,89	21,91	18,59	21,24	17,71
Promedio	24,09	19,89	20,02	20,96	17,85

Nota: Las cifras de diciembre 2007 es proyectada.

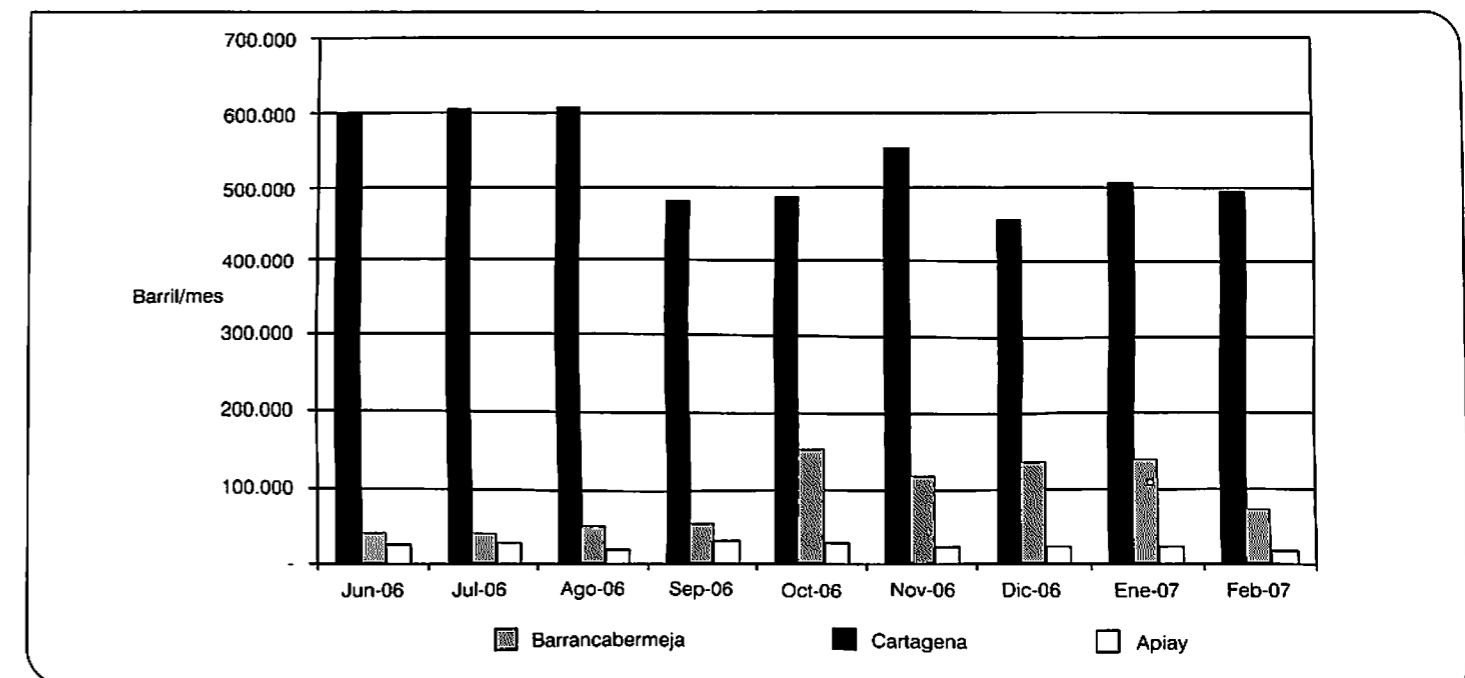


Fuente: ECOPETROL S.A. - Estadísticas Mensuales de la Industria Petrolera.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

**Ventas de GLP en Barriles/mes
Junio 2006 - Febrero 2007**
Barriles/mes

Mes	Barrancabermeja	Cartagena	Apiay	Total	Barranca	Cartagena	Apiay
Jun-06	600.813	43808	26451	671.072	90%	7%	4%
Jul-06	606.054	42646	27450	676.150	90%	6%	4%
Ago-06	609.093	53574	19968	682.635	89%	8%	3%
Sep-06	484.812	57437	30837	573.086	85%	10%	5%
Oct-06	489.921	153122	29860	672.903	73%	23%	4%
Nov-06	554.862	118699	23493	697.054	80%	17%	3%
Dic-06	457.282	137146	22025	616.453	74%	22%	4%
Ene-07	507.732	138781	22822	669.335	76%	21%	3%
Feb-07	496.443	73396	17049	586.888	85%	13%	3%

