

# Memorias al Congreso de la República 2008 - 2009

Hernán Martínez Torres  
Ministro de Minas y Energía

ISSN 0120-0291



**Memorias  
al Congreso  
de la República  
2008 - 2009**

## MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

### Ministro

Hernán Martínez Torres

### Viceministra

Silvana Giaimo Chávez

### Secretario General

Andrés Ruiz Rodríguez

### Jefe Oficina Jurídica

Clara Stella Ramos Sarmiento

### Jefe Oficina Control Interno

Gloria Elena Gómez Piza

### Director Técnico de Hidrocarburos

Julio César Vera Díaz

### Directora Técnica de Minas

Beatriz Duque Montoya

### Director Técnico de Energía

Andrés Ernesto Taboada Velásquez

### Director Técnico 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 Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas  
para las Zonas no Interconectadas - IPSE  
Edigson Pérez Bedoya

Instituto Colombiano de Geominas y Minería - INGEOMINAS  
Mario Ballesteros Mejía

#### • ENTIDADES VINCULADAS

ECOPETROL S. A.  
Javier Gerano 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

Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe GECELCA  
Andrés Yabrudy Lozano

# ÍNDICE

## SECCIÓN A SECTOR HIDROCARBUROS

25

<b>1</b>	<b>POLÍTICA SECTORIAL</b>	<b>27</b>
<b>2</b>	<b>AVANCES EN LAS METAS GENERALES DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO</b>	<b>28</b>
2.1	CONTRATOS	28
2.1.1	PROCESO COMPETITIVO - RONDA COLOMBIA 2008	30
2.1.2	PROCESO COMPETITIVO - MINI RONDA 2008	31
2.2	EXPLORACIÓN	33
2.2.1	EXPLORACIÓN SÍSMICA	33
2.2.2	POZOS EXPLORATORIOS (A-3)	33
2.2.3	GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN	33
2.2.3.1	Nuevo Modelo del Banco de Información Petrolera, BIP	34
2.2.3.2	Desarrollo del Front - End del BIP	35
2.2.3.3	Información cargada en el EPIS - Actualización Banco de Información Petrolera, BIP	35
2.2.3.4	Suministro de Información	36
2.2.3.5	Servicio de Autoatención EPIS	37
2.2.3.6	Ingresos y Egresos BIP - Litoteca	37
2.2.3.7	Ingresos y Egresos - Litoteca	38
2.2.3.8	Tiempos de entrega de información a usuarios	38
2.2.3.9	Litoteca Nacional	39
2.2.4	FASE DE DIVULGACIÓN	39
2.2.4.1	Presencia en Medios Internacionales	39
2.2.4.2	Publicaciones	39
2.2.4.3	Fase de Activación de Contactos	39
2.2.4.4	Fase de promoción de visitas	39
2.2.4.5	Fase de Asistencia al Inversionista	40
2.2.4.6	Otras Actividades de Apoyo	40
2.2.5	ACTIVIDAD EXPLORATORIA DE ECOPEPETROL S.A.	40
2.3	RESERVAS	41
2.4	PRODUCCIÓN	42
2.4.1	NUEVOS NEGOCIOS	42
2.4.1.1	Crudos Pesados	43
2.4.1.2	Campos Maduros	44
2.4.2	SEGUIMIENTO CONTRATOS DE E&P	44
2.4.2.1	Convenios con ECOPEPETROL	44
2.4.2.2	Asociación en exploración y explotación con ECOPEPETROL	45
2.4.2.3	Contratos de Evaluación Técnica, TEA's	45
2.5	CONCESIÓN TELLO	46
2.5.1	REGALÍAS CAMPO TELLO	46

<b>3</b>	<b>REGALIAS</b>	<b>46</b>
3.1	RECAUDO DE REGALÍAS	46
3.2	GIRO DE REGALÍAS	46
3.3	CÁLCULO DE DESCUENTOS FONDO DE AHORRO Y ESTABILIZACIÓN PETROLERA, FAEP	49
<b>4</b>	<b>ZONAS DE FRONTERA</b>	<b>50</b>
4.1	ASPECTOS RELEVANTES DE ABASTECIMIENTO POR DEPARTAMENTO	50
4.2	ACCIONES DE TIPO GENERAL	52
4.3	ABASTECIMIENTO ZONAS DE FRONTERA	53
<b>5</b>	<b>TRANSPORTE</b>	<b>53</b>
5.1	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	53
5.2	OPTIMIZACIÓN OPERACIONAL	54
5.3	HURTO DE HIDROCARBUROS	54
5.4	ATENTADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE	55
<b>6</b>	<b>REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA</b>	<b>56</b>
6.1	CARGAS A REFINERÍAS	56
6.2	MARGEN BRUTO DE REFINACIÓN	57
6.3	CONFIABILIDAD	57
6.4	COSTOS UNITARIOS OPERACIONALES DE CAJA	58
6.5	ACCIDENTALIDAD	58
6.6	INVERSIONES	59
6.7	PLAN MAESTRO DE DESARROLLO DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA	59
6.7.1	PLANTA DE HIDROTRATAMIENTO	60
<b>7</b>	<b>SUMINISTRO Y MERCADEO</b>	<b>61</b>
7.1	ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES, PETROQUÍMICOS Y PRODUCTOS INDUSTRIALES	61
7.1.1	COMBUSTIBLES	61
7.1.2	PETROQUÍMICOS	62
7.1.3	INDUSTRIALES	62
7.2	AVANCE DE OTROS PROYECTOS	62
7.3	GAS NATURAL	63
<b>8</b>	<b>TEMAS REGULATORIOS Y LEGALES</b>	<b>63</b>
8.1	POLÍTICA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES	63
8.2	FUNCIONES DEL COMITÉ DIRECTIVO DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN DEL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES	66
8.3	MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE LOS COMBUSTIBLES	68
<b>9</b>	<b>BIOCOMBUSTIBLES</b>	<b>69</b>

<b>10 ESTUDIOS Y PROYECTOS ESPECIALES</b>	<b>72</b>
10.1 ASIGNACIÓN DE VOLÚMENES DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN ZONAS DE FRONTERA EXENTOS DE IVA E IMPUESTO GLOBAL	72
10.2 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN ESTACIONES DE SERVICIO	73
10.3 PLAN ENERGÉTICO NACIONAL	75
10.4 ESTUDIO EVALUACIÓN DE RIESGOS DE DESABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS EN EL CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO	77
<b>11 ECOPETROL S.A.</b>	<b>78</b>
11.1 PROCESO DE CAPITALIZACIÓN DE ECOPETROL S.A.	78
11.1.1 ETAPAS DEL PROCESO DE CAPITALIZACIÓN DE ECOPETROL S.A.	78
11.2 CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE ACCIONES DE ECOPETROL S.A.	78
11.2.1 RESULTADOS DEL PROGRAMA DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE ACCIONES DE ECOPETROL S.A. RONDA	79
11.2.2 COMPOSICIÓN ACCIONARIA DE ECOPETROL S.A.	79
11.2.3 COMPORTAMIENTO DE LA ACCIÓN DE ECOPETROL EN LA BVC	80
11.2.4 INGRESO A LA BOLSA DE VALORES DE NUEVA YORK	81
11.3 COMPORTAMIENTO DEL ADR	81
11.4 PLANEACIÓN, ESTRATEGIA, GESTIÓN Y FINANZAS	83
11.4.1 ENTORNO	84
11.4.2 INVERSIONES	84
11.4.3 PROYECCIONES	84

## SECCIÓN B MINAS

85

<b>1 MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR MINERO</b>	<b>87</b>
1.1 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA	87
1.2 INGEOMINAS	87
1.3 GOBERNACIONES DELEGADAS	87
1.4 LA UPME	87
1.5 IFI CONCESIÓN SALINAS	88
<b>2 RESULTADOS MACROECONÓMICOS</b>	<b>88</b>
2.1 VALOR ANUAL DE LA PRODUCCIÓN MINERA	88
2.2 PIB MINERO	88
2.3 PRODUCCIÓN MINERA	89
2.4 EXPORTACIONES MINERAS	91
2.5 REGALÍAS Y COMPENSACIONES MINERAS	92
2.6 INVERSIÓN EXTRANJERA	94

<b>3</b>	<b>EJECUTORIAS Y AVANCES DEL PERIODO 2008 - 2009</b>	<b>97</b>
3.1	OBJETIVOS Y METAS DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO MINERO VISIÓN 2019	97
3.2	EJECUTORIAS 2008 - 2009	99
3.2.1	LÍNEAS PARA FACILITAR LA ACTIVIDAD MINERA	99
3.2.1.1	Agenda para promover la inversión minera	99
3.2.1.1.1	Política de promoción del país minero	99
3.2.1.1.2	Información y Atención al Minero	100
3.2.1.2	Procesos Ágiles y Efectivos	101
3.2.1.2.1	Contratación y Titulación Minera	101
3.2.1.2.2	Catastro Minero Colombiano	103
3.2.1.2.3	SIMCO	103
3.2.1.2.4	Plan Estratégico de Tecnologías de Información y Comunicación para el Sector Minero (PETICs)	104
3.2.1.2.5	Reservas Especiales	106
3.2.1.2.6	Zonas Mineras Indígenas y de Comunidades Negras	107
3.2.1.2.7	Expropiaciones a Favor de la Minería	108
3.2.1.2.8	Contrato de Administración Parafiscal de la Esmeralda	108
3.2.1.2.9	Seguridad y Salvamento Minero	109
3.2.1.2.10	IFI Concesión de Salinas	110
3.2.1.2.11	SAMA	110
3.2.1.2.12	Proceso Licitatorio para La Entrega en Concesión de las Áreas Mineras de Sal de Zipaquirá, Nemocón, Upín y Galerazamba	110
3.2.1.3	Información Geológica Minera de Libre y Fácil Acceso	112
3.2.1.3.1	Modelo Geológico y Potencial de Recursos – Metas SIGOB	112
3.2.1.3.2	Evaluación y Monitoreo de Amenazas Geológicas - INGEOMINAS	113
3.2.1.3.3	Exploración Básica del Territorio Nacional	113
3.2.2	LÍNEAS DE FISCALIZACIÓN DEL APROVECHAMIENTO MINERO	114
3.2.2.1	Procesos Efectivos de Recaudo, Liquidación, Distribución y Giro de Regalías	114
3.2.2.2	Precio Base para Liquidación de Regalías de Carbón	115
3.2.2.3	Procesos Efectivos de Fiscalización Integral de la Actividad Minera	115
3.2.2.4	Seguimiento y Control a Títulos Mineros en INGEOMINAS	116
3.2.2.5	Seguimiento a Proyectos de Interés Nacional	117
3.2.2.6	Seguimiento y Control en las Gobernaciones Delegadas	117
3.2.2.7	Programa de Legalización de Minería de Hecho	118
3.2.2.8	Programa Integral de Control a la Ilegalidad	119
3.2.3	LÍNEAS PARA PROMOVER EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD Y COMPETITIVIDAD EN LA MINERÍA.	120
3.2.3.1	Agenda para la Modernización de la Minería Tradicional	120
3.2.3.2	Modelo de Gestión de los Distritos Mineros	120
3.2.3.3	Proyectos de Fomento Minero	122
3.2.3.4	Estrategia de Financiamiento para el Sector Minero	123
3.2.4	LÍNEAS PARA PROMOVER EL DESARROLLO SOSTENIBLE EN LA MINERÍA	124
3.2.4.1	Aspectos Ambientales	124
3.2.5	ESTUDIOS TÉCNICOS SECTORIALES	125
3.2.5.1	Censo Minero	125

3.2.5.2	Análisis Régimen Legal de Regalías en el Sector Minero Colombiano	125
3.2.5.3	Metodología para Determinar los Precios en Boca de Mina de los Minerales Inscritos en el Registro Minero Nacional a Partir de los Precios del Consumidor Final.	126
3.2.5.4	Seguimiento a Inversión Extranjera Directa	126
3.2.5.5	Cálculo y Análisis de PIB Minero	126
3.2.5.6	Guía financiera de Requerimientos de Capital y Posibilidades Crediticias Dirigida a Micro y Pymes.	126
3.2.5.7	Diseño de una Metodología para Calcular el Precio de Referencia del Carbón, Base Para las Negociaciones en Bolsa.	126
3.2.5.8	Agendas Promovidas en los Distritos Mineros con Énfasis en la Pequeña Minería	126
3.2.5.9	Consultoría para la Planeación en Actividades Ambientales Relacionadas con el Sector Minero Colombiano.	127
3.2.5.10	Propuestas de Producción más Limpia en la Minería del Carbón, Beneficio y Coquización.	127
3.2.5.11	Seguimiento al Plan Nacional de Desarrollo Minero	127
3.2.5.12	Programa de Aprovechamiento Sostenible de Minerales (PASM) en el Departamento de Santander Mediante Procesos de Planificación Integrada.	127
3.2.5.13	Análisis de Mercados Nacionales e Internacionales de Minerales	128
3.2.5.13.1	Publicación Documento Usos Alternativos para Productos Mineros	128
3.2.5.13.2	Consolidación y Actualización Base de Datos de Industrias Demandantes de Productos Mineros	128
3.2.5.14	Planeamiento Minero	128
3.2.5.14.1	Acompañamiento Encuesta Evaluación Percepción Cliente	128
3.2.5.14.2	Estudio Logística Intermodal con Énfasis en Puertos	128
3.2.5.14.3	Acompañamiento Proyectos que Definan Tecnologías Limpias para Micro y Pymes en Minería	129
3.2.5.14.4	Acompañamiento Estudio de Mercados de Minerales para el Consumo Interno	129
3.2.5.14.5	Seguimiento a Indicadores Sectoriales	129
3.2.5.15	Comportamiento del Mercado	129
3.2.5.15.1	Inteligencia de Mercados – Proexport	129
3.2.5.15.2	Cartillas Elementales Mercados de Minerales	129
3.2.5.15.3	Estructuración Anuario Estadístico Minero	129
3.2.5.15.4	Estructuración Balance Minero Nacional	129

## SECCIÓN C SECTOR ENERGÍA ELÉCTRICA

131

<b>1</b>	<b>EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DURANTE AÑO 2008 HASTA MARZO 2009</b>	<b>133</b>
1.1	OFERTA DE ELECTRICIDAD	133
1.1.1	HIDROLOGÍA: COMPORTAMIENTO POSITIVO PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA	133
1.1.2	EVOLUCIÓN DE VARIABLES DE OFERTA - 2008	136
1.1.2.1	Situación Hidro - climática	136
1.1.2.2	Aportes Hídricos	137
1.1.2.3	Capacidad Efectiva	139
1.1.2.4	Disponibilidad de Generación	140
1.1.2.5	Generación de Electricidad	140



1.1.2.6	Consumos de Combustibles en el Sector Eléctrico	142
1.1.2.7	Energía Firme y Asignación de Obligaciones de Energía Firme	142
1.2	<b>DEMANDA DE ELECTRICIDAD</b>	<b>145</b>
1.2.1	¿QUÉ IMPACTÓ EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA EN 2008?	145
1.2.1.1.	Análisis de la Actividad Industria Manufacturera	145
1.2.1.2	Análisis de la Actividad Minas y Canteras	147
1.2.2	EVOLUCIÓN DE VARIABLES DE DEMANDA 2008	148
1.2.2.1	Evolución y Demanda de Electricidad del SIN (Gwh) 2008	149
1.2.2.2	Evolución Mensual de los Conceptos Relacionados con la Demanda	150
1.2.2.3.	Demanda No Regulada	150
1.2.2.4.	Demanda Regulada	151
1.2.2.5.	Demanda no Atendida	152
1.2.2.6.	Demanda por Operador de Red	152
1.3	<b>INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA</b>	<b>153</b>
1.3.1	TRANSPORTE DE ENERGÍA	153
1.3.1.1	Conexión al Sistema de Transmisión Nacional, STN	154
1.3.2	Comportamiento de la red	154
1.3.2.1	Disponibilidad de la Red de Transmisión	154
1.3.2.2	Energía no suministrada, ENS	155
1.3.2.3	Atentados a la Infraestructura Eléctrica	156
1.3.2.4	Proyecto Confiabilidad en el Servicio Transporte de Energía, STE	156
1.3.3	Proyectos de Infraestructura	157
1.4	<b>MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA</b>	<b>157</b>
1.4.1	IMPACTO DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL COMBUSTIBLE SOBRE LOS COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN	158
1.4.2	LA TOPOLOGÍA DE LA RED Y LAS RESTRICCIONES	159
1.4.3	LA INCERTIDUMBRE HIDROLÓGICA Y UN POSIBLE EFECTO SOBRE EL PRECIO	160
1.4.4	EVOLUCIÓN DE VARIABLES COMERCIALES 2008	161
1.4.4.1	Precio de Bolsa	161
1.4.4.2	Contratos Bilaterales entre Agentes	162
1.4.4.3	Restricciones en la Operación	163
1.4.4.4	Cargo por Confiabilidad	165
1.4.4.5	Exportaciones de electricidad a Ecuador y Venezuela	166
1.5	<b>EXPERIENCIAS DE LA PRIMERA SUBASTA DE ENERGÍA FIRME EN COLOMBIA</b>	<b>167</b>
1.5.1	ESQUEMA DE LA SUBASTA	168
1.5.2	PARTICIPANTES	169
1.5.3	RESULTADO DE LA SUBASTA	170
1.5.4	SUBASTA GPPS	170
1.6	<b>ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA</b>	<b>171</b>
1.6.1	EVOLUCIÓN DE VARIABLES FINANCIERAS	171
1.6.1.1	Mecanismos de cubrimiento para respaldar las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista	171
1.6.1.2	Garantías Asociadas al Cargo por Confiabilidad	172
1.6.1.3	Transacciones en la Bolsa de Energía y Cargos por Uso de las Redes del Sistema Interconectado Nacional SIN	172

1.6.1.4	Contribuciones FAZNI, FAER, FOES y PRONE	172
1.6.2	LIMITACIÓN DE SUMINISTRO	173
1.6.3	INFORME DE DEUDA	174
1.6.3.1	Deuda Vencida de las Empresas en Operación Comercial	174
1.6.3.2	Deuda Vencida de las Empresas que no se Encuentran en Operación Comercial	175
1.6.4	COORDINACIÓN GAS – ELECTRICIDAD	176
<b>2</b>	<b>COMISIÓN ASESORA DE COORDINACIÓN Y SEGUIMIENTO A LA SITUACIÓN ENERGÉTICA, CACSSE</b>	<b>176</b>
<b>3</b>	<b>PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	<b>177</b>
3.1	CONCEPTOS DE CONEXIÓN AL STN Y ACTIVOS DE USO	179
3.2	ESTUDIO DE DIAGNÓSTICO DE LAS SUBESTACIONES DEL STN	179
3.3	CONVOCATORIAS PÚBLICAS	179
<b>4</b>	<b>ELECTRIFICADORAS REGIONALES</b>	<b>180</b>
4.1	CONSOLIDACIÓN EMPRESARIAL	180
4.2	ADOPCIÓN DE UN NUEVO MANUAL DE CONTRATACIÓN	180
4.3	ADOPCIÓN DE UN MANUAL DE FUNCIONES PARA MIEMBROS DE JUNTAS DIRECTIVAS	181
4.4	PRESTACIÓN DEL SERVICIO EN SAN ANDRÉS ISLAS	181
4.5	PROGRAMAS URE	182
4.6	SEGURIDAD INDUSTRIAL	182
4.7	INVERSIÓN SOCIAL	182
4.8	ENAJENACIÓN DE LA PARTICIPACIÓN ACCIONARIA DE LA NACIÓN EN EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	182
4.9	DEUDAS DE ALUMBRADO PÚBLICO Y SERVICIO DE ENERGÍA DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR	183
<b>5</b>	<b>FONDOS DE FINANCIACIÓN</b>	<b>185</b>
5.1	FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS, FSSRI	185
5.1.1	INFORMACIÓN BÁSICA	185
5.1.2	INFORMACIÓN ESTADÍSTICA	185
5.1.3	PERSPECTIVAS	185
5.2	FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS RURALES, FAER	185
5.3	PROGRAMA DE NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS, PRONE	187
5.4	FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS, FAZNI	188
5.5	FONDO DE ENERGÍA SOCIAL, FOES	189
<b>6.</b>	<b>PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGIZACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS</b>	<b>190</b>
6.1	LOGROS ADMINISTRATIVOS DEL INSTITUTO DE PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS, IPSE	190
6.1.1	TRANSFERENCIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS DE GENERACIÓN AL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA	190
6.1.2	FENECIMIENTO DE CUENTAS	191
6.1.3	LOGROS EN CALIDAD	191

6.1.4	OTROS LOGROS	191
6.2	PROYECTOS CON ENERGÍAS RENOVABLES	191
6.2.1	PROYECTOS CON ENERGÍAS RENOVABLES VIGENCIA 2008	191
6.3	ACTIVIDADES PLANEADAS POR EL IPSE PARA EL 2009 Y 2010	193
6.4	SUBSIDIOS POR MENORES TARIFAS	193
6.5	PERSPECTIVAS DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS	194
6.6	OPERACIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN	195
6.7	SEGUIMIENTO TÉCNICO DE PROYECTOS ENERGÉTICOS	196
6.7.1	LOGROS EN CALIDAD	197
<b>7</b>	<b>MARCO REGULATORIO SECTOR ELÉCTRICO</b>	<b>197</b>
7.1	MERCADO MAYORISTA	197
7.1.1	CARGO POR CONFIABILIDAD	197
7.1.2	MERCADO ORGANIZADO REGULADO, MOR	198
7.1.3	REMUNERACIÓN CENTRO NACIONAL DE DESPACHO C.N.D, ADMINISTRADOR DEL SISTEMA DE INTERCAMBIOS COMERCIALES A.S.I.C Y LIQUIDADOR Y ADMINISTRADOR DE CUENTAS DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN, L.A.C	199
7.1.4	DECISIÓN CAN 536, TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD (TIE)	199
7.1.5	ARMONIZACIÓN REGULATORIA COLOMBIA – PANAMÁ	199
7.2	TRANSMISIÓN	200
7.3	DISTRIBUCIÓN	201
7.3.1	METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN	201
7.3.2	CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	202
7.3.3	CÓDIGO DE MEDIDA	202
7.4	COMERCIALIZACIÓN	202
7.4.1	REGLAS RELATIVAS A LA INTEGRACIÓN, ESCISIÓN DE MERCADOS DE COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD Y NUEVOS MERCADOS DE COMERCIALIZACIÓN	202
7.4.2	ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS DE UN MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN	203
7.5	ZONAS NO INTERCONECTADAS, ZNI	203
7.5.1	TASA DE REMUNERACIÓN PARA LAS ACTIVIDADES DE GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN EN LAS ZNI	203
7.5.2	METODOLOGÍA PARA LA REMUNERACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE GENERACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN EN LAS ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO EN LAS ZNI	203
7.5.3	TARIFAS DE SAN ANDRÉS	203
7.5.4	ÁREA DE SERVICIOS EXCLUSIVO PARA SAN ANDRÉS	204
<b>8</b>	<b>ENERGÍA NUCLEAR</b>	<b>204</b>
8.1	INFRAESTRUCTURA REGULADORA	204
8.2	ACUERDOS Y TRATADOS INTERNACIONALES	205
8.3	ASISTENCIA TÉCNICA INTERNACIONAL	205
<b>9</b>	<b>USO RACIONAL DE ENERGIA Y FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGIA</b>	<b>206</b>
9.1	USO RACIONAL DE ENERGÍA	206
9.2	COMISIÓN INTERSECTORIAL PARA USO RACIONAL Y EFICIENTE DE ENERGIA Y FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA	207

9.3	REALIZACIÓN DE SEMINARIOS DE USO RACIONAL DE ENERGÍA EN VARIAS CIUDADES DEL PAÍS	207
9.4	REALIZACIÓN DEL CUARTO ENCUENTRO DE USO RACIONAL DE ENERGÍA	207
9.5	PARTICIPACIÓN EN MESAS DE DISCUSIÓN SOBRE EFICIENCIA ENERGÉTICA CONVOCADAS POR LA CÁMARA DE COMERCIO DE BOGOTÁ	207
9.6	CONVENIO DE COOPERACIÓN COLOMBIA – CUBA	208
9.7	ACTIVIDADES RELACIONADAS CON LA EVALUACIÓN DE LA ORDEN AL MERITO URE	208
9.8	FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA	208
9.8.1	NORMALIZACIÓN PARA APLICACIONES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS	208
9.8.2	EVALUACIÓN E INVENTARIOS DE LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA	208
9.8.3	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	208
<b>10</b>	<b>FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL, FEN</b>	<b>209</b>
10.1	RESULTADOS FINANCIEROS	209
10.2	LOS PRINCIPALES HECHOS DE LA GESTIÓN DE LA FEN DURANTE EL AÑO 2008	210
10.3	EXPECTATIVAS PARA 2009	211

## SECCIÓN D SECTOR GAS

213

<b>1</b>	<b>RESERVAS DE GAS NATURAL</b>	<b>215</b>
<b>2</b>	<b>OFERTA DE GAS NATURAL</b>	<b>217</b>
<b>3</b>	<b>TRANSPORTE DE GAS NATURAL</b>	<b>218</b>
3.1	PROMIGAS S.A. E.S.P.	218
3.2	TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR - TGI	218
3.2.1	EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GASODUCTOS DESDE BALLENA	220
3.2.2	EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GASODUCTOS DESDE CUSIANA	220
3.3	PROGASUR S.A E.S.P.	221
3.4	TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P.	222
3.5	TRANSORIENTE S.A. E.S.P.	222
3.6	TRANSCOGAS S.A. E.S.P.	223
3.7	TRANSMETANO S.A. E.S.P.	223
<b>4</b>	<b>COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL</b>	<b>223</b>
<b>5</b>	<b>DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL</b>	<b>224</b>
<b>6</b>	<b>ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO DE GAS NATURAL</b>	<b>225</b>

<b>7 FONDO ESPECIAL CUOTA DE FOMENTO</b>	<b>225</b>
7.1 PROYECTOS EN EJECUCIÓN FECF – MME	225
<b>8 FONDO NACIONAL DE REGALÍAS</b>	<b>227</b>
<b>9 GAS NATURAL VEHICULAR</b>	<b>228</b>
<b>10 NUEVOS PROYECTOS DEL SECTOR GAS COMBUSTIBLE</b>	<b>229</b>
10.1 ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO DE GAS COMBUSTIBLE	229
10.2 CAMBIO DE ESQUEMA EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE GLP	229
<b>11 ASPECTOS REGULATORIOS Y/O REGLAMENTARIOS DE GAS NATURAL</b>	<b>230</b>
11.1 INSTRUMENTOS PARA ASEGURAR EL ABASTECIMIENTO NACIONAL DE GAS NATURAL	230
11.2 TRANSPORTE DE GAS	230
11.3 MODIFICACIÓN Y COMPLEMENTACIÓN AL RUT	231
11.4 SUBASTA DE CAPACIDAD DISPONIBLE PRIMARIA DE TGI	231
11.5 DISTRIBUCIÓN – COMERCIALIZACIÓN	231
11.6 SOLICITUDES TARIFARIAS	231
<b>12 GAS LICUADO DE PETROLEO</b>	<b>232</b>
12.1 PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GLP	232
12.2 ESQUEMA DE MARCACIÓN DE CILINDROS	233
<b>13 ASPECTOS REGULATORIOS DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO [ GLP 2008 - 2009</b>	<b>235</b>
13.1 MARCO REGULATORIO DE COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA	235
13.2 MARCO REGULATORIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN MINORISTA	235
13.3 MARCO TARIFARIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN MINORISTA	235
13.4 MARCO REGULATORIO Y TARIFARIO PARA EL TRANSPORTE DE GLP AL ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	235
13.5 MARCO REGULATORIO Y TARIFARIO DE TRANSPORTE DE GLP POR DUCTOS	235

## SECCIÓN E ADMINISTRATIVO

237

<b>1. EJECUCIÓN PRESUPUESTAL</b>	<b>239</b>
<b>2. AHORROS EN GASTOS GENERALES</b>	<b>241</b>
<b>3. PARTICIPACIÓN CIUDADANA EN EL EJERCICIO Y CONTROL DE LO PÚBLICO Y DE LUCHA CONTRA LA CORRUPCIÓN</b>	<b>242</b>
<b>4. SISTEMAS DE GESTIÓN</b>	<b>244</b>

5. TALENTO HUMANO	245
6. MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTA INFORMÁTICA	247
6.1. ACTUALIZACIÓN PLATAFORMA DE CÓMPUTO	247
7. ORGANIZACIÓN DEL FONDO ACUMULADO DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA FASE I	248
8. RECUPERACIÓN DE CARTERA	250

## SECCIÓN F INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN

251

1. IMPLEMENTACIÓN MODELO ESTÁNDAR DE CONTROL INTERNO, MECI	253
2. IMPLEMENTACIÓN SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD NTCGP	253
3. DIRECCIÓN DE ENERGÍA – FSSRI Y FOES	253
4. SISTEMA DE INFORMACIÓN PARA LA CONTRATACIÓN ESTATAL, SICE	253
5. SISTEMA DE CONTROL INTERNO CONTABLE	254
6. DERECHOS DE AUTOR SOBRE SOFTWARE	254
7. GASTOS DE FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR	254
8. MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA	254
9. OBLIGACIONES LEGALES DE LAS OFICINAS DE CONTROL INTERNO	255
10. SISTEMA GENERAL DE INFORMACIÓN ADMINISTRATIVA DEL SECTOR PÚBLICO, SUIP	255
11. PLAN DE MEJORAMIENTO CON LA CONTRALORÍA	255
12. MEDIDAS DE AUSTERIDAD Y EFICIENCIA DEL GASTO	255
13. DIRECCIÓN DE GAS	256
14. DIRECCIÓN DE MINAS	256
15. CONCEPTO JEFE DE CONTROL INTERNO SOBRE EL SCI	256

**SECCIÓN G**  
**INFORME CONTROL INTERNO**

257

1. IMPLEMENTACIÓN MODELO ESTÁNDAR DE CONTROL INTERNO - MECI	259
2. IMPLEMENTACIÓN SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD NTCGP	260
3. PROFESIONALIZACIÓN DE LA PLANTA DE PERSONAL	260
4. DIRECCIÓN DE ENERGÍA – FSSRI Y FOES	262
5. SISTEMA DE INFORMACIÓN PARA LA CONTRATACIÓN ESTATAL - SICE	264
6. SISTEMA DE CONTROL INTERNO CONTABLE	266
7. DERECHOS DE AUTOR SOBRE SOFTWARE	269
8. GASTOS DE FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR	270
9. SISTEMA DE DESARROLLO ADMINISTRATIVO	271
10. MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA	272
11. OBLIGACIONES LEGALES DE LAS OFICINAS DE CONTROL INTERNO	272
12. SISTEMA GENERAL DE INFORMACIÓN ADMINISTRATIVA DEL SECTOR PÚBLICO – SUIP	273
13. PLAN DE MEJORAMIENTO CON LA CONTRALORÍA	274
14. MEDIDAS DE AUSTERIDAD Y EFICIENCIA DEL GASTO	274
15. ASUNTOS DISCIPLINARIOS	275
16. CONCEPTO JEFE DE CONTROL INTERNO SOBRE EL SISTEMA DE CONTROL INTERNO	275

**ANEXOS**

277

**ANEXO LEGAL**

279

<b>HIDROCARBUROS</b>	<b>297</b>
<b>MINAS</b>	<b>333</b>
<b>ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	<b>347</b>
<b>GAS COMBUSTIBLE</b>	<b>365</b>

## SIGLAS

ACCI	Agencia de Cooperación Internacional de Colombia	API	Escala que expresa la densidad relativa de un hidrocarburos líquido.
ACDI	Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional	ARP	Administradora de Riesgos Profesionales
ACEM	Aceite Combustible Ecológico para Motor	ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
ACIEM	Asociación Colombiana de Ingenieros Eléctricos, Mecánicos y Afines	ASOGRAVAS	Asociación de Areneros y Gravilleros de Colombia
ACOLGEN	Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica	ASOMINEROS	Asociación Colombiana de Mineros
ACP	Asociación Colombiana de Petróleos	BNA	Bolsa Nacional Agropecuaria
ACPM	Aceite combustible para motores	BOMT	Construcción Operación Propia, Mantenimiento y Transferencia (Build-Own-Operate Ow Maintenance and Transfer)
ADD	Áreas de Distribución de Energía Eléctrica	BP	British Petroleum
AGC	Control automático de generación	BPIN	Banco de Programas y Proyectos de Inversión Nacional
ALC	Aceite liviano de ciclo	BRASPETRO	Petróleos del Brasil
ALCA	Área de Libre Comercio para las Américas	CNO	Centro Nacional de Operación
ANDI	Asociación Nacional de Industriales	CADAFE	Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico
ANFALIT	Asociación Nacional de Fabricantes de Ladrillo y Derivados de la Arcilla	CAF	Corporación Andina de Fomento
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos	CAFAZNI	Comité de Administración del Fondo de Apoyo para la Energización de Zonas No Interconectadas
AOM	Administración, Operación y Mantenimiento		
APDEA	Acto Andino de Intercambio, Promoción y Erradicación de la Droga (Andean Trade, Promotion and Drug Eradication Act)		



CAM	Centros Ambientales Mineros	CORPOAMAZONIA	Corporación Autónoma Regional del Amazonas
CAMMA	Conferencia Anual de Ministerios de Minería de las Américas	CORPOBOYACÁ	Corporación Autónoma Regional de Boyacá
CAN	Comunidad Andina de Naciones	CORPOCHIVOR	Corporación Autónoma de Chivor
CANREL	Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad	CORPOGUAVIO	Corporación Autónoma del Guavio
CAPM	Consejo Asesor de Política Minera	CORPOMACARENA	Corporación para el desarrollo sostenible del área de manejo especial de la Macarena
CAR	Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca	CORPORINOQUIA	Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia
CARBOCOL	Carbones de Colombia S.A. en liquidación	CORPOURABÁ	Corporación Autónoma de Urabá
CARs	Cooperaciones Autonomas Regionales	CPR	Contratos de Participación y Riesgo
CASEC	Comité Ambiental del Sector Eléctrico	CRC	Centro Regional de Control
CDC	Carbones del Cerrejón	CRD	Centro Regional de Despacho
CEDELCA	Centrales Eléctricas del Cauca	CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CEDENAR	Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	CREPADS	Comités Regionales de Prevención y Atención de Desastres
CDTEC	Centro de Desarrollo Tecnológico de la Esmeralda Colombiana	CRT	Capacidad Teórica de Cuentas
CEE	Costo Equivalente en Energía del Cargo por Confiabilidad	CZN	Cerrejón Zona Norte
CERE	Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad	DC	Direct Current
CENS	Centrales Eléctricas de Norte de Santander	DAFP	Departamento Administrativo de la Función Pública
CEPAL	Comisión Económica de las Naciones Unidas para América Latina y el Caribe	DAM	Distrito Alto Magdalena
CERI	Instituto Canadiense de Investigación Energética (Canadian Energy Research Institute)	DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas	DNA	Demanda no Atendida
CIB	Complejo Industrial de Barrancabermeja	DANSOCIAL	Departamento Administrativo Nacional de la Economía Solidaria
CIU	Clasificación Internacional Industrial Uniforme de todas las actividades económicas	DES	Duración de las fallas contabilizadas del servicio de Energía Eléctrica
CISA	Central de Inversiones S.A.	DGH	Dirección General de Hidrocarburos
CIURE	Comité Interinstitucional para el Uso Racional de Energía	DGM	Dirección General de Minas
CMSA	Cerro Matoso S.A.	DIAN	Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales
CND	Centro Nacional de Despacho	DIMAR	Dirección General Marítima
CNO	Consejo Nacional de Operación	DISPAC	Empresa Distribuidora del Pacífico
CNR	Consejo Nacional de Operación	DNP	Departamento Nacional de Planeación
CODECHOCÓ	Corporación Autónoma del Chocó	DPAD	Dirección de Prevención y Atención de Desastres
CODENSA	Comercializadora y Distribuidora de Energía	EAE	Evaluación Ambiental Estratégica
COLCIENCIAS	Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología	DTF	Depósitos a Término Fijo
CNO	Consejo Nacional de Operación	E&L	Integridad Operativa, Energía y Pérdidas
CONFIS	Consejo Distrital de Política Económica y Fiscal	E&P	Actividad Exploratoria y de Producción
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social	EADE	Empresa Antioqueña de Energía
CORCALI	Comité Operativo Regional de Cali	EBSA	Empresa de Energía de Boyacá
CORANTIOQUIA	Corporación Autónoma Regional de Antioquia	ECOCARBÓN	Empresa Colombiana de Carbones
CORELCA	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica	ECOGAS	Empresa Colombiana de Gas
CORMAGDALENA	Corporación Autónoma Regional del Río Grande la Magdalena	ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleos
		EDAC	Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia
		EDEQ	Empresa de Energía del Quindío
		EEB	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá
		EEC	Empresa de Energía de Cundinamarca
		EPPM	Empresas Públicas de Medellín

EIA	Energy Internacional Agency - Agencia Internacional de Energía	GENSA	Gestión Energética S.A.
ELECTRICARIBE	Electrificadora del Caribe S.A.	GLP	Gas Licuado del Petróleo
ELECTROCAQUETÁ	Electrificadora del Caquetá	GMF	Gravamen a los movimientos financieros
ELECTROCOSTA	Electrificadora de la Costa Atlántica	GNC	Gas Natural Comprimido
ELECTROHUILA	Electrificadora del Huila	GNCV	Gas Natural Comprimido Vehicular
ELECTROLIMA	Electrificadora del Tolima en Liquidación	GNV	Gas Natural Vehicular
EMICAUCA	Empresa Minera Indígena del Cauca	GPPS	Plantas y/o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad
EMSA	Electrificadora del Meta S.A E.S.P	GRT	Grupos Regionales de Trabajo
ENAGAS	Empresa Nacional de Gas de España	GTOR	Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores
ENERTOLIMA	Compañía Energética del Tolima	GTZ	Cooperación Técnica Alemana
ENELAR	Empresa de Energía de Arauca	HMR	Gerenciamiento de Hidrocarburos
ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad	HSE	Salud e higiene y seguridad industrial
EOT	Esquema de Ordenamiento Territorial	IBA	Índice Anual de Bursatilidad Accionaria
EPC	Engineering Procurement and Construction	ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificaciones
EPSA	Empresa de Energía del Pacífico	ICP	Instituto Colombiano de Petróleos
ESAP	Escuela Superior de Administración Pública	ICPC	Instituto Colombiano de Productores de Cemento
ESP	Empresa de Servicios Públicos	ICRP	Comisión Internacional de Protección Radiológica
ESSA	Empresa de Energía de Santander	IDA	Índice de disponibilidad de activos
ETESA	Empresa de Transmisión de Panamá	IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
EVA	Indicadores de Valor Económico Agregado	IED	Inversión Extranjera Directa
Factor R	Rentabilidad del Proyecto	IFI	Instituto de Fomento Industrial
FBM	Formato Básico para Captura de Información Minera	IFO	Combustible para Calderas
FAEP	Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera	IGAC	Instituto Geográfico Agustín Codazzi
FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas	IGBC	Índice General de la Bolsa de Colombia Indicadores Salomón Son aquellos que miden la eficiencia del proceso de refinación
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas	INDUMIL	Industria Militar
FEDESMERALDAS	Federación Nacional de Esmeraldas	INEA	Instituto Nacional de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas
FEN	Financiera Eléctrica Nacional	INGEOMINAS	Instituto Colombiano de Geología y Minería
FENALCARBON	Federación Nacional de Carboneros de Colombia	INTERCOR	Corporación Internacional de Recursos Colombianos (International Colombian Resources Corporation)
FES	Frecuencia de las Fallas Contabilizadas del servicio de energía eléctrica	IPC	Índice de precios al consumidor
FIMIN	Fondo de Inversión Minera	IPP	Índice de precios al productor
FIP	Fondo de Inversiones para la Paz	IPSE	Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía	ISA	Interconexión Eléctrica S.A. ESP
FNR	Fondo Nacional de Regalías	ISAGEN	Interconexión Eléctrica S.A Generadora
FOB	Free on Board (franco a bordo)	IVA	Impuesto al valor agregado
FOES	Fondo de Energía Social	JET-A1	Turbocombustible para Aviación
FONADE	Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo	LAC	Liquidador y administrador de cuentas
FONPET	Fondo Nacional de Pensiones de las Entidades Territoriales	MAVDT	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial
FOREC	Fondo de Reconstrucción del Eje Cafetero	MDL	Mecanismos de desarrollo limpio
FSSRI	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos	MEM	Mercado de Energía Mayorista
		MERIT	Mantenimiento y Confiabilidad

MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público	PTI	Plan de Trabajo e Inversiones
MINER S.A.	Minera El Roble S.A.	PTO	Plan de Trabajos y Obras
MINERCOL	Empresa Nacional Minera Ltda. en	RD	Valor de los Impuestos y Regalías Distribuidas
MME	Ministerio de Minas y Energía	REP	Red de Energía del Perú
MOR	Mercado Organizado Regulado	Res.	Resolución
NBI	Necesidades Básicas Insatisfechas	RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos, National Oceanic and Atmospheric Administration	RMN	Registro Minero Nacional
OEF	Obligación de Energía firme	RUT	Reglamento Único de Transporte
OCENSA	Oleoducto Central S.A.	S/E	Sub Estación
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica	SAMA	Salinas Marítimas de Manaure
OLADE	Organización Latino Americana de Energía	SCADA	Control de supervisión y adquisición de datos, Supervisory control and data acquisition
OLAMI	Organización Latinoamericana de Minería	SDL	Sistema de Distribución Local
OMC	Organización Mundial de Comercio	SEC	Sistema Electrónico de Contratos
OR	Operadores de red	SENA	Servicio Nacional de Aprendizaje
OXY	Occidental de Colombia	SIAL	Sistema de Áreas Libres
PASM	Programa de Aprovechamiento Sostenible de la Sabana	SIC	Sistema de Intercambios Comerciales
P&G	Pérdidas y Ganancias	SIEC	Sistema de Información Eléctrico Comercial
PAZ DEL RÍO S.A.	Acerías Paz del Río S.A.	SIGOB	Sistema de Programación y Gestión de Metas Presidenciales
PCBs	Contaminantes orgánicos persistentes	SIMCO	Sistema de Información Minero Colombiano
PCH	Pequeña central hidroeléctrica	SIMEC	Sistema de Información Minero Energético Colombiano
PDAC	Prospectors and Developers Association of Canada	SIN	Sistema Interconectado Nacional
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.	SINGEO	Sistema de Información Geocientífica de INGEOMINAS
PEMEX	Petróleos de México	SMMLV	Salarios Mínimos Mensuales Legales Vigentes
PEN	Plan Energético Nacional	SNIE	Sistema Nacional de Información Estadística
PETIC's	Plan Estratégico de Tecnología de Información y Comunicaciones del Sector Minero Colombiano	SSEPI	Sistema de Seguimiento y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública
PETROBRAS	Petróleos del Brasil	SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
PETROECUADOR	Petróleos del Ecuador	SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
PETROSANTANDER	Petróleos de Santander	STE	Servicio Transporte de Energía
PGN	Presupuesto General de la Nación	STN	Sistema de Transmisión Nacional
PIB	Producto Interno Bruto	STR	Sistema de Transmisión Regional
PIL	Precio de importación para liquidación ecuatoriano	TEBSA	Termobarranquilla S.A.
PMA	Plan de Manejo Ambiental	TIC	Tecnologías de Información y Comunicación
PMD	Plan Maestro de Desarrollo	TIES	Transacciones Internacionales de Electricidad
PNDM	Plan Nacional de Desarrollo Minero	TN	Transmisor Nacional
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo	TRM - TCRM	Tasa representativa del mercado
PONE	Precio de oferta colombianos expost en el nodo frontera para exportación	TSM	Temperatura superficial del mar
POT's	Planes de Ordenamiento Territorial	UMACRO	Unidad de Análisis Macroeconómico
PPA	Acuerdo de compra de energía (Power purchase agreement)	UNIPAMPLONA	Universidad de Pamplona
PROEXPORT	Fondo de Promoción de Exportaciones	UNR UPME	Usuarios No Regulados Unidad de Planeación Minero
PRONE	Programa de Normalización de Redes Eléctricas		
PROURE	Programa de Uso Racional de Energía		

## CONVENCIONES UNIDADES

UPME	Unidad de Planeación Minero Energética	HVCD	High - Voltage Direct Current
UPTC	Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia	Hz	Hertz
URE URRRA US\$	Energética Uso Racional y Eficiente de Energía Empresa Multipropósito URRRA S.A. Dólares	KBLS	Miles de barriles
UR	Usuario regulado	KPDC	Miles de pies cúbicos por día calendario
URE	Uso Racional y Eficiente de Energía	KBPD	Miles de barriles de petróleo diarios
URL	Uniform Resource Locator (localizador uniforme de recurso)	kg	Kilogramo
URRA	Empresa Multipropósito URRRA S.A.	km	Kilómetros
USGS	Servicio Geológico de los Estados Unidos	km <sup>2</sup>	Kilómetro cuadrado
UT	Unión Temporal	kt	Miles de toneladas
WACC	Costo Promedio Ponderado de	kV	Kilovoltios
WTI	Capital Precio Internacional de Referencia	kW	Kilovatios
XM	Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	kWh	Kilovatios hora
ZARPE	de Petróleo Crudo (west Texas intermediate) Permiso de navegabilidad expedido por la DIMAR o autoridad competente	KPDC	Miles de pies cúbicos por día calendario
ZNI	competente Zona no interconectada	kt	Miles de toneladas
2D	2 Dimensiones	kV	Miles de voltios
3D	3 Dimensiones	kwh	Kilovatios Hora
BEP	Barriles equivalentes de petróleo	L	Litro(s)
BI	Barril	LAC	Liquidador y administrador de cuentas
BPD	Barriles por día	lb	Libra(s)
BPDC	Barriles por día calendario	MBPE	Millones de barriles de petróleo equivalentes
BTU	Unidad térmica inglesa (British thermal unit)	MVA	Megavoltaamperios
CAR	Refinería de Cartagena	MVAR	Megavoltaamperios reactivos
g	Gramo(s)	MW	Megavatios
gal	Galón	MWh	Megavatios hora
GPC	Giga pies cúbicos	M\$	Millones de pesos
GW	Gigavatios	MUS\$	Millones de dólares
Gwh	Gigavatios hora	US\$	Dólares
ha	Héctarea(s)	\$	Pesos colombianos
HP	Caballos de fuerza	\$/kWh	Pesos colombianos por kilovatio hora
		m <sup>3</sup>	Metros cúbicos
		mA	Miliamperios
		ppm	Partes por millón
		TON	Tonelada
		V	Voltios

## Presentación

# MEMORIAS AL CONGRESO

2008 - 2009

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 2008 y julio de 2009.

El presente documento expone en datos y cifras la gestión realizada por el sector minero energético colombiano durante el último año de labores, tanto desde el Ministerio de Minas y Energía como desde sus empresas adscritas y vinculadas.

El sector de hidrocarburos siguió dando cumplimiento a las políticas establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo, relacionadas con asegurar el abastecimiento de hidrocarburos. Esto ha sido posible en parte por la intensificación de las labores de exploración y explotación, en donde 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, ha sido determinante.

Durante 2008 y lo que va corrido de 2009, el sector de gas combustible sigue manteniendo un comportamiento dinámico, como resultado de una política de masificación de un marco regulatorio que ha incentivado la penetración del gas, así como de la gestión e inversión del sector privado para seguir extendiendo la prestación del servicio público domiciliario a lo largo del territorio nacional.

En ese sentido, el Gobierno Nacional definió, a través de la expedición del Decreto 2687 de 2008, los instrumentos para asegurar el abastecimiento de gas natural en el corto, mediano y largo plazo. Adicionalmente y con miras a continuar con la masificación del gas natural domiciliario, a través de los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento fueron aprobados 18 nuevos proyectos de infraestructura en diferentes regiones del país, que beneficiaran a cerca de 296.000 nuevos usuarios.

En el sector de Minas el Ministerio ha trabajado arduamente en la promoción de Colombia País Minero, con el fin de hacer atractivo a nuestro país para la inversión en minas. Para ello se han adelantado acciones que incluyen la elaboración de una estrategia de comunicaciones, la producción de piezas gráficas y audiovisuales, así como la participación en medios y eventos internacionales.

En el sector de energía eléctrica, fue de gran importancia la celebración de la primera subasta de obligaciones de energía firme y la primera asignación de proyectos con período de construcción superior al período de planeación, GPPS, en junio, lo que permitirá que para el año 2019 el sector eléctrico colombiano cuente con una energía firme esperada de 90,419 GWh/año, con un incremento del 43% respecto a los 63.022 GWh/año del parque instalado actual. Con este esquema, los generadores se comprometen a entregar la cantidad de energía que el mercado colombiano necesita, aún en condiciones de escasez.

El Ministerio de Minas y el sector en general agradece su colaboración en el trámite y aprobación de normas que contribuyen al fortalecimiento energético de nuestro país y al fomento de las industrias minera, energética y de combustible, que aportan grandes beneficios sociales y económicos a todos los colombianos.



Cordial saludo,

HERNÁN MARTÍNEZ TORRES  
Ministro de Minas y Energía

**SECCIÓN A**  
**SECTOR HIDROCARBUROS**



## 1 POLÍTICA SECTORIAL

Los resultados obtenidos durante el año 2008 y lo recorrido del año 2009 continúan confirmando el éxito de las estrategias adoptadas en materia de política petrolera. Las actividades del Ministerio de Minas y Energía durante el periodo estuvieron enmarcadas dentro de las políticas establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo, las cuales tiene como fin el aseguramiento del abastecimiento en materia de hidrocarburos y el cumplimiento de los siguientes objetivos:

- Impulso a la exploración y explotación de hidrocarburos:
  - El aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos. Se continúa fortaleciendo el alcance del Decreto Ley 1760 de 2003. Para ello, se avanza en el desarrollo de la reestructuración sectorial, en la cual se espera que a partir del año 2010, las labores de fiscalización y control de las actividades 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, a cargo del Ministerio de Minas y Energía.
  - 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; para ello 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 tal como el acuerdo Gobierno - Industria, con el fin de cumplir con las metas establecidas en lo que hace relación a adquisición sísmica y perforación de pozos exploratorios.

En el mismo sentido, el Ministerio de Minas y Energía emitió la Resolución 180063 del 19 de enero de 2009, adoptando unas medidas en materia de liquidación de regalías de gas, con el fin de promover el desarrollo de proyectos de explotación integrada de campos de gas.

- Formación de precios energéticos:
  - Desmonte de subsidios a los combustibles líquidos. Durante el periodo de Gobierno, se ha venido 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 asegurando el abastecimiento de estos en el corto y mediano plazo.

Este proceso se ha convertido en un gran reto, teniendo en cuenta los precios record del petróleo y sus derivados, de tal forma que los subsidios a los combustibles alcanzaron durante el año 2008 los \$4,9 billones de pesos, dinero que ha comprometido de una manera importante el presupuesto nacional con el fin de no impactar a la población y a la economía con aumentos bruscos que no permitan su asimilación inmediata. Ahora bien, la caída de los precios en el último trimestre del año 2008 y no obstante el repunte que se ha dado durante el presente año, ha permitido que se eliminen en forma definitiva los subsidios.

Ante el escenario de bajos precios internacionales del barril de petróleo, el Estado colombiano puso en operación el Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles, creado a través del Plan Nacional de Desarrollo y que permitirá que en coyunturas como la actual, ahorrar recursos que permitan hacia el futuro tener una mayor estabilidad en los precios de los combustibles, tal como ha venido ocurriendo durante los primeros cuatro meses del año y no estar sometidos al vaivén permanente y volatilidad de estos insumos tan importantes para la economía nacional.

- 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 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:
  - Distribución de combustibles líquidos. El nuevo marco regulatorio de la cadena de distribución de combustibles expedido hacia finales del año 2005 permite hoy tener más de 3.700 estaciones de servicio certificadas, 450 más deben estarlo antes de finalizar el presente año y 14 distribuidores mayoristas con varias plantas alrededor del territorio nacional. Los procesos de certificación y registro de los agentes de la cadena de distribución de combustibles han permitido el desarrollo de inversiones que superan los \$70 mil millones de pesos en seguridad, protección del medio ambiente y mejor prestación del servicio para los consumidores finales.

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 182113 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 los valores mínimos establecidos.

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 desarrollo económico y social en esas zonas. Se ha venido avanzando en las negociaciones con países vecinos para intercambios comerciales en materia de combustibles y el desarrollo de acciones conjuntas en materia de control y programas sociales.

En lo que a la frontera colombo - venezolana se refiere, se ha logrado el abastecimiento de combustibles importados a precios competitivos y bajo esquemas sostenibles en el tiempo para los departamentos de la Guajira y Norte de Santander. De igual forma, se progresa en las negociaciones para llegar a los departamentos de Arauca, Vichada y Guainía.

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

### 2.1 CONTRATOS

Durante el año 2008 y lo transcurrido del año 2009 se han suscrito por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos 107 nuevos contratos; 90 de ellos corresponden a contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos (E&P) y 17 de Evaluación Técnica (TEA). A mayo 31 del año 2009 se han firmado 48 nuevos contratos; 47 de Exploración y Producción de Hidrocarburos (E&P) y 01 de Evaluación Técnica (TEA).

En cuanto a los compromisos exploratorios se destaca que durante el año 2008 la actividad desarrollada alcanzó una inversión cercana a los US\$400 millones, y para el año 2009 se estima una inversión anual cercana a los US\$1.000 millones, representadas en adquisición e interpretación de sísmica, perforación de pozos exploratorios (A3), perforación de pozos estratigráficos, re-entry de pozos y estudios geológicos en los diferentes bloques contratados.

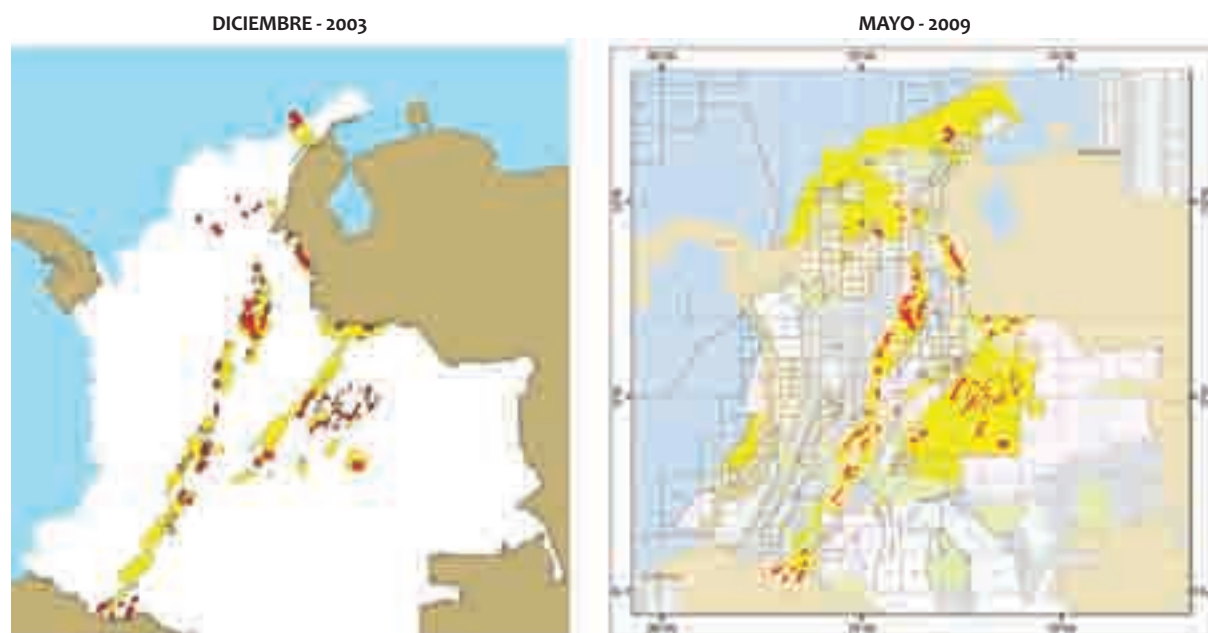
Durante el año 2008 el grado de cumplimiento de los compromisos contractuales alcanzo un 96,3%. Las desviaciones más frecuentes estuvieron relacionadas, en primer lugar, con comunidades y orden público, y en segundo lugar con los factores climáticos. Para el primer trimestre del 2009, los indicadores alcanzaron en promedio un 98% con un 2% de desviación relacionada con incumplimientos de perforación de pozos, adquisición de sísmica y trámites ambientales.

De otro lado, bajo esta perspectiva de actividad, 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 el mes de mayo de 2008, 20.310.210 hectáreas, tal como se muestra en la Gráfica 1.

Desde su creación, la ANH ha suscrito 73 Contratos de Evaluación Técnica (TEA's). A la fecha, se encuentran vigentes 19 contratos, de los cuales ocho corresponden a Contratos TEA's Especiales asignados en el proceso de crudos pesados especiales. Es importante anotar que la ANH ha suscrito 59 contratos E&P a partir de 33 contratos TEA's, de los cuales ocho fueron suscritos durante el 2008.

De otra parte, en el año 2008 se inició el proceso de liquidación de los 28 contratos TEA's terminados entre los años 2005 y 2006, de los cuales 23 ya cuentan con acta de liquidación suscrita por las partes y 5 están en trámite de firma de los contratistas. De los 27 contratos finalizados en el 2007, 2008 y 2009, 12 ya cuentan con acta de liquidación suscrita por las partes y 15 están en proceso de liquidación.

GRÁFICA 1. EVOLUCIÓN ÁREA SEDIMENTARIA DEL PAÍS EN ACTIVIDAD EXPLORATORIA



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

GRÁFICA 2. ÁREAS DE CRUDOS PESADOS



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

En 2008, por concepto de propuestas recibidas de contratación directa en esa vigencia y que se firmaron en la misma anualidad, se adjudicaron cerca de 3.200.000 hectáreas. Dentro de los procesos especiales de solicitud de ofertas se recibieron propuestas de 20 compañías, que hacían parte de la lista corta, de las que 12 quedaron habilitadas para

participar como operadoras. Como resultado de las propuestas presentadas, la ANH recibió 17 para los ocho bloques, que se reflejaron en la adjudicación y autorización por parte del Consejo Directivo de la ANH para la suscripción de los respectivos contratos TEA especiales.

TABLA 1. BLOQUES ASIGNADOS PROYECTO CRUDOS PESADOS

PROYECTO DE DESARROLLO DE CRUDOS PESADOS - DCP				
BLOQUE	COMPAÑÍA	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN (X%)	INVERSIÓN TOTAL	
			PROGRAMA MÍNIMO EXPLORATORIO (USD\$)	INVERSIÓN ADICIONAL (USD\$)
CPE - 1	META PETROLEUM LTD.	1,0	9.500.000	21.600.000
CPE - 2	UNIÓN TEMPORAL SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA CAÑO SUR GMBH - SUCURSAL COLOMBIA y ECOPETROLS.A.	1,0	13.900.000	63.600.000
CPE - 3	EXXONMOBIL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA (VICHADA) LIMITED.	1,0	15.900.000	9.100.000
CPE - 4	UNIÓN TEMPORAL SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA CAÑO SUR GMBH - SUCURSAL COLOMBIA y ECOPETROLS.A.	1,0	14.540.000	79.400.000
CPE - 5	UNIÓN TEMPORAL BHP BILLITON PETROLEUM (COLOMBIA) CORPORATION y SK ENERGY CO., LTD	1,0	17.900.000	32.200.000
CPE - 6	UNIÓN TEMPORAL META PETROLEUM y TALISMAN (COLOMBIA) OIL & GAS LTD.	2,0	11.820.000	37.600.130
CPE - 7	UNIÓN TEMPORAL PLUSPETROL RESOURCES CORPORATION y KOREA NATIONAL OIL CORPORATION.	1,0	18.240.000	39.520.000
CPE - 8	UNIÓN TEMPORAL TALISMAN (COLOMBIA) OIL & GAS LTD y ECOPETROLS.A.	1,0	30.040.000	39.100.300

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Se adjudicaron 12.705.798 hectáreas que corresponden al 100% del área total ofrecida en esta solicitud de ofertas.

### 2.1.1 PROCESO COMPETITIVO - RONDA COLOMBIA 2008

En este proceso se estructuraron los términos de referencia para contratar 43 bloques de exploración y producción distribuidos en diferentes áreas. Durante su desarrollo se puso a disposición de las compañías interesadas en participar un paquete con información técnica de los bloques de las áreas denominadas Cesar - Ranchería & Guajira, Sinú - San Jacinto Norte, Cordillera Oriental y Llanos Orientales Área Occidental; adicionalmente, se llevaron a cabo varias sesiones aclaratorias.

Se recibieron propuestas de 41 empresas, de las que 35 quedaron habilitadas para participar como Compañías Operadoras. Como resultado de las ofertas entregadas, el 7 de noviembre de 2008, la ANH adjudicó, previa autorización del Consejo directivo, la suscripción de los respectivos contratos E&P.

GRÁFICA 3. ÁREAS BLOQUES RONDA COLOMBIA



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

TABLA 2. BLOQUES ASIGNADOS RONDA COLOMBIA

RONDA COLOMBIA 2008				
BLOQUE	COMPAÑÍA	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN (X%)	INVERSIÓN TOTAL	
			PROGRAMA MÍNIMO EXPLORATORIO (USD\$)	INVERSIÓN ADICIONAL (USD\$)
CPO-1	META PETROLEUM LTD.	6,0	19.000.000	200.000
CPO-2	UNIÓN TEMPORAL PLUSPETROL RESOURCES CORPORATION - KOREANATIONAL OIL CORPORATION.	25,0	25.000.000	1.300.000
CPO-3	UNIÓN TEMPORAL PLUSPETROL RESOURCES CORPORATION - KOREANATIONAL OIL CORPORATION.	25,0	25.000.000	1.300.000
CPO-4	SK ENERGY CO. LTD.	31,0	29.000.000	2.400.000
CPO-5	ONGC VIDESH LTD SUCURSAL COLOMBIANA.	23,0	31.000.000	1.100.000
CPO-6	UNIÓN TEMPORAL TECPECOL S.A. - INEPETROL S.A.	39,0	18.900.000	1.600.000
CPO-7	UNIÓN TEMPORAL TECPECOL S.A. - INEPETROL S.A.	47,0	19.400.000	1.600.000
CPO-8	ECOPETROL S.A.	24,0	50.800.000	600.000
CPO-9	TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD.	17,0	66.250.000	600.000
CPO-10	ECOPETROL S.A.	20,0	45.900.000	500.000
CPO-11	ECOPETROL S.A.	19,0	61.900.000	600.000
CPO-12	UNIÓN TEMPORAL META PETROLEUM LTD. - CEPOLSA - TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD.	28,0	42.250.000	1.400.000
CPO-13	UNIÓN TEMPORAL TECPECOL S.A. - INEPETROL S.A.	32,0	21.260.000	300.000
CPO-14	UNIÓN TEMPORAL META PETROLEUM LTD. - CEPOLSA.	2,0	42.250.000	200.000
CPO-17	HOCOL S.A.	12,0	30.200.000	306.000
SSJN-1	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC.	20,0	12.000.000	800.040
SSJN-3	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA LTD.	2,0	52.500.000	200.000
SSJN-4	ECOPETROL S.A.	14,0	53.500.000	400.000
SSJN-5	UNIÓN TEMPORAL SK ENERGY CO. LTD. - PETROPULI LTDA.	23,0	29.500.000	2.300.000
SSJN-7	UNIÓN TEMPORAL PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA LTD.- ONGCVIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIANA -SSJN-7.	14,0	55.400.000	1.300.000
SSJN-9	HOCOL S.A.	18,0	64.350.000	306.000
CR-1	UNIÓN TEMPORAL PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA LTD.- PETROBRAS COLOMBIA LIMITED - CR1.	22,0	21.250.000	800.000

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Se adjudicaron 4.189.082 hectáreas que corresponden al 53% del área total ofrecida en este proceso de selección.

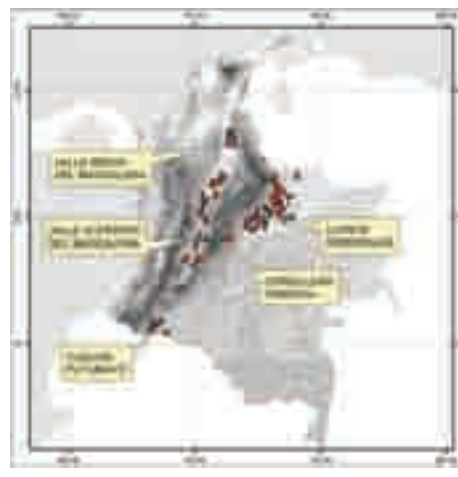
### 2.1.2 PROCESO COMPETITIVO - MINI RONDA 2008

En este proceso se estructuraron los términos de referencia para contratar 102 bloques de exploración y producción distribuidos en diferentes áreas. Se puso a disposición de las compañías interesadas en participar un paquete con información técnica de los bloques de las áreas denominadas Valle Medio del Magdalena - Catatumbo, Valle Superior del Magdalena, Llanos Orientales, Putumayo y Cordillera Oriental y se hicieron varias sesiones aclaratorias con el fin de resolver las dudas de las compañías participantes.

Se recibió documentación de 75 compañías y 45 quedaron habilitadas como Compañías Habilitadas Operadoras. Como resultado de las ofertas recibidas en el acto, que se llevó a cabo el 4 de diciembre de 2008, se adjudicaron 42 bloques, previa aprobación del Consejo Directivo para la suscripción de los respectivos contratos.

En total se adjudicaron 1.998.287 hectáreas que corresponden al 39% del área total ofrecida en este proceso de selección.

GRÁFICA 4. ÁREAS BLOQUES MINI RONDA



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

TABLA 3. BLOQUES ASIGNADOS MINI RONDA

MINI RONDA 2008				
BLOQUE	COMPAÑÍA	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN (X%)	INVERSIÓN TOTAL	
			PROGRAMA MÍNIMO EXPLORATORIO (USD\$)	INVERSIÓN ADICIONAL (USD\$)
LLA4	ECOPETROL S.A.	1,0	45.540.000 ó 31.140.000	8.100.000
LLA9	ECOPETROL S.A.	1,0	40.300.000 ó 27.800.000	3.600.000
LLA10	PETROLERA MONTERRICO S.A.	3,0	9.200.000	1.100.000
LLA14	ECOPETROL S.A.	1,0	40.800.000 ó 28.200.000	7.800.000
LLA16	UNIÓN TEMPORAL PETROANDINA RESOURCES INC-COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA.	1,0	8.700.000	30.200.000
LLA17	UNIÓN TEMPORAL KINETEX SUCURSAL COLOMBIA- RAMSHORN INTERNATIONAL LIMITED.	1,0	21.700.000	11.200.000
LLA18	GOLDEN OIL CORPORATION.	7,0	15.800.000	15.000.000
LLA19	GEOKINETICS INTERNATIONAL INC.	2,0	6.500.000	1.500.000
LLA20	UNIÓN TEMPORAL PETROANDINA RESOURCES INC-COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA.	1,0	8.595.000	16.900.000
LLA21	OMEGA ENERGY COLOMBIA.	3,0	13.900.000	5.900.000
LLA22	CEPCOLSA.	1,0	26.811.000 ó 18.311.000	5.215.000
LLA23	PETROLERA MONTERRICO S.A.	3,0	5.700.000	1.300.000
LLA24	BD PRODUCTION CO INC.	1,0	5.460.000	5.200.000
LLA25	PETROMINERALES COLOMBIA LTD. SUCURSAL COLOMBIA.	1,0	11.070.000	2.200.000
LLA26	CEPCOLSA.	1,0	25.331.000 ó 17.831.000	40.200.000
LLA27	NCT ENERGY GROUP C.A., COLOMBIA.	4,0	11.180.000	2.700.000
LLA29	UNIÓN TEMPORAL PETROANDINA RESOURCES INC-COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA.	1,0	8.025.000	21.000.000
LLA30	UNIÓN TEMPORAL PETROANDINA RESOURCES INC-COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA.	1,0	8.400.000	10.200.000
LLA31	PETROMINERALES COLOMBIA LTD. SUCURSAL COLOMBIA.	1,0	10.995.000	11.400.000
LLA32	UNIÓN TEMPORAL TC OIL & SERVICES S.A.- RAMSHORN INTERNATIONAL LIMITED.	1,0	24.100.000	12.300.000
LLA33	THORNELOE ENERGY SUCURSAL COLOMBIA.	3,0	17.190.000	12.775.000
LLA34	UNIÓN TEMPORAL WINCHESTER OIL AND GAS S.A - RAMSHORN INTERNATIONAL LIMITED.	1,0	24.900.000	12.500.000
LLA36	MONTECZ S.A.	3,0	11.900.000	1.000.000
VMM1	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC.	5,0	9.800.000	8.600.000
VMM2	PETROTESTING COLOMBIA S.A.	3,0	21.020.000	2.860.000
VMM4	GOLDEN OIL CORPORATION.	7,0	15.200.000	4.200.000
VMM6	ECOPETROL S.A.	1,0	38.724.000 ó 27.224.000	1.100.000
VMM9	PETROLEOS COLOMBIANOS LIMITED.	3,0	10.410.000	5.500.000
VMM12	INGENIERÍA, CONSTRUCCIONES Y EQUIPOS CONEQUIPOS ING. LTDA.	1,0	5.300.000	6.000.000
VMM13	PETROPULI LTDA.	2,0	5.250.000	15.100.000
VMM14	OPICA BLC S.A.	2,0	8.300.000	8.800.000
VMM15	GOLDEN OIL CORPORATION.	7,0	11.200.000	10.000.000
VMM17	MORICHAL PETROLEO Y GAS CA.	1,0	2.800.000	300.000
VMM18	CONSORCIO ENERGÍA COLOMBIA S.A CENERCOL S.A.	2,0	6.500.000	1.100.000
VSM10	HOCOL S.A.	6,0	24.780.000	15.000.000
VSM32	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA.	2,0	39.224.000	100.000
COR7	TECHNICAL INTEGRATED SERVICES INC.	3,0	4.400.000	2.100.000
COR12	PETROLERA MONTERRICO S.A.	3,0	4.500.000	500.000
COR14	OPERACIONES PETROLERAS ANDINAS S.A.	1,0	3.400.000	200.000
PUT1	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC.	5,0	20.700.000	4.600.000
PUT2	INEPETROL S.A.	1,0	13.975.000	700.000
PUT4	PETRÓLEOS DEL NORTE S.A.	1,0	21.090.000	1.600.000

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

## 2.2 EXPLORACIÓN

La exploración sigue siendo un tema prioritario, teniendo en cuenta los objetivos establecidos, en donde se resaltan importantes proyectos de inversión para la adquisición de sísmica y la realización de estudios geológicos, que permitirán identificar el verdadero potencial hidrocarburrífero del país.

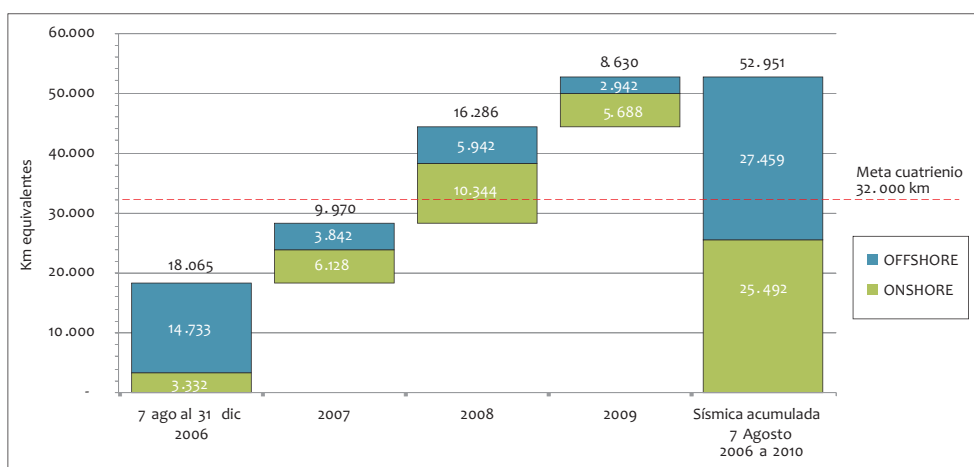
### 2.2.1 EXPLORACIÓN SÍSMICA

La ANH ha definido un ciclo exploratorio de aproximadamente cinco años respecto de los proyectos que se van a desarrollar, de acuerdo con cada fase del ciclo. En los tres primeros años de este ciclo, los proyectos técnicos reúnen información técnica de cada cuenca sedimentaria, la cual se analiza e interpreta a través de los proyectos de integración de información en el cuarto año del ciclo. Los modelos que resulten de las fases anteriores conducen a un mayor conocimiento de las cuencas, lo cual se traduce en un incremento del nivel de confianza de los potenciales inversionistas.

Durante el año 2009 se ejecutaron un total 16.286 kilómetros equivalentes de sísmica en dos dimensiones, 10.344 kilómetros onshore y 5.942 kilómetros offshore.

A su vez, a mayo 31 de 2009 se han corrido 8.630 kilómetros equivalentes de sísmica en dos dimensiones - 2D. En este sentido, se tiene un acumulado en el cuatrienio 2006 – 2010, 52.951 kilómetros equivalentes de sísmica 2D, superando en un 66% la meta establecida de 32.000 kilómetros equivalentes de sísmica en dos dimensiones - 2D.

GRÁFICA 5. ACTIVIDAD SÍSMICA CUATRIENIO



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

### 2.2.2 POZOS EXPLORATORIOS (A-3)

Durante el año 2008 se perforaron 98 pozos exploratorios, cuatro de operación directa de ECOPETROL S.A., 33 por parte de los asociados y 61 de los contratos de la ANH. Para el año 2009, de acuerdo con los compromisos contractuales establecidos se tienen proyectados la perforación de 94 pozos, de los cuales 68 son firmes y 26 son opcionales o por decisión de empresa.

A su vez, de los pozos perforados durante el año 2008, 35 pozos fueron declarados productores, 16 pozos se encuentran en pruebas y 47 resultaron secos. En lo corrido del año 2009 con corte 31 de mayo, han sido perforados 34 pozos, 15 productores, 6 se encuentran en prueba y trece resultaron secos.

### 2.2.3 GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN

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. Promueve su estudio sistemático orientado a la exploración

y aprovechamiento sostenible de los recursos mineros energéticos y la investigación de los procesos geológicos naturales.

La administración de la Litoteca se realizó hasta el 30 de noviembre de 2008 a través de un convenio celebrado entre la ANH y ECOPEPETROL S.A. por medio del cual se definían las actividades que correspondían a cada parte. De acuerdo con la Ley 1213 del 16 de julio de 2008, se determinó que la administración de la Litoteca Nacional sería llevada a cabo por la ANH. Con el fin de mantener la continuidad en los servicios que presta la Litoteca Nacional se suscribió el Convenio interadministrativo No. 04 de 2009 con la Universidad de Santander, cuyo objeto es la prestación del servicio de administración y operación de la Litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango.

### **2.2.3.1 Nuevo Modelo del Banco de Información Petrolera, BIP**

Con el fin de garantizar la prestación de los servicios relacionados con el BIP, la ANH realizó en el año 2007 dos procesos licitatorios. El primero, asignado a Schlumberger -Sureenco, el cual consiste en la contratación del servicio de gestión, organización, manejo, administración y operación de un centro de recepción y verificación física y técnica, carga y suministro de información de exploración y producción, administración e implementación de software y medios físicos en el BIP. El segundo está relacionado con la administración de la plataforma tecnológica de sistemas y comunicaciones que fue asignado a la Unión Temporal Synapsis - Colombia Telecomunicaciones, empresas con amplia experiencia en proveer este tipo de servicios.

Esta Unión Temporal - UT es la encargada de suministrar y operar, de manera ininterrumpida, en calidad de hosting y housing, el centro de cómputo principal en Bogotá, en hosting el data center alterno en Cali, proveer altos canales de comunicación entre las sedes ANH - Exploration and Production Information Service, EPIS – Litoteca – Cintoteca - Centro de Cómputo Principal - Centro de Cómputo Alterno, un sistema de alta disponibilidad de cluster para la información pública de la Web, así como la mejora en los niveles de seguridad física, lógica, tiempo de respuesta, operación, soporte y mantenimiento.

La distribución y concentración de las actividades del EPIS entre entidades especializadas en cada una de estas actividades ha generado una mejor dinámica en su operación. Las posibilidades propias de cada actividad se han aumentado y se han generado nuevas oportunidades de servicio como la conexión a la autoatención a través de VPN provista por la Unión Temporal, que permite el acceso a la información por parte de la industria desde diferentes partes del mundo, sin necesidad de un canal dedicado como operaba antes y lo cual limitaba este tipo de acceso a empresas establecidas en Colombia.

Asimismo, este modelo ha mejorado e implementado mayores controles a cada contratista del EPIS sobre las actividades que desarrolla, lo que ha repercutido en mejores niveles de seguridad, medición de actividades, definición de responsabilidades, contra chequeo de información entre los componentes del sistema, mayor calidad y oportunidad en la prestación de los servicios, entre otros. Este esquema ha significado para la ANH más labores administrativas, sobre todo en sus primeras etapas de definición de procedimientos y controles, para lo que ha sido necesario un apoyo mayor de las firmas interventoras; pero los beneficios obtenidos justifican los esfuerzos dedicados a la implantación e implementación.

Con el fin de continuar esta dinámica, desconcentrar la prestación de los servicios y aumentar la eficiencia mediante la simplificación de los procesos, la ANH contempló la necesidad de llevar a cabo la estructuración de una franquicia para los servicios del BIP, para lo cual se suscribió un contrato con la firma Valencia Hoyos & Asociados, la cual tiene por objeto la prestación de servicios para la estructuración de un formato de franquicia para el banco de información Petrolera, EPIS, de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Esta consultoría contempla en su etapa inicial, la realización de una conceptualización y diagnóstico de franquiciabilidad del concepto de negocio EPIS, evaluándolo desde el punto de vista operativo, mercadeo y financiero, así como la validación de los elementos claves de éxito para el desarrollo y operación del sistema de franquicias del banco de información petrolera, EPIS.

### 2.2.3.2 Desarrollo del Front - End del BIP

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

De acuerdo con los resultados del taller de transferencia de tecnología, realizado para evaluar el software con el que se maneja actualmente la información, se identificó la necesidad de realizar un proyecto para cambiar el front - end del EPIS, para divulgar y promover la información técnica de E&P contenida en el BIP. El esquema definido fue la integración de software de estructura abierta, previo a un análisis de requerimientos del modelo de negocios del BIP y la estrategia de promoción diseñada por la ANH.

En agosto de 2008, se suscribió el contrato con la compañía Kadme AS, que ofrece a la ANH los servicios de integración de software para el manejo de información de exploración y producción, entendido como un proceso donde se selecciona, adquiere e integra software de diferentes casas productoras, sin ningún compromiso con alguno en particular.

Este proceso incluye el desarrollo y personalización del software necesario y su ajuste a las necesidades de la ANH. Los componentes que desarrollarán e integrarán serán bajo estructura abierta, lo que disminuirá los costos de la solución.

Desde el punto de vista tecnológico, esta es una solución innovadora y única en el mercado, que ofrecerá una fase de actualización permanente y garantizará el adecuado desarrollo de la solución.

Se espera que el nuevo portal del EPIS entre en operación en el segundo semestre 2009 y tendrá como principal característica un solo punto de acceso a toda la información a través de la búsqueda de texto, una interfase más veloz para la consulta del catálogo y diferentes capas de información pública.

La solución propuesta integrará a su vez otros desarrollos de software para componentes puntales del EPIS, todos integrados a la solución Web. Estos son el aplicativo Sistema Web de Administración de Metadatos Geográficos, Swami, del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, IGAC, que administra el metadato geográfico; y la base de datos Gabriela, actualizada por la Universidad Industrial de Santander, que administra la información de muestras de rocas. Toda esta solución estará integrada con el software de preservación de información usado en los procesos de la operación actual del EPIS (Back- end).

### 2.2.3.3 Información cargada en el EPIS - Actualización Banco de Información Petrolera, BIP

Con base en los compromisos que las compañías tienen dentro de los diferentes esquemas contractuales vigentes. Al EPIS fue cargada la información con los mejores estándares de calidad, lo que permite disponer de información confiable almacenada en bases de datos, que a su vez se convierten en un insumo más para las actividades de E&P en Colombia y garantiza que la Subdirección Técnica cumpla con su misión de preservar la información técnica del país.

De acuerdo con esto, se cargaron 41.290 nuevos archivos en las bases de datos, lo que representó un crecimiento del 5,71% para 2008. Para el primer trimestre 2009 se cargaron 12.227 nuevos archivos en bases de datos, lo que representa un crecimiento del 1,69%.

Adicionalmente, para el año 2008 se recibieron 65.725 nuevos medios físicos como cintas, documentos, secciones sísmicas en papel, mapas y registros eléctricos, entre otros, catalogados en la base de datos Asset DB, que presenta un crecimiento anual del 7,11%. En el primer trimestre de 2009, se han recibido 10.287 nuevos medios físicos como cintas, documentos, secciones sísmicas en papel, mapas y registros eléctricos, entre otros, catalogados en la base de datos Asset DB, que representa un crecimiento del 1,11%.



TABLA 4. INFORMACIÓN CARGADA AL EPIS AÑO 2008

Tipo de Información	Unidades	Cantidad (2008)	Cantidad (Primer trimestre 2009)	Observaciones
Sísmica de campo	Km equivalentes	17.608	3.193	45 Programas sísmicos 2D y tres programas sísmicos 3D para el 2008, y 9 programas sísmicos 2D y 14 programas 3D, para el primer trimestre del año 2009.
Sísmica de proceso	Km equivalentes	28.079	12.273	236 Programas sísmicos 2D y tres programas sísmicos 3D para el 2008, y 39 programas sísmicos 2D y 16 programas 3D
Información de pozos	Pozos	1.934	438	Corresponde al número de pozos de los cuales se consultó información
Documentos y Mapas	Documentos y mapas	17.248	3.702	

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

De los anteriores medios, para el año 2008 se llevaron a la Cintoteca NRP, 8.333 que representan un crecimiento anual en el repositorio del 0,9%. De aquellos recibidos en el 2009, se han colocado en la Cintoteca NRP, 1.524 que representan un crecimiento en el repositorio del 0,16%. Los medios restantes se encuentran ubicados de manera temporal en las instalaciones del EPIS, mientras se verifican y cargan los mismos.

Por otro lado, de acuerdo con el represamiento de cerca de 32.000 unidades como consecuencia del límite presupuestal del pasado contrato de operación, durante 2008 y en desarrollo del nuevo contrato que inició a finales de 2007, se llevó a cabo el plan de actualización, que dio como resultado la verificación y carga de todas las unidades represadas excepto aquellas identificadas con faltantes de información para las que se ha hecho la debida gestión y se espera su entrega durante el 2009.

Esta actualización permite contar con información cargada en las bases de datos disponibles para los clientes; así como la generación de todos los balances de información de los contratos de los que se ha recibido información en el EPIS.

#### 2.2.3.4 Suministro de Información

TABLA 5. SUMINISTRO DE INFORMACIÓN 2008

Tipo de Información	Unidades	Cantidad (2008)	Cantidad (Primer trimestre 2009)	Observaciones
Sísmica 2D de campo	Km	24.474	28.580	342 Programas sísmicos 2D y cinco programas sísmicos 3D para el 2008, y para el primer trimestre de 2009 169 programas sísmicos 2D de campo.
Sísmica 2D de proceso	Km	50.214	6.962	485 Programas sísmicos 2D para terceros y tres programas sísmicos 3D para el 2008, y para el primer trimestre de 2009 36 programas sísmicos 2D de proceso.
Información de pozos	Pozos	632	108	Corresponde al número de pozos de los que se consultó información
Documentos y Mapas	Documentos y mapas	7.280	3.142	
Dataroom	Sesiones	72	7	

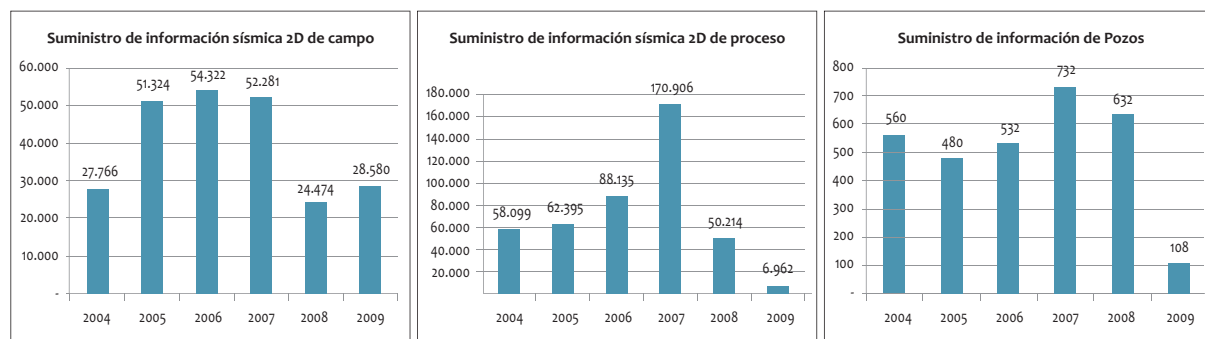
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Adicional a estos volúmenes, se suministró gran cantidad de información a través de los procesos competitivos de DCP, Ronda Colombia, Mini Ronda y Nominación de áreas.

Estos volúmenes fueron el principal aporte por parte del BIP a las actividades de exploración de hidrocarburos en Colombia para 2008. Las cuencas de mayor demanda de información fueron: Llanos, Valle Medio del Magdalena, Putumayo y Valle Superior e Inferior del Magdalena. Las compañías que mayor número de solicitudes realizaron fueron: CVRD Colombia, ECOPETROL, Nexen, Pluspetrol y Tecpetrol, entre otras.

La disminución en el suministro de información se debe a los grandes volúmenes que fueron suministrados a través de los paquetes de datos de los procesos competitivos efectuados durante el año 2008.

GRÁFICA 6. SUMINISTRO DE INFORMACIÓN 2008 COMPARADOS CON LOS DE 2007 A 2004



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

### 2.2.3.5 Servicio de Autoatención EPIS

El servicio de autoatención consiste en la conexión directa al portal Web privado del EPIS para descargar datos técnicos, lo que facilita las labores operativas de las compañías ya que pueden disponer de la información insumo de sus proyectos en tiempo real.

Durante 2008, se implementó el servicio a través de Virtual Private Network, VPN, tecnología que permite una extensión de la red local sobre una pública o no controlada, como por ejemplo Internet, de esta manera permite acceder remotamente a las bases de datos del EPIS y bajar información de forma segura mediante mecanismos de encriptado, control de integración y antirepetición.

Durante el año 2008 se suscribieron: Perenco Colombia, Lewis Energy, Nexen, Hocol S.A., Pacific Rubiales Energy, Gran Tierra, Cepcolsa, Petrominerales Colombia y ECOPETROL S.A. Para el primer trimestre de 2009 se suscribieron contratos con Columbus Energy y La Cortez Energy; adicionalmente están iniciando consultas sobre el servicio tanto con la ANH como con sus directivos, las compañías Repsol, NXT Energy Solutions Inc., y Telpico LLC.

### 2.2.3.6 Ingresos y Egresos BIP - Litoteca

El valor facturado por el servicio de suministro de información a los usuarios del EPIS para el año 2008 fue de \$19.286.069.882,90 incluido el IVA. Los egresos del BIP durante la misma vigencia fueron de \$12.69.452.395,17 de acuerdo con lo establecido en los contratos 066 de 2007 y 094 de 2007 suscritos con Schlumberger Surencó S.A. y la Unión Temporal Synapsis - Colombia Telecomunicaciones, respectivamente.

Los egresos por concepto del contrato 066 de 2007 fueron de \$8.917.437.302,17 y por concepto del contrato 094 de 2007 fueron \$3.452.015.093,00. Para el primer trimestre del año 2009 los ingresos del BIP fueron de 1.208.781.195,70, y los egresos fueron de 1.790.007.425,20. A continuación se presentan las tablas detalladas de ingresos y egresos para el año 2008 y el primer trimestre de 2009:

TABLA 6. INGRESOS AÑO 2008

CONCEPTO	VALOR
NUEVOS CRUDOS	\$ 7.878.878.413
EPIS	\$ 2.133.318.531
NUEVOS BLOQUES	\$ 58.469.541
RONDA COLOMBIA	\$ 7.066.689.956
MINI RONDA	\$ 2.137.381.111
CABRESTERO	\$ 11.332.329
<b>TOTAL BIP</b>	<b>\$ 19.286.069.882</b>

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Para el primer trimestre del año 2009 los ingresos del BIP fueron de \$1.208.781.195.

TABLA 7. EGRESOS AÑO 2008 (1)

CONTRATO 066 DE 2007	
ITEM	2008 - VALOR INCLUIDO IVA
Costo Fijo Mensual	\$ 1.170.162.319
Precios Unitarios Fijos	\$ 2.906.230.201
Plan de Actualización	\$ 2.557.224.879
Actividades esporádicas	\$ 2.173.959.053
Reembolsables	\$ 109.860.847
TOTAL	\$ 8.917.437.302
<b>TOTAL BIP</b>	<b>\$ 19.286.069.882</b>

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

TABLA 8 EGRESOS AÑO 2008 (2)

CONTRATO 094 DE 2007	
ITEM	2008 - VALOR INCLUIDO IVA
Puesta en marcha	\$ 370.550.000
Valor Mensual	\$ 2.801.021.620
Actividades Esporádicas	\$ 280.443.473
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 3.452.015.093</b>

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Según estos valores, el porcentaje de Ingresos vs. Egresos fue de 156%, lo que evidencia que en 2008 los egresos del BIP fueron cubiertos en su totalidad por los ingresos generados.

### 2.2.3.7 Ingresos y Egresos - Litoteca

La Litoteca Nacional prestó servicios a la industria petrolera por \$1.534.474.680 incluido el valor del IVA. La ANH le reconoció \$1.540.739.701 con IVA, por la administración y operación de la Litoteca. Los ingresos cubrieron el 99% de los egresos por administración y operación durante 2008. Para el primer trimestre de 2009, la Litoteca facturó servicios por \$288.286.680 y los costos de administración y operación han sido de \$269.097.085.

### 2.2.3.8 Tiempos de entrega de información a usuarios

El seguimiento y los ajustes realizados dentro del proyecto EPIS, entre los que se incluye la adopción de la evaluación del servicio dentro de los nuevos contratos de la operación del BIP, ha permitido reducir los tiempos de entrega de

la información. Para el último trimestre de 2008 el promedio de los días de suministro fue de 2,18. Para el primer trimestre del año 2009, el promedio de días de suministro fue de 0,67 días.

#### **2.2.3.9 Litoteca Nacional**

La Litoteca Nacional inició operaciones a partir de 1988 con un área física de 50 m<sup>2</sup>. En mayo 9 de 1997, ECOPETROL oficializó la inauguración de la Litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango y entregó al servicio de la industria petrolera una moderna y cómoda área física de 2.700 m<sup>2</sup>, dotada de áreas de almacenamiento, procesamiento y consulta.

Según las proyecciones que se llevaron a cabo, con base en las muestras recibidas y las cajas utilizadas para su almacenamiento durante 2005 y 2006, la capacidad de la Litoteca Nacional estaría colmada por completo en el primer semestre de 2009, razón por la que se adelantan los trámites necesarios para la construcción de una nueva Litoteca, que albergue las muestras que se reciban a partir del segundo semestre de 2009.