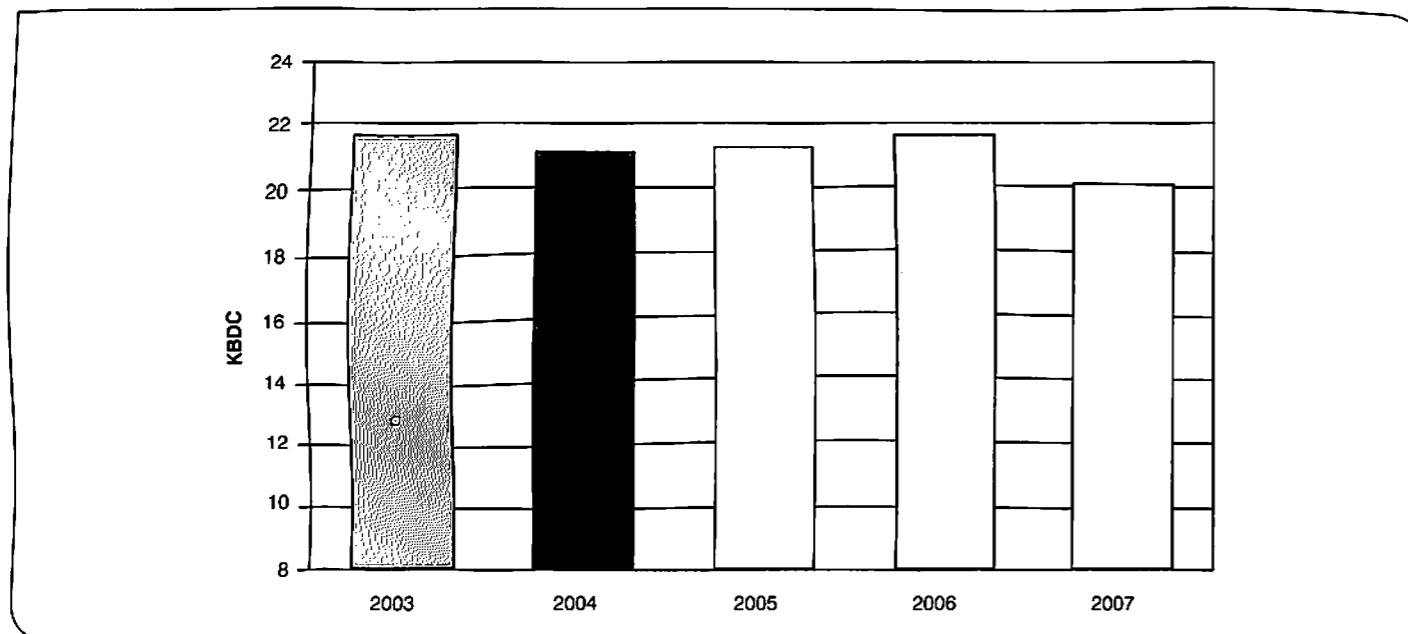
Fuente: Dirección de Gas, Ministerio de Minas y Energía.



**Consumo de Gas Licuado de Petróleo
2003 - 2007
Miles de Barriles Día Calendario**

Mes	2003	2004	2005	2006	2007
Enero	20,92	20,4	20,7	23,40	21,59
Febrero	21,86	19,3	22,9	23,60	20,96
Marzo	21,73	25,2	19,0	17,90	16,12
Abril	21,64	20,4	21,2	22,50	18,92
Mayo	21,69	20,1	20,5	21,90	19,22
Junio	20,50	21,1	22,6	22,50	19,77
Julio	21,59	21,1	21,6	21,80	18,83
Agosto	22,50	21,6	22,2	22,20	21,13
Septiembre	21,61	20,7	21,2	18,90	21,27
Octubre	21,44	21,0	20,7	21,70	20,42
Noviembre	22,44	20,8	21,2	23,60	21,30
Diciembre	21,25	21,6	21,1	19,90	21,40
Promedio	21,60	21,1	21,3	21,7	20,1

**Consumo de Gas Licuado de Petróleo
2003 - 2007**



Fuente: Ecopetrol - Estadísticas Mensuales de la Industria Petrolera
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

**Precios de Gas Licuado de Petróleo en Centros de Producción o Transformación
2002 - 2006
Pesos Corrientes Año**

Barrancabermeja					
Cilindro	2002	2003	2004	2005	2006
Carrotanque (libra)	1.565,0	1.990,2	1.885,6	1.978,0	2.188,4
100 Libras	36.343,4	45.675,4	43.557,6	45.685,7	50.369,0
80 libras	28.453,4	35.674,7	34.074,3	35.741,7	39.358,2
40 Libras	15.017,3	18.788,0	17.973,7	18.854,3	20.745,0
30 Libras	12.830,4	15.971,7	15.329,3	16.083,1	17.668,1
20 Libras	7.848,8	9.757,0	9.372,6	9.833,0	10.798,9
Apiay					
Cilindro	2002	2003	2004	2005	2006
Carrotanque (libra)	1.565,0	1.990,2	1.885,6	1.978,0	2.188,4
100 Libras	37.956,4	47.807,3	45.691,9	47.754,8	52.113,1
80 libras	29.695,6	37.314,2	35.718,1	37.336,1	40.701,7
40 Libras	15.665,9	19.639,6	18.826,4	19.682,0	21.444,6
30 Libras	13.362,0	16.674,1	16.033,3	16.765,6	18.244,2
20 Libras	8.170,2	10.183,7	9.800,0	10.247,8	11.147,7
Cartagena					
Cilindro	2002	2003	2004	2005	2006
Carrotanque (libra)	1.565,0	1.990,2	1.885,6	1.978,0	2.188,4
100 Libras	37.305,0	47.023,2	45.239,1	47.418,0	51.157,0
80 libras	29.193,6	36.712,4	35.369,5	37.076,4	40.736,7
40 Libras	15.398,0	19.326,0	18.645,3	19.547,6	21.461,8
30 Libras	13.147,6	16.416,9	15.882,9	16.654,6	18.257,8
20 Libras	8.040,5	10.026,9	9.709,2	10.181,5	11.157,3

Fuente: Dirección de Gas, Ministerio de Minas y Energía.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01001829

BIBLIOTECA

Memorias al Congreso de la república
2007-2008 /Ministerio de Minas y Energia

1001829

338.209861 C718m 2008 Ej.2

FECHA	PRESTADO A	FECHA
-------	------------	-------

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

Este libro se terminó de imprimir
en los talleres de Digitos & Diseños Industria gráfica Ltda.
en Bogotá, D.C., Colombia
Julio de 2008

©