#### **2.2.4 FASE DE DIVULGACIÓN**

El programa de divulgación tiene como objetivo dar a conocer y posicionar el país, a la ANH y al sector petrolero, como destinos de inversión; está orientado al logro de aproximadamente 20.000 contactos pasivos y quiere llegar a personas influyentes y multiplicadores.

##### **2.2.4.1 Presencia en Medios Internacionales**

En el año 2008, a través de la campaña publicitaria de la ANH, se promocionó la imagen de Colombia como un destino de inversión privilegiado en el continente, al contar con un sistema político estable y con condiciones de seguridad cada vez mejores, transmitiendo credibilidad y confianza a los inversionistas, en lo cual se posicionó la ANH como interlocutor.

Por tal razón, se hizo promoción en medios internacionales escritos como: Upstream, Petroleum Economist, Independent Petroleum Association of America (IPAA), World Oil, Explorer, Oil & Gas Journal, Oil & Gas Investor, The Economist, Financial Times, World Petroleum Council, World Petroleum Congress, Ingepet 2008 y Rio Oil & Gas. Estos son medios especializados del sector de hidrocarburos que se han analizado durante varios años y se ha identificado que son los más adecuados y relevantes para pautar, por el impacto que generan.

##### **2.2.4.2 Publicaciones**

Como apoyo para la realización de las distintas actividades del plan de promoción se contó con material impreso, folletos, afiches, volantes, cartillas, plegables y carpetas, entre otros, para dar a conocer al público de una manera atractiva, impactante y profesional, la información técnica y geológica, las áreas hidrocarburíferas del país, los nuevos esquemas contractuales, así como la información más relevante sobre los factores que se han de tener en cuenta para el desarrollo de negocios de E&P en Colombia.

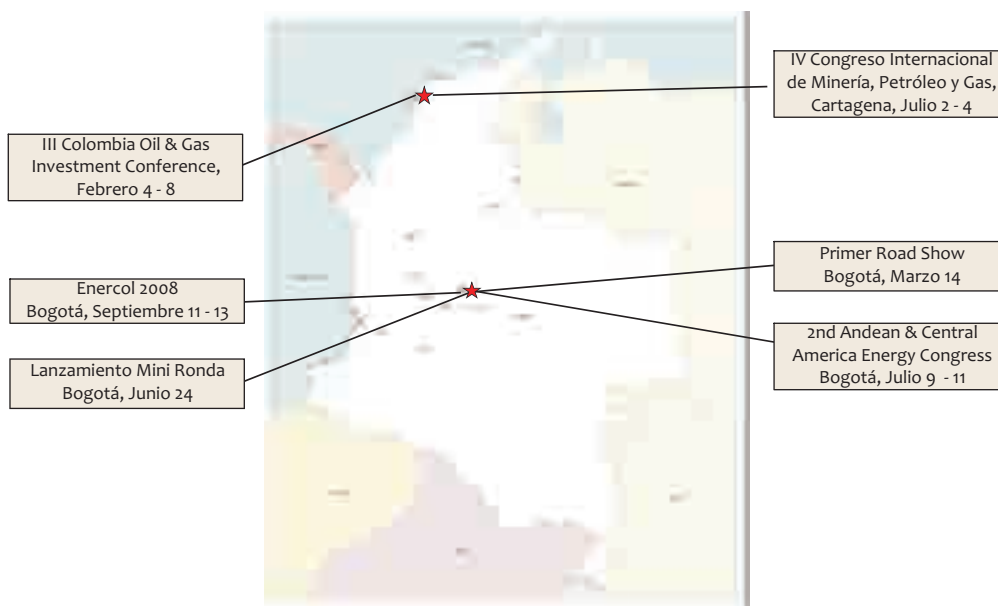
##### **2.2.4.3 Fase de Activación de Contactos**

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. El objetivo es lograr aproximadamente 2.000 contactos activos.

##### **2.2.4.4 Fase de promoción de visitas**

El objetivo de esta fase es incentivar las visitas a Colombia de 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 por parte de la ANH de eventos en Colombia.

GRÁFICA 7. PROMOCIÓN DE VISITAS



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

#### 2.2.4.5 Fase de Asistencia al Inversionista

Tiene como objetivo ofrecer más posibilidades de información a los inversionistas y para ello se ha desarrollado la promoción de rondas licitatorias. En 2008 se realizaron el Proyecto de Desarrollo de Crudos Pesados, DCP, la Ronda Colombia 2008 y la Mini Ronda 2008. Para promover la Ronda Colombia 2008 se realizó un Road Show en Bogotá, Houston y Londres.

De igual forma, se suscribió un contrato con la firma Stratco Consultores Asociados S.A., a través del cual el contratista se comprometió con la ANH a definir y detallar un modelo de actuación comercial y de servicio al cliente, identificar elementos que se requieren para su puesta en marcha y generar un plan estratégico del área comercial, que asegure la alineación de sus acciones a los objetivos corporativos de la Agencia.

#### 2.2.4.6 Otras Actividades de Apoyo

Marca País: <sup>a</sup> Colombia es Pasión<sup>o</sup> es un programa del Gobierno Nacional que la ANH apoyó de forma activa. El objetivo principal era atraer inversionistas para el sector de hidrocarburos. La estrategia fue 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 al público objetivo de la ANH.

#### 2.2.5 ACTIVIDAD EXPLORATORIA DE ECOPETROL S.A.

En Colombia se perforaron 98 pozos exploratorios en el año 2008, de los cuales 33 correspondieron a ECOPETROL y socios. A su vez, participó en la perforación de 13 pozos exploratorios, de los cuales 11 fueron operados directamente y los 2 restantes, perforados por otras compañías. Adicionalmente, se desarrollaron 2 proyectos de perforación exploratoria internacional.

A finales del año 2008, se encontraban 3 pozos exploratorios en perforación, Gibraltar-03, Quiriyana-01 y Relámpago-01 y 2 más en obras civiles, Dalia-01 y Lisama Este-2P. Durante el primer trimestre del año 2009, se perforaron en forma directa 2 pozos A01 que fueron Guariqués-03 y Cagui-01R y 18 pozos A01 en compañía de los socios.

La perforación exploratoria realizada durante el año 2008 registra un crecimiento de 8% comparado con 2007 y en lo que respecta a la operación directa de ECOPETROL creció un 37%.

Para el primer trimestre de 2009, finalizaron los pozos que quedaron en perforación durante 2008 como fueron Relámpago-01, Gibraltar-03 ST01 y Quiriyana-01, este último productor. La perforación exploratoria durante el primer trimestre del 2009, muestra un 23% de avance en relación con el desarrollo alcanzado en 2008.

### 2.3 RESERVAS

A diciembre 31 de 2008 las reservas probadas remanentes totales de petróleo del país fueron de 1.643 millones de barriles, superiores 284 millones de barriles con respecto a las reportadas en el 2008 de 1.359 millones de barriles, lo cual está soportado principalmente por reevaluaciones, nuevos descubrimientos y adición de nuevas reservas certificadas.

Para el caso del gas, las reservas remanentes totales (probadas, no probadas y consumo en operación) del país a 31 de diciembre de 2008, fueron de 7.255 Giga pies cúbicos, mostrando un incremento con respecto a los 7.220 Giga pies cúbicos reportados en el año 2007, lo cual esta soportado principalmente por reevaluaciones y nuevas comercialidades aprobadas.

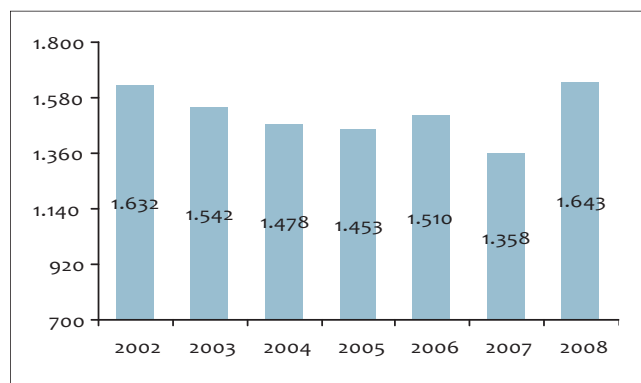
Las reservas propiedad de ECOPETROL ascendieron a 19,51 MBPE, de los cuales 8,43 corresponden a las comercialidades directas en Pachaquiario, Tenax, Tempranillo y Arrayán, así como a la solicitud de explotación de Lisama Norte ST5 hecha al Ministerio de Minas y Energía. Los restantes 11,08 MBPE corresponden a comercialidades otorgadas a los asociados. Durante el 2009 se han incorporado 11,56 MBPE correspondientes a Corocora 4, Rubiales 51 y 52, Don Pedro y al complejo Pauto.

Así mismo, mediante acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008, se estableció la metodología SPE/WPC/AAPG/SPEE para la valoración de recursos y reservas de hidrocarburos. El sistema fue adoptado en general por la industria del petróleo y comprende todo el portafolio de reservas, tales como reservas probadas, probables y posibles y recursos contingentes y prospectivos.

Además, se creó la base de datos de reservas por campo, que es la formulación del módulo de manejo de reservas en el SII de la ANH, para generar los informes de reservas requeridos en los procesos de planeación e indicadores de reservas.

Para la verificación en los términos del Plan de Mejora para el manejo de reservas, que consiste en la adquisición de una solución de manejo integral de producción y reservas, se construyó una matriz que incluye las reservas probadas, probables y posibles de petróleo y gas para 2005, 2006 y 2007. En relación con los recursos y con la prospectividad, se consideraron las reservas prospectivas de los informes de contratos TEA y de los E&P.

**GRÁFICA 8. COMPORTAMIENTO RESERVAS DE PETRÓLEO**  
**RESERVAS PROBADAS REMANENTES TOTALES DE PETRÓLEO**  
(Millones de Barriles)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

## 2.4 PRODUCCIÓN

Por tercer año consecutivo se continúa con el incremento de la producción de petróleo, al lograr 588.357 barriles promedio día durante el año 2008, 57.221 barriles de petróleo por día más que en el año 2007, producto de los altos precios del barril de petróleo durante el primer semestre, conjuntamente con el esfuerzo de toda la industria por minimizar la curva de declinación e incorporar nuevas reservas en todos los campos. Adicionalmente, a mayo 31 de 2009, la producción promedio del país alcanzó un pico importante al ubicarse en 642.000 barriles por día, la mayor alcanzada en los últimos años.

La producción de gas del país para el año 2008 fue de 874 millones de pies cúbicos día, 144 millones de pies cúbicos día superior a la reportada en el año 2007 de 730 millones de pies cúbicos día; lo anterior, debido al desarrollo de los nuevos descubrimientos realizados.

La producción nacional de petróleo equivalente de participación de ECOPETROL, durante el primer trimestre del año 2009 fue de 458.000 barriles equivalentes de petróleo por día, es decir que hasta el momento se registra un incremento de 11 mil barriles por día con respecto a la producción del año 2008.

Para el primer trimestre del 2009, ECOPETROL cuenta con una producción internacional de 6.200 barriles de petróleo equivalentes por día, gracias a la participación del 9,2% en el bloque K2 en el Golfo de México y la participación del 50% en la compañía Petro-Tech Peruana. Sin embargo, para el primer trimestre, el mayor aporte en la producción de crudo se presentó en los campos operados directamente por ECOPETROL, la cual registró un aumento del 8% al pasar de 172.000 barriles en el 2008 a 186.000 barriles promedio en el primer trimestre del año 2009.

El incremento de la producción de ECOPETROL S.A. con respecto al año 2007, obedeció principalmente a los resultados obtenidos en el desarrollo de los campos de crudo pesado en los Llanos Orientales y la optimización de campos maduros, así como a las inversiones realizadas con el fin de minimizar la declinación de los campos y optimizar el factor de recobro.

### 2.4.1 NUEVOS NEGOCIOS

En septiembre de 2008, ECOPETROL S.A. a través de la Gerencia de Nuevos Negocios compró una participación del 9,21% en el Activo K2 a la compañía Unión Oil Company Of California por 510 Millones de dólares. Este es un proyecto en desarrollo, donde el potencial de reservas no probadas significan oportunidad de crecimiento para ECOPETROL, asociados con el desarrollo de competencias operacionales y el desarrollo de yacimientos profundos en campos costa afuera. Con esta adquisición ECOPETROL mejoró su posicionamiento en el GOM, sumando el apalancamiento de nuevos negocios en exploración.

Así mismo, en el mes de octubre de 2008 ECOPETROL S.A. firmó el acuerdo con la compañía BP para la exploración en el Golfo de México con el objetivo de adelantar actividades de exploración de gas a grandes profundidades a través de la perforación del pozo Wil K, con una participación de 15% el cual se perfora en el 2009. El acuerdo contempla aumentar la participación hasta un 30% con el objeto de explorar en conjunto otras zonas del US - GOM, dependiendo de los resultados iniciales del prospecto Will K.

En noviembre de 2008 se cierra el Acuerdo con la compañía ENI, con el compromiso de una perforación de 5 Prospectos en USA – GOM en el área de Green Canyon y de Soto Canyon entre el 2008 y 2012. El acuerdo contempla que ECOPETROL tendrá participaciones entre el 20% y el 25% en los prospectos y la proyección de ampliar las operaciones hacia la perforación de 5 pozos más, las evaluaciones de los prospectos se realizarán conjuntamente.

En diciembre de 2008 ECOPETROL cerró el acuerdo con StatoilHydro para la perforación de 3 prospectos entre 2009 y 2010 en las áreas de Alaminos Canyon, Missisipy Canyon, con la opción del participar en la perforación de prospectos adicionales en un futuro. El acuerdo contempla que ECOPETROL tendrá participaciones de entre 20% y 30%.

En febrero de 2009 ECOPETROL, en asocio con la compañía nacional de petróleo de Corea, Korea National Oil Corporation, Knoc, cerró la transacción para adquirir la compañía Offshore International Group Inc., con sede en Estados Unidos. La participación de ECOPETROL S.A. y KNOC es en partes iguales (50%). Se adquirió una empresa cuyo principal activo es Petro-Tech Peruana S.A. que se dedica a la exploración, desarrollo, producción y

procesamiento de hidrocarburos. La empresa tiene 11 bloques en ese país (1 en producción y 10 en exploración), que en conjunto suman una de las superficies en offshore más grande de América del Sur (9,5 millones de hectáreas). El total de reservas estimadas por ECOPETROL son 112 millones de barriles equivalente en reservas 2P (probadas + probables), de las cuales le corresponde a ECOPETROL 56 millones de barriles equivalentes.

En marzo de 2009 ECOPETROL concretó la entrada en la exploración de los bloques 110 y 117, ubicados en la zona oriental del país. El bloque 117, con una extensión de 13.865 km<sup>2</sup>, está localizado en cuenca de Marañón. El bloque 110, con una extensión de 14.831 km<sup>2</sup>, está localizado al sureste del país en la cuenca de Ucayali. En el primer bloque (Lote 110), ECOPETROL tendrá una participación del 50%. En el segundo (Lote 117), la empresa participa con el 25%.

#### 2.4.1.1 Crudos Pesados

La producción de crudos pesados es uno de los pilares de crecimiento de ECOPETROL. Su potencial está contemplado en el mapa estratégico para soportar el incremento en la producción de la empresa como línea estratégica corporativa.

Los campos del bloque Cubarral, Castilla y Chichimene, de operación directa de ECOPETROL; Nare - Teca, en asociación con la compañía Mansarovar (conformada por Sinopec de China y ONGC de la India); y Rubiales, con Metapetroleum, son el eje de este objetivo estratégico. Los campos de Rubiales y Castilla se localizan en la Cuenca Llanos Orientales y Nare – Teca en el Valle Medio del Magdalena.

El reto del proyecto de crudos pesados es producir 210 KBPD de participación de ECOPETROL al año 2015, contar con la infraestructura de transporte y un sistema de mejoramiento de crudos hacia el 2013, asociado a la modernización de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

En el 2008 la producción de crudos pesados participación de ECOPETROL se cumplió en un 105%, el promedio esperado de crudos pesados era de 104 KBPD y se obtuvo, al cierre del 31 de diciembre, un promedio de 109 KBPD de participación de ECOPETROL. En el primer trimestre de 2009 se registra una producción promedio de participación de ECOPETROL de 124 KBPD. Se resalta la producción del campo Rubiales el cual ha incrementado su producción total manejando actualmente 58 KBPD, con una meta para el 2009 de 100 KBPD para fin de año.

Así mismo, la producción del campo Castilla presentó un incremento cercano de 3 KBPD y del campo Chichimene con un incremento de 2 KBPD, de lo programado para este corte.

En materia de exploración, durante el 2008 la ANH le adjudicó 6 nuevos bloques exploratorios a ECOPETROL distribuidos de la siguiente forma:

Ronda de Crudos Pesados en la cuenca de los Llanos Orientales:

- CPE 2: ECOPETROL 50% - SHELL 50%
- CPE 4: ECOPETROL 50% - SHELL 50%
- CPE 8: ECOPETROL 50% - TALISMAN 50%

Ronda Colombia en la cuenca de los Llanos Orientales:

- CPO 8: ECOPETROL 100%
- CPO 10: ECOPETROL 100%
- CPO 11: ECOPETROL 100%

Adicional a esto, se mantienen la campaña exploratoria en los bloques de CAÑO SUR (Asociación con SHELL) y QUIFA (asociación con METAPETROLEUM) y 3 bloques exploratorios en la cuenca del Valle del Magdalena Medio.

En materia de producción, uno de los aspectos más relevantes es la incorporación de las reservas y el incremento de los perfiles de producción a mediano y largo plazo de todos los proyectos de crudo pesado. Actualmente, se esperan los resultados de los estudios de yacimientos con los respectivos modelos de simulación. De igual manera, se trabaja de forma intensiva en la incorporación de nuevas tecnologías para el incremento de los factores de recobro.



### 2.4.1.2 Campos Maduros

El desarrollo de los campos maduros hace parte de la estrategia de ECOPETROL por incrementar los volúmenes de producción y de reservas, dado que la mayor parte de los campos del país están en dicha categoría. Sin embargo, estos yacimientos, que fueron descubiertos hace más de 20 años, aún conservan un número importante de reservas que pueden ser drenadas con la aplicación de nuevas tecnologías y agresivas campañas de perforación de desarrollo.

En ese sentido, ECOPETROL ha focalizado sus actividades en mejorar la productividad de varios campos de operación directa y otros asociados. Como resultado de esta estrategia se ha incrementado la producción de su propiedad en sus campos directos en más de un 5% anual en los últimos años. Estos son algunos de los resultados producción de crudo durante el primer trimestre del 2009:

- **Yariguí:** de una producción promedio en el 2008 de 12,9 KBPD, en el periodo enero a marzo de 2009 alcanzó un valor de 11,7 KBPD. Se han perforado 3 pozos de desarrollo. De un presupuesto de inversiones para el 2009 de US\$113,22 millones, se han comprometido US\$49,7 millones
- **La Cira** **Infantas (alianza Oxy** **Ecopetrol):** de una producción promedio en el 2008 de 10,6 KBPD, en el periodo enero a marzo de 2009 alcanzó un valor de 13,2 KBPD. Se han perforado 51 pozos: 16 productores y 9 inyectores. De un presupuesto de inversiones de US\$124,71 millones, se han comprometido US\$68,13 millones.
- **Casabe (alianza Ecopetrol** **Schlumberger):** De una producción promedio en el año 2008 de 10,5 KBPD, en el periodo enero a marzo de 2009 alcanzó un valor de 12,1 KBPD. Se han perforado 13 pozos de desarrollo. De un presupuesto de inversiones para el 2009 de US\$219,03 millones, se han comprometido US\$65 millones.
- **Tibú:** desde el 2007 entró en vigencia el Contrato de Colaboración Empresarial para el Desarrollo Adicional del Campo Tibú, firmado con la compañía Petrobras, en el cual ECOPETROL es el operador y Petrobras es el Ejecutor de inversiones. En el año 2008, de una producción promedio en el año 2008 de 1,5 KBPD, en el primer trimestre del año 2009 se ha alcanzado una producción de 1,3 KBPD. Así mismo, las actividades de 2008 se orientaron al monitoreo y mejoramiento del sistema de inyección de agua, se realizaron 18 trabajos de reacondicionamiento a pozos productores e inyectores y se mejoraron las facilidades.

### 2.4.2 SEGUIMIENTO CONTRATOS DE E&P

Desde su creación hasta diciembre de 2008, la ANH ha firmado 170 contratos E&P y durante el 2009, 37 contratos. De los 37 contratos E&P firmados hasta el 31 de marzo del presente año, cuatro de ellos corresponden a contratos del proceso competitivo de Ronda Colombia 2008, 30 corresponden a contratos del proceso competitivo de Mini Ronda 2008 y tres corresponden a procesos de contratación directa de vigencias anteriores. Actualmente se encuentran vigentes 189 contratos E&P en etapa exploratoria. Los contratos que se encuentran en etapa de evaluación y explotación se relacionan en el informe correspondiente seguido a contratos en producción.

En relación con los E&P, de los 207 firmados desde la creación de la ANH, 19 contratos han sido terminados o renunciados, de los cuales nueve terminaron durante 2008. El contrato E&P Luna Llena fue terminado por incumplimiento del contratista el 19 de marzo de 2008.

Durante el año 2008, el grado de cumplimiento de los compromisos contractuales alcanzo un 96,3%. Las desviaciones más frecuentes estuvieron relacionadas, en primer lugar, con comunidades y orden público, y con los factores climáticos en segundo lugar. Para el primer trimestre del 2009, los indicadores de cumplimiento de compromisos exploratorios alcanzaron en promedio un 98% con un 2% de desviación relacionada con incumplimientos de perforación de pozos, adquisición sísmica y trámites ambientales

#### 2.4.2.1 Convenios con ECOPETROL

Actualmente, se encuentran vigentes 11 convenios de exploración y producción. Dentro de los compromisos contractuales para el 2008 se ejecutaron las siguientes actividades exploratorias: se perforó un pozo exploratorio-A03 y el total de sísmica adquirida por los contratistas durante el 2008 fue de 446,8 km de sísmica 2D.

Dentro de los compromisos exploratorios para el 2009, hasta el 31 de marzo se han ejecutado las siguientes actividades exploratorias: se perforaron dos pozos exploratorios (A3) y se ha adquirido por los contratistas un total de 524 km de sísmica 2D. En los convenios con ECOPETROL, para el año 2008 se realizó una inversión cercana a los US\$16 millones, representada en adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios-A03.

#### 2.4.2.2 Asociación en exploración y explotación con ECOPETROL

Actualmente, se encuentran vigentes 15 contratos de asociación. En el 2008 renunciaron los contratos de asociación Tierra Negra y Achira. El contrato de asociación Campo Rico pasó al periodo de explotación. Dentro de los compromisos contractuales para el 2008, de las cifras reportadas anteriormente, las siguientes corresponden a actividades exploratorias de contratos en asociación: perforación de ocho pozos exploratorios-A03 y un total de sísmica adquirida por los contratistas de 230 km de sísmica 2D.

En los contratos de asociación en exploración y explotación con ECOPETROL se realizó una inversión cercana a US\$85 millones, representada en adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios (A3). Se pudo establecer que los problemas más frecuentes en los contratos de asociación en exploración y explotación con ECOPETROL están relacionados con comunidades y orden público.

#### 2.4.2.3 Contratos de Evaluación Técnica, TEA's

Desde su creación, la ANH ha suscrito 74 Contratos de Evaluación Técnica, TEA's; a la fecha, se encuentran vigentes 19 contratos, de los cuales 8 corresponden a Contratos TEA's Especiales asignados en el proceso de crudos pesados especiales. Es importante anotar que la ANH ha suscrito 59 contratos E&P a partir de 33 contratos TEA's, de los cuales ocho fueron suscritos durante el 2008.

De otra parte, en el año 2008 se inició el proceso de liquidación de los 28 contratos TEA's terminados entre los años 2005 y 2006, de los cuales 23 ya cuentan con acta de liquidación suscrita por las partes y cinco están en trámite de firma de los contratistas. De los 27 contratos finalizados en el 2007, 2008 y 2009, 12 ya cuentan con acta de liquidación suscrita por las partes y 15 están en proceso de liquidación.

TABLA 9. DERECHOS ECONÓMICOS CE&P Y TEA'S

DERECHOS ECONÓMICOS	2004	2005	2006	2007	2008
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
CONTRATOS E&P		\$364.879	\$2.001.679	\$2.305.868	\$2.683.691
CONTRATOS DE EVALUACIÓN TÉCNICA	\$311.850	\$1.242.594	\$798.361	\$324.138	\$2.934.310**
TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA	\$355.484	\$392.116	\$652.257	\$916.467	\$669.721*
<b>TOTALES</b>	<b>\$667.334</b>	<b>\$1.999.589</b>	<b>\$3.452.297</b>	<b>\$3.546.473</b>	<b>\$6.287.723</b>

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

\*US\$359 519,82 de Transferencia de tecnología son causados.

\*\*Derechos económicos causados contractualmente pagados en 2008.

TABLA 10. DERECHOS ECONÓMICOS CAUSADOS Y RECAUDADOS PRIMER TRIMESTRE DE 2009

MES	Derechos Económicos Causados US\$	Derechos Económicos Recaudados US\$	Transferencia de Tecnología Causada US\$
Diciembre	270.209,67	58.322,25	65.443,84
Enero	70.582,36	284.606,16	55.161,55
Febrero	143.066,67	70.582,36	*N.A.
Marzo	11.479,27	143.066,67	*N.A.
<b>TOTALES</b>	<b>495.337,97</b>	<b>556.577,44</b>	<b>120.605,39</b>

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

\*Todas las fases que terminaban presentaron novedades, lo cual no permitió pasar a la siguiente fase.

## 2.5 CONCESIÓN TELLO

Durante la vigencia 2008 en los campos Tello y La Jagua, adicional a las actividades propias de mantenimiento de la operación de los campos de producción, se continuó con la implementación del plan inicial de trabajo, concertado entre la ANH y ECOPETROL S.A., en el marco del contrato de exploración y explotación de hidrocarburos, suscrito en 2007. Este plan, que tiene una duración de dos años contados a partir de la fecha de suscripción del contrato, contempla actividades encaminadas al óptimo desarrollo del campo.

De otra parte, el 29 de diciembre de 2008 la ANH y ECOPETROL S.A. suscribieron el Otrosí No.1 al Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Campos Tello y La Jagua, mediante el cual se adicionó al contrato el área denominada "CARDONAL", extensión aproximada de 7.559,90 hectáreas, y las cláusulas relacionadas con la exploración de hidrocarburos, las que son aplicables únicamente a dicha área. La producción promedio diaria de los campos Tello y La Jagua durante el año 2008, fue de 6.995 barriles por día.

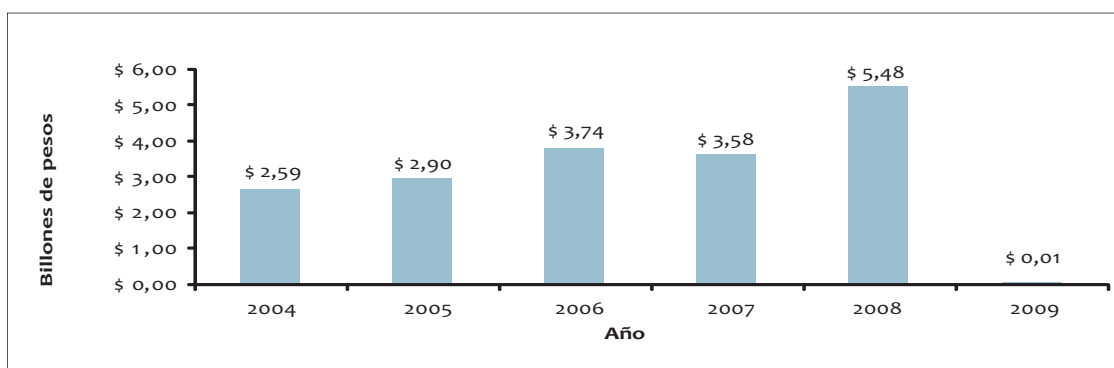
### 2.5.1 REGALÍAS CAMPO TELLO

De acuerdo con la Ley 746, artículo 39, el porcentaje de las regalías a pagar para campos Tello - La Jagua es de 14,5% más 12%, para un total 26,5%. Por lo tanto, según los barriles producidos totales en 2008 que fue de 2.553.855 barriles, el valor aproximado a transferir de regalías es equivalente a 667.772 barriles de crudo.

## 3 REGALÍAS

### 3.1 RECAUDO DE REGALÍAS

GRÁFICA 9. COMPORTAMIENTO RECAUDO DE REGALÍAS 2004 - 2009 RECAUDADAS POR LA ANH



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

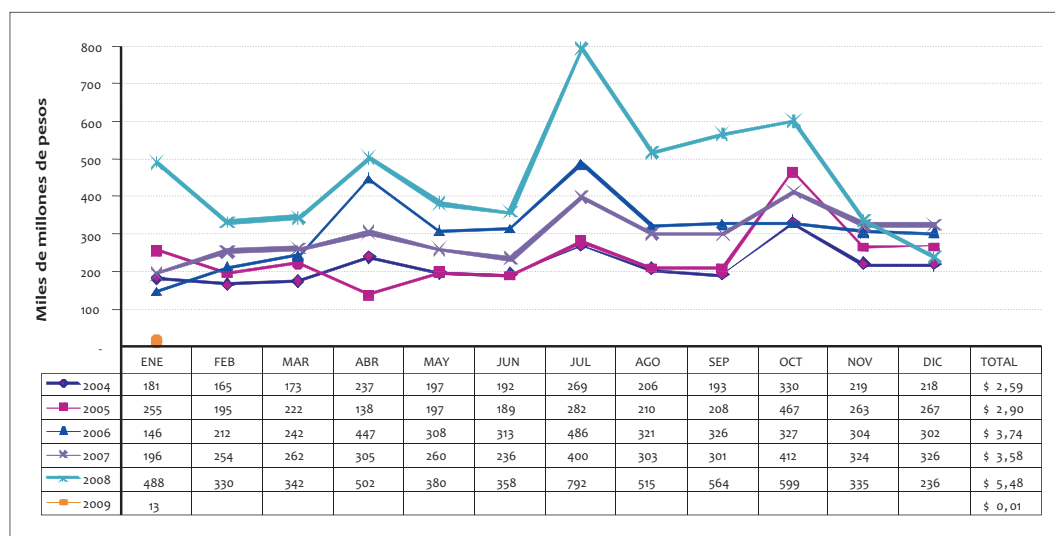
corresponde a la ANH, conforme a lo dispuesto en el numeral 10 del artículo 5 del Decreto 1760 de 2003.

Para cumplir con estas nuevas funciones, la ANH suscribió con ECOPETROL un convenio interadministrativo de colaboración para el recaudo de las regalías en desarrollo, del cual los volúmenes de producción recaudados se comercializan directamente por ECOPETROL.

A partir del mes de febrero de 2008, el recaudo de la totalidad de regalías generadas en el territorio nacional se ha hecho en especie, conforme al otrosí No. 1 del convenio interadministrativo suscrito con ECOPETROL.

### 3.2 GIRO DE REGALÍAS

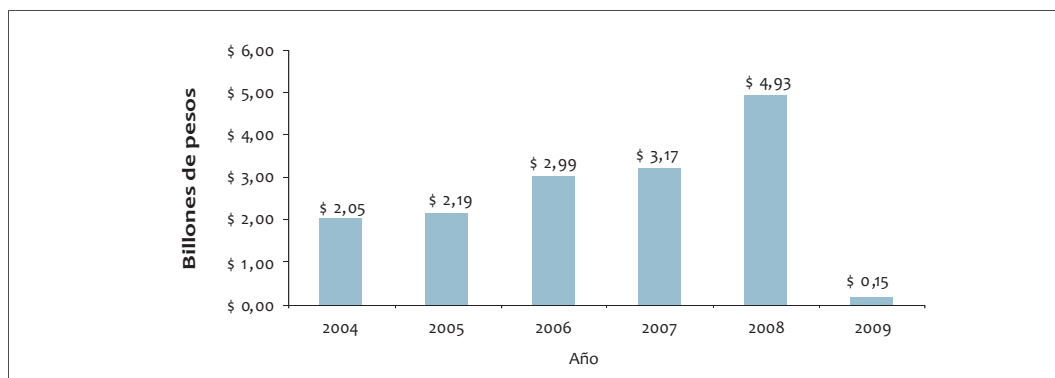
GRÁFICA 10. COMPORTAMIENTO MENSUAL RECAUDO DE REGALÍAS 2004 A MARZO 31 DE 2009



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

A partir de la Ley 1118 de 2006, por la que se modifica la naturaleza jurídica de ECOPETROL y se dictan otras disposiciones, la función de recaudo y comercialización de las regalías de la explotación de hidrocarburos

GRÁFICA 11. COMPORTAMIENTO REGALÍAS PAGADAS DE 2004 A MARZO 31 DE 2009



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Se han fortalecido las actividades relacionadas con el control y seguimiento de los giros de regalías realizados a través de diferentes canales de comunicación interinstitucional, dentro de los que resalta la labor adelantada conjuntamente con la Dirección de Regalías del Departamento Nacional de Planeación, DNP, que ha permitido revisar de forma permanente los entes territoriales suspendidos y las cuentas bancarias autorizadas para el giro de los recursos, entre otros.

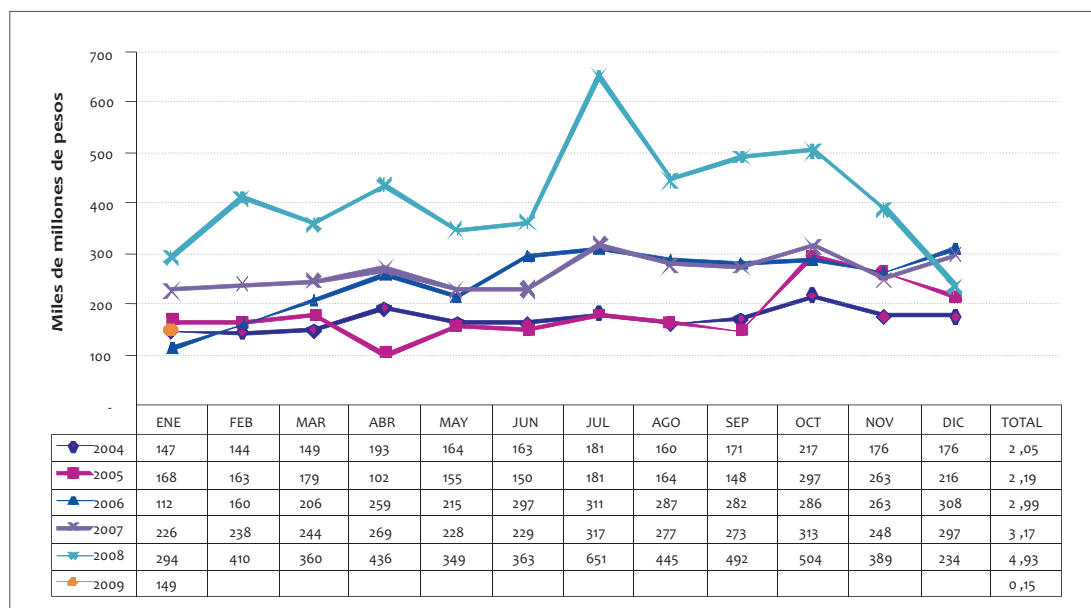
Las novedades recibidas del Departamento Nacional de Planeación y que han permitido mantener actualizada la base de datos de los beneficiarios de regalías, son las siguientes:

TABLA 11. NOVEDADES RECIBIDAS DNP BENEFICIARIOS DE REGALÍAS

Concepto	A diciembre 31 de 2008	A marzo 31 de 2009
Novedades de cuenta	31	13
Suspensión de giros	15	12
Levantamiento de suspensión	34	12

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

GRÁFICA 12. COMPORTAMIENTO MENSUAL REGALÍAS PAGADAS DESDE 2004 HASTA LA FECHA



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Como ya se mencionó, la ANH ha cumplido con las instrucciones impartidas por el DNP, en particular en lo relacionado con la suspensión de regalías.

TABLA 12. REGALÍAS PENDIENTES POR PAGAR POR DEPARTAMENTO A MARZO 31 DE 2009

Beneficiario	Valor (\$)
ARAUCA	7.141.943.636
BOLÍVAR	21.217.459.017
BOYACÁ	36.852.029
CASANARE	721.061.792
META	357.661.533
PUTUMAYO	193.868.677
TOLIMA	35.350.797
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPARTAMENTO DE SUCRE	3.309.767.424
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPARTAMENTO DE CORDOBA	3.343.293.438
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	1.057.765.079
<b>TOTAL</b>	<b>37.415.023.422</b>

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Las regalías suspendidas, sumadas al proceso de autorización de cuentas bancarias en la inclusión de nuevos beneficiarios, han determinado el no giro por parte de la ANH de estos recursos en cada liquidación.

Por otra parte, durante 2008 se incluyeron como beneficiarios por explotaciones en su territorio los municipios de Sardinata y San José de Uré, de igual forma durante el primer trimestre de 2009 se incluyó el municipio de Cabuyaro, departamento del Meta.

**TABLA 13. REGALÍAS PAGADAS POR DEPARTAMENTO Y PUERTO AÑO 2008**

DE ENERO 1º A DICIEMBRE 31 DE 2008 Pesos Moneda Legal	
BENEFICIARIO	2008
ANTIOQUIA	104.669.801.800
ARAUCA	286.018.592.084
BOLÍVAR	73.626.030.434
BOYACÁ	167.371.354.839
CASANARE	783.461.546.064
CAUCA	8.648.538.025
CESAR	22.962.783.986
CÓRDOBA	55.796.429
CUNDINAMARCA	11.000.922.520
GUAJIRA	164.016.604.420
HUILA	404.235.206.213
META	671.684.892.653
NARIÑO	2.119.123.384
NORTE DE SANTANDER	34.759.958.049
PUTUMAYO	118.018.991.028
SANTANDER	290.456.850.717
SUCRE	5.420.745.786
TOLIMA	199.409.787.620
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE	97.895.916.150
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CÓRDOBA	99.517.262.692
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	89.232.999.780
FNR. ESCALONAMIENTO	2.329.497.312
DNP 1% LEY 756	39.428.836.846
DIRECCIÓN DEL TESORO NAL. FNR.	490.203.223.167
FONPET	687.553.820.745
<b>TOTAL</b>	<b>4.854.099.082.743</b>

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

**TABLA 14. REGALÍAS PAGADAS POR DEPARTAMENTO Y PUERTO PRIMER TRIMESTRE AÑO 2009**

DE ENERO 1º A 31 DE MARZO DE 2009 Pesos Moneda Legal	
BENEFICIARIO	2009
ANTIOQUIA	10.531.810.623
ARAUCA	87.053.913.276
BOLÍVAR	6.404.410.913
BOYACÁ	14.670.594.454
CASANARE	180.121.564.400
CAUCA	608.771.108
CESAR	7.073.760.959
CÓRDOBA	128.458.537
CUNDINAMARCA	999.973.855
GUAJIRA	67.749.523.802
HUILA	37.542.030.041
META	68.154.490.175
NARIÑO	84.443.776
NORTE DE SANTANDER	3.416.743.300
PUTUMAYO	5.424.371.341
SANTANDER	34.537.483.274
SUCRE	2.977.115.255
TOLIMA	18.752.276.636
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE	19.309.412.661
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CÓRDOBA	17.771.266.071
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	10.813.724.580
FNR. ESCALONAMIENTO	3.280.403.831
COMISIÓN NAL. REGALIAS 1% Ley 756	4.137.120.880
DIRECCIÓN DEL TESORO NAL. FNR.	91.783.017.015
FONPET	80.261.660.915
<b>TOTAL</b>	<b>773.588.341.678</b>

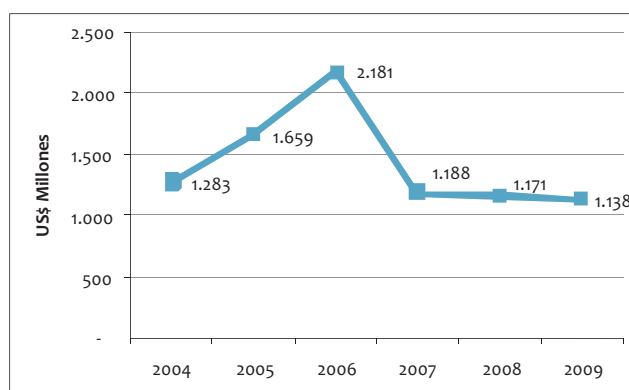
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

### 3.3 CÁLCULO DE DESCUENTOS FONDO DE AHORRO Y ESTABILIZACIÓN PETROLERA, FAEP

Con la información oficial de las liquidaciones provisionales y definitivas de regalías del MME, la ANH procede a: <sup>a</sup> 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.<sup>o</sup>

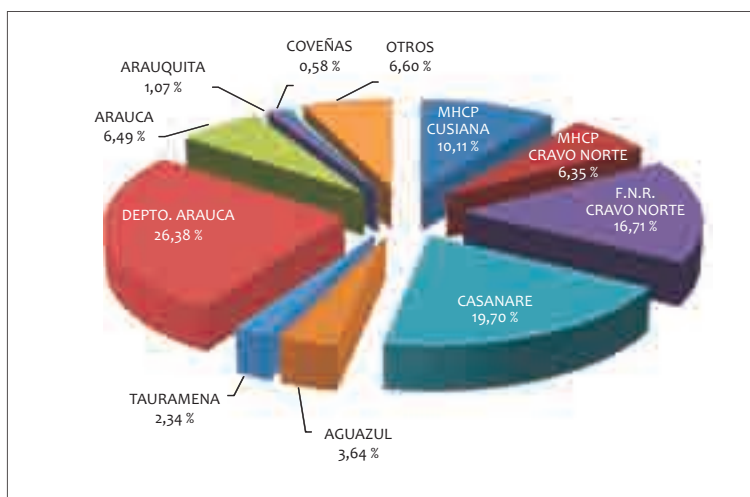
En atención a esta disposición legal, a 31 de marzo, el saldo acumulado en el FAEP asciende a US\$1.137 millones, de conformidad con las liquidaciones elaboradas por el MME.

**GRÁFICA 13. COMPORTAMIENTO SALDO FAEP A 31 DE DICIEMBRE DE LOS ÚLTIMOS CINCO AÑOS**



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.  
\*Saldo marzo 31 de 2009.

GRÁFICA 14. DISTRIBUCIÓN SALDO FAEP



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

## 4 ZONAS DE FRONTERA

ECOPETROL S.A., en el desarrollo de su función de distribución de combustibles en zonas de frontera durante el 2008, realizó las siguientes actividades que permitieron garantizar el abastecimiento de combustibles:

- Realización de jornadas de sensibilización con los diferentes actores de la cadena de distribución, mayoristas, minoristas y terceros. Así mismo, con autoridades de control como gobernaciones y alcaldías de los municipios y departamentos zonas de frontera, sobre la normatividad vigente, las responsabilidades de las estaciones al distribuir combustibles exentos de impuestos y acciones de control para garantizar que el combustible llegue a su destino final, resaltando el perjuicio que tendrían aquellos municipios y/o departamentos, que no son zonas de frontera al no recibir el recaudo de sobretasa al presentarse el desvío de combustibles a dichos lugares no beneficiados.
- Apoyo a las autoridades Policía Nacional, POLFA, DIJIN, SIJIN, para llevar a cabo acciones de control, con el fin de garantizar que el combustible que se vende a zona de frontera efectivamente llegue a su destino.

### 4.1 ASPECTOS RELEVANTES DE ABASTECIMIENTO POR DEPARTAMENTO

**Guajira.** El departamento se abasteció normalmente durante el año 2008 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.

En el mes de marzo, debido a la ruptura de las relaciones diplomáticas con la República Bolivariana de Venezuela, que ocasionaron no tener confiabilidad suficiente sobre el suministro de los combustibles provenientes de Venezuela y para evitar un desabastecimiento en el departamento, se implementó el abastecimiento con producto nacional.

Durante el mes de junio, con ocasión del incremento en los precios de los combustibles importados formulado por el MENPET y no aceptado por Colombia, dado que no era competitivo frente a los precios del contrabando en la región, incrementaron el precio de la gasolina de \$503,7 bolívares por litro a \$901,15 bolívares por litro (78%) y el del ACPM de \$426 bolívares por litro a \$830,77 bolívares por litro (95%), de modo que fue necesario implementar el abastecimiento con producto nacional.

En agosto se inició nuevamente el abastecimiento con producto importado. El precio de la gasolina quedó en \$789,13 bolívares por litro y el ACPM \$718,73 bolívares por litro. Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía

mediante Resolución 181386 de 2008 fijó el margen del tercero importador para el año 2008 en \$116,23, efectuando una reducción de \$50.

Se autorizó en forma temporal y hasta tanto quedaran debidamente ejecutoriadas todas las resoluciones por parte de la UPME para los municipios de Barrancas, Hato Nuevo y La Jagua del Pilar, una autorización especial para que la Cooperativa Ayatawacoop suministrara combustibles líquidos a las estaciones de servicio de los citados municipios, hasta un 40% del volumen que tenían en el Scnet de ECOPETROL con producto importado y la diferencia fue suministrada con producto nacional.

**Cesar.** El abastecimiento de este departamento se encuentra habilitado con producto nacional y durante el año 2008 no se presentó ninguna situación crítica de desabastecimiento, en la cual hubiera sido necesario tomar un plan de contingencia.

El Ministerio de Minas y Energía aprobó mediante Resolución 124348 de 2008, la modificación del plan de abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo a los grandes consumidores y a los grandes consumidores individuales no intermediarios de ACPM ubicados en los municipios fronterizos del departamento del Cesar. Se autorizó a Petrobras Colombia Combustibles S.A. para distribuir desde la planta ubicada en el municipio de Galapa y en la modificación de los tiempos de las guías de transporte desde las plantas de Galapa, Baranoa y Lisama, hasta los municipios donde se encuentran los grandes consumidores del departamento del Cesar.

**Norte de Santander.** El departamento se abasteció normalmente con producto nacional durante el periodo enero - marzo, proveniente de las plantas de Chimitá y Ayacucho. A partir del 9 de abril entraron a operar las plantas de Villa del Rosario y Agualinda desde las cuales se distribuyó combustible de procedencia nacional trasladado desde Chimitá, hasta el mes de agosto de 2008.

A partir del 21 de agosto, comenzaron a distribuirse combustibles procedentes de la República Bolivariana de Venezuela para las EDS del área metropolitana de Cúcuta, igualmente se distribuyó gasolina importada para el resto de los municipios denominados como zonas de frontera en Norte de Santander. Los Grandes Consumidores (GC) se abastecieron con producto nacional procedente de Chimitá.

Venezuela suministró un promedio mensual de 2.524.000 galones durante los tres meses y nueve días del año 2008 que ingresaron los vehículos (góndolas) con combustibles a Colombia, en las proporciones 59% de ACPM y el 41% de gasolina.

Una vez se implementó el esquema de abastecimiento con combustibles importados de la República Bolivariana de Venezuela, para abastecer el departamento con gasolina importada y los municipios del área Metropolitana de Cúcuta tanto con ACPM y gasolina importados, se dio la necesidad de trasladar ACPM nacional desde la planta de Chimitá hacia las plantas ubicadas en Norte de Santander con el fin de abastecer a los demás municipios del departamento y a su vez sortear situaciones de desabastecimiento por los bajos niveles de inventarios de ACPM importado en las plantas. Situación que mantuvo el malestar de los representantes de las EDS ubicadas fuera del área metropolitana de Cúcuta, dados los altos precios del combustible nacional al compararlo con el importado, que les generaron pérdida de competitividad en el mercado.

Por los inconvenientes presentados, se solicitó al Ministerio de Minas y Energía las modificaciones respectivas al plan de abastecimiento y finalizando el 2008 se presentó un nuevo plan para el departamento, aprobado mediante Resolución 124371 de 2008, que comenzó a regir en febrero de 2009 y en el cual todos los municipios del departamento son abastecidos con combustibles importados, manteniendo las mismas proporciones con que ingresan los productos de Venezuela.

**Boyacá.** Está autorizado sólo un municipio llamado Cubará, el cual se abastece de producto nacional, de acuerdo con lo aprobado por la Resolución 124114 de abril de 2007. El departamento se abasteció normalmente con producto nacional procedente desde las plantas de Chimitá en Bucaramanga, sin presentarse ninguna situación crítica de desabastecimiento.

**Arauca.** Se abastece actualmente con producto nacional desde las plantas de Aguazul y Arauca de acuerdo con la Resolución 124104 de abril de 2007. Fue necesario bloquear en el sistema de control de cupos algunas estaciones de servicio debido a que no tenían actualizado el certificado de carencia por tráfico de informes que expide la Dirección Nacional de Estupecientes.



**Vichada y Guainía.** El Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 180760 de 2008, mediante la cual se autorizan los grupos poblacionales de las zonas de frontera de los departamentos de Guainía y Vichada a continuar ejerciendo la actividad de introducción de combustibles provenientes de la República Bolivariana de Venezuela, siempre que no exceda de 18 galones por día por cada persona mayor de edad y hasta tanto los programas de reconversión laboral operen con dichas comunidades.

El departamento de Vichada se abasteció normalmente con producto nacional desde las plantas de Aguazul y Puerto Carreño, Guainía se abasteció con producto nacional procedente de las plantas de Aguazul y Puerto Inírida.

**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 abasteció 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, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124109 de abril 23 de 2007. 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. Durante el mes de mayo, se solicitó modificación del plan de abastecimiento para ampliación de tiempos de las guías de transporte hacia los municipios del bajo Putumayo, modificación aprobada mediante la Resolución 124140 del 17 de junio de 2008.

En noviembre se activan medidas de excepción para mantener el suministro normal del departamento debido a las situaciones de orden público y social por efecto de las pirámides. Atendiendo la solicitud de las EDS del Alto Putumayo (Santiago, Colón, Sibundoy, San Francisco) fue autorizado el cargue de combustible exento en la planta de Mulaló ubicada en Yumbo - Valle de propiedad de la Organización Terpel, entendiéndose esta medida como excepcional, mientras se normalizaba la situación en la región. Se bloquea el sistema de control de cupos en algunas EDS debido a que no tenían actualizado el certificado de carencia por tráfico de informes que expide la Dirección Nacional de Estupefacientes.

**Nariño.** El departamento se abasteció normalmente con producto nacional procedente de las plantas de Yumbo y Mulaló. Mediante la Resolución 124329 del 7 de noviembre de 2008, el Ministerio de Minas y Energía autorizó a la sociedad BIOCOMBUSTIBLES S.A. para ejercer la actividad de distribuidor mayorista a través de la planta de operación conjunta ubicada en Yumbo y posteriormente se incorpora este distribuidor al plan de abastecimiento del departamento, modificación que fue aprobada mediante la Resolución 124358 de diciembre de 2008. Igualmente se bloquea el sistema de control de cupos en algunas EDS por no tener actualizado el 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. Con producto procedente de la Cartagena (Río sucio, Acandí) y Buenaventura (Juradó) se abasteció normalmente.

## 4.2 ACCIONES DE TIPO GENERAL

### Reuniones con Entidades del Gobierno para buscar Mecanismos de Solución al tema de los Pimpineros

Tanto en concejos comunales como en reuniones realizadas con entidades del Estado y representantes de los pimpineros, el Gobierno Nacional manifestó su voluntad de involucrar como actores dentro del proceso de importación de combustibles previsto con la República de Venezuela, a los pimpineros, para lo cual se han realizado ofrecimientos que en su momento no han sido concretados por las diferentes cooperativas y agremiaciones porque no se logran concentrar en una gran cooperativa que los represente a todos y algunos manifiestan abiertamente que continuarán en esta labor.

#### Aspectos a Desarrollar

- Buscando garantizar la mejor fuente de suministro de combustibles para cada departamento, se continuará

trabajando en las mesas de trabajo conformadas por Colombia y Venezuela para la importación de combustibles hacia Colombia a un precio competitivo que permita contrarrestar el contrabando.

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

El primer trimestre de 2009 concluyó con el cumplimiento de la meta de ingresos por ventas nacionales e internacionales en 110% representado en \$5.113 millardos, resultado de un trabajo coordinado entre las diferentes áreas operativas que busca consolidar a ECOPEPETROL como una empresa integrada en la cadena del petróleo y gas.

### 4.3 ABASTECIMIENTO ZONAS DE FRONTERA

En el primer trimestre del año 2009, se han revisado los planes de abastecimiento de los departamentos de Putumayo y Cesar, solicitando las modificaciones respectivas al Ministerio de Minas y Energía. En febrero se implementó un nuevo plan de abastecimiento para Norte de Santander y se activó el esquema de abastecimiento con combustibles, tanto de procedencia nacional como importada, permitiendo que todas las EDS de los municipios zonas de frontera del departamento comercialicen combustibles importados en las mismas proporciones que recibimos de Venezuela.

En cumplimiento de lo establecido en la Resolución 181838 de 2008, en La Guajira se han asignado mensualmente en partes iguales, entre todas las EDS, la diferencia entre el producto importado de Venezuela y el cupo UPME asignado a las estaciones del departamento.

Para el departamento del Amazonas, hemos participado en las reuniones de seguimiento a los compromisos del consultorio empresarial convocado por el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, realizamos seguimiento al comparativo entre los precios del combustible nacional e importado que se requiere para generación eléctrica con el fin de definir la fuente de suministro.

- Se espera que en el segundo semestre del año 2009, de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 4299 de 2005, se implemente el esquema de control con GPS de los carrotanques utilizados en zonas de frontera.
- Con base en las nuevas disposiciones se ajustaran los planes de abastecimiento para cada departamento y se realizaran los contratos de cesión con sus respectivas medidas contractuales.

## 5 TRANSPORTE

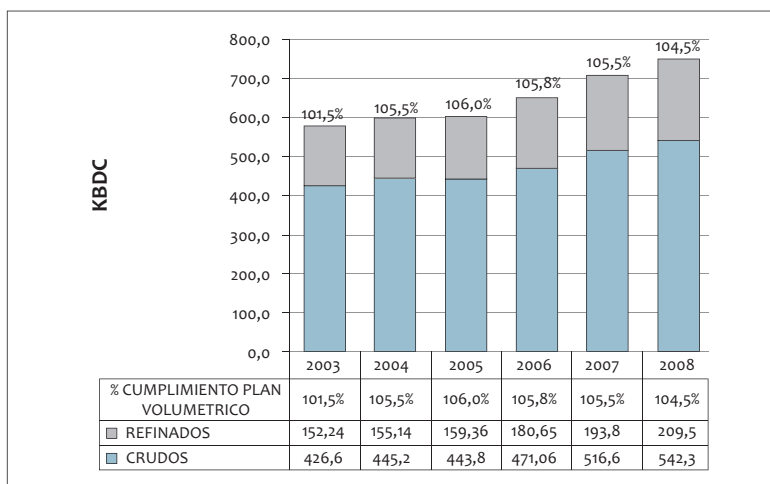
En esta línea de negocio se cumplió con el plan diseñado para el 2008, incrementando los volúmenes transportados; controlando el hurto de hidrocarburos; ejecutando proyectos de crecimiento, optimización y aseguramiento de la integridad de sus sistemas; y fortaleciendo el desarrollo del talento humano, que le ha permitido la proyección del negocio.

### 5.1 TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

Las inversiones en equipos, infraestructura y capital humano redundaron en un incremento de los volúmenes transportados, alcanzando en el 2008 un 104,5% de cumplimiento del plan volumétrico que representó el transporte de 209,5 KBDC de refinados y 542,3 KBDC de crudos.



GRÁFICA 15. CUMPLIMIENTO PLAN VOLUMÉTRICO



Fuente: ECOPETROL S.A.

Durante el período enero - marzo de 2009, se transportó un promedio de 553,3 KBDC de crudos y 212,1 KBDC de refinados. En la infraestructura de almacenamiento ECOPETROL S.A. cuenta hoy en día con una capacidad nominal de 6.452 KBLs en refinados y 19.407 KBLs en crudos.

### 5.2 OPTIMIZACIÓN OPERACIONAL

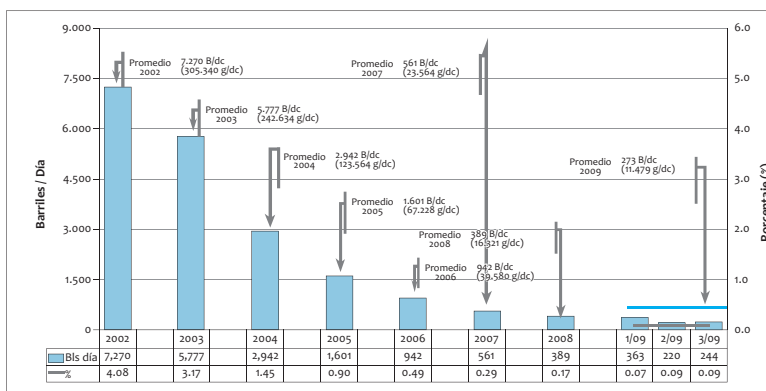
Dentro del proceso de optimización operacional se alcanzaron los siguientes logros: se incrementó la capacidad de transporte, se implementó el transporte de biodiesel por los sistema de poliductos que manejan JET A1, se cumplió con la regulación disminuyendo los niveles de azufre del diesel, se realizó la primera exportación de buques de 1.000.000 de barriles a China, se identificaron alternativas de transporte e incrementos en las capacidades de los ductos con la utilización de DRA; en el caso del Oleoducto de Colombia se pasó de 125 a 155 KBDC y en el de Apiay - Porvenir de 100 a 130 KBDC.

Adicionalmente, se realizó la certificación de todo el personal del Centro de Control Maestro Operacional (CCMO) desarrollada por General Physics Corporation y emitida por The National Center for Construcción Education and Research.

### 5.3 HURTO DE HIDROCARBUROS

En el año 2008 se disminuyó el hurto de refinados en un 30,66% con respecto al año 2007 pasando de 561 a 389 barriles/día calendario.

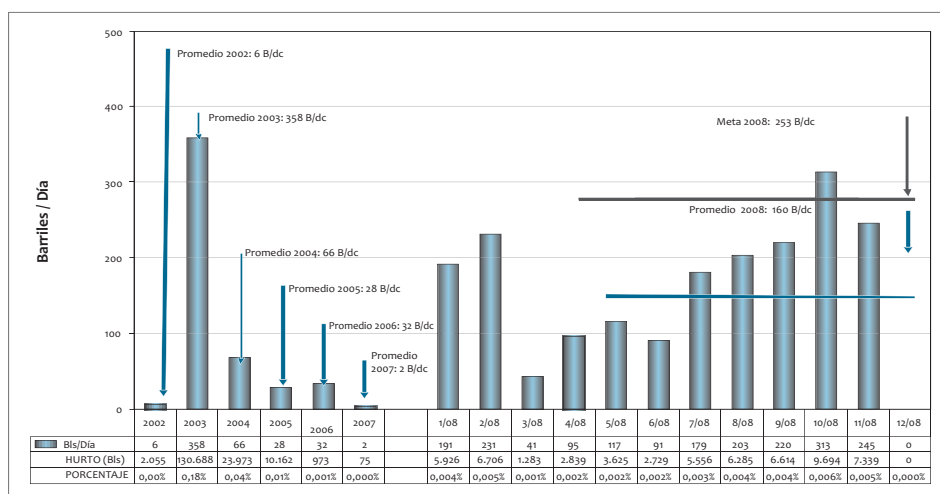
GRÁFICA 16. COMPORTAMIENTO HURTO DE HIDROCARBUROS



Fuente: ECOPETROL S.A.

En el período enero - marzo de 2009 el hurto de hidrocarburos refinados fue de 273 BPD, por debajo de la meta establecida de 365 BPD. En referencia al hurto de crudos, se pasó de 2 a 160 barriles/día calendario del 2008 respecto al 2007.

GRÁFICA 17. COMPORTAMIENTO HURTO DE CRUDOS



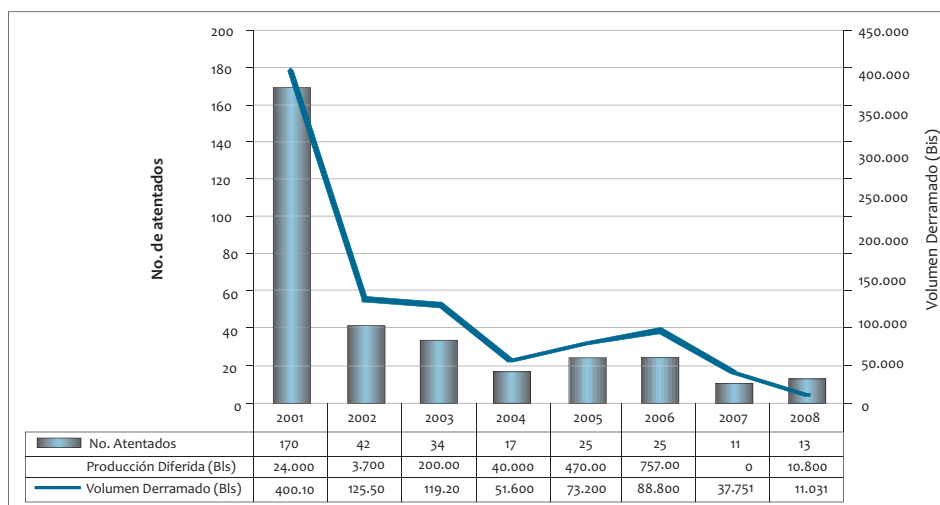
Fuente: ECOPEPETROL S.A.

En referencia al hurto de crudos en el período enero - marzo del 2009, el volumen ascendió a 166 BPD de una meta de 200 BPD, lo que permite evidenciar la gestión adelantada por la Vicepresidencia de Transporte en el programa de control de hurto de hidrocarburos.

### 5.4 ATENTADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE

En el año 2008, se presentó un incremento del 18% en el número de atentados al Oleoducto Caño Limón - Coveñas respecto al año 2007, pasando de 11 a 13 eventos; no obstante, a través del mejoramiento de la estrategia de atención de derrames se logró disminuir en un 70% el volumen derramado, pasando de 37.751 a 11.031 barriles en este período.

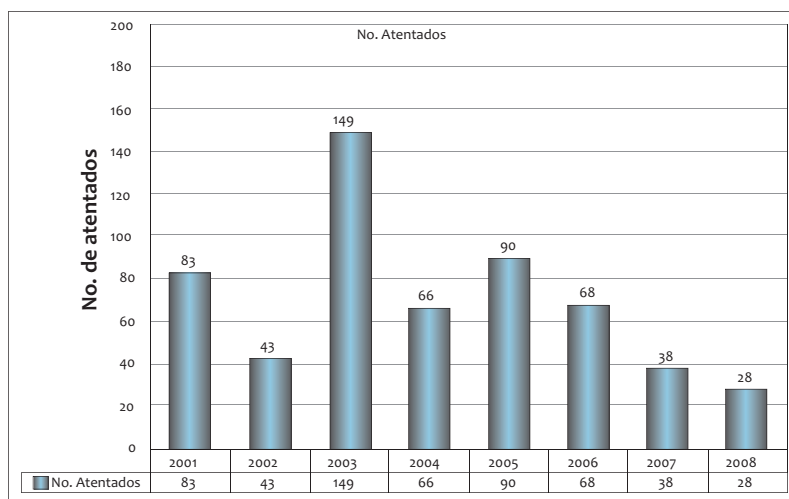
GRÁFICA 18. ATENTADOS INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE Y VOLUMEN DERRAMADO



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

En lo que va corrido del año 2009, se han presentado siete atentados al Oleoducto Caño Limón Coveñas. En los sistemas del sur, se logró una reducción de atentados en el año 2008, pasando de 38 eventos en el año 2007 a 28 en dicho período.

GRÁFICA 19. HISTÓRICO DE ATENTADOS INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE



Fuente: ECOPETROL S.A.

En lo que respecta al año 2009, período enero - marzo, se han presentado cuatro atentados a los oleoductos del Sur.

## 6 REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA

El presupuesto total en refinación y petroquímica ascendió a US\$411 millones, superior en 46% al del año 2007, lo que permitió ejecutar 93 proyectos de crecimiento, reconversión, reposición de equipos y ambientales.

La Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica mostró un gran avance en 2008, frente a la estructuración de un plan de inversiones al 2015, con el fin lograr los megas propuestos en la estrategia de la empresa de incrementar la capacidad de refinación hasta 650.000 barriles por día calendario y en petroquímica hasta 2,7 millones de toneladas por año y posicionar a las refinerías de Barrancabermeja (GRB) y Cartagena (GRC) en el primer cuartil de Latinoamérica, en el año 2010, en los principales indicadores del benchmarking de Solomon.

ECOPETROL S.A., mediante contrato de mandato y en calidad de contratista de la sociedad Refinería de Cartagena S. A., Reficar, adelantó la operación, el mantenimiento, la planeación operacional y la gestión comercial de la refinería de Cartagena.

Los principales indicadores de gestión de la vicepresidencia y las refinerías se destacan por el buen desempeño para el primer trimestre de 2009, con un cumplimiento del 91% en su tablero balanceado de gestión, TBG.

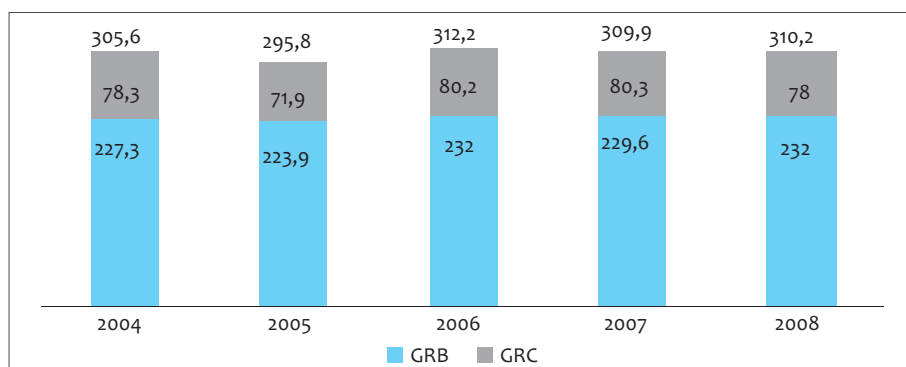
### 6.1 CARGAS A REFINERÍAS

Los resultados en la carga de ambas refinerías fueron satisfactorios. La Refinería de Barrancabermeja cumplió al 100% la meta propuesta para el año, debido al cumplimiento en la ejecución de paradas de planta mediante la implementación de estrategias innovadoras y optimización de los esquemas operacionales de la refinería.

Con respecto a Cartagena, se alcanzó un cumplimiento del 99,3% debido a la optimización económica, por cuanto hubo momentos en que los modelos de optimización no mostraban incentivo para procesar a máxima carga.

Para el primer trimestre del presente año, la carga de crudo a las refinerías fue de 291,4 KBDC, superando la meta de 289 KBDC, para un cumplimiento del 101%.

GRÁFICA 20. CARGAS REFINERÍAS DE BARRANCABERMEJA - CARTAGENA



Fuente: ECOPETROL S.A.

### 6.2 MARGEN BRUTO DE REFINACIÓN

En el año 2008, el margen bruto con precios reales se vio afectado por la volatilidad de los precios internacionales y el <sup>a</sup> crack spread<sup>o</sup> (diferenciales entre precios de productos refinados y crudo) y en especial por los bajos precios de la gasolina y el GLP en relación con el precio del crudo.

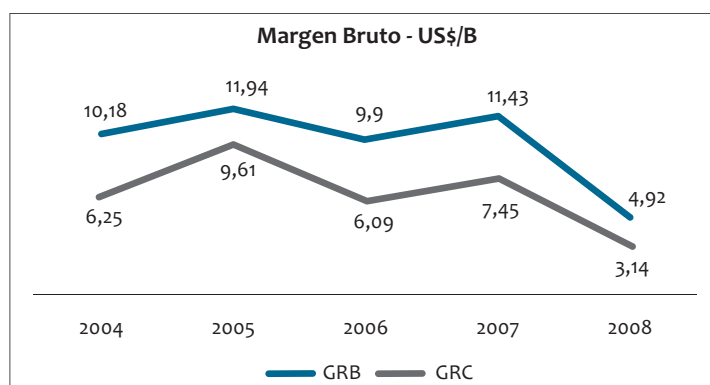
La mayor producción de destilados medios en Barrancabermeja y Cartagena, permitió reducir las importaciones de diesel para atender la demanda nacional.

En lo corrido del año 2009, el margen bruto de refinación se vio favorecido por los mayores rendimientos de productos valiosos y la selección de dietas de crudos para poder asegurar el blending de crudos.

El margen a precios reales acumulado a marzo de 2009 para la Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica (VRP) es de 8,30US\$/BI vs 4,19US\$/BI que tenía como meta propuesta en el pronóstico volumétrico.

Para GRB el margen real acumulado en el mismo periodo fue de 8,92US\$/BI vs 4,57US\$/BI planeado y para GRC de 6,61US\$/BI, superando la meta planeada de 3,07US\$/BI.

GRÁFICA 21. MARGEN BRUTO DE REFINACIÓN - REFINERÍAS DE BARRANCABERMEJA & CARTAGENA



Fuente: ECOPETROL S.A.

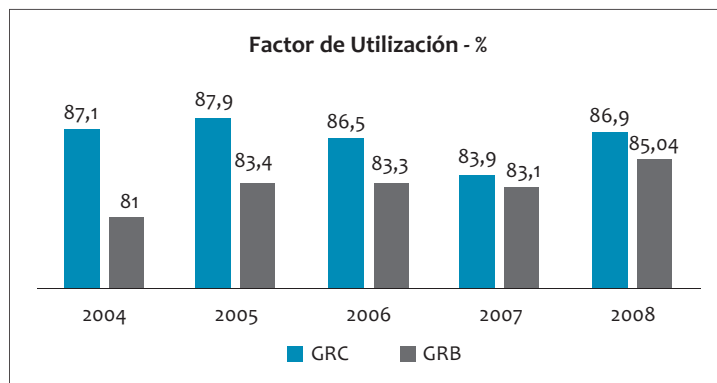
### 6.3 CONFIABILIDAD

El factor de utilización se vio favorecido en la GRB por una disminución del 40% en los días de parada no programada y en 56% en GRC frente a 2007, lo que permitió buen cumplimiento volumétrico y disponibilidad operacional en las dos refinerías.

Igualmente, se estableció una adecuada estrategia de maximización de destilados medios. El nivel de confiabilidad de la VRP ascendió a 96,02%, para el 2008.

El cumplimiento en la confiabilidad operacional empresarial para el primer trimestre del año 2009 de la vicepresidencia es del 99%, afectado principalmente por el resultado de la confiabilidad operacional de GRB, que en el periodo en mención alcanzó un 93% vs un 94% planeado. Para el mismo periodo, GRC muestra cumplimiento del 100% en este indicador.

GRÁFICA 22. CONFIABILIDAD - REFINERÍAS DE BARRANCABERMEJA &amp; CARTAGENA



Fuente: ECOPETROL S.A.

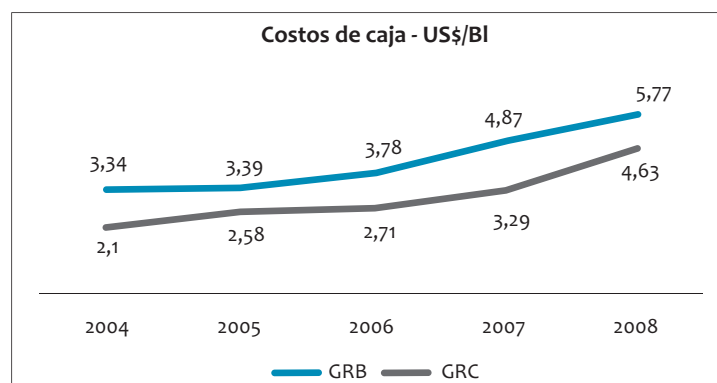
#### 6.4 COSTOS UNITARIOS OPERACIONALES DE CAJA

El costo unitario operacional de caja aumentó con respecto a los años anteriores. Éste se vio afectado por la tasa de cambio que estuvo 5,4% por debajo del presupuesto.

Otros aspectos que afectaron el costo fueron: mayores cargues de inversiones no capitalizables a gastos de funcionamiento que se incrementaron en un 46,3% en el 2008 frente al 2007, debido al crecimiento en el portafolio de inversiones de la vicepresidencia, incremento en los valores de repuestos, químicos y catalizadores por mayores precios del acero y de las materias primas para su producción y, la aplicación de la nueva política salarial de ECOPETROL. Se destaca un ahorro en la producción y consumo de energía por la confiabilidad en los servicios industriales.

El costo unitario operacional de VRP a marzo del presente año fue de 4,52US\$/BI frente a una meta de 5,51US\$/BI, el cual se explica principalmente por un efecto tasa de cambio de -0,26US\$/BI y un efecto costo de -0,73US\$/BI; La carga real estuvo por encima del plan y la TRM real fue mayor y produce un menor costo respecto al plan.

GRÁFICA 23. COSTOS UNITARIOS OPERACIONALES - REFINERÍAS DE BARRANCABERMEJA &amp; CARTAGENA



Fuente: ECOPETROL S.A.

#### 6.5 ACCIDENTALIDAD

La accidentalidad en nuestras refinerías se debió principalmente a dos sucesos: (i) En Barrancabermeja: una emisión

de SOx y H2S por problemas operacionales en una unidad de proceso que generó incapacidad de 31 trabajadores y (ii) Cartagena: accidente en parada programada de Cracking que ocasionó incapacidad a tres trabajadores. En el mes de junio ocurrió un lamentable accidente que tuvo como consecuencia la muerte de un trabajador directo de la Refinería de Barrancabermeja.

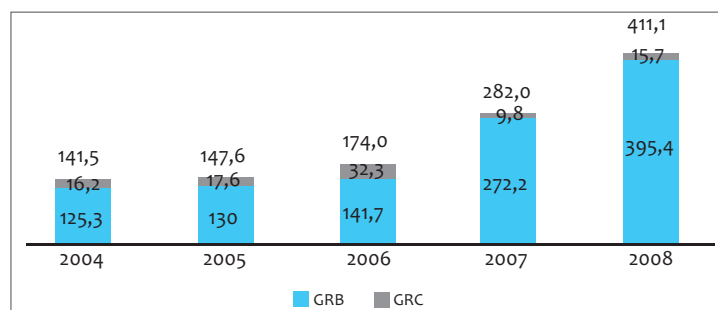
Por otro lado, los resultados ambientales son satisfactorios, con siete incidentes ambientales entre las dos refinerías, 1 por debajo del límite de ocho incidentes ambientales comprometidos para 2008. Las refinerías continúan ejecutando el plan ambiental trazado hasta 2013. En la Refinería de Barrancabermeja se redujo el volumen de quemas en teas a menos de 10 ton/día, bajando en un 50% las quemas del año 2007 y se dio al servicio el cuarto de control presurizado y la planta de sodas gastadas, en desarrollo de una estrategia de recuperación de los sistemas de tratamiento de aguas residuales.

El periodo de enero a marzo de 2009 muestra resultados satisfactorios en HSE, alcanzando 0,88 accidentados por millón de horas hombre trabajadas frente a un límite de 1,32 accidentados por millón de horas hombre trabajadas (accidentados con pérdida de tiempo) y cero incidentes ambientales para la vicepresidencia.

## 6.6 INVERSIONES

El presupuesto total de inversiones de la VRP ascendió en 2008 a 411,1MUS\$, superior en un 46% al de 2006 frente a 2007 y en un 190% al de 2004. Incluyó la realización de 93 proyectos entre reconversión, crecimiento, reposición de equipos y ambientales.

GRÁFICA 24. INVERSIONES EN REFINACIÓN



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Las principales inversiones incluyen US\$287,2 millones de hidrotratamiento, US\$54 millones para ampliar la capacidad de producción de polietileno en Barrancabermeja, lo que nos permitirá aumentar su participación en este mercado con un incremento de 12 mil toneladas anuales en la capacidad de producción y US\$3,1 millones de modernización de la Refinería de Barrancabermeja.

También se destacan los proyectos Plan Maestro de Servicios Industriales de la GRB, Control Operacional Consolidado de la GRB, Interconexiones para la planta de Ecodiesel, Segregación de Propileno Grado Refinería, el Programa de Proyectos Ambientales y proyectos de Reposición de Equipos, con miras al mejoramiento de la eficiencia energética, la consolidación de la confiabilidad y la disminución del impacto ambiental de las refinerías.

Para el primer trimestre de 2009, los principales proyectos a los cuales la vicepresidencia le hace seguimiento mostraban en conjunto un cumplimiento satisfactorio para los índices IEP, IEC e hitos principales de ocho de sus principales proyectos, con excepción al Proyecto Líderes 2010 en el cual se tomó la decisión de no llevarlo a cabo en los términos inicialmente definidos.

## 6.7 PLAN MAESTRO DE DESARROLLO DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA

El objetivo de este proyecto es incrementar de 80.000 a 150.000 barriles por día de capacidad, aumentar la conversión a productos valiosos del 72,2% al 95% y obtener combustibles con las más altas especificaciones de



calidad internacionales a partir del procesamiento de crudos pesados; la refinería modernizada será una de las refinerías más modernas de América Latina.

Actualmente se está desarrollando la ingeniería básica con fecha de terminación a noviembre de 2009 y se espera que esté en servicio en el mes de junio de 2013, aunque hay plantas que entrarán en forma temprana. La inversión estimada es de MUS\$ 4100.

ECOPETROL es socio en el 49% de Reficar y el pasado mes de febrero se firmó un memorando de entendimiento con los términos y condiciones principales sobre los cuales se celebraría un contrato de compraventa de la totalidad de las acciones de Glencore en Reficar S.A., que corresponden al 51% de participación en dicha sociedad.

El plazo para la celebración del contrato de compraventa de las acciones y el cierre de la transacción vence el próximo 29 de mayo. Una vez formalizado el proceso de compra, Reficar seguirá operando como una filial de ECOPETROL S.A. con miras a un desarrollo oportuno del proyecto de ampliación y modernización de la refinería de Cartagena. A la fecha, Reficar cuenta con la aprobación por parte del Gobierno Nacional de la Zona Franca y de la licencia ambiental.

La refinería continuará teniendo vocación exportadora por su ubicación estratégica en la Costa Caribe colombiana, pero continuará suministrando los combustibles requeridos por el mercado de la Costa Atlántica y tendrá la capacidad de suministrar hasta 40.000 barriles por día de productos con destino a la industria petroquímica.

#### **6.7.1 PLANTA DE HIDROTRATAMIENTO**

El proyecto consiste en el montaje de plantas de tratamiento con hidrógeno que permitirán eliminar los componentes de azufre en el diesel y las gasolinas, obteniendo combustibles que cumplen con la legislación colombiana en materia de calidad de combustibles.

Las principales actividades desarrolladas fueron:

1. Ingeniería: se terminó la ingeniería de detalle de las áreas de ISBL y OSBL.
2. Compras área ISBL:
  - a. Se adjudicó el 100% de las compras contempladas inicialmente para el proyecto.
  - b. La llegada de equipos del área de ISBL tiene un avance del 90%. Se recibieron equipos considerados críticos para el proyecto tales como:
    - Reactores R-4701/4702/4751/4752/4821.
    - Unidades paquete Claus y Claus Pol.
    - Compresores C-4701/4751.
    - Torres T-4701/4702/4752/4841.
    - Hornos H-4701/4702/4751/4752.
4. Montaje y Construcción:
  - a. Infraestructura: se terminó el 100% del alcance inicial del contrato de infraestructura y cargue de crudo fase I y II. Se adelantan trabajos adicionales requeridos para el proyecto.
  - b. OSBL: se terminó la construcción de los tanques K-6 A/B; se instaló el compresor C-4109; se instalaron y están en operación las bombas P-328 C/D. Las interconexiones de tubería entre las diferentes plantas se encuentran ejecutadas en un 80%.
  - c. ISBL: las obras de la especialidad civil se encuentran con un avance de ejecución del 95% y el montaje de los equipos se encuentran con un avance de ejecución del 60%.

Para el primer trimestre de 2009 el avance físico del proyecto es programado= 79,55% vs % ejecutado= 73,1%, mostrando así una desviación= - 6,45%. Los principales hitos del periodo son:

- Llegada de hornos Diesel – Hidrógeno.

- Llegada reactores cladeados.
- Cierre Open Book 95% ISBL.
- Cierre Open Book 95% OSBL.
- Llegada módulos de Claus y Clauspol.

De otra parte, en el año 2008 se consolidó la adquisición de Propilco S.A., asegurando un plan de transferencia con el objetivo de concretar un plan de negocio, alineado con la planeación estratégica de ECOPETROL y la valoración realizada.

## 7 SUMINISTRO Y MERCADEO

La estrategia de comercialización y mercadeo de ECOPETROL, sustentada en la conquista de nuevos mercados, mejorar la atención a los clientes y las oportunidades de negocio, arrojó resultados positivos en 2008.

Las ventas consolidadas de ECOPETROL aumentaron 51,8% con respecto al año 2007. El incremento obedece a la combinación de mayores volúmenes de exportación, mejores negociaciones de productos y altos precios internacionales.

El valor de las exportaciones ascendió a \$12,3 billones (US\$6 mil millones), un incremento del 95,2% frente al resultado del año anterior, debido principalmente al incremento del indicador de los precios internacionales del petróleo (WTI) que fluctuó de manera positiva alrededor de un promedio año de US\$99,7 el barril frente a un histórico promedio de US\$53,5 en los últimos 5 años. Adicionalmente, se amortiguó el efecto de la recesión norteamericana a través de la diversificación de las exportaciones hacia el Lejano Oriente, Europa y Chile.

Las ventas nacionales, incluyendo transporte, alcanzaron \$21,6 billones frente a \$16 billones en 2007. Los productos petroquímicos e industriales cerraron el año con crecimiento de 24% en volumen y 57% en ingresos (dólares) frente al año anterior. En particular, se evidenció un crecimiento de 29% en polietileno, con ganancias por comercialización de \$1,65 mil millones debido al incremento de la participación del mercado y una mayor confiabilidad en el suministro. Adicionalmente, el mercado de las bases lubricantes creció 33% como consecuencia del aumento de la producción y comercialización. La demanda de gasolina bajó 4% mientras que la de diesel aumentó 7%.

### 7.1 ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES, PETROQUÍMICOS Y PRODUCTOS INDUSTRIALES

#### 7.1.1 COMBUSTIBLES

En el 2008 las ventas totales de la gasolina motor regular se vieron afectadas en un 7% por la disminución de la movilidad vehicular ocasionada por restricciones vehiculares, derrumbes y cierres de vías generados por el estado de las carreteras y el invierno (47% de las vías afectadas en el segundo semestre del 2008). Igualmente, el consumo de gasolina motor se vio impactado por la elasticidad que tiene al aumento de precios, evento que se presentó en los primeros tres trimestres del año. Así mismo para las ventas de la gasolina extra durante el año 2008 continuó la tendencia de caída de consumo, esta disminución está principalmente asociada a la alta elasticidad precio-demanda.

Además, los importadores de vehículos introdujeron en el mercado vehículos a diesel de alta gama que desplazaron la participación del mercado de usuarios de gasolina extra.

En cuanto al diesel, se observa una estabilidad frente al consumo en el 2008. La primera mitad del año mostró un comportamiento positivo, sin embargo, las ventas a transportadores de carga se afectaron en el último trimestre por el paro de corteros de caña. Adicionalmente, a pesar de que en ciertos sectores se ganó mercado (ejemplo vehículos particulares a diesel), la recesión económica del último trimestre del año, que generó una caída del 13% en la actividad industrial, afectó las ventas de este producto.

Por otra parte, se presentó una disminución en las ventas de Jet en el mercado nacional ocasionada por el comportamiento del último trimestre del año, donde el precio de la competencia a nivel regional fue más competitivo frente al nacional, principalmente por la caída del precio del barril y el ajuste semanal de los precios que realizan los competidores frente a la variación mensual del precio nacional.

### 7.1.2 PETROQUÍMICOS

Los ingresos por ventas de petroquímicos en 2008 ascendieron a \$571 millones, \$16 millones por encima de la meta anual. En términos de volumen, la meta trazada para todo el rubro petroquímico (2.332 KBL) no se alcanzó por inconvenientes logísticos y operativos de propileno. Pese a lo anterior, se destacó la gestión en disolventes aromáticos y en polietileno.

En el caso de los disolventes, dos actividades merecen ser destacadas: las exportaciones de plattformado que representaron ingresos adicionales por \$3,8 millones y la importación de xileno de emergencia realizada en el mes de noviembre, que evitó el incumplimiento de las obligaciones contraídas con los clientes cuando la planta de aromáticos presentó fallas técnicas.

### 7.1.3 INDUSTRIALES

La comercialización de productos industriales enfrentó un año bastante difícil. La disminución en el ritmo de economía nacional, la fuerte y duradera temporada invernal y la crisis financiera mundial, revirtieron sustancialmente la tendencia de los mercados del negro de humo, parafinas y asfalto, productos que representan el 76% en volumen de la canasta de industriales.

A pesar de las dificultades, el grupo de productos industriales en términos de volumen e ingresos sobrepasaron la meta anual. Se vendieron 4.805 KBL y se percibieron \$819 millones. Este cumplimiento se explica por las ventas de nuevos productos que no habían sido presupuestados. La recuperación de corrientes y la comercialización del asfalto para usos distintos a los tradicionales, permitieron mitigar el déficit anual en volumen de ventas.

Es necesario resaltar el buen desempeño obtenido en los disolventes alifáticos y bases lubricantes, líneas que lograron, pese al deterioro de la actividad del sector industrial, cumplimientos del 100% y 111% en volumen, 108% y 111% en ingresos, respectivamente. En el mismo sentido, se hace necesario explicar el bajo cumplimiento en parafinas, asfalto y arotar.

En parafinas, el bajo desempeño fue producto de la contracción de la demanda afectada por los altos precios del industrial. En el caso del asfalto, el bajo nivel de ventas fue causado por las demoras del Gobierno Nacional en la adjudicación de obras y en los pagos de las que ya habían sido adjudicadas y por la fuerte temporada invernal vivida en el 2008. Por último, el arotar presentó problemas durante el segundo semestre debido a que su único cliente, Cabot, sufrió un revés a tal punto que en diciembre las ventas de este industrial fueron nulas.

## 7.2 AVANCE DE OTROS PROYECTOS

En lo corrido del año, se implementó un nuevo sistema para la administración de entregas de productos petroquímicos e industriales suministrados en Barrancabermeja. Se actualizó y unificó la plataforma tecnológica para ofrecer información en tiempo real y simplificar el proceso para la entrega y toma de pedidos. Esto generó aumentos significativos en la eficiencia, pasando de un promedio de 92 vehículos diarios entre enero y julio, a 103 en septiembre.

Por otro lado, en el último semestre de 2008 se incrementaron las entregas de propileno a Propilco en un 25%, permitiendo mayores ingresos para ECOPETROL y menores costos de materia prima para Propilco. ECOPETROL realizó negociaciones e implementó acciones direccionadas al incremento de la capacidad de transporte (marítimo y fluvial) del propileno desde la Refinería de Barrancabermeja hasta Propilco. Adicionalmente, sancionó proyectos de infraestructura que permitirán movilizar 30 KBD de productos refinados, incrementando las entregas de propileno en el largo plazo.

### 7.3 GAS NATURAL

Durante 2008 se logró la mayor demanda promedio de gas natural en nuestra historia, al alcanzar 906,3 giga BTU por día (GBTUD), cifra que incluye las exportaciones a Venezuela, que iniciaron en forma continua a comienzos del año y representaron 146,9 GBTUD en promedio. En cuanto a ventas a terceros, ECOPETROL siguió siendo líder con ventas promedio de 499 GBTUD, comparadas con 432 en 2007.

Tanto en demanda como en ventas, los resultados estuvieron aproximadamente un 5% por encima de los presupuestos. Se destaca el continuo crecimiento de vehículos convertidos, 45.480 en 2008, para un total de más de 280 mil en todo el país.

En relación con la infraestructura de transporte, se firmó el acuerdo con TGI que viabilizó la ampliación de capacidad del gasoducto Ballena - Barrancabermeja de 190 MPCD a cerca de 240 MPCD, y entrará en funcionamiento en el primer semestre de 2010.

## 8 TEMAS REGULATORIOS Y LEGALES

### 8.1 POLÍTICA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

En concordancia con lo señalado por el Gobierno Nacional en el documento base del Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1151 de 2007), durante los años 2007 y 2008, el Gobierno Nacional avanzó en el proceso de desmonte de los subsidios implícitos a los combustibles líquidos (gasolina corriente y ACPM), con el propósito de incentivar la competencia y la inversión en la industria de refinación e importación de estos combustibles, lo cual permitirá asegurar el abastecimiento de dichos energéticos en el mediano plazo.

En dicho sentido, con el fin de mitigar el impacto del proceso de ajuste de precios, se definieron sendas de desmonte de los subsidios implícitos que no irían más allá de junio de 2010 para la gasolina y de diciembre de 2011 para el diesel<sup>1</sup>, tomando como referencia la diferencia entre el ingreso al productor nacional y los precios spot de los señalados productos en el mercado internacional, lo que quiere decir que nunca el precio interno de nuestros combustibles llegó a los niveles que alcanzaron los precios internacionales, tal es así que para agosto de 2008 los precios alcanzaban apenas el 72,9% de su costo de oportunidad en el caso de la gasolina y del 57,2% en el caso del ACPM.

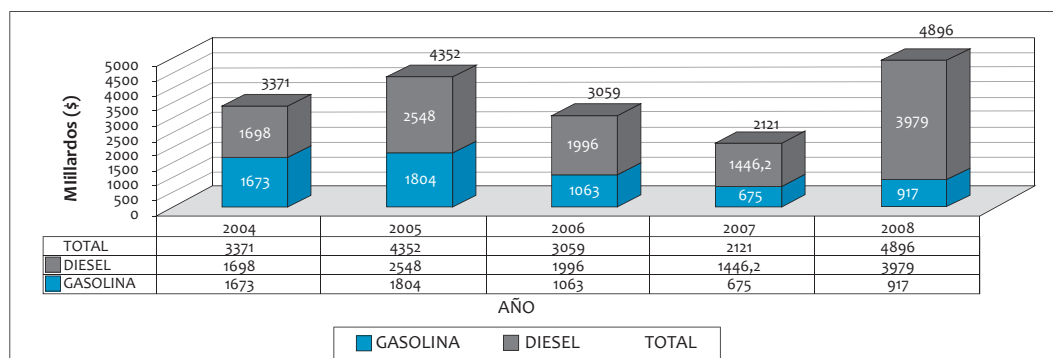
De igual forma, para el mes de octubre de 2008, la situación no era muy diferente, dado que nuestros precios llegaban apenas al 74,8% de su costo de oportunidad para la gasolina y del 66% para el caso del ACPM. Lo anterior, ratifica el hecho de que no obstante la caída de los precios internacionales y dado que el país jamás alcanzó los precios de referencia, no era lógico que nuestros precios internos cayeran en la misma proporción. Por así decirlo, lo que ha sucedido es que los precios se encontraron el camino de lograr el desmonte de los subsidios.

Por ello, la medida de mitigar el impacto sobre los consumidores finales y reducir los aumentos de precios, ha generado que el país asuma un acumulado de los subsidios para el año 2008 cercano a los 4,9 billones de pesos, dineros que el Estado invierte en beneficio de todos los colombianos y con el fin de minimizar el efecto de los combustibles sobre todos los eslabones productivos.

Es importante recordar, que la cifra presupuestada para dicho rubro en el presupuesto del presente año, está destinada a cubrir los subsidios causados durante el año 2008, dado que por los importantes incrementos de precios durante el año 2008, el rubro destinado en el presupuesto del año 2008 fue insuficiente para cubrir los subsidios causados y apenas alcanzó para cumplir con obligaciones pendientes de los meses de noviembre y diciembre del año 2007.

<sup>1</sup> Dichas fechas de desmonte fueron definidas durante el mes de mayo de 2008, dado el comportamiento al alza y los niveles más altos de la historia que venían presentando los precios internacionales del petróleo y sus derivados. Las fechas anteriores de desmonte eran junio del año 2009 para la gasolina motor corriente y junio del año 2010 para el ACPM.

GRÁFICA 25. CUANTIFICACIÓN SUBSIDIOS GASOLINA Y DIESEL 1998 A MAYO 2009



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Uno de los elementos de la política de Gobierno Nacional ha sido intentar mitigar al máximo la volatilidad de los precios internos y para ello creó, a través del artículo 69 de la Ley 1151 de 2007, el Fondo de Estabilización de Precios, fondo que se nutre de la transferencia de parte de los recursos ahorrados por ECOPEPETROL S.A. en el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, para lo cual se tuvo un fondeo inicial de US\$170 millones de dólares, de aportes del Presupuesto General de la Nación y de los consumidores en escenarios de precios bajos, que permitan afrontar las escaladas alcistas que se presenten tanto en los precios internacionales del crudo y sus derivados, como en la tasa de cambio.

De acuerdo con lo anterior, la actual política de precios, en la cual se reconoce que nuestro precio interno está por encima de los costos de oportunidad del producto, permitirá ahorrar recursos en el señalado Fondo, el cual fue reglamentado a través del Decreto 4839 del 24 de diciembre de 2008 y que empezó a operar a partir del 1º de enero del año 2009. Dichos recursos, son dineros de los colombianos que estarán destinados a mitigar la volatilidad de los precios internacionales, tal como sucedió en el año 2008 y cubrir un rubro que es insostenible con aportes exclusivos del presupuesto nacional, dado que va en contravía de las demás políticas de inversión social del Estado colombiano.

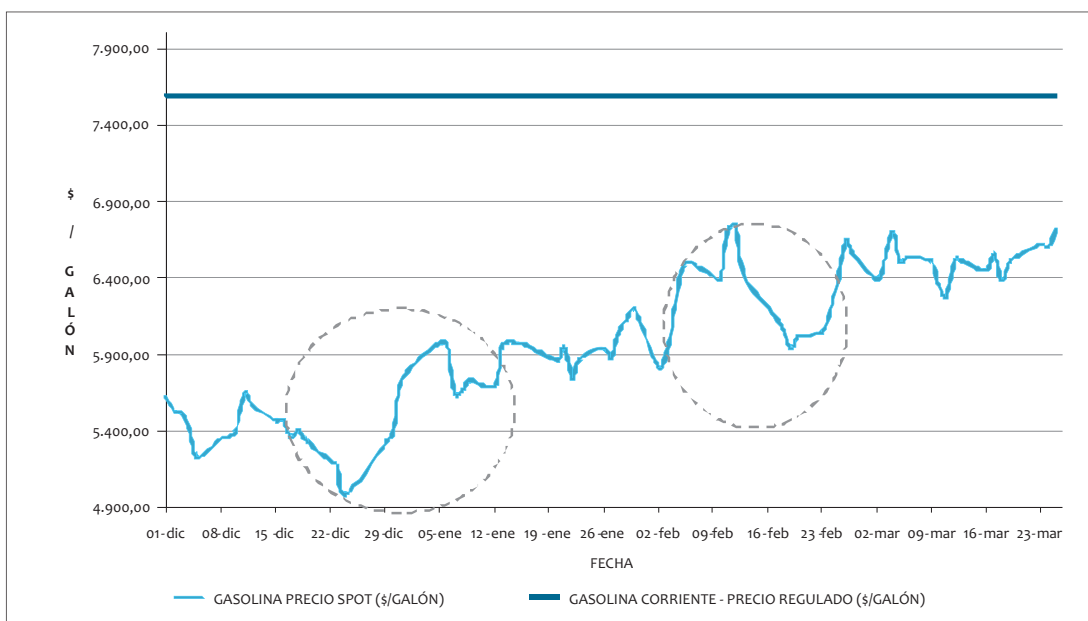
Es por ello, que el Gobierno decidió congelar entre los meses de enero y abril los precios internos de la gasolina y el ACPM, de tal forma que se facilitara la operatividad y sostenibilidad al referido Fondo, en beneficio de todos los colombianos, que no pueden estar sometidos al vaivén de los precios del crudo y que buscan la mayor estabilidad posible en un insumo tan importante como lo es el combustible.

Es un ahorro que hacen los colombianos para momentos críticos o de coyunturas como las que se han presentado en los últimos años. De otro lado, en aras de la señalada estabilidad, a través de dicho Fondo se ha venido asumiendo la variación de otras variables durante al año, tales como las tarifas de transporte por poliductos y por carrotaques, los aumentos anuales del impuesto global y las variaciones por efectos de la tasa de cambio en los márgenes de comercialización.

Ahora bien, en las gráficas se muestra claramente la volatilidad que hubieran tenido los precios internos de la gasolina y el ACPM si se hubiera tomado la decisión simplista y poco responsable de liberar los precios internos de nuestros combustibles.



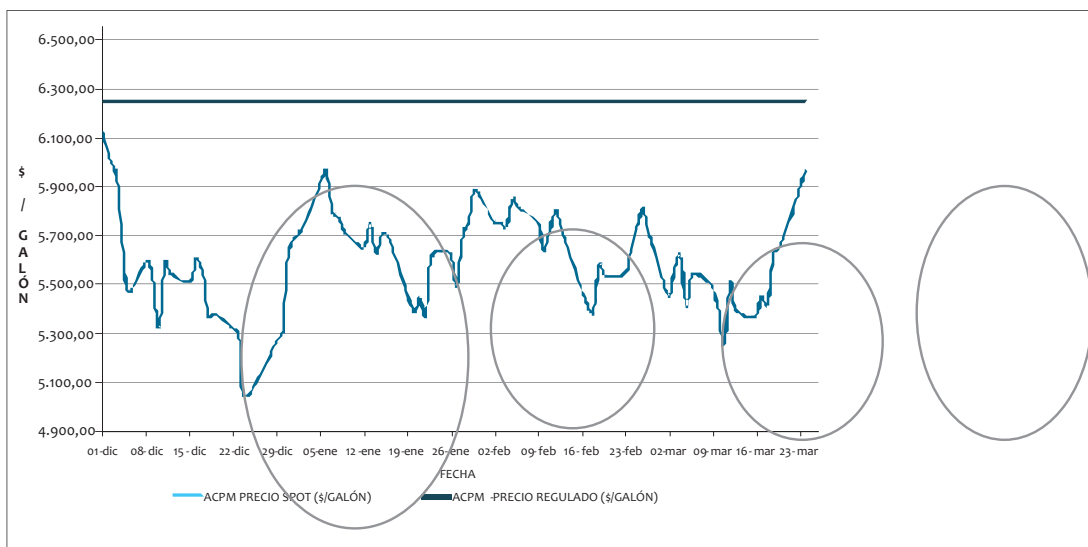
GRÁFICA 26. PRECIOS DE LA GASOLINA



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

De igual forma, en el caso del ACPM, combustible que afecta principalmente al sector de transporte e industrial del país, la volatilidad hubiera sido mayor, con variaciones que oscilarían entre los \$700 pesos y los \$2.000 pesos por semana y con un aumento global similar a la reducción que se hubiera dado, tal como se muestra al comparar los precios spot al 1º de diciembre de 2008 vs los precios que se tendrían a hoy. Lo anterior, en cifras permite ratificar que es una política responsable la que se ha venido asumiendo de mantener los precios internos de los combustibles estables y controlar al máximo la volatilidad de los mismos.

GRÁFICA 27. PRECIOS DEL DIESEL



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Adicionalmente, es importante señalar que una fuerte caída en los precios internos de los combustibles no necesariamente se convierte en menores costos para los consumidores finales de bienes y servicios y más

tratándose de mercados con precios libres, por cuanto es muy común que ciertos sectores productivos atrapen parte importante de la renta que se genera por dicha disminución. Con seguridad, en el momento que el combustible suba nuevamente, como viene sucediendo a nivel internacional, de inmediato este efecto sí se vería reflejado en los costos de la canasta de precios al consumidor y de la mano, importantes efectos inflacionarios.

No obstante lo anterior, dado que los precios internacionales del petróleo durante el mes de abril no continuaron su tendencia al alza, el Gobierno Nacional decidió decretar a partir del 1° de mayo una reducción de \$400 pesos por galón, tanto para la gasolina motor corriente como para el ACPM, de tal forma que de presentarse un nuevo crecimiento en el precio internacional de los hidrocarburos y sus derivados, como sucedió en lo corrido del mes de mayo, se podría mitigar en lo que resta del año 2008 al máximo la volatilidad de los precios internacionales de los hidrocarburos y sus derivados y de la tasa de cambio y se le dan señales claras de estabilidad a los consumidores finales de los combustibles, utilizando para ello los recursos ahorrados en el Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles, FEPC.

El Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles, FEPC, al igual que cualquier fondo de ahorro y estabilización y en concordancia con lo señalado en la reglamentación del mismo (Decreto 4839 de 2008), tiene como una de sus fuentes, los recursos provenientes de los giros efectuados por los refinadores y/o importadores de los recursos generados en virtud de su posición neta trimestral, recursos que son de los colombianos y que serán invertidos para atender futuras coyunturas de precios, como las que se han venido teniendo en los últimos años.

Esta situación se viene reforzando con la tendencia al alza que vienen presentando el comportamiento de los precios internos del petróleo y sus derivados en el mes de mayo y muy seguramente superaran los US\$60 dólares por barril antes de finalizar el presente semestre, que sumado a la fuerte devaluación que ha venido presentando la tasa de cambio, indican que es responsable con los colombianos mantener dicha política de estabilidad.

Es importante anotar que al primer trimestre del año en curso, el Fondo recibió un ahorro de \$427 mil millones de pesos<sup>2</sup>, discriminados en \$178 mil millones del mes de enero, 141 mil millones del mes de febrero y \$108 mil millones del mes de marzo que se suman a los \$400 mil millones de Fondo iniciales del mismo, a través de parte de los recursos que tenía ECOPETROL S.A. ahorrados en el FAEP, para un total de \$827 mil millones de pesos aproximadamente. De igual forma, para el mes de abril del año 2009, el ahorro en el Fondo se estima en la suma de \$86 mil millones de pesos.

En el mismo sentido, de acuerdo con lo señalado en el artículo 11° del Decreto 4839 de 2008, el Comité Directivo de Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, está conformado por:

El Ministro de Hacienda y Crédito Público o su delegado.

El Ministro de Minas y Energía o su delegado.

El Viceministro Técnico del Ministerio de Hacienda y Crédito Público o su delegado.

El Director de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía o su delegado.

El Director de Crédito Público y Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público o su delegado.

La presidencia del Comité Directivo del Fondo de Estabilización del Precio de los Combustibles será ejercida por el Ministro de Hacienda y Crédito Público o su delegado.

## **8.2 FUNCIONES DEL COMITÉ DIRECTIVO DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN DEL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES**

El Comité Directivo del Fondo de Estabilización del Precio de los Combustibles se encargará de definir el marco operacional interno requerido para cumplir con las expectativas propuestas al interior de la Ley 1151 de 2007 y el Decreto 4839 de 2008:

---

<sup>2</sup> De acuerdo con lo establecido en el artículo 9° del Decreto 4839 de 2008, en el evento en que la Posición Neta Trimestral de cada refinador y/o importador sea negativa, es decir a favor del Fondo, los mismos girarán en pesos con destino al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, FEPC, el valor correspondiente y en una cuenta especial que sobre el particular abrió el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

1. Señalar la manera como se realizará la administración interna del portafolio de inversiones, dentro de las políticas y lineamientos de inversión determinadas por el Comité.
2. Determinar los procedimientos para la administración de los recursos provenientes de los ahorros efectuados por ECOPETROL S. A. en el FAEP, de acuerdo con el artículo 131 de la Ley 1151 de 2007, los que vengan de los rendimientos de los recursos que conformen el Fondo, los de los giros efectuados por los refinadores y/o importadores de los recursos generados en virtud de su posición neta trimestral y los recursos asignados por el Presupuesto General de la Nación, en virtud del artículo 60 de la Ley 1151 de 2007.
3. Definir el tamaño del capital de trabajo y el capital de inversión en función de las necesidades de liquidez inmediata estimadas.
4. Determinar los procedimientos para evaluar el desempeño de los diferentes mandatos internos y externos y evaluar con base en éste la gestión de los administradores.
5. Los demás asuntos que señalen los miembros del Comité Directivo del Fondo de Estabilización del Precio de los Combustibles.

Finalmente, en las tablas siguientes se presenta la estructura actual de los precios internos, teniendo en cuenta los costos de oportunidad y los precios de estabilidad bajo los criterios indicados, tanto para la gasolina corriente como para el ACPM:

TABLA 15. ESTRUCTURA DE PRECIOS GASOLINA CORRIENTE

TRM (MAYO 15)		2.251,53
GASOLINA CORRIENTE	PARIDAD EXPORTACIÓN - PRECIO ACTUAL	PARIDAD EXPORTACIÓN - PRECIO SPOT
Precio Golfo (US\$/GALÓN)	1,62	1,58
Precio Golfo (US\$/BARRIL)	68,05	66,33
Precio Golfo (\$/GALÓN)	3.647,8	3.556,1
FLETE (US\$/GALÓN)	0,03435	0,03435
FLETE (\$/GALÓN)	77,33	77,33
SEGUROS		
INSPECCIÓN		
ARANCEL		
TARIFA POZOS - BARRAN	55,22	55,22
TIMBRE		
Ingreso al Productor	3.515,25	3.423,52
Iva	562,44	562,44
Impuesto Global	740,42	740,42
Marcación	5,10	5,10
Tarifa de transporte	309,36	309,36
Precio al mayorista	5.132,57	5.040,84
Margen mayorista	317,73	317,73
Sobretasa	1.297,91	1.297,91
Precio al minorista	6.748,21	6.656,48
Margen minorista	404,04	404,04
Evaporación	28,58	20,16
Transporte local	12,35	11,26
PRECIO AL PÚBLICO	7.193,18	7.091,94
DIFERENCIA (\$/ GALÓN)		101,24

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

TABLA 16. ESTRUCTURA DE PRECIOS ACPM

TRM (MAYO 15)		2.251,53	
ACPM	PARIDAD EXPORTACIÓN - PRECIO ACTUAL	PARIDAD IMPORTACIÓN - PRECIO SPOT	PARIDAD EXPORTACIÓN - PRECIO SPOT
Precio Golfo (US\$/GALÓN)	1,554	1,75	1,45
Precio Golfo (US\$/BARRIL)	65,25	73,47	60,93
Precio Golfo (\$/GALÓN)	3.498,1	3.938,3	3.266,3
FLETE (US\$/GALÓN)		0,039133	
FLETE (\$/GALÓN)		88,11	
SEGUROS		1,52	
INSPECCIÓN		0,64	
ARANCEL		402,80	
TARIFA POZOS - BARRAN	55,22	55,22	55,22
TIMBRE		59,07	
Ingreso al Productor	3.442,84	4.620,94	3.211,08



Iva	550,85	550,85	550,85
Impuesto Global	490,74	490,74	490,74
Marcación	3,50	3,50	3,50
Tarifa de transporte	309,36	309,36	309,36
Precio al mayorista	4.797,29	5.975,39	4.565,52
Margen mayorista	334,46	334,46	334,46
Precio al minorista	5.131,75	6.309,85	4.899,98
Margen minorista	404,04	404,04	404,04
Transporte local	12,35	11,72	11,72
Precio sin Sobretasa	5.548,14	6.725,61	5.315,74
Sobretasa	301,48	301,48	301,48
PVP + Sobretasa	5.849,62	7.027,09	5.617,22
PRECIO PONDERADO			5.943,72
DIFERENCIA (\$/ GALÓN)	232,39	-1.177,47	-94,10

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

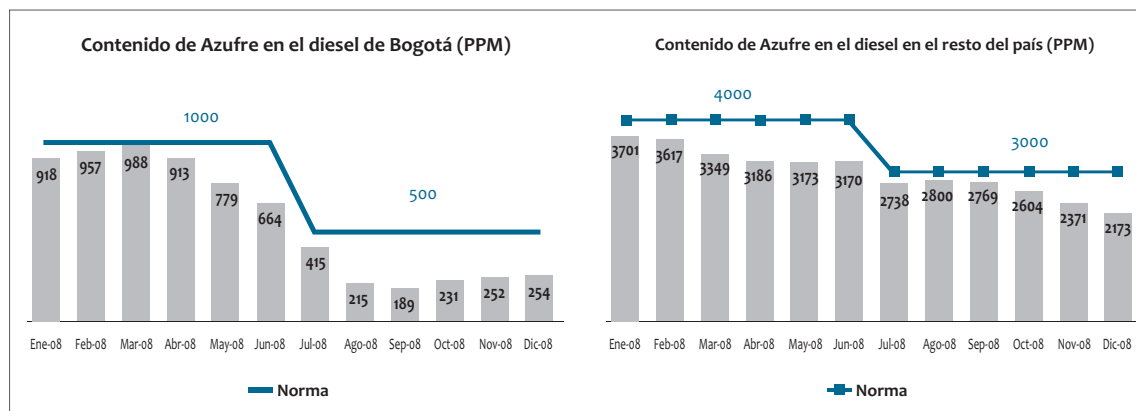
### 8.3 MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE LOS COMBUSTIBLES

Dentro de la Política de Responsabilidad el Gobierno Nacional a través de ECOPETROL continuó en el año 2008 con la estrategia integral para mejorar la calidad de los combustibles que distribuye en el país.

Uno de los principales componentes de la estrategia, es la disminución del contenido de azufre en los combustibles, especialmente en el diesel que se utiliza en el sistema de transporte, tanto de carga como de pasajeros. A partir del primero de julio de 2008 ECOPETROL distribuyó diesel con menos contenido de azufre en todo el territorio nacional.

En Bogotá la reducción fue del 50%, al pasar de mil partes por millón (ppm) a máximo 500. Para el resto del país la reducción fue del 25%, al pasar de 4 mil ppm a máximo 3 mil al finalizar el año. Para lograr la reducción del contenido de azufre, ECOPETROL importó en el segundo semestre de 2008 cerca de 16.628 barriles por día de diesel con bajo contenido de azufre, por US\$327 millones.

GRÁFICA 28. CONTENIDO DE AZUFRE EN EL DIESEL DEL PAÍS



Fuente: ECOPETROL S.A.

Las metas principales 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, la cual se anexa, y cuyos objetivos principales son los siguientes en cuanto a contenidos de azufre.

TABLA 17. METAS CALIDAD DE COMBUSTIBLES

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 BOGOTA	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 1 de enero del año 2010 se garantiza diesel de 50 ppm para todos los sistemas de transporte masivo del país.

## 9 BIOCOMBUSTIBLES

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

Para el caso colombiano, adicional al deterioro ambiental que se percibe en las grandes ciudades, por la excesiva contaminación generada por las fuentes fijas y móviles, existen consideraciones estrechamente vinculadas con la seguridad y sostenibilidad energética nacional, así como la generación de una verdadera revolución social en materia de empleo y desarrollo rural bajo esta política.

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.

Desde el 2005, el país incursiona en la producción de etanol a base de caña de azúcar, donde el Valle del Cauca en la zona Sur Occidente, que hoy cuenta con cinco destilerías en producción con una capacidad de producción de un 1 millón de litros por día, se ha convertido en el pilar y soporte fundamental de este proceso. Lo anterior, sin contar con otros proyectos en proceso de evaluación que incluyen otras materias primas a utilizar sobre el particular.

**TABLA 18. PLANTAS DE ETANOL EN FUNCIONAMIENTO**

No.	Región	Inversorista	Capacidad Instalada (Lts/día)	Absorción Azúcar Crudo (Ton/año)	Área Sembrada (ha)	Empleos Directos
1	Miranda, Cauca	Incauca	300.000	97.690	10.681	1.941
2	Palmira, Valle	Providencia	200.000	65.126	6.986	1.294
3	Palmira, Valle	Manuelita	250.000	81.408	8.984	1.617
4	Candelaria, Valle	Mayagüez	150.000	48.845	5.290	970
5	La Virginia, Risaralda	Risaralda	100.000	32.563	3.493	647
<b>Total en Producción</b>			<b>1.000.000</b>	<b>325.632</b>	<b>35.434</b>	<b>6.469</b>

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

**TABLA 19. PROYECTOS PLANTAS DE ETANOL**

EMPRESA	REGION	CAP (l/día)	MATERIA PRIMA	AÑO
PETROTESTING	Puerto López, Meta	20.000	Yuca	2010
MAYAGUEZ	Candelaria, Valle	100.000	Caña	2009 - Finales
MANUELITA	Palmira, Valle	50.000	Caña	2009 - Marzo
BIONERGY	Puerto López - Puerto Gaitán, Meta	300.000	Caña	Mayo 2011
MAQUILTEC	Tuta, Boyacá	300.000	Remolacha	2011
ALCOLOMBIA S.A	Puerto Gaitán, Meta	100.000	Caña	2011
ACQ	Valle del Río La Vieja, Quindío	150.000	Caña	2010
<b>TOTAL</b>		<b>1.120.000</b>		

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Hoy, 21 departamentos o el 80 por ciento de la demanda nacional, la cual es equivalente a los 69.000 barriles por día de gasolinas, consumen una mezcla de gasolina con el 10 por ciento de este combustible, con el objetivo de llegar al 100% del territorio nacional en el año 2010 y más aún, una vez desarrollada una mayor oferta nacional, la posibilidad de que a partir del año 2012 se busque incrementar hasta un 20% en promedio el consumo de alcohol carburante en mezcla con las gasolinas, para lo cual se ha venido trabajando intensamente en cerrar la brecha tecnológica que dicho reto impone.

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 permita el uso de vehículos flexibles en el país a partir del referido año y que le de señales claras al sector automotriz para que pueda alcanzar y cumplirle al país con el reto propuesto. Al respecto, el Gobierno Nacional expidió un decreto reglamentario con las metas de incorporación de vehículos flex fuel para la oferta nacional en los próximos años.

Por otro lado, una mezcla del 5% de biodiesel con diesel de origen fósil empezó a consumirse en la Costa Atlántica desde el mes de enero del año 2008, en octubre pasado en el Magdalena Medio Colombiano y desde marzo de este año en todo el Sur Occidente Colombiano.

A mediados de abril se inició la mezcla en el departamento de Antioquia, hoy se distribuye la mezcla en 22 departamentos de nuestra geografía, y de acuerdo con el cronograma actual de avance de construcción de las plantas de biodiesel, cuatro plantas en producción y tres en proceso de montaje, a más tardar en julio en el centro del país y los Llanos Orientales, con lo cual Colombia sería el primer país en toda la región latinoamericana en lograr que su demanda de diesel tenga una mezcla del 5% de biodiesel, es decir cerca de 5.000 barriles por día de biodiesel se estarán utilizando en mezcla con la demanda nacional de dicho producto, la cual hoy se acerca a los 100.000 barriles por día.

TABLA 20. PLANTAS DE BODIESEL

No.	Región	Inversionista	Producción (Ton/año)	Producción (Lts/día)	Inversión (US\$MM)	Área Requerida (ha)	Empleos	Fecha Operación
1	Norte (Cordazí, Cesar)	Oleoflores S.A.	50.000	168.719	11	11.111	3.000	Nov - 07
2	Norte (Santa Marta)	Odin Energy Santa Marta Corp.	36.000	121.477	12	8.000	2.160	Agosto - 08
3	Norte (Santa Marta)	Biocombustibles Sostenibles del Caribe S.A.	100.000	337.437	18	22.222	6.000	Abril - 09
4	Oriental (Facatativá)	Bio D S.A.	100.000	337.437	41	22.222	6.000	Mar - 09
5	Central (Barrancabermeja)	Ecodiesel de Colombia S.A.	100.000	337.437	35	22.222	6.000	Dic - 09
6	Oriental (Carlos de Guaroa, Meta)	Aceites Manuelita S.A.	100.000	337.437	42	22.222	6.000	Mayo - 09
7	Norte (Santa Martha)	Clean Energy	30.000	116.000	12	7.000	1.800	May - 09
<b>TOTAL</b>			<b>516.000</b>	<b>1.755.944</b>	<b>171</b>	<b>114.999</b>	<b>30.960</b>	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Al igual que con el alcohol, el país espera incrementar al 10% el porcentaje de mezcla de diesel en el año 2010, lo cual implicará un escalón intermedio del 7% entre los meses de mayo y septiembre del presente año, para lo cual en la Costa Atlántica en el mes de junio se empezará con dicha mezcla.

De igual forma, se continúan desarrollando los estudios técnicos que permitan analizar la entrada de porcentajes de mezcla superiores, estudios que involucran el uso de porcentajes de mezcla hasta de un 50% y en pruebas de larga duración y cuyos resultados muestran hoy que dichos porcentajes serían viables sin afectar la vida útil, los rendimientos y el desempeño de los motores. Ahora bien, de acuerdo con lo señalado esta iniciativa se convierte tal vez, en la actividad más importante del desarrollo agroindustrial del país para los próximos años.

La meta es no solo alcanzar los objetivos para el mercado interno, sino avanzar a un programa con visión global. Convertir en 20 años tres millones de hectáreas que hoy se destinan a pastos para ganadería extensiva, a la producción de etanol y biodiesel a partir de caña de azúcar y de aceite de palma, que sin lugar a dudas, por sus 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 un millón de empleos y resurgiría el campo como una fuente de estabilidad laboral y progreso.

Es claro que éste es un reto histórico, el cual compromete al sector privado y público en conjunto, ya que se tiene no solo que contar con una política energética y agroindustrial, sino también con el desarrollo de infraestructura, capacitación y seguridad. Es un esfuerzo que se justifica en la medida que se aborde buscando avanzar más 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, se sigue avanzando en fortalecer día a día la estrategia nacional y fortalecer las condiciones de competitividad del país en la materia. Para ello, el 31 de marzo del año 2008, el Consejo Nacional de Política Económica y Social, CONPES, expidió el documento 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 biomásas 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.

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.

El Gobierno Nacional ha sido claro en su compromiso de mantener un desarrollo sostenible y sobre todo 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, a 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, las cuales se consideran nuestro principal tesoro.

Es por ello, que el Gobierno Nacional viene avanzando en el desarrollo de un <sup>a</sup> sello de calidad<sup>o</sup> para la producción de los biocombustibles, una de las líneas de acción definidas en el referido documento CONPES y especialmente que permita de una vez por todo despejar aquellas nubes que algunas organizaciones internacionales y nacionales han planteado sobre el desarrollo de cultivos en esta materia y que los mismos definitivamente no son fuente de generación de violencia y desplazamiento, sino por el contrario fuentes de calidad de vida, empleo, preservación de nuestra diversidad e impulso del desarrollo de los colombianos.

Para ello, el Gobierno Nacional espera, antes de finalizar el presente año, tener desarrollada la norma técnica sobre el particular, la cual se viene complementando con el desarrollo del programa de vías para la competitividad, la ejecución de estudios asociados al ciclo de vida de la producción de biocombustibles a partir de la palma de aceite y la caña de azúcar en diferentes zonas del país y estudios de detalle sobre las áreas aptas para el desarrollo de tales cultivos a lo largo del territorio nacional.

En el mismo sentido, ECOPEPETROL avanzó en su incursión al mercado de los biocombustibles en Colombia como parte de su estrategia de expansión y crecimiento, a través de la empresa Ecodiesel Colombia S.A., en donde ECOPEPETROL participa en un 50%, continuó con el desarrollo del proyecto de construcción y montaje de una planta de 100 mil toneladas por año de biodiesel, que entrará en operación comercial en 2009. Esta planta se encuentra ubicada en zona franca en Barrancabermeja, según declaración del mes de junio de 2008.

Durante el primer trimestre de 2009 se continuó con la construcción de la planta de Biodiesel y se obtuvo la autorización del Ministerio de Minas y Energía para el transporte de B2 por poliductos. Adicionalmente, se avanzó en las interconexiones en OSBL y en el interconnecting con la refinería.

Por otra parte, durante 2008, a través de una de sus filiales, ECOPEPETROL adquirió una participación de 79,14% en la compañía Bioenergy S.A., con el objetivo de desarrollar un proyecto de producción de alcohol carburante en los Llanos Orientales e ingresar en la producción de etanol. El proyecto consiste en la construcción de una planta con capacidad de 330 mil litros por día (cerca de 2 mil barriles diarios) de alcohol carburante producido a partir de la caña de azúcar, para la cual requerirá del cultivo de 11 mil hectáreas de caña y una inversión estimada de US\$140 millones.

Durante el primer trimestre de 2009, se avanzó en la planificación para la construcción de la planta de etanol. Se definió la ubicación del presemillero y semillero, se inició la siembra y las pruebas de la Mielera. Se constituyó la subsidiaria Bioenergy Zona Franca S.A. la cual radicó la solicitud de zona franca y se definieron los términos de referencia del plan de tecnología.

Por otra parte, es importante resaltar que ECOPEPETROL trabajó la definición de su estrategia energética (Optimización, Eficiencia, Confiabilidad y Diversificación), aportando a la organización los siguientes resultados:

- Fueron adjudicados contratos de compra de energía (125 MW promedio año) a ocho comercializadores para los 50 centros de consumo, con una vigencia de cuatro años por valor de US\$700 millones.
- A través del ICP se firmó el convenio Colciencias - ECOPEPETROL para el desarrollo de líneas de investigación en áreas de diversificación energética y gerenciamiento energético por cuatro años.

## 10 ESTUDIOS Y PROYECTOS ESPECIALES

### 10.1 ASIGNACIÓN DE VOLÚMENES DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN ZONAS DE FRONTERA EXENTOS DE IVA E IMPUESTO GLOBAL

La política de aplicación de beneficios tributarios a los combustibles distribuidos en las zonas de frontera, se fundamentó en la búsqueda del bienestar de la población de estas regiones y la normal prestación del servicio, promoviendo el consumo de combustibles nacionales. Teniendo en cuenta las posibles implicaciones a nivel de mercado por tener un precio diferencial para los combustibles distribuidos en las zonas de frontera, sus municipios y departamentos vecinos, la misma ley estimó conveniente establecer límites al volumen de combustibles libres de impuestos destinados a estas zonas, limitación materializada a través de cupos asignados por la UPME.

La UPME, en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía, ha venido realizando un seguimiento detallado del comportamiento del mercado de combustibles en las zonas de frontera y en el resto del país, con el objetivo de responder adecuadamente a los requerimientos de las regiones y los objetivos propuestos en la Ley 681.

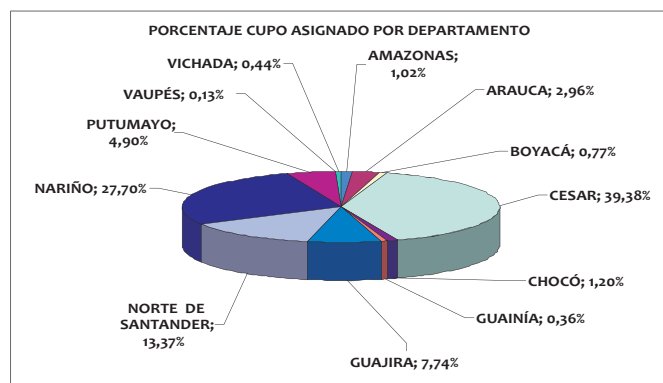
La UPME, dando cumplimiento a lo indicado en el Decreto 2658 de julio 18 de 2008, expedido por el Ministerio de Minas y Energía, procedió a establecer el volumen de combustible exento de impuestos de IVA, Arancel y Global a 167 municipios catalogados como de zonas de frontera y se distribuyó entre 810 EDS.

Mediante las resoluciones 847 a 1009 de octubre 10 de 2008, la UPME fijó los volúmenes máximos de combustibles exentos de IVA, Arancel y Global a 167 municipios en zonas de frontera durante el periodo de octubre de 2008 a 2010. El cupo establecido en octubre 10 de 2008 fue de 25.512.889 galones/mes, distribuidos según la Gráfica 29.

Adicional a lo anterior, esta entidad ha asignado un volumen de combustible exento de IVA, Arancel y Global a 26 EDS adicionales, por una cantidad de 663.625 galones/mes, atendiendo a los requerimientos realizados por parte del Ministerio de Minas y Energía.

En cuanto a grandes consumidores ubicados en zonas de frontera, la Resolución 180219 de febrero 28 de 2005, expedida por el MME, definió los requisitos para acceder a los beneficios tributarios establecidos por ley, y mediante la Resolución 0225 de mayo 16 de 2007, la UPME reglamentó dichos requisitos, para que los Grandes Consumidores ubicados en zonas de frontera sean beneficiados con combustibles líquidos derivados del petróleo exentos de IVA, Arancel y Global.

GRÁFICA 29. PORCENTAJE DE CUPOS DE COMBUSTIBLES POR DEPARTAMENTO



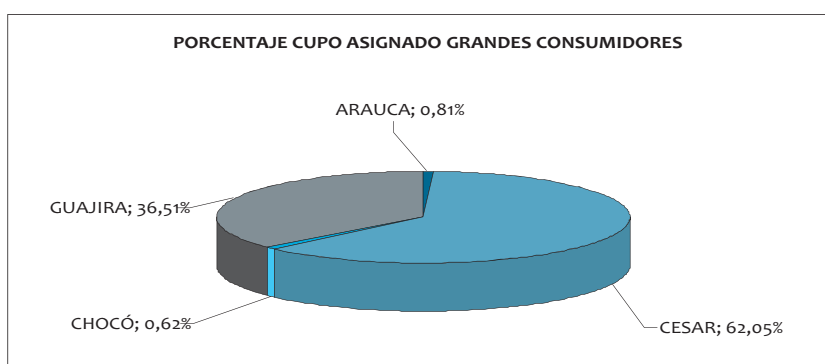
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

Bajo este contexto, la UPME mediante las resoluciones 0189 a 0220 de marzo 02 de 2009, estableció volúmenes exentos de impuestos de IVA, Arancel y Global, por una cantidad total de 21.559.888 galones/mes, los cuales fueron distribuidos como se indica en la Gráfica 30.

Para la asignación de combustible exento de los impuestos de Global y Sobretasa a embarcaciones de bandera colombiana dedicadas a las actividades de pesca y cabotaje, incluidos los remolcadores en las costas colombianas, y el cupo de ACPM utilizado por las embarcaciones de la Armada Nacional, así como las de bandera extranjera dedicadas a la pesca de atún, el Decreto 3802 de octubre 03 de 2007, estableció los requisitos para el establecimiento de cupos de diesel marino. Conforme lo anterior, el MME expidió la Resolución 0179 de marzo 2 de 2009, asignando un cupo total de 15.810.390 galones/mes a 887 embarcaciones.

En cuanto a las empresas acuicultoras y dando cumplimiento al Decreto 3802 de octubre 03 de 2007, se expidieron las resoluciones 0180 a 0188, asignando 214.509 galones/mes a siete empresas dedicadas a la acuicultura.

GRÁFICA 30. PORCENTAJE DE CUPOS ASIGNADOS GRANDES CONSUMIDORES



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

## 10.2 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN ESTACIONES DE SERVICIO

Con la existencia del esquema de libertad vigilada de precios de los combustibles líquidos derivados del petróleo, la UPME realiza de manera mensual un muestreo de la evolución de los precios en 14 capitales de departamento, donde opera el régimen, con el propósito de hacer un seguimiento al comportamiento de los mismos y su relación con la evolución de los precios internacionales, así como de realizar análisis a la medida de liberalización de los precios de los combustibles.

A continuación se presentan los resultados de manera desagregada haciendo un comparativo anual:

### Precios de Referencia Gasolina Motor Corriente

- Incremento del 12,7% para las ciudades de Barranquilla, Bogotá, Bucaramanga, Pereira y Santa Marta.
- Incremento cercano al 12,4% para las ciudades de Medellín y Neiva.
- Incremento del 15,50% para la ciudad de Pasto.
- Incremento del 13,11% para la ciudad de Cali.
- Incremento del 13,60% para la ciudad de Valledupar.
- Incremento cercano al 9,5% para las ciudades de Neiva y Villavicencio.

### Precios Promedio Observados de Gasolina Motor Corriente

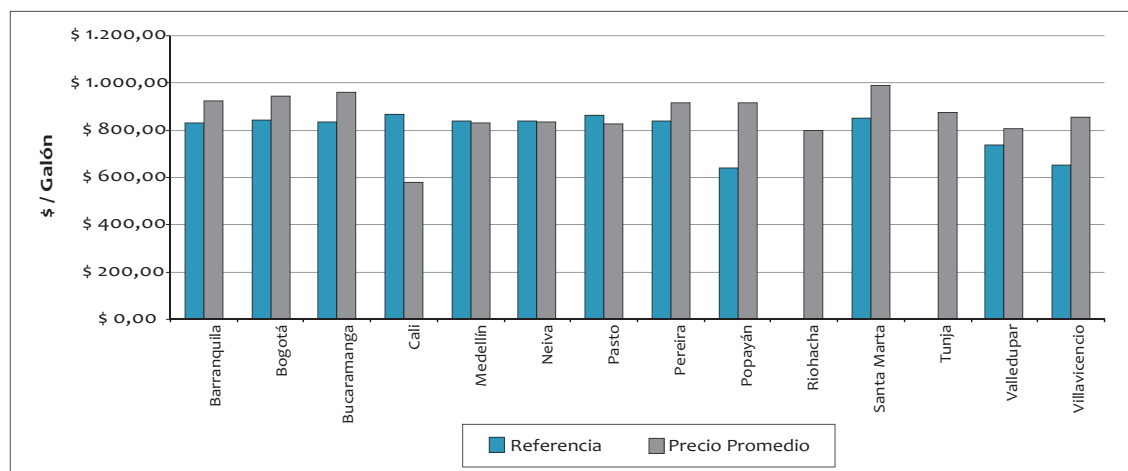
- En todas las ciudades, excepto Cali y Pasto, el incremento porcentual en los precios promedio fue superior al incremento porcentual en el precio de referencia.
- El menor incremento porcentual para la ciudad de Cali obedeció a la intervención del Gobierno durante el mes de diciembre de 2008, con lo cual se le determinó el régimen regulado.
- El mayor incremento porcentual se registró en la ciudad de Riohacha (25%) seguida de la ciudad de Bucaramanga (14,4%).

TABLA 21. PRECIOS NACIONALES DE REFERENCIA GASOLINA MOTOR CORRIENTE

Ciudad	Gasolina Motor Corriente	
	Referencia	Promedio
Barranquilla	12,67%	13,57%
Bogotá	12,68%	14,14%
Bucaramanga	12,86%	14,43%
Cali	13,11%	8,35%
Medellín	12,47%	12,12%
Neiva	12,40%	11,80%
Pasto	15,50%	14,31%
Pereira	12,71%	13,23%
Popayán	9,29%	12,76%
Riohacha		25,00%
Santa Marta	12,94%	14,00%
Tunja		12,98%
Valledupar	13,60%	14,31%
Villavicencio	9,50%	12,14%

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

GRÁFICA 31. INCREMENTO NETO GASOLINA MOTOR CORRIENTE AÑO 2008



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

En lo que respecta al comportamiento del ACPM se tienen los siguientes resultados:

#### Precios de Referencia ACPM

- Incremento cercano al 14,1% para las ciudades de Barranquilla, Bucaramanga y Cali.
- Incremento cercano al 13,6% para las ciudades de Bogotá, Medellín, Neiva y Pereira.
- Incremento del 17,54% para la ciudad de Pasto.
- Incremento del 12,42% para la ciudad de Popayán.
- Incremento del 14,49% para la ciudad de Santa Marta.
- Incremento del 16,89% para la ciudad de Valledupar.
- Incremento del 12,06% para la ciudad de Villavicencio.

#### Precios Promedio Observados de ACPM

- En las ciudades de Cali, Neiva y Pasto el incremento porcentual en los precios promedio fue inferior al incremento en el precio de referencia.

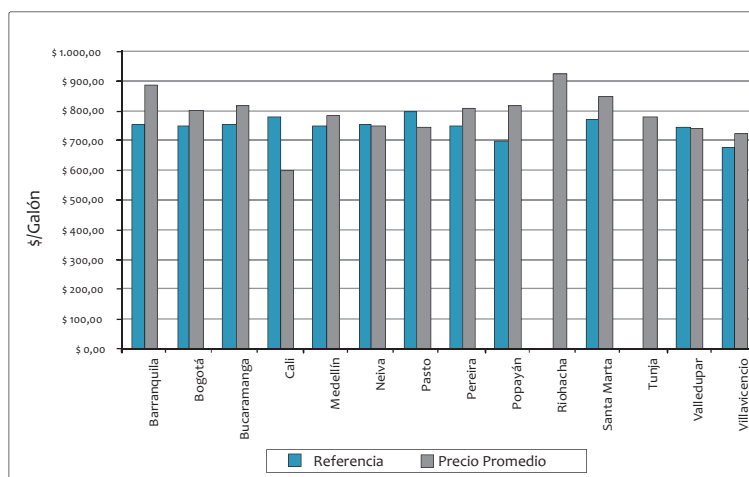
- En las ciudades de Medellín, Pereira, Valledupar y Villavicencio el aumento en términos porcentuales fue similar al incremento en el precio de referencia.
- En el resto de ciudades, el incremento porcentual fue superior al de los precios de referencia.
- El menor incremento porcentual en Cali obedeció a la intervención del Gobierno durante el mes de diciembre de 2008, donde se le determinó el régimen regulado y los resultados finales indican un incremento de 10,47%.
- El menor incremento porcentual en las ciudades de Neiva y Pasto obedece a características propias del mercado.

**TABLA 22. PRECIOS NACIONALES DE REFERENCIA ACPM**

Ciudad	A C P M	
	Referencia	Promedio
Barranquilla	14,16%	16,56%
Bogotá	13,62%	14,54%
Bucaramanga	14,09%	14,97%
Cali	14,09%	10,47%
Medellín	13,69%	14,05%
Neiva	13,59%	12,79%
Pasto	17,54%	15,60%
Pereira	13,63%	14,13%
Popayán	12,42%	13,74%
Riohacha		30,08%
Santa Marta	14,49%	15,53%
Tunja		13,96%
Valledupar	16,89%	16,29%
Villavicencio	12,06%	12,47%

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

**GRÁFICA 32. INCREMENTO NETO ACPM AÑO 2008**



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

En síntesis, el nivel de precios del ACPM es inferior al de la gasolina, no obstante, las tasas de crecimiento indicadas de manera mensual superan a la observada en gasolina, tanto en el precio de referencia como en el de venta al público.

### 10.3 PLAN ENERGÉTICO NACIONAL

Acorde con los planteamientos realizados en el Plan Energético Nacional 2006 - 2025 se realizó un análisis y seguimiento a las propuestas efectuadas encontrando avances relevantes en algunas actividades del upstream.



TABLA 23. AVANCES PLAN ENERGÉTICO NACIONAL - UPSTREAM

PROPUESTAS	RESULTADOS
Asegurar inversiones en exploración y producción.	Existencia de condiciones propicias para atraer capital de riesgo.
Mejoramiento de la prospectividad geológica en áreas de frontera.	Desarrollo de estudios por parte de la ANH en áreas de baja exploración, para calentamiento de áreas y desarrollo de contratos de evaluación técnica.
Mayor actividad de promoción de la ANH en mercados internacionales para la atracción de inversionistas.	Intensa actividad exploratoria, máximos históricos en 2008. Perforación de 100 pozos exploratorios. Búsqueda de reservas en nuevas cuencas potenciales. Baja incorporación de reservas.
Revisión continua del modelo de Contrato E&P.	
Asegurar atención de la demanda interna.	Aumento de producción de petróleo en campos maduros y crudos pesados.
Acelerar el recobro de las reservas existentes.	Mejoramiento de productividad en campos maduros y crudos pesados.
Incorporación de nuevas tecnologías, para optimizar el factor de recobro de campos en producción.	Incremento marginal de reservas, por aplicación de métodos y tecnologías de mejoramiento en campos maduros.
Seguimiento en forma detallada de los escenarios de abastecimiento definidos en 2006 por ANH.	Comparación de los resultados en términos de comparación de reservas adicionales y propuestas de hallazgos.

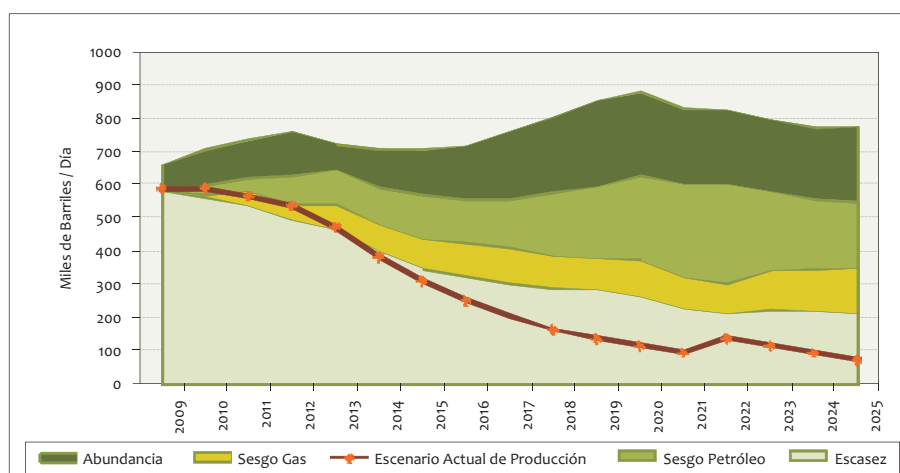
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

Acorde con el seguimiento de los escenarios de abastecimiento es necesario señalar que, según las estimaciones de la ANH, existen cuatro escenarios posibles de producción de petróleo basados en igual número de escenarios de incorporación de reservas por cuatro vías así: nuevos descubrimientos, nuevos desarrollos, recuperación mejorada y las reservas actuales.

Los cuatro escenarios de incorporación de reservas denominados Abundancia, Sesgo Petróleo, Sesgo Gas y Escasez, suponen adición de reservas en el periodo 2006 - 2025 de 6.800 millones de barriles, 5.116 millones, 3.378 millones y 2.377 millones de barriles de petróleo respectivamente. Cada uno de estos escenarios tiene asociado un perfil de producción, cuyos resultados son presentados en la Gráfica 33.

De tal manera que en el mediano y largo plazo, en función del éxito exploratorio, podremos pasar de un escenario pesimista como el de la curva asociada a la producción actual sin incorporar reservas adicionales, que se muestra en la gráfica, hasta el más optimista como es el de 'Abundancia' con el que podríamos aumentar considerablemente las exportaciones.

GRÁFICA 33. ESCENARIOS DE OFERTA DE PETRÓLEO



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

En cuanto al Downstream, las propuestas y logros son los siguientes:

TABLA 24. AVANCES PLAN ENERGÉTICO NACIONAL - DOWNSTREAM

PROPUESTAS	RESULTADOS
Adecuación de los esquemas de operación de las refinerías para orientarlos hacia procesos de alta conversión, tendencia hacia los destilados medios y menores ofertas de gasolinas.	Se adelanta el proyecto de expansión y adecuación de la Refinería de Cartagena, con lo cual se procesará 150.000 BPD y se producirán combustibles con menor contenido de azufre. Desarrolla el proyecto de modernización de la refinería de Barrancabermeja y aumento de capacidad de tratamiento en 50.000 BPD, así como producción de combustibles de con menor contenido de azufre.
Implementar intensos procesos de desulfurización para ajustar las operaciones de producción de los derivados del petróleo a las nuevas exigencias mundiales en materia ambiental.	Adaptación de las dos refinerías más grandes del país, para producir combustibles acorde con normas ambientales.
Acondicionar la infraestructura de transporte, diseñada para la importación de gasolinas, y expandirla para manejar los crecientes volúmenes de importación de diesel.	Proyecto de ampliación del Poliducto Pozos Colorados - Barranca.
Ampliación de la capacidad de almacenamiento y expansión de los muelles para permitir el ingreso a barcos de mayor calado, tanto para la exportación como para la importación.	
Desarrollar la reglamentación necesaria para permitir el acceso de terceros a los sistemas de transporte y almacenamiento.	Proyecto en estudio.
Incorporación de nuevas tecnologías, para optimizar el factor de recobro de campos en producción.	Incremento marginal de reservas, por aplicación de métodos y tecnologías de mejoramiento en campos maduros.
Desarrollar un nuevo mecanismo que propenda por el logro de los objetivos planteados en el régimen especial para los combustibles líquidos en zonas de frontera, que evite distorsiones en el mercado de combustibles.	

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

#### 10.4 ESTUDIO EVALUACIÓN DE RIESGOS DE DESABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS EN EL CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO

El estudio se realizó con el propósito de evaluar y mejorar la confiabilidad en el abastecimiento de crudo, combustibles líquidos, biocombustibles, gas licuado de petróleo y gas natural y de mitigar situaciones de emergencia. Para el desarrollo del mismo, se adelantó en primera instancia un diagnóstico de la situación actual considerando tres periodos de análisis: corto plazo (hasta 2 años), mediano plazo (de 2 a 6 años) y largo plazo (más de 6 años), evaluándose riesgos en función de alguna medida de la probabilidad de que los mismos se materialicen en el plazo estudiado y su potencial impacto.

Posteriormente, se realizaron propuestas para mejorar la situación de abastecimiento, enmarcadas en medidas de prevención, las cuales buscan reducir la probabilidad de ocurrencia de un evento de desabastecimiento y las medidas de mitigación, orientadas a eliminar o reducir el impacto ante la ocurrencia de riesgos.

Las medidas preventivas fueron enmarcadas en cuatro grandes categorías, política energética, infraestructura, aspectos institucionales y viabilidad financiera; mientras que las medidas de mitigación consideraron situaciones de oferta y demanda. Todas las medidas estudiadas incluyeron aspectos regulatorios comunes o específicos de cada una de éstas.

Teniendo en cuenta la importancia de la información, se realizó una evaluación de la gestión de la información, dirigida específicamente a su contribución en términos de seguridad del abastecimiento energético. En este aparte se diseñaron una serie de indicadores con el objetivo de monitorear la confiabilidad en el suministro energético, en cada una de las cadenas estudiadas y luego se determinarán los criterios de confiabilidad para el suministro de los distintos energéticos, acorde con la evolución del mercado colombiano.

Finalmente, se desarrolló el plan de acción para la atención de emergencias de fallas en el abastecimiento, y se definieron lineamientos en cada uno de los energéticos evaluados, a la luz de la regulación y mecanismos existentes para la atención de situaciones de desabastecimiento.

## 11 ECOPETROL S.A.

### 11.1 PROCESO DE CAPITALIZACIÓN DE ECOPETROL S.A.

- Por medio de la Ley 1118 del 27 de diciembre de 2006 se modificó la naturaleza jurídica de ECOPETROL S.A., permitiendo su transformación en una sociedad de economía mixta de carácter comercial del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, una vez fueran emitidas y colocadas total o parcialmente las acciones de acuerdo con la autorización de dicha ley. En el proceso de capitalización se definió que la Nación conservaría como mínimo el ochenta por ciento (80%) de las acciones en circulación con derecho a voto.
- Para la determinación por parte de la Asamblea General de Accionistas del valor inicial de los títulos a emitir, ECOPETROL S.A. contrató dos bancas de inversión de reconocida idoneidad y trayectoria en procesos similares en el sector de hidrocarburos. Además de la valoración, la unión temporal integrada por las bancas de inversión JP Morgan - Credit Suisse y Bancolombia se encargó de la estructuración del proceso en todas sus fases. A continuación, se presentan los nombres de las bancas de inversión y las actividades realizadas:

TABLA 25. BANCAS DE INVERSIÓN Y ACTIVIDADES REALIZADAS

Actividades Realizadas	Banca de Inversión
Valoración, estructuración, emisión y colocación de acciones ECOPETROL S.A.	Unión Temporal JPMorgan - Credit Suisse - Banca de Inversión Bancolombia.
Segunda Valoración ECOPETROL S.A.	Unión Temporal Citi - Merrill Lynch.

Fuente: ECOPETROL S.A.

#### 11.1.1 ETAPAS DEL PROCESO DE CAPITALIZACIÓN DE ECOPETROL S.A.

El proceso de capitalización se realizó en el segundo semestre de 2007 y se estructuró en cinco fases: Estructuración, Preventa, Venta, Adjudicación y Post Venta. La fase final de Post Venta no ha culminado ya que ésta consiste en dar atención permanente a los accionistas de la empresa. A continuación se describen las cinco fases y sus objetivos:

GRÁFICA 34. FASES PROCESO DE CAPITALIZACIÓN ECOPETROL S.A.



Fuente: ECOPETROL S.A.

### 11.2 CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE ACCIONES DE ECOPETROL S.A.

El programa de capitalización se estructuró para ser realizado en tres rondas, de las cuales ya se completó la Ronda I y en el futuro se podrán realizar las Rondas II y III. A continuación se describen las condiciones definidas para cada una de las rondas:

TABLA 26. RONDAS PROCESO DE CAPITALIZACIÓN ECOPETROL S.A.

	RONDA I	RONDA II	RONDA III
Destinatarios	Preferenciales	Preferenciales	Público en general
Mecanismos de fijación de precio	Valoración inicial - determinado por Asamblea General de Accionistas	Precio de mercado - determinado por Junta Directiva	Precio de mercado - determinado por Junta Directiva
Vigencia	Mínimo 15 días hábiles	Mínimo 15 días hábiles	Mínimo 15 días hábiles
Tipo de acción	Ordinaria	Ordinaria	Ordinaria
Colocadores	Bancos – comisionistas de Bolsa – Coopetrol - Cavipetrol - Fenalco	Bancos - comisionistas de Bolsa	Comisionistas de bolsa - Red de colocadores internacionales
Forma de pago	Contado - Cuotas	Contado - Cuotas	Contado
Descuentos por pago de contado	5% Personas naturales – 2% otros destinatarios preferenciales	2.5% personas naturales	No aplica
Número de cuotas	12	6	No aplica
Monto mínimo	1.000 Acciones	2.000 Acciones	5.000 Acciones

Fuente: ECOPETROL S.A.

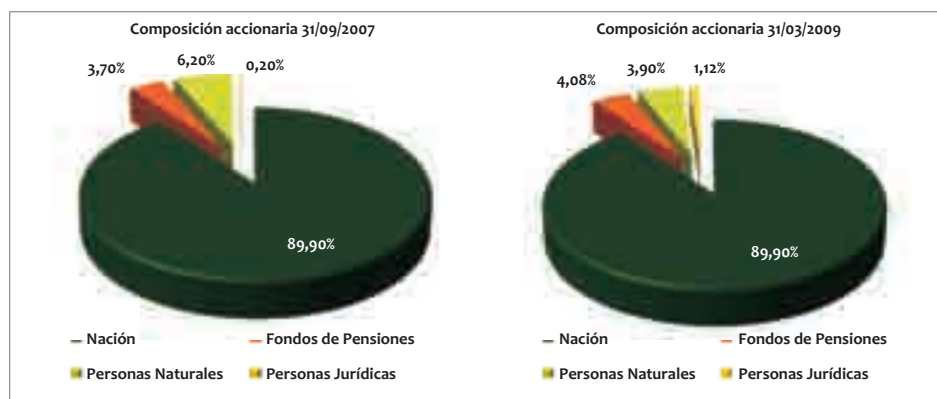
### 11.2.1 RESULTADOS DEL PROGRAMA DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE ACCIONES DE ECOPETROL S.A. RONDA

La emisión y colocación de acciones fue muy exitosa y tuvo una gran acogida, reflejada en el número de ofertas de aceptación y el número final de personas adjudicadas (482.941), lo que hizo de ECOPETROL la empresa colombiana con el mayor número de accionistas. A continuación se presentan los elementos más importantes de la emisión y colocación:

- Fue la emisión de acciones más grande de América Latina en los últimos 15 años.
- Se colocaron en el mercado de valores colombiano 4.087.723.771 acciones correspondientes al 10,1% del total de las acciones de ECOPETROL.
- Se vincularon accionistas en todos los departamentos del territorio nacional, en 1.093 de los 1.119 municipios de Colombia.
- El 98,95% de los formularios adjudicados presentaron demandas por menos de \$70 millones.
- El 89% de los accionistas tenían ingresos inferiores a \$5 millones.
- Fue la transacción local con mayor innovación en cuanto a aplicación tecnológica (formulario electrónico) y mercadeo (venta a través de establecimientos de comercio).

### 11.2.2 COMPOSICIÓN ACCIONARIA DE ECOPETROL S.A.

GRÁFICA 35. COMPORTAMIENTO DE LA COMPOSICIÓN ACCIONARIA ECOPETROL S.A.



Fuente: ECOPETROL S.A.

A marzo 31 de 2009 ECOPETROL contaba con 445.750 accionistas, lo que representa una disminución del 7.70%, principalmente entre las personas naturales, que han transado sus acciones gracias a la importante valorización que tuvo la acción durante los ocho primeros meses siguientes a la emisión y a la culminación de las obligaciones de pago de aquellos accionistas que compraron a plazo. Estas acciones han sido adquiridas principalmente por los fondos de pensiones y cesantías y personas jurídicas.

### 11.2.3 COMPORTAMIENTO DE LA ACCIÓN DE ECOPETROL EN LA BVC

Durante el primer año (noviembre 2007 - octubre 2008) la acción de ECOPETROL tuvo una alta valorización, alcanzando un precio máximo de \$2.895, debido a los excelentes resultados de la empresa impulsados principalmente por los altos precios del petróleo. Sin embargo, desde finales de 2008 y hasta la fecha, al igual que para otras empresas de crudo y gas, el precio de la acción ha bajado ubicándose alrededor de \$2.000, debido a la crisis de los mercados financieros mundiales y a la caída del precio del petróleo.

Sin embargo, el desempeño de la acción se ha mantenido muy por encima del Índice General de la Bolsa de Valores de Colombia (IGBC) que al 31 de marzo de 2009 presentó una valorización del -28,84%, frente a una valorización de la acción de 52,86% (\$2.140), ambas con respecto a la fecha de la colocación de las acciones en la Bolsa de Valores de Colombia. Así mismo, la acción de ECOPETROL ha sido la especie con mayor bursatilidad en el mercado colombiano, con un promedio de 18.912.161 acciones negociadas diariamente.

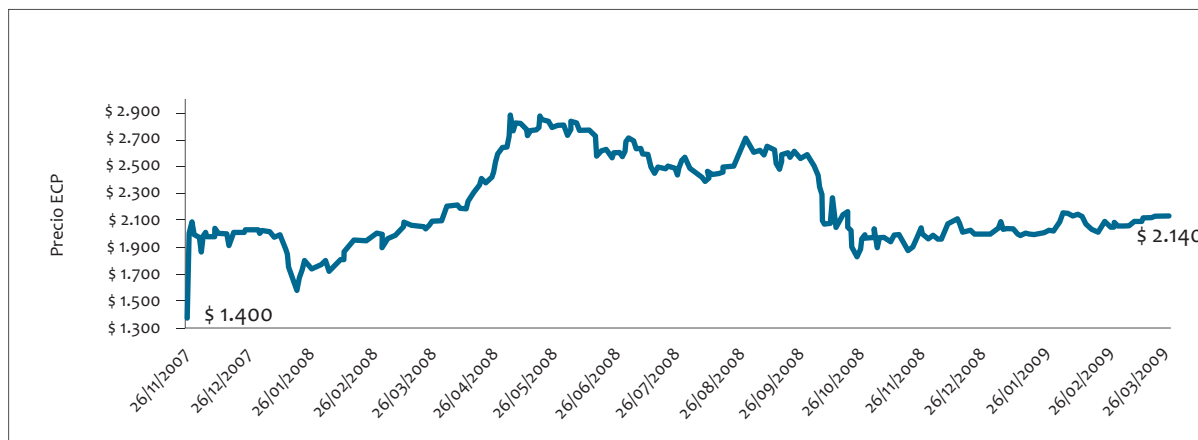
En lo corrido del año 2009 estos volúmenes han caído a un promedio de 10.000.000 diarios, siguiendo la tendencia de disminución de volúmenes transados que se ha observado este año en el mercado colombiano.

TABLA 27. COMPORTAMIENTO PRECIO ACCIÓN DE ECOPETROL S.A.

Precio Noviembre 26/2007	\$ 1.400
Precio Marzo 31/2009	\$ 2.140
Precio Promedio	\$ 2.218
Precio Mínimo	\$ 1.575
Precio Máximo	\$ 2.895
Valorización ECP	52,86%
Valorización IGBC	-28,84%
Volumen Promedio Diario (No. de Acciones) BVC	18.912.161

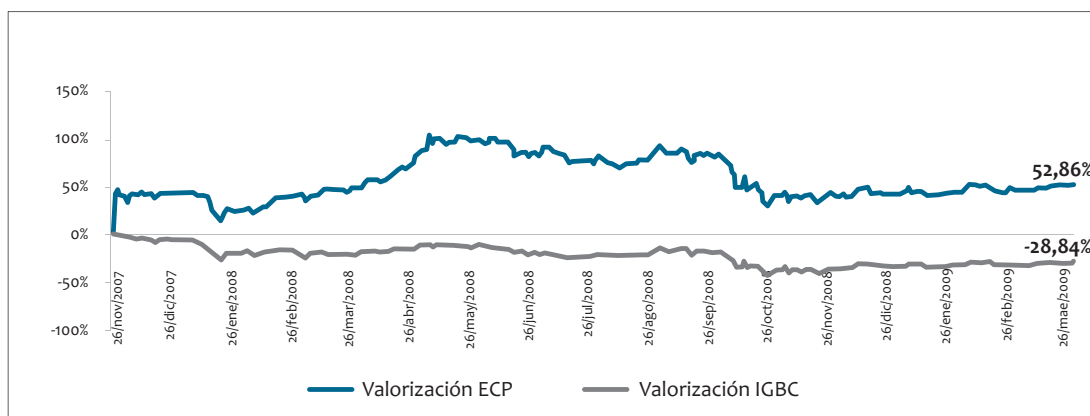
Fuente: ECOPETROL S.A.

GRÁFICA 36. COMPORTAMIENTO PRECIO ACCIÓN DE ECOPETROL S.A. EN LA BVC



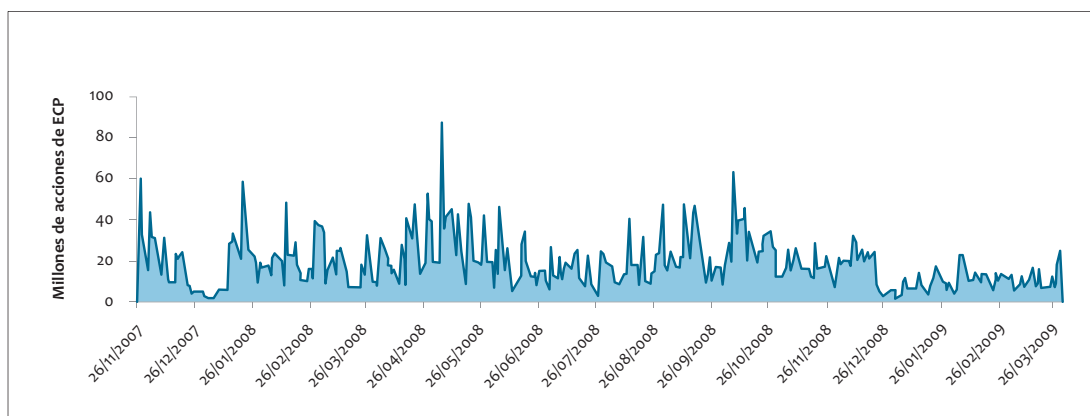
Fuente: ECOPETROL S.A.

GRÁFICA 37. VALORIZACIÓN ECOPETROL S.A. - IGBC



Fuente: ECOPETROL S.A.

GRAFICA 38. VOLUMEN DE ACCIONES NEGOCIADAS EN LA BVC (Millones de acciones)



Fuente: ECOPETROL S.A.

#### 11.2.4 INGRESO A LA BOLSA DE VALORES DE NUEVA YORK

El 18 de septiembre de 2008 ECOPETROL ingresó al mercado bursátil de Estados Unidos con la inscripción de su ADR (American Depositary Receipt) nivel II en la Bolsa de Valores de Nueva York, equivalente a 20 acciones ordinarias. Esto le permitió a la empresa:

- Ampliar el mercado y la liquidez para las acciones de ECOPETROL S.A.
- Posicionar a ECOPETROL en el mercado de valores internacional para facilitar la consecución de deuda.
- Facilitar la comparación de la empresa comparable con otras empresas del sector de hidrocarburos a nivel mundial.

#### 11.3 COMPORTAMIENTO DEL ADR

Desde su lanzamiento, que coincidió con un fuerte deterioro de los mercados financieros, y hasta el 31 de marzo de 2009, el ADR de ECOPETROL ha tenido una desvalorización de 30,53%, con un precio de cierre de US\$16,50 en esa fecha. Este es un comportamiento acorde con el presentado por el índice S&P 500 Oil and Gas, que en el mismo período ha tenido un descenso del 20,72%. En general, las empresas del sector de hidrocarburos han tenido comportamientos similares debido a la coyuntura de los mercados financieros mundiales.

El volumen promedio diario negociado es de 42.074 ADR's, cifra razonable teniendo en cuenta su reciente inscripción en la Bolsa de Nueva York. Sin embargo, en los últimos cuatro meses el volumen ha venido incrementándose,

llegando a un máximo de 539.000 ADR'S negociados en un día. A continuación, se presenta un comparativo de la valorización del ADR de ECOPETROL S.A. y de las empresas pares:

TABLA 28. VALORIZACIÓN ADR DE ECOPETROL S.A. Y DE EMPRESAS PARES

EMPRESA	VALORIZACIÓN
ECOPETROL ADR	-30,53%
Exxon	-12,41%
Chevron	-18,87%
Conoco	-45,81%
Occidental	-21,56%
Marathon	-34,06%
Hess	-35,94%
Murphy	-31,23%
Shell ADR	-22,80%
Petrobras ADR	-22,86%
BP	-22,08%

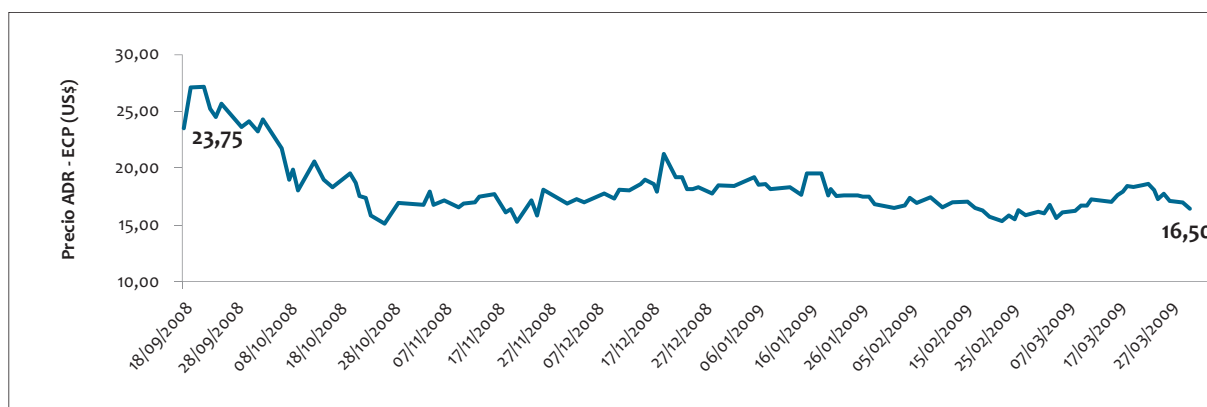
Fuente: ECOPETROL S.A.

TABLA 29. COMPORTAMIENTO DEL ADR DE ECOPETROL S.A.

Precio Septiembre 18/2008	US\$23,75
Precio Marzo 31/2009	US\$16,50
Precio Promedio	US\$18,22
Precio Mínimo	US\$15,04
Precio Máximo	US\$27,25
Valorización ADR	-30,53%
Valorización S&P 500	-20,72%
Volumen Promedio Diario (No. de ADR'S) NYSE	42.074
Saldo final de ADR'S	2.712.359

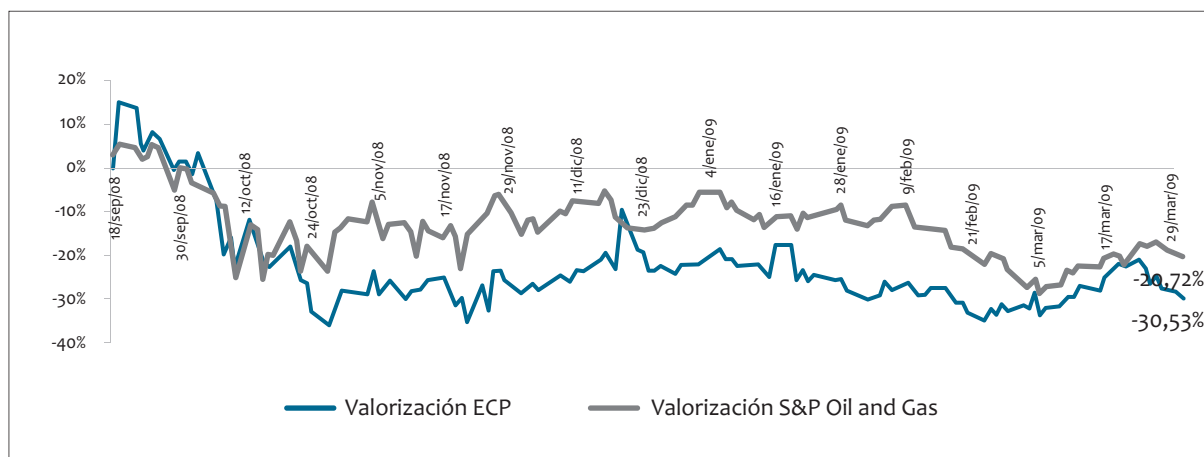
Fuente: ECOPETROL S.A.

GRÁFICA 39. PRECIO ADR DE ECOPETROL S.A. EN LA NYSE



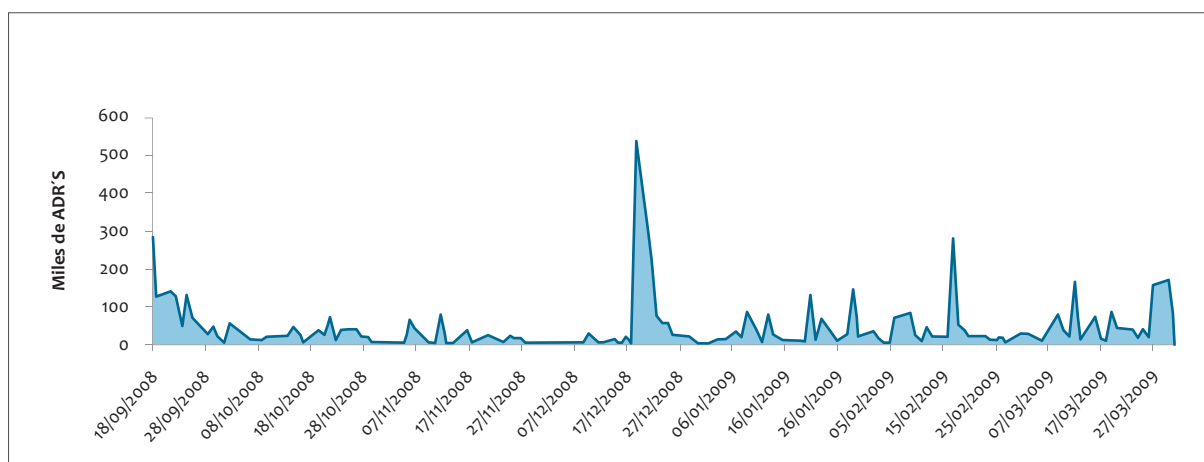
Fuente: ECOPETROL S.A.

GRÁFICA 40. VALORACIÓN ADR ECOPETROL S.A. - S&P OIL AND GAS



Fuente: ECOPETROL S.A.

GRÁFICA 41. VOLUMEN NEGOCIADO EN LA NYSE (MILES DE ADR'S)



Fuente: ECOPETROL S.A.

#### 11.4 PLANEACIÓN, ESTRATEGIA, GESTIÓN Y FINANZAS

Durante el año 2008 ECOPETROL obtuvo importantes logros en materia de planeación y gestión. En primer lugar, se adelantó el proceso de revisión estratégica con la asesoría de Mackenzie, en el cual se hizo énfasis en la robustez de los planes tácticos de exploración, producción y refinación, para asegurar el logro de los objetivos estratégicos.

En cuanto a la Estrategia de Consolidación Organizacional, se mantienen los buenos resultados en el lineamiento de excelencia operacional, en cuanto a la satisfacción del cliente y confiabilidad operacional.

Por otra parte, durante el 2008 se realizó seguimiento mensual a la estrategia y desempeño empresarial, con el fin de analizar la gestión y la proyección de los principales resultados de la compañía que permitan evaluar el cumplimiento de la estrategia de la empresa y tomar acciones ante desviaciones en el cumplimiento de las metas.

Relacionado con lo anterior, como balance final de la gestión empresarial del 2008 cabe resaltar los buenos resultados obtenidos en ventas y producción de crudo y gas, en los cuales se superaron las metas previstas en un 7% y 5% respectivamente. Por otro lado, se presentan oportunidades de mejora en la gestión exploratoria, de proyectos y en HSE, que deberán asegurarse en el 2009.



Igualmente se implementó el ajuste organizacional en ECOPEPETROL y se realizó un análisis de un centro de servicios compartidos para la compañía, estas dos iniciativas apunta a un diseño organizacional eficiente y a la mejora de los procesos.

#### 11.4.1 ENTORNO

La crisis financiera mundial tuvo repercusiones en el sector petrolero, principalmente en la reducción de demanda mundial de crudo, jalonada principalmente por la caída del consumo en Estados Unidos.

Este decrecimiento de la demanda de crudo impactó también los precios, llevándolos a la baja, afectando los nuevos proyectos y los que se encuentran en curso. Por otro lado la OPEP ha intentado defender los precios anunciando recortes a su producción en 1,5 MBD, con el fin de mantener los precios en rangos superiores a los US\$40 por barril.

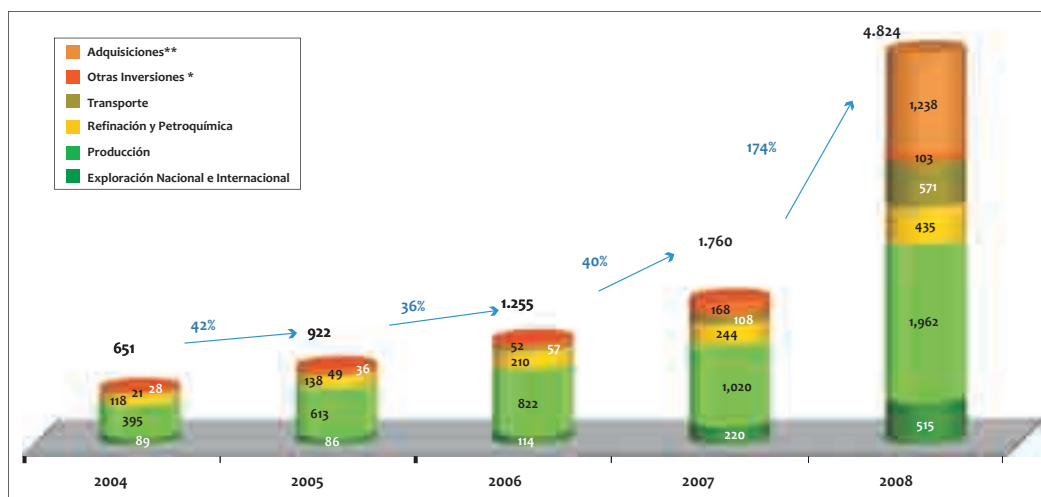
Adicionalmente, la crisis ha generado una baja disponibilidad de crédito en el mercado que pone en una situación de ventaja competitiva a las compañías con una buena posición de caja, quienes estarán en capacidad de realizar adquisiciones, lo cual puede derivar en un proceso de consolidación en la industria.

A nivel nacional, la ANH ha reportado para el 2008 una mayor actividad, apoyada en la gran cantidad de compañías que han incursionado al país en busca de nuevos descubrimientos de crudo y gas. Esta mayor actividad se refleja en el aumento del 10% en la producción equivalente de crudo, alcanzando los 734 KBD y en el cumplimiento de las expectativas y metas del año 2008, en cuanto a la firma de contratos, adquisición sísmica y perforación de pozos exploratorios.

#### 11.4.2 INVERSIONES

Durante 2008, ECOPEPETROL ejecutó inversiones por MUS\$4.824 principalmente en exploración y producción, con una participación del 51%, con el fin de apalancar y dar cumplimiento a las metas de crecimiento de la compañía. Frente al año 2007 estas inversiones crecieron 129% y representó cuatro veces las del año 2006.

GRAFICA 42. INVERSIONES ECOPEPETROL S.A. (MUS\$)



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

#### 11.4.3 PROYECCIONES

Para el 2009, ECOPEPETROL tiene previsto invertir MUS\$6.224 lo cual, a pesar de la caída de los precios internacionales y de la crisis económica mundial, evidencia el compromiso de la compañía en el cumplimiento de sus objetivos estratégicos, tendientes a alcanzar una producción de 1 millón de barriles día en el 2015.

**SECCIÓN B**  
**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 (en liquidación).

### 1.1 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Es la autoridad minera, y su función principal es formular las políticas para el sector minero, expedir diversos actos administrativos con el fin de plasmar las políticas y 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; promover la actividad minera como sector productivo de la economía nacional; hacer la gestión del conocimiento del país minero y evaluar las políticas.

### 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 y la presentación de proyectos de fomento minero ante el Fondo Nacional de Regalías, FNR.

### 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 LA UPME

La Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, 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. Tiene funciones delegadas de administración del Sistema de Información Minero Colombiano, SIMCO, la fijación del precio base para liquidación de regalías y la viabilización de proyectos de fomento minero a ser presentados ante el Fondo Nacional de Regalías.

## 1.5 IFI CONCESIÓN SALINAS

IFI - Concesión Salinas es un contrato de administración delegada, dado por el IFI (en liquidación), y por ende adscrito al Ministerio de Comercio Industria y Turismo. Hoy, dicho contrato se encuentra en liquidación y la función que cumple es la administración de las Salinas de Manaure, 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 periodo 2004 - 2008 fue de 6,8 billones de pesos constantes de 2000 y aproximadamente el 96,4% del valor de la producción estimada para el 2008 corresponde a empresas del sector de carbón, ferroníquel, metales preciosos y materiales de construcción.

TABLA 2. VALOR ANUAL DE LA PRODUCCIÓN MINERA

Producto	2004	2005	2006	2007	2008 e
Carbón	3.151.930	3.451.780	3.837.221	4.040.121	4.234.451
Materiales de construcción	736.220	846.867	965.113	1.073.682	1.103.745
Metales preciosos oro, plata y platino	979.496	954.761	969.169	1.002.622	986.580
Esmeraldas y otras piedras preciosas	139.509	120.935	113.783	139.615	173.314
Ferroníquel	919.130	993.152	962.791	928.442	784.533
Otros minerales metálicos (cobre, hierro, aluminio)	29.653	27.555	34.433	39.084	38.431
Minerales no metálicos (sales, abonos)	43.552	52.852	53.809	51.840	51.114
<b>TOTAL</b>	<b>5.999.490</b>	<b>6.447.902</b>	<b>6.936.319</b>	<b>7.275.406</b>	<b>7.372.169</b>

Fuente: DANE, cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.  
Cifras en millones de pesos constantes de 2000.

### 2.2 PIB MINERO

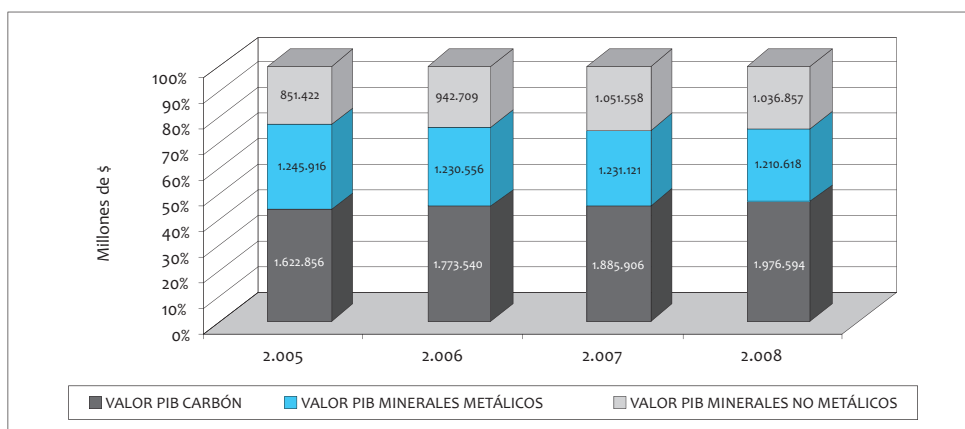
La economía colombiana en el año 2008 presentó un incremento anual en el valor del PIB a precios constantes de 2000 (actualización DANE) del 2,53%. Este aumento en el valor del PIB estuvo representado principalmente por la actividad del sector de minas y canteras, el cual presentó una variación anual del 7,3% valorada en 911.796 millones de pesos a final de 2008.

TABLA 3. PIB MINERO

RAMAS DE ACTIVIDAD	2004	2005	2006	2007*	2008*
EXPLOTACIÓN DE MINAS Y CANTERAS	11.559.342	11.761.144	12.132.246	12.482.192	13.393.988
Carbón mineral	1.487.238	1.622.856	1.773.540	1.885.906	1.976.594
Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio	8.100.103	8.040.950	8.185.441	8.313.607	9.169.919
Minerales metálicos	1.207.352	1.245.916	1.230.556	1.231.121	1.210.618
Minerales no metálicos	764.649	851.422	942.709	1.051.558	1.036.857
<b>PRODUCTO INTERNO BRUTO</b>	<b>225.104.157</b>	<b>237.982.297</b>	<b>254.505.548</b>	<b>273.710.257</b>	<b>280.633.006</b>

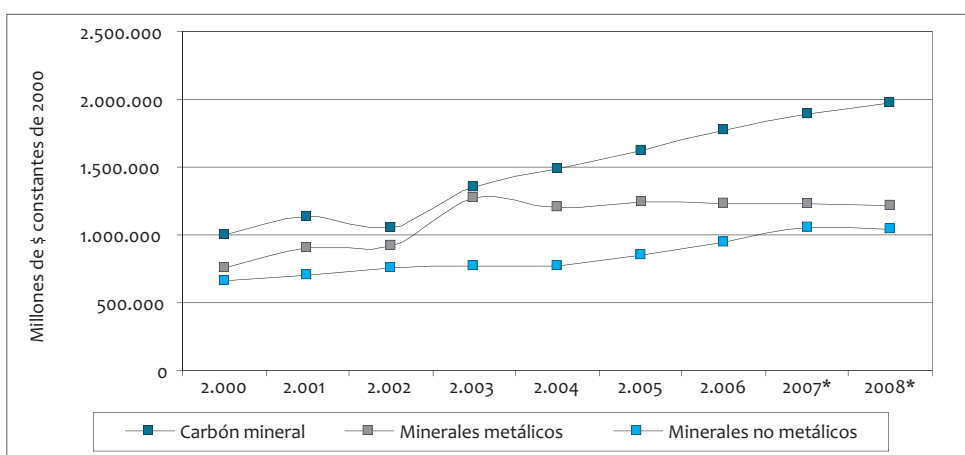
Fuente: DANE, cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. Cifras en millones de pesos constantes de 2000  
\*Provisional

GRÁFICA 1. VALOR DEL PIB MINERO POR SECTOR PARA EL PERIODO 2004 - 2008



Fuente: DANE, cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME

GRÁFICA 2. EVOLUCIÓN DEL PIB MINERO POR RAMAS DE ACTIVIDADES



Fuente: DANE, cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.  
\*provisional

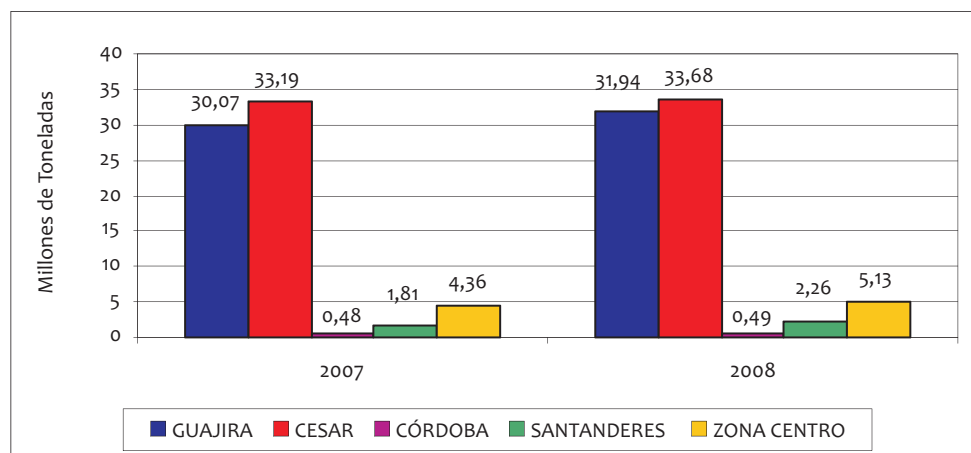
El PIB minero para el año 2008 presentó un incremento del 1,33% respecto al 2007, explicado principalmente por la expansión del valor del Producto Interno Bruto del carbón mineral, que para el año 2008 fue de 4,81% respecto al año 2007. Esta relación está soportada por la mayor producción de carbón que presentó un incremento anual del 5,15%, pasando de 69,9 millones de toneladas a una producción de 73,5 millones de toneladas y unos precios internacionales favorables para este commodity.

Por otra parte, el PIB minero se vio afectado por la disminución anual del PIB de minerales metálicos en 1,6% representado en un incremento en la producción de oro del 121,7% pasando de 15,4 a 34,3 toneladas en el 2008, pero disminuciones en la producción de plata y platino en 6,2% y 10,2% respectivamente. En lo referente a la producción de hierro, disminuyó un 23,8% y la de níquel también presentó una contracción del 15,5% en su producción. En lo referente a minerales no metálicos, el valor del PIB presentó una reducción anual del 1,4%.

### 2.3 PRODUCCIÓN MINERA

La producción de carbón en Colombia para el año 2008 fue de 73,5 millones de toneladas, representada principalmente por carbón del departamento de Cesar con 45,8% y la Guajira con 43,4%. Algunos departamentos del interior del país aportan el 10,7% de la producción nacional, destacándose entre ellos Boyacá con el 3,04%, Norte de Santander con 2,84% y Cundinamarca con el 3,27%.

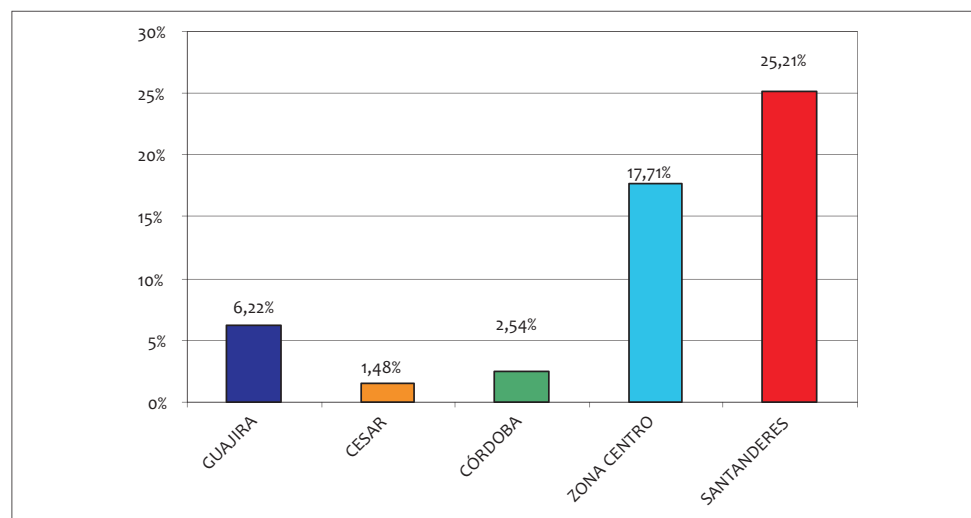
GRÁFICA 3. INCREMENTO EN LA PRODUCCIÓN DE CARBÓN POR REGIÓN 2007 - 2008



Fuente: INGEOMINAS, cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

La producción nacional de carbón se incrementó un 5,15% respecto al 2007, pasando de 69,9 a 73,5 millones de toneladas. Del total de la producción se destinó a exportaciones el 92,2% y al mercado interno el 7,8%. Departamentos como el Cesar y la Guajira exportaron aproximadamente el 89,2% de su producción.

GRÁFICA 4. VARIACIÓN ANUAL DE LA PRODUCCIÓN DE CARBÓN POR REGIÓN 2007 - 2008



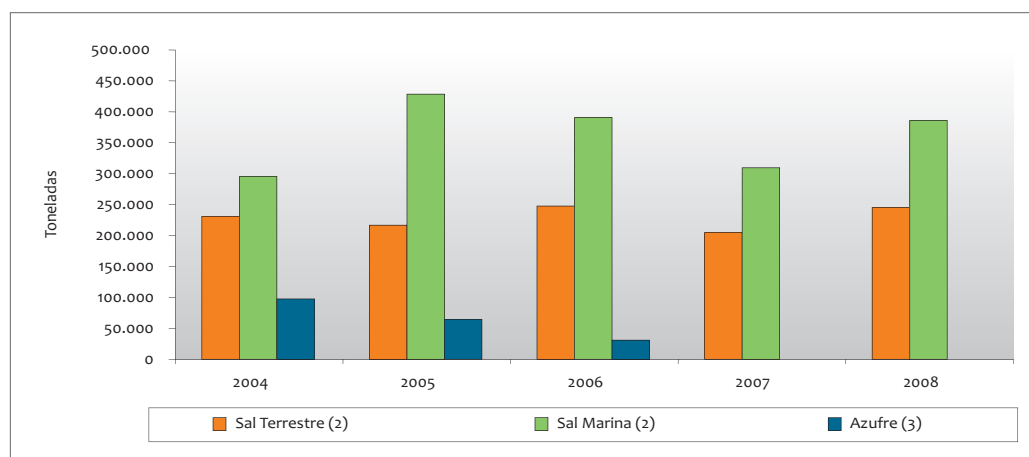
Fuente: INGEOMINAS, cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

La zona de los santanderes y la zona centro presentaron la mayor variación anual al incrementarse su producción de 1,8 a 2,2 millones de toneladas y de 4,3 a 5,1 millones de toneladas respectivamente.

Adicionalmente, la capacidad de producción de carbón en el país se ha incrementado sostenidamente en lo corrido de los últimos cinco años incrementándose en un 36,4% equivalentes aproximadamente a 20 millones de toneladas del 2004 a 2008. Durante este periodo, el 93,4% de esta producción tiene como destino la exportación cuyo valor FOB alcanzó aproximadamente los 1.853 millones de dólares en el 2004 y 5.043 millones de dólares en el 2008.

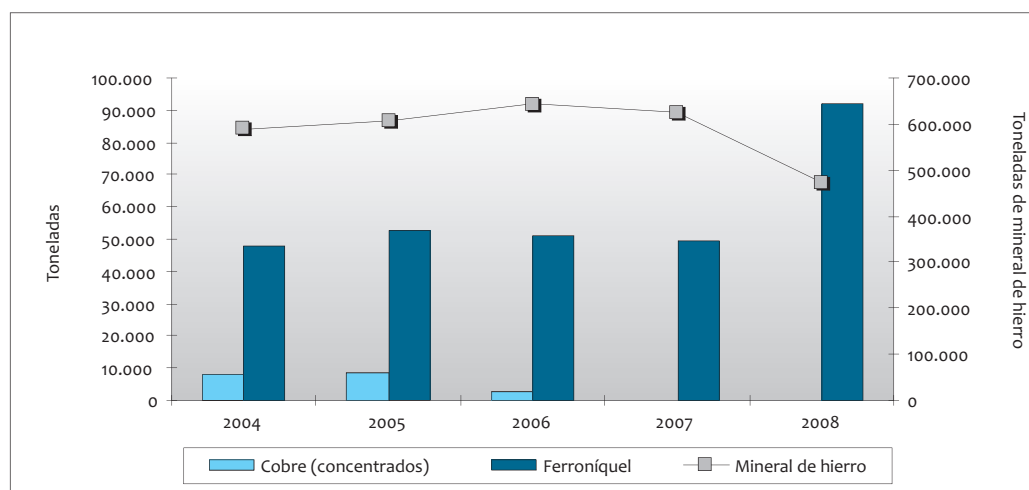


GRÁFICA 5. PRODUCCIÓN DE MINERALES NO METÁLICOS



Fuente: 2. IFI Concesión Salinas. 3. Emicauca. 4. ICPC.

GRÁFICA 6. PRODUCCIÓN DE MINERALES METÁLICOS



Fuente: Cobre Miner S.A., ferroníquel Cerromatoso, Mineral de Hierro Acerías Paz del Río.

## 2.4 EXPORTACIONES MINERAS

TABLA 4. VALOR DE LAS EXPORTACIONES MINERAS 2004 - 2008

MINERAL	2004	2005	2006	2007	2008
Carbón	1.854	2.598	2.913	3.495	5.043
Ferroníquel	628	738	1.107	1.680	864
Esmeraldas	74	72	90	126	154
Oro	561	517	281	332	891
Otros Sector Minero	204	378	817	713	495
<b>Total Minería</b>	<b>3.320</b>	<b>4.302</b>	<b>5.208</b>	<b>6.346</b>	<b>7.447</b>
<b>Total Exportaciones País</b>	<b>16.788</b>	<b>21.190</b>	<b>24.391</b>	<b>29.991</b>	<b>37.626</b>
<b>Relación Minería/Total País</b>	<b>19,78%</b>	<b>20,30%</b>	<b>21,35%</b>	<b>21,16%</b>	<b>19,79%</b>

Fuente: Banco de la República, Dane, cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

En el periodo 2004 - 2008 el valor de las exportaciones mineras (sin hidrocarburos) fue de US\$32.329 millones. Presentando un crecimiento del 124,3%, pasando de US\$3.320 millones FOB en 2004 a US\$7.447 millones FOB en 2008. El valor de las exportaciones tradicionales (carbón y ferróníquel) para dicho periodo asciende a US\$20.919 millones FOB y las no tradicionales (oro, plata, platino, esmeraldas principalmente) alrededor de US\$11.410 millones FOB.

Las variaciones anuales para el periodo 2004 - 2008 en promedio han presentado incrementos del 29,14% para el carbón, 17,6% para el níquel, 33,2% para el oro y 21,9% en las esmeraldas. El agregado del valor total de las exportaciones mineras para este periodo creció en promedio el 22,4%.

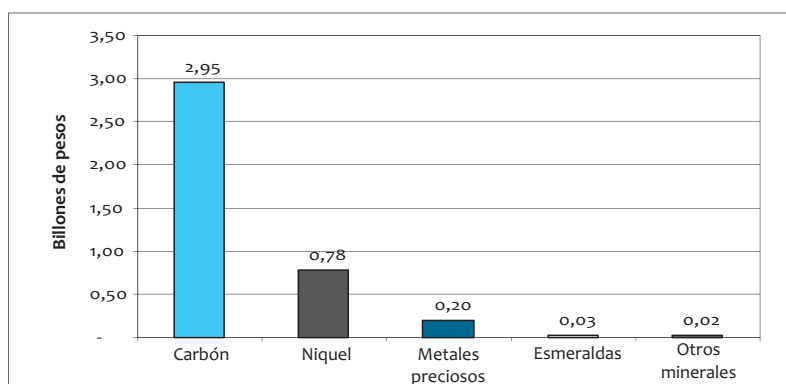
Para el año 2008 dentro del valor total de las exportaciones tradicionales, el carbón representa el 25,21% con un aporte de US\$5.043 millones FOB y el ferróníquel el 4,32% valorado en US\$863 millones FOB, siendo el promedio de participación en el valor de las exportaciones totales del país del 12,6% y el 4% respectivamente. En este año la relación de las exportaciones mineras fue del 19,8% respecto a las exportaciones totales, con una disminución del 6,4% con relación al 2007. Esta variación se presentó debido a la ampliación del valor total de las exportaciones nacionales.

Sin embargo, es de anotar que la variación anual de las exportaciones mineras creció un 17,3% en el 2008, reflejando un mayor valor en las exportaciones al pasar de US\$6.346 millones a US\$7.447 millones.

## 2.5 REGALÍAS Y COMPENSACIONES MINERAS

Las regalías giradas a los departamentos y municipios donde se explotan los recursos naturales no renovables como carbón, metales preciosos, esmeraldas, níquel, hierro, manganeso y calizas, entre otros, ascienden alrededor de 3,98 billones de pesos en el periodo 2004 - marzo de 2009 tal como se muestra a continuación:

GRÁFICA 7. REGALÍAS GIRADAS 2004 - MARZO 2009



Fuente: INGEOMINAS, Cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

De esta forma observamos que aproximadamente el 74% de los recursos distribuidos son generados por el carbón, el 19,54% por el níquel, el 5,119% por los metales preciosos, el 0,78% por las esmeraldas y el 0,5% por otros minerales en el periodo en consideración.

TABLA 5. VALORES DE REGALÍAS GIRADAS

Valor de las regalías giradas	
Mineral	2004 - 2009*
Carbón	2.952.054.827.088,6
Níquel	779.623.927.503,9
Metales preciosos	203.987.764.909,4
Esmeraldas	31.310.893.237,4
Otros minerales	22.124.777.701,4
<b>Total</b>	<b>3.989.102.190.440,6</b>

Fuente: INGEOMINAS

\* A marzo de 2009.



Para el año 2008 el valor de las regalías giradas por el carbón ascienden a \$946.494 millones destinados principalmente al departamento de la Guajira con el 37,6% de los recursos que ascienden a \$356.350 millones y al departamento de Cesar con un 29,8% de los recursos para un monto de \$282.194 millones.

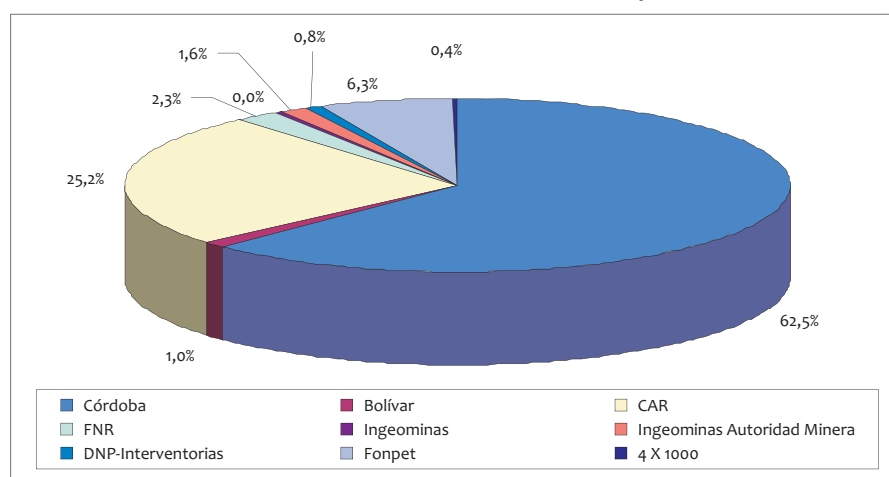
TABLA 6. VALORES DE REGALÍAS DISTRIBUIDAS PARA CARBÓN

BENEFICIARIO	VALOR DISTRIBUIDO \$
CESAR	207.753.552.972
LA GUAJIRA	199.657.721.048
MAGDALENA	31.612.695.801
ATLÁNTICO	6.723.622.703
BOYACÁ	3.150.852.562
NORTE DE SANTANDER	3.124.526.691
CUNDINAMARCA	2.528.736.755

Fuente: INGEOMINAS

En las siguientes figuras observamos la participación de las regalías entre los principales departamentos productores (incluye los municipios beneficiarios) metales preciosos y níquel. Considerados los más representativos en la generación de recursos por regalías para los entes territoriales.

GRÁFICA 8. DISTRIBUCIÓN DE LAS REGALÍAS DEL NÍQUEL 2008



Fuente: INGEOMINAS

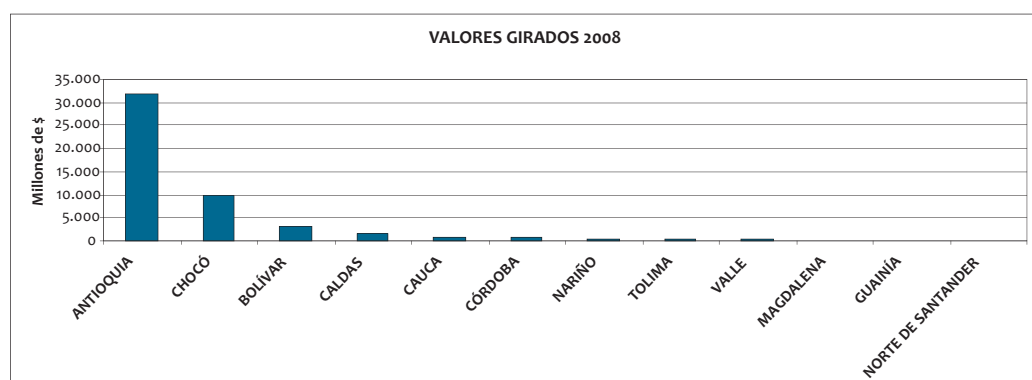
Las regalías giradas por níquel en el 2008 tienen un valor de \$158.584 millones, de los cuales \$99.172 millones fueron para el departamento de Córdoba, \$1.581 para Bolívar y \$57.822 millones repartidos según la ley.

TABLA 7. VALORES DE REGALÍAS DISTRIBUIDAS PARA NÍQUEL

Beneficiario	Participación	Valor millones
Córdoba	62,5%	99.172,1
Bolívar	1,0%	1.589,4
CAR	25,2%	39.907,8
FNR	2,3%	3.583,4
INGEOMINAS	0,0%	33,1
INGEOMINAS Autoridad Minera	1,6%	2.476,5
DNP- Interventorías	0,8%	1.218,8
Fonpet	6,3%	9.991,4
4 X 1000	0,4%	612,0
<b>TOTAL</b>	<b>37,5%</b>	<b>158.584,5</b>

Fuente: INGEOMINAS

GRÁFICA 9. DISTRIBUCIÓN DE REGALÍAS DE LOS METALES PRECIOSOS - 2008



Fuente: INGEOMINAS

Las regalías distribuidas por metales preciosos a septiembre de 2008 tienen un valor de \$38.115 millones, de los cuales \$20.648 millones fueron para el departamento de Antioquia, \$7.670 millones para Chocó y \$2.763 para Bolívar entre otros. Alrededor de \$4.357 millones repartidos según la ley en el Fondo Nacional de Regalías, INGEOMINAS, DNP, entre otros.

TABLA 8. VALORES DE REGALÍAS GIRADAS PARA METALES PRECIOSOS

BENEFICIARIO	VALORES GIRADOS 2008 \$
ANTIOQUIA	31.675,7
CHOCÓ	9.940,2
BOLÍVAR	3.210,9
CALDAS	1.555,9
CAUCA	911,0
CÓRDOBA	644,5
NARIÑO	427,9
TOLIMA	332,0
VALLE	317,6
MAGDALENA	13,3
GUAINÍA	12,0
NORTE DE SANTANDER	9,2

Fuente: INGEOMINAS

## 2.6 INVERSIÓN EXTRANJERA

Durante el año 2008 se observaron en Colombia importantes entradas de capital de largo plazo, alrededor de US\$10.564 millones originarios principalmente de Inversión Extranjera Directa, respaldando la confianza de los inversionistas extranjeros en la estabilidad macroeconómica del país.

En el periodo comprendido entre enero - diciembre del 2008 la inversión extranjera directa ascendió a US\$10.564 millones, cifra superior a lo registrado un año atrás cuando se recibieron US\$9.049 millones. Por actividad económica, las principales receptoras de estos recursos del exterior fueron el sector petrolero US\$3.571 millones, minas y canteras US\$2.116 millones, la industria manufacturera con US\$1.374 millones, la actividad comercial con US\$1.029 millones y el sector financiero con US\$1.235 millones. Los recursos extranjeros también fueron canalizados hacia el sector de transporte, comunicaciones y construcción, entre otros.

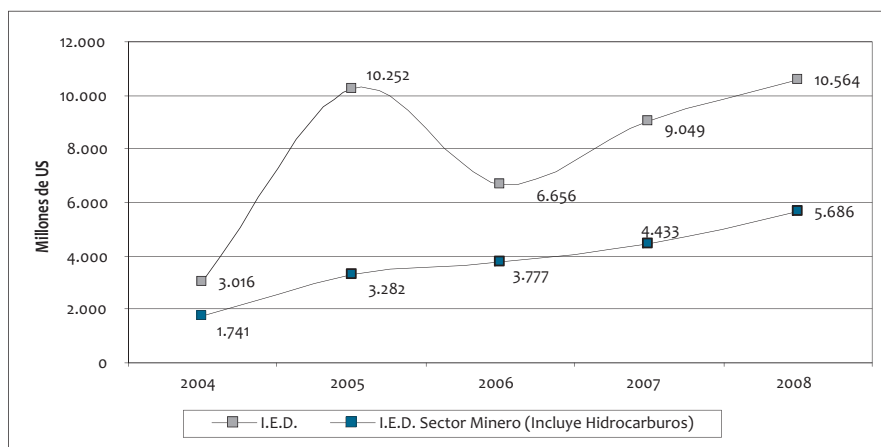
En el mismo periodo el rubro de Renta de los Factores registró egresos netos por US\$11.823 millones, monto superior en 21,5% al periodo anterior y es explicado por el giro de utilidades y dividendos de las empresas extranjeras hacia sus casas matrices que en el periodo de enero - diciembre del 2008 era de US\$8.518 millones y creció US\$2.001 millones (30,7%) respecto al periodo anterior.

Este comportamiento ha estado jalonado por las mayores utilidades generadas por las empresas del sector minero

y petrolero (resultados que se relacionan con los precios favorables del crudo y carbón); y en menor medida, por las actividades financiera y manufacturera.

La inversión extranjera directa se dirigió principalmente al sector minero colombiano. Para el sector de minas y canteras alrededor de US\$2.116 y para el sector petrolero US\$3.571, obteniendo una participación del 53,8% del total de inversión extranjera en el país.

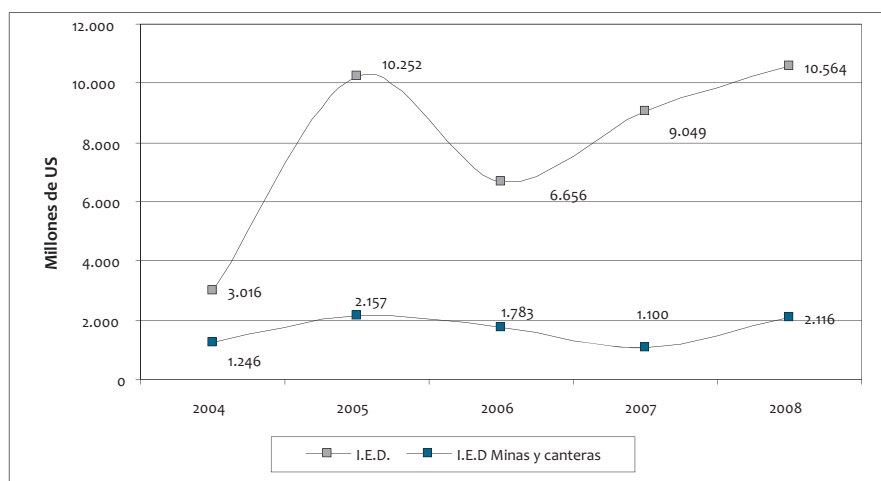
GRÁFICA 10. INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA TOTAL Y EN MINAS Y CANTERAS 2004-2008



Fuente: Banco de la República, cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

El comportamiento de la I.E.D total y la que se orientó hacia el sector de minas y canteras específicamente es el siguiente para el periodo 2004 - 2008:

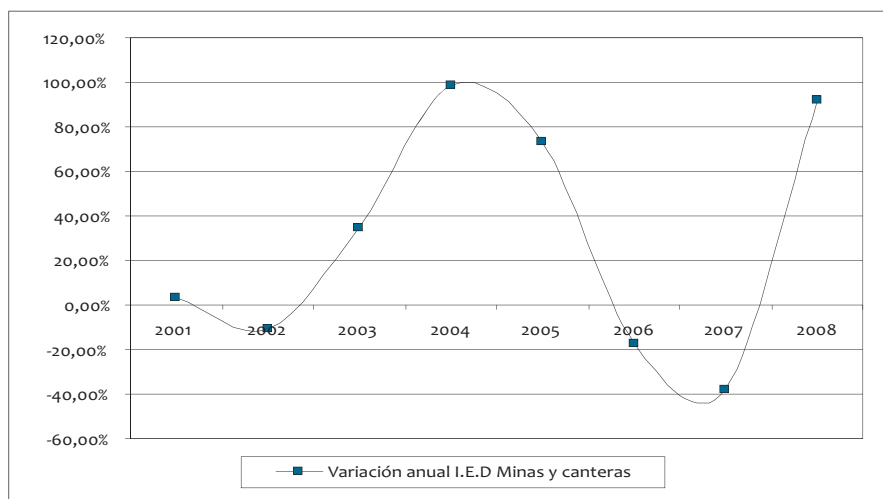
GRÁFICA 11. IED TOTAL VS IED MINERA



Fuente: Banco de la República, cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento de las variaciones anuales del sector de minas y canteras para el periodo 2004 - 2008:

GRÁFICA 12. VARIACIÓN ANUAL DE LA I.E.D. MINAS Y CANTERAS 2001 - 2008



Fuente: Banco de la República, cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

TABLA 9. VARIACIÓN ANUAL DE LA I.E.D. MINAS Y CANTERAS

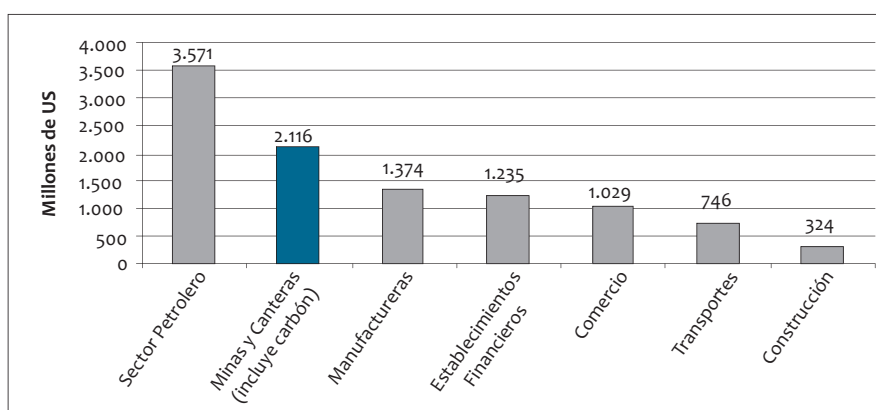
	2007 p	2008 p	Variación Anual%
I.E.D Total	9.049	10.564	16,74%
I.E.D Minas y Canteras	1.100	2.116	92,31%

Fuente: Banco de la República, cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

En la variación anual observamos crecimientos de la inversión extranjera directa para el año 2008 ubicándose en 92,31% en comparación con el 2007. Para el primer y tercer trimestre de 2008 se presentaron los mayores incrementos en la inversión, presentando crecimientos de 87 y 544 millones de dólares respecto al IV trimestre de 2007 y II trimestre de 2008.

La inversión extranjera por ramas de actividad para el año 2008 está compuesta de la siguiente forma:

GRÁFICA 13. INVERSIÓN EXTRANJERA POR SECTORES 2008



Fuente: Banco de la República, cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

El flujo de I.E.D. de acuerdo a la clasificación industrial internacional uniforme CIUU para el sector de minas y canteras presentó el siguiente esquema para el año 2008:

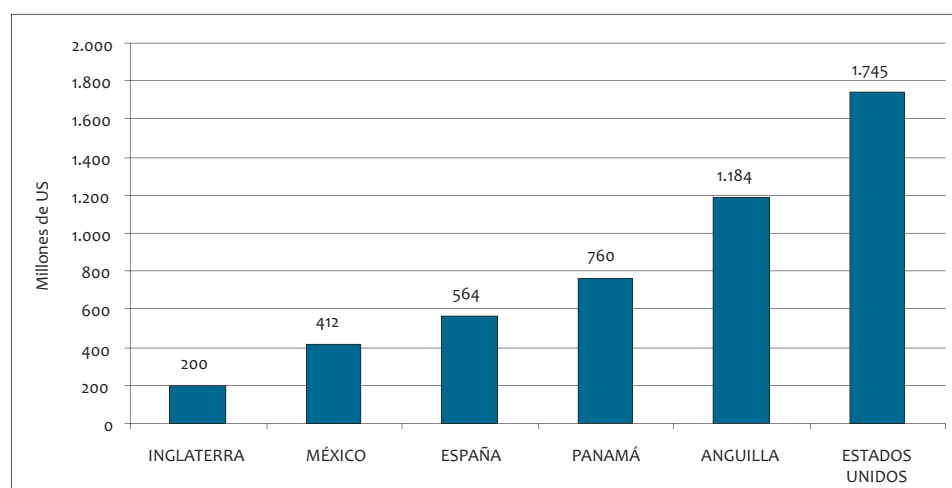
TABLA 10. INVERSIÓN EXTRANJERA POR TRIMESTRES

CIIU	ACTIVIDAD	2008p				2008 p
		I TRIM	II TRIM	III TRIM	IV TRIM	
	EXPLORACIÓN DE MINAS Y CANTERAS	692,1	1.591,7	1.418,1	1.244,8	5.686,4
C11	Sector Petrolero	630,0	1.405,8	688,1	784,6	3.570,6
C10	Extracción de carbón, lignito y turba	27,1	687,5	622,3	509,6	2.449,5
C13	Extracción de minerales metálicos	82,7	37,9	35,1	21,6	121,7
	Reinversión de utilidades y otras actividades		-539,5	72,6	-71,1	-455,3

Fuente: Banco de la República, cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

La participación de la I.E.D según los principales países de origen es:

GRÁFICA 14. IED POR PAÍS DE ORIGEN



Fuente: Banco de la República, cálculos: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

Para la actividad económica minas y canteras, la Inversión Extranjera Directa presentó un aumento del 92,3% respecto al 2007, pasando de US\$1.100 a US\$2.116 en el 2008.

### 3 EJECUTORIAS Y AVANCES DEL PERIODO 2008 2009

#### 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: <sup>a</sup> La industria minera colombiana será una de las más importantes de Latinoamérica y habrá ampliado significativamente su participación en la economía nacional<sup>o</sup>.

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, así como del 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, 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 al Ingeominas como administrador 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 definirá las estrategias para al menos el 50% de los distritos mineros y adelantará las gestiones definidas para mínimo 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.
- **Código de Minas y la normativa relacionada.** El Ministerio de Minas y Energía lideró el 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.

Con la aprobación de las conciliaciones en las plenarios el pasado 18 de junio, los ajustes al Código de Minas fueron aprobados por el Congreso de la República, para sanción presidencial.

Los ajustes al Código fueron estudiados en profundidad por los representantes de las comisiones quintas de Cámara y Senado, al igual que se expusieron a las comunidades interesadas a través de audiencias y reuniones de concertación.

Los temas sobresalientes de este importante documento para el sector minero se resumen en los siguientes puntos:

1. Se abre la posibilidad para la legalización de la minería informal por un periodo de 2 años.
2. Se prohíbe la expedición de licencias mineras en paramos, parques nacionales y regionales, zonas forestales protectoras, y humedales declarados por la convención Ramsar. En las reservas forestales no protectoras de cuencas hidrográficas u otros ecosistemas vulnerables se pueden sustraer áreas y hacer exploración, previa licencia del Minambiente.
3. El Estado podrá reservarse áreas de interés para licitarlas al mejor postor.
4. La fiscalización podrá cobrarse al fiscalizado y comprenderá: cumplimiento de normas de seguridad industrial, afiliación de trabajadores a los regímenes de protección social, exclusión de mano de obra infantil, cancelación de cánones y/o regalías, cumplimiento de plan minero, entre otros.
5. La prórroga quedó por 20 años y no hay limitación para prórrogas adicionales.
6. Se preservaron los derechos de los grupos étnicos.

7. Para evitar congelamiento de áreas, se cobrará el Canon Superficial por adelantado.
8. Se facilita el suministro de materiales de construcción para vías públicas y proyectos de interés nacional.

Los mineros contarán con un estatuto muy completo, de 362 artículos. El objetivo primordial es fomentar y estimular la exploración y explotación de los recursos mineros de propiedad estatal con el fin de satisfacer la demanda interna y externa.

- **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 el nuevo programa de legalización de minas a que hace referencia el Código de Minas.

### 3.2 EJECUTORIAS 2008 - 2009

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

#### 3.2.1 LÍNEAS PARA FACILITAR LA ACTIVIDAD MINERA

Con estas líneas se busca que a través de la acción direccional del 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

Con el fin de promover a Colombia en el ámbito nacional e internacional, para que sea atractiva como destino de inversión en materia minera, se vienen desarrollando una serie de actividades enmarcadas en la Política de Promoción del País Minero, entre las que se destacan:

- Elaboración de la <sup>a</sup> Estrategia de Comunicaciones y Plan de Acción<sup>o</sup>: busca posicionar la minería, para lo cual se han identificado públicos objetivo, que permitirán no solo el acercamiento a éstos, sino también, crear una imagen positiva de la minería y un mejor flujir de los temas conjuntos. Los públicos identificados fueron: autoridades ambientales, congresistas, periodistas, grupos étnicos, columnistas y empresarios mineros.
- Boletín <sup>a</sup> Desde la Colombia Minera<sup>o</sup>: durante 2008 se enviaron diez (10) boletines alusivos a los diferentes avances de Colombia en materia minera a aproximadamente 2.500 personas por correo directo.
- Participación de Colombia en el Prospectors and Developers Association of Canada (PDAC) 2009: debido a la importancia que reviste esta feria a nivel mundial, por tercera vez se asistió a Canadá donde se llevó a cabo el Día Colombia, con participación de la institucionalidad minera representada en el Ministerio de Minas y Energía, INGEOMINAS, las gobernaciones de Antioquia, Caldas, Norte de Santander y Cundinamarca, así como por los gremios y empresas mineras, y contó con el apoyo logístico de Proexport.

Un importante indicador de cómo ha venido mejorando la percepción que sobre el país tienen los inversionistas mineros, lo da el último reporte del Fraser Institute <sup>a</sup> Survey of Mining Companies<sup>o</sup> ([www.fraserinstitute.org/researchandpublications/publications/6534.aspx](http://www.fraserinstitute.org/researchandpublications/publications/6534.aspx)), que muestra un mejoramiento en la posición de Colombia al pasar del puesto 56/68, con un puntaje de 26,3 puntos en el 2008, al 46/71, con un puntaje de 43 puntos, en el 2009.

- Portafolio de Oportunidades de Inversión Minera de Colombia: a través de un convenio con la Universidad Nacional sede Medellín, se viene trabajando en la conformación de un portafolio o banco de proyectos mineros, para la búsqueda, validación y promoción de proyectos mineros en todo el país. Se cuenta con más de 16 proyectos debidamente validados técnica, ambiental y legalmente, en minerales como oro, carbón, diatomitas, entre otros. De acuerdo con una clasificación previa, los proyectos corresponden a prospectos identificados, prospectos evaluados y áreas de interés. Se espera en el transcurso de 2009 realizar el montaje de dicho portafolio en la página web: [www.simco.gov.co](http://www.simco.gov.co), a fin de que tanto titulares mineros como potenciales inversionistas puedan hacer negocios.

- Videos institucionales: se hicieron dos, el primero alusivo a la importancia de ser un minero legal y el segundo sobre las regalías, ya que éstas deben ser utilizadas de acuerdo con lo establecido en la ley: saneamiento básico, agua potable y educación. Estos videos se han estado pautando a través de la Comisión Nacional de Televisión.
- Participación en eventos:
  - o IV Feria Minera en Medellín en la semana del 19 al 21 de noviembre de 2008, la cual reunió a la academia, una muestra comercial y la ronda de contactos y negocios mineros, en la que se presentó el Portafolio de Oportunidades de Inversión Minera y se hizo el lanzamiento oficial de la <sup>a</sup> Colombia Minera<sup>o</sup>.
  - o Congreso de Minería, Petróleo y Gas, llevado a cabo en Cartagena la primera semana de julio de 2008.
- Radio: se contrataron ochenta capsulas informativas de cinco minutos cada una, que se emitieron en sesenta y seis emisoras en municipios de los Distritos Mineros.
- Vallas: se han instalado vallas en los Distritos de Ataco - Payandé, Calamarí - Bolívar, Calamarí - Atlántico, Calamarí - Sucre, Sur de Bolívar, Nordeste, Putumayo, Teruel - Aipe, La Llanada, Mercaderes, Zipa - Samacá, Los Santos, Norte de Boyacá, Litoral Pacífico e Itzmina.
- Medios impresos: se contrataron cuatro páginas en la revista Minería Colombiana, con una emisión de 8000 ejemplares que se publicaron en mayo de 2009. Así mismo se participó con diversos artículos en la revista ambiental, publicación de junio de 2009.
- Televisión: se contrató la emisión de un programa <sup>a</sup> Tal Cual<sup>o</sup>, del Boletín del Consumidor.
- Cartillas: se contrató la elaboración y publicación de las siguientes cartillas:
  - **Cartilla Infantil:** se involucraron las carreras afines con la minería colombiana, mostrando el enfoque empírico y profesional; y se concretó el tesoro de Colombia con respecto a la minería. Además se buscó utilizar imágenes que permitieran reafirmar y explicar el contenido y la intencionalidad de los juegos.
  - **Cartilla Código de Minas:** se priorizaron en los capítulos, títulos y artículos, de acuerdo a los públicos objetivo.
  - **Cartilla Minería Legal:** se identificó que el punto de partida en la información debe ser la concepción de Estado y todas las complejidades que éste abarca; además de posicionar los beneficios que trae la minería legal a Colombia. También se hizo énfasis en el manejo de un enfoque reflexivo de la minería legal, en relación con el ambiente y la fiscalización en la prevención de accidentes.
  - **Cartilla Asistencia Técnica:** es una de las más complejas, no hay referente en la minería. Inicialmente se realizará una lista de chequeo para el enfoque de la Cartilla. Se propone una asistencia técnica virtual que permita resolver dudas de forma ágil, dinámica y rápida.
  - Por último la **Cartilla Minería Responsable:** con enfoque social, ambiental y en seguridad.

Por otra parte, se realizaron varios eventos: Taller de Inducción a Coordinadores sobre la Política Pública Minera y el programa de Distritos Mineros. Los coordinadores promotores expusieron los logros que hasta ese momento habían obtenido en los distritos. Así mismo, se participó en eventos nacionales como la Feria Colombia Global y la Feria minera de Medellín.

Adicionalmente, se diseñaron y produjeron piezas gráficas, que permitieron divulgar las actividades realizadas dentro del programa <sup>a</sup> Modelo de Gestión de Distritos Mineros<sup>o</sup> y los logros obtenidos.

### 3.2.1.1.2 Información y Atención al Minero

Durante el periodo julio 2008 - marzo de 2009, el INGEOMINAS atendió más de 12.000 usuarios para adelantar diferentes trámites mineros. Este número, sin embargo, es mucho menor al presentado durante el mismo periodo del año anterior, debido a que a partir del primero de julio de 2008 se implementó la radicación de propuestas de Contrato de Concesión y Autorización Temporal a través de la página web de la entidad, proceso que ha permitido disminuir de forma notable el tiempo de trámite de los contratos e incrementar la eficiencia, tanto para la entidad como para los usuarios.



TABLA 11. TRÁMITES REALIZADOS POR EL GRUPO DE INFORMACIÓN Y ATENCIÓN AL MINERO PERIODO JULIO 2008 - MARZO DE 2009

TIPO DE TRÁMITE	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.
RESOLUCIONES OFICIADAS	236	110	130	79	96	249	127	171	230
NOTIFICACIONES	588	407	330	571	328	330	259	259	681
USUARIOS ATENDIDOS	2.024	1.258	1.749	1.935	1.439	1.182	526	1.240	1.451
EXPEDIENTES PRESTADOS	832	622	569	700	526	498	434	796	892
<b>TOTAL</b>	<b>3.680</b>	<b>2.397</b>	<b>2.778</b>	<b>3.285</b>	<b>2.389</b>	<b>2.259</b>	<b>1.346</b>	<b>2.466</b>	<b>3.254</b>

Fuente: INGEOMINAS.

### 3.2.1.2 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.

#### 3.2.1.2.1 Contratación y Titulación Minera



En el periodo julio de 2008 – marzo de 2009 se recibieron en Ingeominas 4.694 solicitudes de contrato, correspondiendo 3.882 a Contratos de Concesión, 806 a Autorizaciones Temporales y 6 a Zonas Especiales.

Estas solicitudes y las radicadas en periodos anteriores se han tramitado conforme a lo establecido en la legislación, dando como resultado la suscripción por parte de la Dirección del Servicio Minero de 824 Contratos de Concesión y 89 Autorizaciones Temporales. De la misma manera, fueron rechazadas 959 propuestas de contrato.

Actualmente se está implementado el módulo de contratación del Catastro Minero Colombiano, lo cual permitirá realizar la evaluación técnica de la solicitud de forma automática, generando ahorros de tiempo importantes.

La gestión desarrollada desde enero de 2008 por las Gobernaciones Delegadas en la función de contratación se resume así:

TABLA 12. GOBERNACIONES DELEGADAS

GOBERNACIÓN	CONTRATADAS	ARCHIVADAS
Antioquia	579	947
Bolívar	87	27
Boyacá	132	93
Caldas	256	67
Cesar	65	103
Norte de Santander	34	12

Fuente: Gobernaciones Delegadas

\*Fecha de corte: Mayo 8 de 2009

En el periodo enero de 2008 a mayo de 2009 se recibieron 10.225 solicitudes, de las cuales las propuestas de Contrato de Concesión fueron 8.934, un poco más del 90%, 1.285 Autorizaciones Temporales, y cinco como Zonas Especiales.

Ahora bien, en lo que respecta al Registro Minero Nacional el número de títulos inscritos desde junio de 2008 a 12 de junio de 2009 es de 1.266, como se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 13. INSCRIPCIÓN DE TÍTULOS MINEROS POR MODALIDAD EN EL REGISTRO MINERO DESDE 1 DE JUNIO DE 2008 AL 12 DE JUNIO DE 2009.

MODALIDAD	TOTAL RMN
Contratos de Concesión	40
Licencias de Exploración	6
Licencias de Explotación	2
Contratos de Concesión (Ley 685 de 2001)	1010
Licencias Especiales de Explotación	1
Autorizaciones Temporales	169
Registro Minero de Canteras	1
Áreas de Reserva especial	27
Zonas Mineras Indígenas	6
Zonas especiales para Comunidades Negras	3
Contrato en Virtud de Aporte	1
<b>TOTAL</b>	<b>1266</b>

Fuente: INGEOMINAS Junio 12 de 2009

Para el año 2008 se inscribieron 1.185 títulos en el Registro Minero Nacional, y en lo recorrido del año 2009 un total de 650 títulos.

Las áreas tituladas por mineral se presentan en la siguiente tabla. Los minerales que tienen mayor área titulada son los minerales diferentes, otros 0,70%, el carbón que comprende el 0,16%, metales preciosos con el 0,09%, esmeraldas con el 0,01% y materiales de construcción 0,05% del área titulada. Si tenemos en cuenta que el área total del territorio nacional es, según el IGAC, de 114.891.000 hectáreas, sólo el 1,03% se encuentra adjudicado a la minería.

TABLA 14. TÍTULOS Y ÁREAS INSCRITAS POR MINERAL EN EL RMN DESDE 1 DE JUNIO DE 2008 AL 12 DE JUNIO DE 2009.

MINERAL	TOTAL	
	No. Títulos	Hectáreas
Carbón	245	192.718,1682
Esmeraldas	41	16.682,9589
Metales Preciosos	29	109.585,5893
Materiales de Construcción	390	67.901,1484
Otros	561	806.499,9560
<b>Total</b>	<b>1266</b>	<b>1.193.387,8208</b>

Fuente: INGEOMINAS Junio 12 de 2009

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

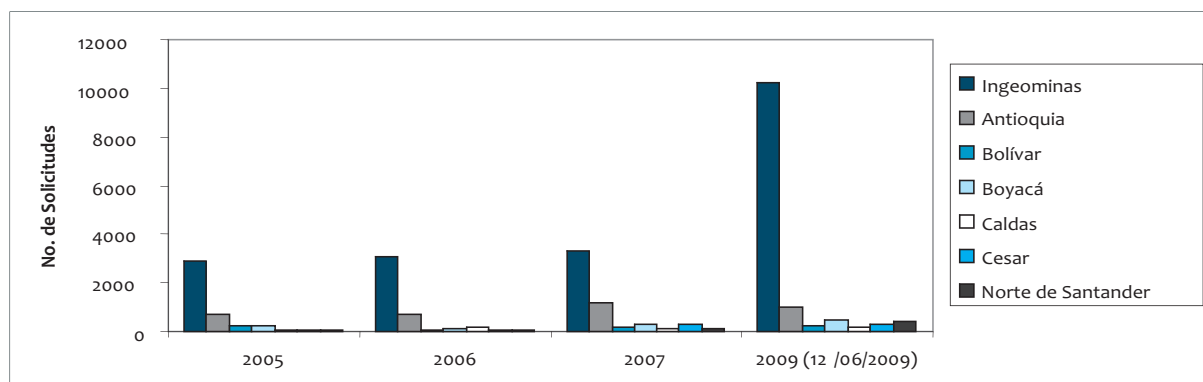
TABLA 15. ACTUACIONES REALIZADAS ENERO 2008 08 MAYO 2009

TIPO DE ACTUACIÓN	CANTIDAD
SOLICITUDES RECIBIDAS	10.225
CONTRATOS FIRMADOS	965
SOLICITUDES RECHAZADAS	1.152
RESPUESTA A DERECHOS DE PETICIÓN	785

Fuente: INGEOMINAS Junio 12 de 2009

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 al 8 de mayo de 2009.

GRÁFICA 15. SOLICITUDES PRESENTADAS POR DELEGADA 2005 AL 12 DE JUNIO DE 2009



Fuente: Gobernaciones delegadas e INGEOMINAS, y la información de enero de 2008 a junio 15 de 2009 INGEOMINAS.

### 3.2.1.2.2 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 primer semestre de 2008 se realizaron los ajustes pertinentes para la implementación de la radicación de Propuestas de Contrato de Concesión y Autorización Temporal a través de Internet, servicio que fue puesto en marcha de forma exitosa el primero de julio de 2008 y que ha representado ahorros significativos en tiempo de trámite a los usuarios mineros y mayor eficiencia para la autoridad minera.

Actualmente, se está implementando otra parte del módulo de contratación minera, el cual permite realizar el estudio técnico de la propuesta en tiempo real y definir para el solicitante el área en el mismo momento en que se hace la solicitud. Se han realizado las pruebas y la coordinación necesarias con las Gobernaciones Delegadas para que no se presenten inconvenientes cuando se ponga en servicio.

En la actualidad se está realizando la carga de la información y las pruebas necesarias para la implementación del módulo de contraprestaciones económicas, el cual realiza el cálculo y control del pago de las regalías y su posterior distribución. Por último, se está trabajando en el desarrollo del módulo de Fiscalización Minera, el cual permitirá automatizar el seguimiento y control a las obligaciones contractuales de los títulos mineros.

### 3.2.1.2.3 SIMCO

En cuanto al Sistema de Información Minero Colombiano, SIMCO, durante el 2008 se creó la URL para entrar directamente al Sistema, [www.simco.gov.co](http://www.simco.gov.co) igualmente, se continuó con la realización del portal con la imagen corporativa del SIMCO, para darle consistencia a la nueva imagen de Colombia Minera.

Adicionalmente, se desarrollaron y mejoraron funcionalidades y secciones como:

- Se enfocó el desarrollo de la página en el marco de las tres políticas sectoriales.
- Sección Invertir en Colombia: 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.
- Además, se cuenta con la Guía de Inversión Minera 2008, donde se encuentran temas como trámites mineros, publicaciones recientes del sector, una lista desagregada de las entidades más importantes para el desarrollo de las actividades mineras, inversionistas mineros, entre otros.

- Se realizó una clasificación de la información estadística en dos secciones. Estadísticas: donde se encontró información detallada para la generación de análisis del sector desde 1940. Volúmenes de producción, importaciones y exportaciones mineras, inversión extranjera directa, PIB minero, entre otros. Anuario Estadístico: información consolidada de todo el sector e información mundial como producción y consumo de carbón. Actualmente se está desarrollando el Anuario Estadístico con una metodología definida entre el MME y la UPME, a partir de la información de todas las fuentes, la cual será publicada en este portal.
- Precios del carbón: contiene información desagregada respecto al precio en boca de mina, en puertos colombianos (Buenaventura, Santa Marta, Barranquilla) y en puerto internacional.
- Normatividad: actualmente se cuenta con una recopilación de las leyes, decretos y resoluciones más importantes en el sector minero.
- Nuevas secciones como las de noticias sectoriales, de análisis sectorial, actualidad e indicadores, que se actualizan diaria y semanalmente.
- Desarrollo de los subportales de las Gobernaciones Delegadas. Dentro del portal donde se encontrará información detalla de cada departamento en cuanto a titularidad minera, municipios productores de mineral, estadísticas y otros.
- Actualmente, el portal se encuentra como líder en información y en satisfacción de las necesidades de consulta de nuestros usuarios sobre el sector, demostrado en el incremento de visitas entre enero y diciembre de 2008, pasando de 241 a 3059 y el número de visitantes de 20 a 534. Esto lleva a que cada día las modificaciones y actualizaciones que se realizan en conjunto por parte del Ministerio de Minas y Energía y la UPME al portal, contribuyan al desarrollo de la minería en Colombia.

#### **3.2.1.2.4 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, 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.

Con el objeto de avanzar en el soporte tecnológico en la gestión de la Institucionalidad Minera Colombiana, se debe fortalecer y consolidar la infraestructura TIC, cuyo fin primordial es brindar un entorno funcional a los usuarios internos y una atención oportuna al ciudadano.

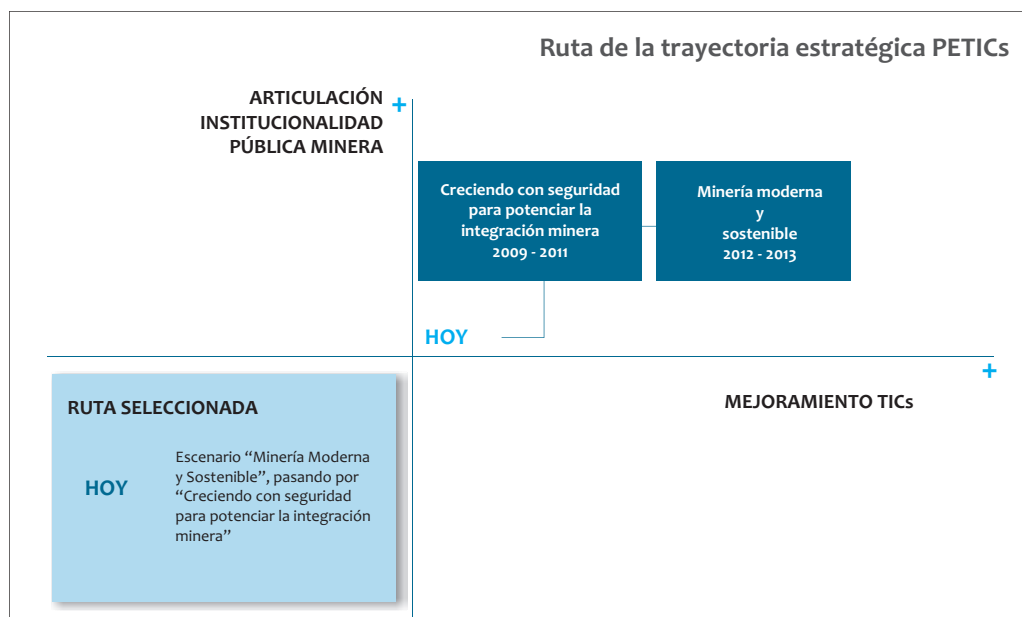
Durante el 2008, el Ministerio de Minas y Energía contrató una consultoría para la Definición del <sup>a</sup> Plan Estratégico de las Tecnologías de Información y Comunicaciones, TIC's, para el sector minero colombiano<sup>o</sup> en el que se contempló un horizonte de tiempo de cinco años de 2009 a 2013 con una ruta crítica expresada como un sendero demarcado por cinco etapas, cada una correspondiente a uno de los cinco años previstos en el horizonte de planificación 2009 - 2013. Estas etapas se denominan: Fundamentación, Articulación, Crecimiento, Consolidación y Expansión.

Dentro del Plan Estratégico se definieron dos escenarios, denominados:

- Creciendo con seguridad para potenciar la integración minera (2009 - 2011).
- Minería Moderna y Sostenible (2012 - 2013).

Cada uno de estos dos escenarios se gráfica de manera referencial en un plano cartesiano o cruz de escenarios para identificar su posición relativa a partir de dos ejes que permitan su lectura, tal como se muestra en la siguiente gráfica:

GRÁFICA 16. RUTA DE LA TRAYECTORIA PETICS



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

La ruta crítica antes mencionada tiene dos significados fundamentales:

1. Avanzar desde el escenario ° hoy°, hasta la meta volante establecida para el año 2011, registra un cambio significativo respecto a dos capacidades, la articulación institucional pública minera y un mejoramiento en la apropiación de TIC’s.
2. Avanzar desde el escenario ° Creciendo con seguridad para potenciar la integración minera° hacia el escenario ° Minería Moderna y Sostenible° para el 2013, registra un cambio clave en una de sus dimensiones, el mejoramiento sustancial en la apropiación de TIC’s.

La definición del plan resulta una oportunidad sin igual para construir una iniciativa de base tecnológica a favor del sector minero colombiano, que potencie la adquisición, adopción y aprovechamiento de las TIC’s para fortalecer las capacidades de la institucionalidad minera colombiana, contemplando en un horizonte de tiempo de cinco años (2009 - 2013) el desarrollo de una ruta estratégica que haga posible, no sólo abandonar la inercia en los estadios de desarrollo futuro de la Institucionalidad Minera Colombiana, sino ir más allá de una apuesta de transformación; es decir, lograr un estado de ruptura respecto a la situación actual y a favor de su estado futuro.

Para la primera etapa de ° Fundamentación° definido en el ° Plan Estratégico de las Tecnologías de Información y Comunicaciones, TIC’s, para el sector minero colombiano° se tienen contemplados diferentes proyectos, uno de los cuales corresponde al proyecto denominado ° Gestión de Trámites de la Administración del Recurso Minero°, que será objeto de contratación durante el año 2009.

El Proyecto ° Gestión de Trámites de la Administración del Recurso Minero°, está enfocado al mejoramiento del servicio al usuario minero, los inversionistas y la comunidad en general. Se dará a la tarea de evaluar las tecnologías existentes en la institucionalidad minera colombiana Ministerio de Minas y Energía, Ingeominas, Unidad de Planeación Minero Energético, UPME, gobernaciones delegadas de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Cesar, Caldas, y Norte de Santander.

Además realizará un diagnóstico general de la gestión de los trámites en la administración del recurso minero, así como mejorar la articulación de sistemas de información ejecutiva y para la toma de decisiones, la infraestructura, seguridad e integración de plataformas, bases de datos, sistemas de información, entre otros, que involucren e integren a todos los trámites de su competencia, para mejorar el desempeño de las entidades de la institucionalidad minera colombiana, disminuir la carga operativa y contar con información clara, oportuna y confiable.

Por otro lado, el Ministerio de Minas y Energía, a finales del segundo semestre de 2008, inició la definición del Plan Estratégico de Tecnologías de Información y Comunicaciones para el Sector Energético y su integración con el plan minero mencionado anteriormente, el cual busca alinear los procesos y direccionarlos bajo un entorno unificado de gestión de TIC sectorial, con el fin de proveer información integral del sector para la toma de decisiones, articular los objetivos misionales sectoriales con las TIC, minimizar los riesgos operacionales, implementar estándares y políticas tecnológicas adecuadas.

### 3.2.1.2.5 Reservas Especiales

Durante el periodo 2008 y lo que va del 2009:

- El Ministerio de Minas y Energía declaró una reserva especial en jurisdicción de los municipios de Tunja y Soracá, en el departamento de Boyacá (art. 31 del Código de Minas), con el objeto de adelantar estudios geológico – mineros para un yacimiento de arcilla, en una extensión superficial de 399, 79765 hectáreas.

Para adelantar tales estudios, el Ministerio de Minas y Energía, la Gobernación de Boyacá y la Alcaldía de Tunja, suscribieron el Convenio Interadministrativo N° 044 de 2008, el cual inició ejecución el día 22 de enero de 2009.

- La Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, U.P.T.C., en el marco del Convenio Interadministrativo N° 083 de 2007, entregó al Ministerio de Minas y Energía los resultados de los estudios geológico – mineros realizados en cuatro áreas de reserva especial declaradas en el departamento de Boyacá, los cuales se encuentran en revisión por la Dirección de Minas del Ministerio de Minas y Energía.

**Las áreas objeto del Convenio N° 083, se encuentran localizadas en jurisdicción de los siguientes municipios:**

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

**Los principales entregables de tales estudios son:**

- Reconocimiento geológico de superficie a escala regional.
- 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.

En el mismo periodo se negó la solicitud de declaratoria de Área de Reserva Especial correspondientes a la comunidad de pequeños mineros explotadores de carbón de la vereda Tintota Chiquito, municipio de Jericó, Boyacá, mediante Resolución 18 2372 del 18 de diciembre de 2008.

Adicionalmente, 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:

- La Llanada, Nariño – Oro: a la espera de información de presupuesto por parte de la Gobernación de Nariño y Alcaldía de La Llanada para suscribir convenio.
- Quinchía, Risaralda – Carbón: proyecto de Resolución de declaratoria en la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía para revisión.

- Tambo – Cauca: por definir superposición con área de reserva forestal.
- Jericó – Boyacá: para realizar visita técnica de reconocimiento.
- Puerto Leguizamó: por definir superposición con área de reserva forestal.
- Cumbitara – Nariño: para realizar visita técnica de reconocimiento.
- Los Andes – Nariño: visita técnica realizada, para elaboración de informe técnico.
- Veredas Tibitas, Lenguazaque – Cundinamarca: Proyecto de Resolución de Declaratoria en la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía para revisión.
- Sibaté – Cundinamarca: en espera de información por parte de la comunidad interesada para solicitar a INGEOMINAS estudio de libertad de áreas.
- Santacruz, Guachavés – Nariño: se reiteró la solicitud al alcalde de allegar las coordenadas exactas del polígono de interés, a fin de continuar con el estudio de la solicitud.
- Pueblo Rico – Risaralda: por definir superposición con área de reserva forestal.
- Tambo – Cauca II: por definir superposición con área con inversión del Estado El Hoyo.
- Vereda El Espinal, Lenguazaque – Cundinamarca: para realizar visita técnica de reconocimiento.
- Minas Hedionda y Bogotá – Sur de Bolívar: se solicita a la Secretaría de Minas de Bolívar, efectuar una nueva visita con el objeto de verificar el retorno de los mineros a la zona
- Mistrató – Risaralda: se reitera al Registro Minero Nacional, emitir el Certificado de Área Libre.
- Funes – Nariño: en proceso de verificación de la información anexa al oficio de la solicitud.
- Samaniego – Nariño: en proceso de verificación de la información anexa al oficio de la solicitud.

El Ministerio de Minas y Energía, cuenta en la actualidad con \$633.040.000 para la <sup>a</sup> asistencia e implementación técnica en áreas de reserva especial en el territorio nacional<sup>o</sup>, que serán adjudicados mediante concurso de meritos, para adelantar los estudios geológico – mineros en las Áreas de Reserva Especial que se declaren durante el año 2009.

Así mismo, El Ministerio se encuentra en proceso de reglamentación del artículo 248<sup>o</sup> del Código de Minas, que habla de los <sup>a</sup> Proyectos Mineros Especiales<sup>o</sup> que el Gobierno Nacional debe organizar en las áreas de reserva especial declaradas, una vez finalizados los estudios geológico – mineros realizados en las reservas especiales declaradas. En dicha reglamentación, se encuentra involucrada la adopción del Contrato Especial de Concesión de que habla el mencionado artículo, cuya minuta propuesta se encuentra en revisión por parte de la Oficina Asesora Jurídica, al igual que el proyecto de Decreto Reglamentario.

### 3.2.1.2.6 Zonas Mineras Indígenas y de Comunidades Negras

Durante el período 2008 y lo que va de 2009 se hicieron las siguientes visitas de delimitación:

#### Zonas Mineras Indígenas:

- Pocaré y Sortija (Grupo Pijaó).
- Jambaló (Grupo Páez).
- Yanacona.
- Puinaves, resguardo cuenca media y alta del Río Inírida.
- Yaberaradó.
- Valle Sibundoy.
- Tagual - La Po.
- Resguardo Indígena del Vaupés.
- Pic We Tha Fiw.

- Resguardos bajo, medio y alto Guainía.
- Embera Chamí, Guatita.
- Embera Chamí, Quinchía.
- Embera Chamí, Mistrató.
- Embera Chamí, Río Sucio.

#### Zonas Mineras de Comunidades Negras:

- Consejo Comunitario de Sabaletas Bogotá y La Loma.
- Consejo Comunitario de San Marcos.

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.

#### 3.2.1.2.7 Expropiaciones a Favor de la Minería

De acuerdo con el capítulo XIX del Código de Minas, el Ministerio a la fecha ha resuelto 33 solicitudes de expropiación de predios y se encuentran en trámite 19 solicitudes, las cuales se relacionan a continuación:

TABLA 16. EXPROPIACIONES

EMPRESA	DEPARTAMENTO	NÚMERO SOLICITUDES
Agrom LTDA	Fusagasugá – Cundinamarca	1
Prodeco	Cesar	2
Drummond LTD	Cesar	7
Colco	Carmen de Carupa	1
Ingetierras	Antioquia	2
Carbones del Cesar	Cesar	3
Otros	Antioquia – Boyacá – Norte de Santander.	3

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

#### 3.2.1.2.8 Contrato de Administración Parafiscal de la Esmeralda

El 23 de agosto de 2004, el Ministerio de Minas y Energía suscribió un contrato con la Federación Nacional de Esmeraldas de Colombia, Fedesmeraldas, para la administración de la contribución parafiscal de la esmeralda. Con ese fin, se creó un Comité Directivo, en el cual el Gobierno Nacional está representado por 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 2009 han sido de \$10.288'448.761.55, los cuales son administrados por Fedesmeraldas a través de un encargo fiduciario.

La Federación se encuentra desarrollando la Plataforma de la Marca Esmeralda (\$100.000.000) que es una de las estrategias avaladas por el gremio para dar respuesta a la poca demanda existente del producto y el conocimiento del mismo por el cliente final, situación que se identifica fácilmente con tan sólo observar las cifras de exportaciones y la dificultad que encuentran las empresas exportadoras para vender su producto. Se espera en el mediano plazo aumentar la demanda general del producto con una buena estrategia de comunicación de la marca. Así mismo, se han venido desarrollando los programas de:

- Puesta en marcha del Laboratorio de Servicios Gemológicos (\$372.120.000) del cual ya se seleccionó el equipo técnico – científico, es de muy alto nivel y con amplia experiencia en este tipo de trabajo.
- Talleres de Capacitación para comerciantes que apuntan a darle competitividad a la actividad comercializadora nacional (\$100.000.000) y empezar con el CDTEC a certificar las esmeraldas colombianas.
- Se encuentra en ejecución la ampliación del Hospital de Pauna (\$376.169.868).
- La compra de materiales didácticos para la dotación de una escolita en Zulia (\$159.029.000) y,



- Los puestos de Salvamento Minero (\$168.000.000).

Entre otros propuestos en las sesiones del Comité de Dirección, se encuentran en ejecución en condiciones normales. Cabe anotar a este respecto, que todos los proyectos propuestos y ejecutados actualmente han sido solicitados por el gremio a través de las asociaciones y el CDTEC.

### 3.2.1.2.9 Seguridad y Salvamento Minero

La Comisión Nacional de Salud Ocupacional para el Sector Minero, en la cual participan los ministerios de Minas y Energía, y de la Protección Social, 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 los sectores productivo y académico finalizó, en el primer trimestre de 2009, la actualización del Reglamento de Seguridad en las Labores Subterráneas (Decreto 1335 de 1987) y el Reglamento de Higiene y Seguridad en Labores Mineras a Cielo Abierto (Decreto 2222 de 1993), los cuales se espera adoptar mediante decreto en el segundo semestre de 2009.

La nueva normatividad busca, además de actualizar la reglamentación vigente en materia de seguridad e higiene minera, a las nuevas disposiciones del Código de Minas y del Sistema de Riesgos Profesionales, adoptar los nuevos estándares y procedimientos empleados a nivel mundial, con el fin de reducir la incidencia de accidentes ocupacionales en la industria minera.

Una vez adoptados los nuevos reglamentos, el Ministerio de Minas y Energía e Ingeominas iniciarán un proceso de socialización de las nuevas normas técnicas sobre seguridad en diferentes regiones del país.

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.

Durante el periodo se atendieron un total de 42 emergencias mineras, rescatado 277 personas ilesas, lamentablemente hubo 16 heridos y 47 personas fallecidas en estos sucesos. De otro lado, se realizaron 434 visitas de seguridad e higiene minera y se capacitaron un total de 333 personas en labores de Salvamento y Seguridad e Higiene Minera. Igualmente, se gestionó un proyecto para modernizar los equipos de seguridad y para capacitar personal ante el Fondo Nacional de Regalías, por valor de \$2.800.000.000, el cual se está ejecutando actualmente.

En cuanto a la operación del servicio de salvamento minero, Ingeominas ha atendido durante los últimos años las emergencias reportadas y ha tomado las medidas correctivas del caso.

TABLA 17. EMERGENCIAS MINERAS ATENDIDAS POR INGEOMINAS

AÑO	Emergencias Mineras	Ilesos	Heridos	Fallecidos
2004	17	8	8	32
2005	48	81	18	35
2006	53	28	58	45
2007	77	149	36	83
2008	78	442	34	83

Fuente: INGEOMINAS

TABLA 18. VISITAS DE SEGURIDAD E HIGIENE MINERA

AÑO	Emergencias Mineras	Visitas de Seguridad e Higiene	Personas Capacitadas	Inversión en Seguridad e Higiene (Pesos)
2004	17	ND	ND	600.000.000
2005	48	447	160	459.000.000
2006	53	465	432	1.027.882.521
2007	77	562	552	979.939.648
2008	78	673	107	4.045.310.000

Fuente: INGEOMINAS

### **3.2.1.2.10 IFI Concesión de Salinas**

En cumplimiento de lo ordenado por la Ley 685 y el Decreto 2883 de 2001, el Ministerio de Minas y Energía, con el apoyo de IFI CONCESIÓN DE SALINAS, adjudicó los centros de producción salinera de Galerazamba (municipio de Santa Catalina, Bolívar) Upín (municipio de Restrepo, Meta), Nemocón y Zipaquirá.

Efectuada la entrega en septiembre de 2008, la liquidación del contrato de administración delegada IFI CONCESIÓN DE SALINAS quedó circunscrita a la operación del centro de producción de Manaure, la organización de los archivos de la entidad, la administración del pasivo pensional y la administración y disposición de los activos no operacionales.

Las actividades relativas a la organización fueron culminadas en un 100% en lo relativo a los fondos acumulados y a 31 de mayo de 2009 habrá finalizado la organización de la totalidad de historias laborales.

En cuanto a los activos, IFI CONCESIÓN DE SALINAS cumplió con el mandato de la Ley 773 y efectuó la entrega de los bienes ubicados en el departamento de la Guajira a los entes territoriales y así mismo, en desarrollo de la Ley 708, entregó activos a entes territoriales. Los activos que a la fecha restan serán objeto de ofrecimiento por el martillo del Banco Popular y los que queden serán enajenados a CISA.

Con relación al pasivo pensional, se efectuó la revisión de la totalidad de las historias laborales y se desarrolló la normalización del pasivo pensional. A la fecha solo se requiere la emisión de un decreto del Gobierno Nacional que designe los entes que van a reconocer y pagar las pensiones de IFI CONCESIÓN DE SALINAS.

### **3.2.1.2.11 SAMA**

La operación del centro de producción de Manaure depende en gran parte de las actuaciones y gestiones de SAMA LTDA, sociedad creada en virtud de la Ley 773 de 2002. Así las cosas, sólo hasta el pasado siete de mayo pudo posesionarse la gerente designada por los accionistas. Desde octubre de 2007 la Nación Ministerio de Comercio, Industria y Turismo recuperó el 51% de las cuotas sociales que la ley le asignó.

Teniendo en cuenta que el Decreto 330 de 2009 ordenó que las actividades que desarrollaba IFI CONCESIÓN DE SALINAS en el centro de producción de Manaure, debían ser asumidos por un encargo fiduciario, a más tardar el 30 de mayo de 2009 debe haber culminado ese proceso de entrega. A partir de ese momento, la fiduciaria, por el mecanismo que considere, asumirá la operación del centro temporalmente, hasta cuando SAMA lo haga directamente.

### **3.2.1.2.12 Proceso Licitatorio para La Entrega en Concesión de las Áreas Mineras de Sal de Zipaquirá, Nemocón, Upín y Galerazamba**

En el proceso de adjudicación se presentaron ocho empresas que participaron en el proceso licitatorio de las áreas mineras. En la audiencia que se llevó a cabo en el auditorio de la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, resultaron adjudicadas por 30 años, en concesión, las áreas mineras de sal de Zipaquirá y Nemocón a la empresa Unión Temporal Salinas de Nemocón, el área minera de sal de Upín a Alejandro Montaña Pradilla y el área minera de sal de Galerazamba a la Unión Temporal Salinas de Galeras, ubicadas en los departamentos de Cundinamarca, Meta y Bolívar, respectivamente.

Según la legislación, en lo que a contraprestaciones se refiere, los aportes para los departamentos serán del 65%, para los municipios productores del 30% y para los municipios portuarios del 5%. Si no hay municipio portuario, este 5% es para el Fondo Nacional de Regalías.

En cuanto a las regalías, corresponde al 60% para el municipio, el 20% para el departamento y para el municipio o distrito portuario el 5% y al Fondo Nacional de Regalías el 5%. Si no existe municipio portuario se traslada al Fondo Nacional de Regalías.

En relación con el desarrollo regional, se destinará el 100% del valor al municipio productor.

Resumen en valores de la Audiencia de Adjudicación:

TABLA 19. AUDIENCIA DE ADJUDICACIÓN ZIPAQUIRÁ

ZIPAQUIRÁ			
OFERTA	NOMBRE PROPONENTE	% OFRECIDO TOTAL	
7	UT SALINAS DE NEMOCÓN	115%	215%
<b>Años de concesión</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>Desde el tercer año hasta los 30 años de la concesión</b>
VALOR DE ENTRADA	\$ 9.030		
CONTRAPRESTACIÓN FIJA	\$ 800	\$ 800	\$ 800
RANGO TON DE PN CUBIERTAS POR LA CONTRAPRESTACIÓN FIJA	0 a 40.000	0 a 40.000	0 a 78.000
CONTRAPRESTACIÓN POR TON ADICIONAL	\$ 30.100	\$ 30.100	\$ 30.100
DESARROLLO REGIONAL	\$ 705		

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

TABLA 20. AUDIENCIA DE ADJUDICACIÓN NEMOCÓN

NEMOCÓN			
OFERTA	NOMBRE PROPONENTE	% OFRECIDO TOTAL	
7	UT SALINAS DE NEMOCÓN	125%	225%
<b>Años de concesión</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>Desde el tercer año hasta los 30 años de la concesión</b>
VALOR DE ENTRADA	\$4.725		
CONTRAPRESTACIÓN FIJA	\$0	\$581	\$581
RANGO TON DE PN CUBIERTAS POR LA CONTRAPRESTACIÓN FIJA		0 a 14.000	0 a 14.000
CONTRAPRESTACIÓN POR TON ADICIONAL	\$87.750	\$87.750	\$87.750
DESARROLLO REGIONAL	\$185		

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

TABLA 21. AUDIENCIA DE ADJUDICACIÓN UPÍN

UPÍN			
OFERTA	NOMBRE PROPONENTE	% OFRECIDO TOTAL	
6	ALEJANDRO MONTAÑA	100%	200%
<b>Años de concesión</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>Desde el tercer año hasta los 30 años de la concesión</b>
VALOR DE ENTRADA	\$800		
CONTRAPRESTACIÓN FIJA	\$60	\$60	\$120
RANGO TON DE PN CUBIERTAS POR LA CONTRAPRESTACIÓN FIJA	0 a 3.000	0 a 3.000	0 a 7.000
CONTRAPRESTACIÓN POR TON ADICIONAL	\$30.000	\$30.000	\$30.000
DESARROLLO REGIONAL	\$40		

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

TABLA 22. AUDIENCIA DE ADJUDICACIÓN GALERAZAMBA

GALERAZAMBA			
OFERTA	NOMBRE PROPONENTE	% OFRECIDO TOTAL	
5	UT SALINAS DE GALERA	50%	150%
<b>Años de concesión</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>Desde el tercer año hasta los 30 años de la concesión</b>
VALOR DE ENTRADA	\$435		
CONTRAPRESTACIÓN FIJA	\$30	\$30	\$60
RANGO TON DE PN CUBIERTAS POR LA CONTRAPRESTACIÓN FIJA	0 a 6.000	0 a 6.000	0 a 14.000
CONTRAPRESTACIÓN POR TON ADICIONAL	\$7.500	\$7.500	\$7.500
DESARROLLO REGIONAL	\$30		

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

### 3.2.1.3 Información Geológica Minera de Libre y Fácil Acceso

#### 3.2.1.3.1 Modelo Geológico y Potencial de Recursos y Metas SIGOB

Logros tan importantes como el Premio Lorenzo Codazzi al Mapa Geológico de Colombia, otorgado por la Sociedad Colombiana de Ingenieros, se conjugan armoniosamente con el avance significativo en el porcentaje de cubrimiento de las metas SIGOB: 97,42% en la cartografía geológica y el 85,99% de la cartografía geoquímica, con un año de antelación para el vencimiento de las metas del cuatrienio.

Durante el período, se completaron 50.000 km<sup>2</sup> de información geológica y 43.000 km<sup>2</sup> de información geoquímica para aportar en el avance del conocimiento del modelo geológico y el potencial de recursos del subsuelo del territorio colombiano.

**Aguas subterráneas:** Este proyecto contribuyó a las metas SIGOB con 15.000 km<sup>2</sup> de cartografía geológica en áreas de los Llanos Orientales y Alto Patía. Se realizó la perforación de pozos en el Altiplano Nariñense, con los cuales se da solución a la población que requiere agua potable en municipios de Cumbal y Carlosama.

**Recursos geotérmicos:** Los principales logros incluyen el avance en la actualización del mapa de gradientes geotérmicos de Colombia, los trabajos de cartografía y alteración hidrotermal en las áreas geotérmicas de Paipa e Iza y el levantamiento de información geofísica del área geotérmica del volcán Azufral. El mapa geotérmico de Colombia es herramienta fundamental para la identificación de anomalías de flujo de calor terrestre, con aplicación en la evaluación de recursos geotérmicos, minerales e hidrocarburos, por lo cual ha sido importante la cooperación técnica con la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

**Recursos energéticos:** Con la creación de este grupo de trabajo, INGEOMINAS busca reasumir la exploración de carbón y uranio para determinar zonas potenciales de estos recursos estratégicos para el desarrollo del país. Durante este primer año de actividades del grupo, se llevó cabo el diagnóstico, así como estudios de geología, geoquímica y geofísica en áreas potenciales del departamento de Boyacá.



**Minerales industriales y materiales de construcción:** Se seleccionó como zona piloto de estudio la parte central de la Cordillera Oriental para aprovechar la experiencia del grupo de esmeraldas y continuar con la investigación de rocas sedimentarias y depósitos recientes, unidades con alto potencial para estos recursos.

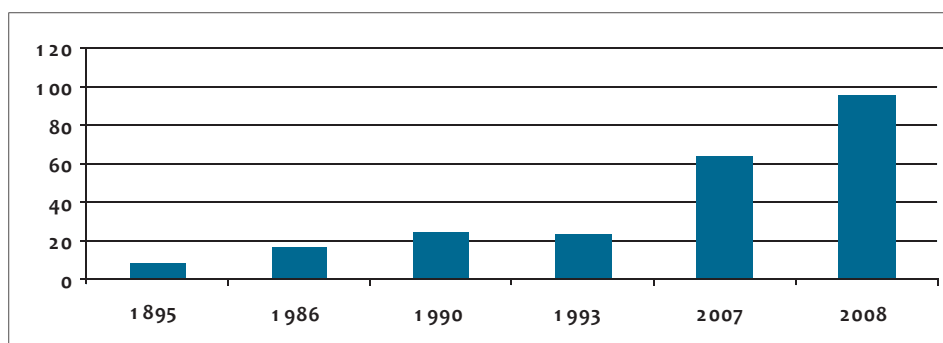
**Anomalías geoquímicas:** Como aporte al sector minero se produjeron mapas de anomalías geoquímicas y de zonas con potencial geoquímico para recursos minerales con la compilación y redefinición de 1.169 anomalías geoquímicas y cubrimiento de una región de más de 300.000 km<sup>2</sup>.

### 3.2.1.3.2 Evaluación y Monitoreo de Amenazas Geológicas - INGEOMINAS

En el Proyecto de Investigación y Zonificación de Amenazas por Movimientos en Masa, uno de los grandes logros fue la generación de una guía para zonificación de amenazas por movimientos en masa tipo flujo; trabajo que se compiló con los estudios, realizados en el proyecto piloto de la cuenca de la quebrada La Negra en Útica, Cundinamarca y la experiencia en otros sitios de trabajo.

En el proyecto de Investigación y Monitoreo de Amenaza Volcánica, se realizó la ampliación y actualización de las redes de vigilancia volcánica. En el año 2008 se llegó a un total de 96 estaciones telemétricas funcionando en los volcanes; adicionalmente, los volcanes activos con seguimiento instrumental aumentaron en dos: Doña Juana y Cumbal, para un total de 11 volcanes en Colombia con redes de vigilancia volcánica.

GRÁFICA 17. NÚMERO DE ESTACIONES DE MONITOREO CONTINUO DE LA ACTIVIDAD VOLCÁNICA



Fuente: INGEOMINAS. Evolución del número de estaciones telemétricas para la vigilancia volcánica.

Es importante destacar el excelente trabajo realizado por los Observatorios Vulcanológicos con la vigilancia volcánica y las alertas tempranas en el caso de la erupción ocurrida en el Nevado del Huila el 20 de noviembre de 2008. Igualmente, el trabajo realizado con motivo de la posible reactivación del volcán Cerro Machín, cuya principal actividad hasta el momento ha sido un enjambre sísmico ocurrido entre el 8 y 10 de noviembre de 2008.

En el Proyecto de Investigación y Monitoreo de Amenaza Sísmica, se destaca el incremento de estaciones actualizadas a banda ancha y la ampliación de la cobertura especialmente en el norte del país. En el proceso de modernización instrumental, se ha logrado que el 48% de los sensores de la red sean de banda ancha. Igualmente, el sistema de comunicación satelital se ha modernizado en el 88% de los modem y demoduladores, así como los tranceivers en la base de Bogotá.

En la actividad de actualización del Mapa Nacional de Amenaza Sísmica, se convocó a un grupo de discusión nacional conformado por expertos en el tema, a través de la Comisión de Riesgo Sísmico y Volcánico, para mostrar y evaluar los avances de esta actividad de interés nacional, que hace parte fundamental de la Norma de Construcción Sismo Resistente, la cual también se está actualizando.

Las visitas de emergencias y la asistencia técnica se basa en el apoyo que brinda el INGEOMINAS al SNPAD, realizando un gran número de visitas de emergencia para eventos relacionados con movimientos en masa, por solicitud de la DPAD y los CREPADS se atendieron las emergencias por el sismo de Quetame y las erupciones de los volcanes Galeras y Nevado del Huila.

### 3.2.1.3.3 Exploración Básica del Territorio Nacional

Algunos de los logros obtenidos que permitieron seguir avanzando en el cubrimiento nacional de la exploración básica, han sido los siguientes:

- Cartografía geológica y muestreo geoquímico de las planchas 119, 134, 149 y 150 escala 1:100.000.
- Cartografía geológica de la plancha 98 (Durania) escala 1:100.000.
- Cartografía y caracterización geomorfológica de Andén Caribe Colombiano y el inventario de volcanes de lodo.

- Cartografía geológica del volcán Doña Juana.
- Mapa geológico y muestreo geoquímico de las planchas 144, 145, 128, 129, 113 y 114.
- Mapa geológico y muestreo geoquímico de las planchas 204 y 223.
- Mapa geológico y muestreo geoquímico de las planchas 165 y 185.
- Mapa geológico escala 1:100.000 y mapas geoquímicos por elementos en la Alta Guajira. Versión 2008 del Mapa Geológico de Colombia.

El avance en sus componentes geológico, geoquímico y geofísico está representado en las siguientes tablas:

El cubrimiento de la cartografía geológica a 31 de diciembre 2008:

**TABLA 23. GEOLOGÍA**

CONOCIMIENTO GEOLÓGICO km <sup>2</sup>			
	Meta	Avance	%
2006	-	22.130	-
2007	30.000	29.000	96,67%
2008	30.000	59.569	198,56%
Meta Cuatrienio (2006-2010)	120.000	110.699	92,25%

Fuente: INGEOMINAS.

**TABLA 24. GEOQUÍMICO**

CONOCIMIENTO GEOQUÍMICO km <sup>2</sup>			
	Meta	Avance	%
2006	-	22.130	-
2007	30.000	37.900	126,33%
2008	25.000	38.000	152,00%
Meta Cuatrienio (2006-2010)	120.000	98.030	81,69%

Fuente: INGEOMINAS.

**TABLA 25. GEOFÍSICA**

CONOCIMIENTO GEOFÍSICO km <sup>2</sup>			
	Meta	Avance	%
2006	-	-	-
2007	15.000	10.000	66,67%
2008	10.000	3.240	32,40%
Meta Cuatrienio (2006-2010)	90.000	13.240	14,71%

Fuente: INGEOMINAS.

### 3.2.2 LÍNEAS DE FISCALIZACIÓN DEL APROVECHAMIENTO MINERO

#### 3.2.2.1 Procesos Efectivos de Recaudo, Liquidación, Distribución y Giro de Regalías

El Grupo de Recaudo y Distribución de Regalías del INGEOMINAS realizó las siguientes distribuciones de contraprestaciones económicas:

TABLA 26. DISTRIBUCIÓN DE REGALÍAS

MINERAL	DISTRIBUCIONES 2007	DISTRIBUCIONES 2008	%
CARBÓN	643.221.240.679	1.027.036.994.107	60%
NÍQUEL	281.779.495.199	174.062.880.172	-38%
METALES PRECIOSOS	29.765.053.204	56.589.481.994	90%
ESMERALDAS	12.296.948.549	6.749.031.740	-45%
OTROS MINERALES	5.717.908.877	4.144.861.537	-28%
<b>TOTALES</b>	<b>972.780.646.508</b>	<b>1.268.583.249.550</b>	<b>30%</b>

### 3.2.2.2 Precio Base para Liquidación de Regalías de Carbón

El Ministerio de Minas y Energía modificó mediante Resolución 180507 del 1 de abril del 2009, el artículo primero de la Resolución 181074 de 2007, la cual estableció que el precio FOB Promedio Ponderado en Puertos Colombianos (PP) de carbón térmico se estimaría teniendo en cuenta los indicadores internacionales API2i y BCI7i, en donde:

API2i = 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).

BCI7i = 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.

La modificación estableció que se adoptaría una metodología que fije el precio base para liquidación de regalías por calidades de carbón, teniendo en cuenta las diferentes calidades de los carbones colombianos y que el índice API2 publicado por McCloskey's presenta el precio del carbón térmico para carbones de calidades de 11.370 BTU/Lb, así:

$$PP = \left[ \left( \sum_{i=1}^n (API2i - BCI7i) * A \right) * B \right]$$

Donde,

**i** = Corresponde al mes de la observación.

**n** = Número de meses de la observación (un semestre).

**A** = Ponderado por volumen de carbón térmico de exportación del mes i del semestre que se liquida.

**B** = Calidad de carbón de la región dividido 11.370 BTU/Lb.

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

Este precio FOB promedio ponderado en puertos colombianos se emplea para determinar el precio base para liquidación de regalías restando los costos de transporte, manejo y portuarios para cada región.

### 3.2.2.3 Procesos Efectivos de Fiscalización Integral de la Actividad Minera

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

El seguimiento y control a la ejecución de actividades en los títulos mineros, se realiza a través de la presentación de los informes técnicos que la legislación minera le impone a los concesionarios (Programa de Trabajos y Obras, PTO; y Programa de Trabajos e Inversiones, PTI), según el caso, con la presentación del Formato Básico Minero, FBM, con la constitución y actualización de pólizas de cumplimiento minero ambiental, y en algunos casos, el cumplimiento de obligaciones laborales y responsabilidad civil extracontractual. Así mismo, se ejecutan 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.

### 3.2.2.4 Seguimiento y Control a Títulos Mineros en INGEOMINAS

Durante el año 2008 Ingeominas realizó 4.218 visitas de fiscalización a Títulos Mineros, de las cuales 3.545 son de seguimiento y 673 de seguridad e higiene minera. En la Tabla 27 se relacionan las visitas ejecutadas por el Ingeominas durante 2008 discriminadas por departamentos.

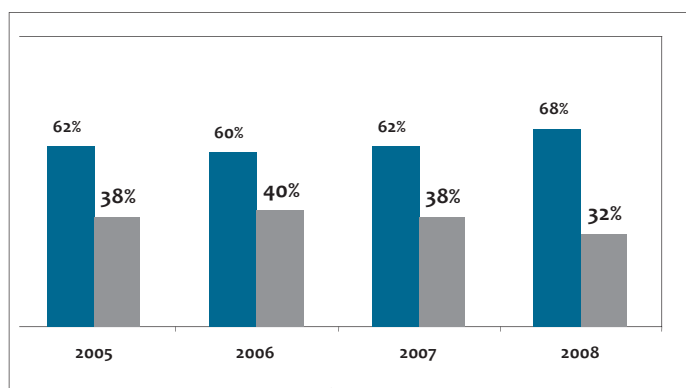
TABLA 27. VISITAS DE SEGUIMIENTO Y CONTROL

DEPARTAMENTO	PERIODO 2008
Cundinamarca	1037
Boyacá	535
Santander	403
Norte de Santander	273
Valle	190
Tolima	184
Huila	179
Casanare	153
Meta	144
Nariño	143
Atlántico	119
Cauca	72
Cesar	67
Magdalena	46
Guajira	39
Caquetá	36
Córdoba	31
Risaralda	28
Arauca	24
Putumayo	23
Quindío	22
Chocó	17
Guainía	7
Guaviare	5
Sucre	4
San Andrés	2
<b>TOTAL</b>	<b>3545</b>

Fuente: INGEOMINAS.

Del total de títulos mineros inscritos en el Registro Minero Nacional a diciembre 31 de 2008, 7.426, INGEOMINAS tenía a cargo el 68,3% de los mismos, correspondiente a 5.069 títulos, mientras que las gobernaciones delegadas de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander, administraban en conjunto el 31,7% de los títulos mineros, 2.357; 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 18. DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE TÍTULOS ENTRE DELEGADAS



Con respecto a las diferentes actuaciones realizadas por la Subdirección de Fiscalización Minera de Ingeominas en el 2008, podemos destacar lo siguiente:



TABLA 28. ACTUACIONES REALIZADAS 2008 (INGEOMINAS)

ACTUACIÓN	REGIONAL								
	BOGOTÁ	VALLEDUPAR	IBAGUÉ	CALI	B/MANGA	CÚCUTA	NOBSA	MEDELLÍN	TOTALES
Requerimientos Caducidades y Cancelaciones	383	204	206	160	65	160	490	96	1.764
Caducidades y Cancelaciones	63	35	7	15	7	9	66	5	207
Requerimientos bajo apremio de multa	144	62	50	89	13	70	210	27	665
Multas	21	8	6	11	7	4	38	1	96
Amparos Administrativos	70	8	12	11	2	32	47	2	184
Terminación títulos mineros	74	14	62	40	42	14	29	21	296
Evaluación de IFE y PTI o PTO	219	52	108	103	40	41	177	136	876
Evaluación de FBM	454	98	279	418	232	101	636	62	2.280
Evaluación de regalías	1.064	125	424	842	364	156	1.980	33	4.988
Canon superficiarios	378	213	182	279	133	124	620	80	2.009
Otras actuaciones	425	628	40	641	84	360	291	17	2.468

Fuente: INGEOMINAS.

### 3.2.2.5 Seguimiento a Proyectos de Interés Nacional

Ingeominas tiene conformado un equipo de trabajo interdisciplinario para el seguimiento y control de los proyectos de interés nacional, el cual hace parte de la Subdirección de Fiscalización y Ordenamiento Minero.

El equipo de trabajo es coordinado directamente por el Subdirector de Fiscalización, adicionalmente, el seguimiento al pago de regalías y demás contraprestaciones económicas para estos títulos, es apoyado por otro equipo de trabajo de la Subdirección de Fiscalización y Ordenamiento Minero.

La Subdirección de Fiscalización y Ordenamiento Minero dispone de un cuarto para el archivo de expedientes en el cual permanecen bajo llave con archivadores de proyectos de interés nacional.

Las visitas de fiscalización se programan semestralmente, luego son comunicadas al representante técnico del contratista señalando los aspectos a cubrir, de acuerdo con las obligaciones establecidas en cada contrato. De cada visita se elabora un informe, el cual es incorporado al expediente, las conclusiones del mismo son comunicadas al contratista respectivo.

Para los títulos mineros de Drummond S.A., Prodeco S.A., y Cerrejón Limited, se realizan visitas de seguimiento y control al puerto respectivo, con el fin de verificar aspectos como: muestreo, verificación, embarques, calidad e inventarios. Para la realización de estas visitas se cuenta con el apoyo de una funcionaria del Servicio Geológico.

A la fecha, Ingeominas hace fiscalización a 25 proyectos de interés nacional así:

- Gran escala: 17 (15 para carbón y dos (2) para níquel).
- Mediana escala: 8 (seis (6) para carbón, uno (1) para sal y uno (1) para mineral de hierro).

### 3.2.2.6 Seguimiento y Control en las Gobernaciones Delegadas

La gestión desarrollada durante el año 2008 por las gobernaciones delegadas en la función de seguimiento y control, se muestra de manera resumida en la tabla siguiente:

TABLA 29. ACTUACIONES GOBERNACIONES

GOBERNACIÓN	NÚMERO DE TÍTULOS VIGENTES	VISITAS TÉCNICAS REALIZADAS	EVALUACIÓN INFORMES TÉCNICOS
Antioquia	1328	222	114
Bolívar	323	304	16
Boyacá	556	582	36
Caldas	278	295	24
Cesar	139	256	19
Norte de Santander	280	495	72

A continuación se muestra el comportamiento positivo que han tenido el Ingeominas y las gobernaciones delegadas en cuanto al número de visitas de fiscalización a las áreas de títulos mineros, en el período 2005 - 2008, al pasar de un cubrimiento del 27% en 2005, al 86% en 2008.

TABLA 30. COMPORTAMIENTO VISITAS DE FISCALIZACIÓN A TÍTULOS MINEROS, 2005-2008

Delegada	No. de Visitas			
	2005	2006	2007	2008
Antioquia	269	319	446	222
Boyacá	220	247	567	582
Caldas	35	163	218	295
Cesar	26	94	162	256
Bolívar	50	98	234	304
Norte de Santander	51	144	191	495
Ingeominas	898	1.900	2.646	4.218
Total	1.549	2.965	4.464	6.372
No. Títulos	5.816	5.691	6.771	7.426*
% de Visitas	27%	52%	66%	86%

\*: No. de títulos inscritos en Registro Minero Nacional a 31 de diciembre de 2008.

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, sino un crecimiento del 43% del número de visitas del 2008 respecto al 2007. Esto evidencia el inmenso esfuerzo que ha hecho la institucionalidad minera por mejorar su desempeño.

Cabe anotar, que la meta SIGOB para el 2009 en cuanto a fiscalización es realizar al menos una visita al 90% de los títulos mineros inscritos en el Registro Minero Nacional, para lo cual el Ministerio de Minas y Energía ya estableció las correspondientes metas con las delegadas, y efectúa un seguimiento permanente a los avances de las mismas para su cumplimiento.

### 3.2.2.7 Programa de Legalización de Minería de Hecho

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

El mencionado Decreto, 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 31. AVANCE PROGRAMA DE LEGALIZACIÓN DE MINERÍA DE HECHO A ABRIL 2009

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		63	2213
Antioquia	193	0	90	49	8	24	13	7	148
Caldas	327	55	165	116	72	44	0	17	139
Cesar	88	0	73	40	0	0	11	33	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
<b>TOTAL</b>	<b>3.626</b>	<b>193</b>	<b>1.101</b>	<b>666</b>	<b>242</b>	<b>246</b>	<b>38</b>	<b>136</b>	<b>2.755</b>

\*: No. de títulos inscritos en Registro Minero Nacional a 31 de diciembre de 2008.

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

### 3.2.2.8 Programa Integral de Control a la Ilegalidad

En este sentido, se suscribió un convenio entre el Ministerio de Minas y Energía, la Fiscalía General de la Nación, el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial, la Procuraduría General y el Ingeominas, cuyo objetivo es aunar 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 adelantan capacitaciones dirigidas a los fiscales regionales, procuradores regionales, policía judicial, alcaldes y equipos de gobierno con la colaboración de la Escuela Superior de Administración Pública, ESAP, la Universidad de Pamplona, UNIPAMPLONA, con el acompañamiento de las entidades antes mencionadas, en las capacitaciones se pretende dar a conocer a cada uno de los actores las competencias que en el tema minero establece la legislación. En la tabla siguiente se puede observar la programación de las capacitaciones para el año 2009:

TABLA 32. PROGRAMACIÓN DE EVENTOS 2009

DEPARTAMENTOS	DURACIÓN (días)	INICIO	FIN
Meta	2	31-marzo	1-abril
Casanare	2	22-abril	23-abril
Putumayo	2	14-mayo	15-mayo
Arauca	2	06-junio	7-junio
Guainía	1	30-junio	30-junio
Vichada	1	15-julio	15-julio
Guaviare	1	30-julio	30-julio

Primer día - Primera fase - autoridades locales.

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

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

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

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Con dichas capacitaciones, se espera llegar a unos 1.650 funcionarios en todo el país. Para abril de 2009 se tiene un total de 1.208 funcionarios capacitados.

De otra parte y con el fin de llegar a todos los actores del sector minero, Ingeominas realizó en el año 2008 18 mesas de trabajo regionales, en los departamentos de Chocó, Putumayo, Boyacá, Caquetá, Quindío, Meta, Norte

de Santander, Casanare, Cundinamarca, Córdoba, Santander, Atlántico, Cauca, Risaralda y Sucre, con el objetivo de dar a conocer a la comunidad minera sus deberes y obligaciones con respecto al régimen legal vigente. En 2009 se tiene programado continuar con estas mesas de trabajo, ya que han tenido éxito en informar a los mineros acerca de los trámites que deben adelantar y la normatividad minera vigente.

TABLA 33. MESAS DE TRABAJO REGIONAL PROGRAMADAS 2009

Fecha mesa de trabajo	Departamento	Municipio
3 de Abril	Vaupés	Mitú
24 de abril	Tolima	Guamo
15 de mayo	Putumayo	Puerto Asís
05 de junio	Santander	San Gil
03 de julio	Cundinamarca	Gachalá
24 de julio	Cauca	Bolívar
21 de agosto	Chocó	Tadó - Condoto
04 de septiembre	Norte de Santander	Tibú
18 de septiembre	Meta	Puerto López
02 de octubre	Huila	Espinal
16 de octubre	Nariño	Samaniego
30 de octubre	Magdalena	Santa Marta
06 de noviembre	Guainía	Puerto Inírida
20 de noviembre	Chocó	Quibdó
27 de noviembre	Boyacá	Garagoa

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

### 3.2.3 LÍNEAS PARA PROMOVER EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD Y COMPETITIVIDAD EN LA MINERÍA.

#### 3.2.3.1 Agenda para la Modernización de la Minería Tradicional

Siendo concientes 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 el componente minero 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.

El objetivo de la política es mejorar la rentabilidad social de la industria minera, basada en explotaciones con 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, 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:

#### 3.2.3.2 Modelo de Gestión de los Distritos Mineros

Desde el año 2007 el Ministerio de Minas y Energía está ejecutando el programa de acompañamiento dirigido a los actores estratégicos de los Distritos Mineros. Se busca facilitar la gerencia de la productividad y la competitividad

sostenible por parte de los 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, así como la 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 31 líneas base de ordenamiento territorial de 31 de los Distritos Mineros: Realizadas con el propósito de obtener información cuantitativa de los municipios que forman parte de los Distritos Mineros, para ser analizada y traducida en indicadores que expresen la realidad de la región.
- Se levantaron 66 líneas base de los encadenamientos productivos de minerales en 33 Distritos Mineros: con el fin de determinar las 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 16 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 construyeron 31 Mapas de Competitividad, que permiten visualizar en línea el estado de las brechas identificadas por los actores.
- Se establecieron las metas de producción para el país para minerales como: carbón, oro, materiales de construcción, níquel y otros y desagregados para cada distrito minero con el fin de garantizar el logro de la visión 2019.
- Se seleccionó y capacitó a los 31 coordinadores promotores del distrito minero.
- Se formularon 31 visiones de distrito minero, construidas participativamente con los actores de cada distrito, en función de la Visión 2019.
- Se efectuaron 31 Evaluaciones Ambientales Estratégicas, a planes y programas, como la política de mejoramiento de la productividad y la competitividad sostenible minera, para prever, evaluar y reparar los previsible daños o consecuencias ambientales que represente su ejecución.
- Se formularon 31 Programas de Competitividad Sostenible; donde se relaciona tanto la agenda de competitividad del distrito como las acciones identificadas en la Evaluación Ambiental Estratégica.
- Se realizó la priorización de los distritos mineros que servirán como piloto para incrementar la productividad teniendo en cuenta aquellas en las cuales se han formulado los proyectos de mayor impacto en metodología MGA, para presentarlos ante el FNR y obtener los recursos para su ejecución.
- Conformación, instalación y capacitación de 31 Consejos de Competitividad y Sostenibilidad.
- Igualmente, a través de un estudio se identificaron las principales obras de infraestructura vial y eléctrica que necesita cada distrito minero para incrementar su competitividad. El estudio será presentado ante el Ministerio de Transporte incluido en el Plan Estratégico de Infraestructura.
- Suscripción, con gobernadores, alcaldes, gremios y empresarios de 30 acuerdos de voluntades, en los cuales se manifiesta el compromiso por parte de los dirigentes de las regiones en fomentar las actividades que permitan dinamizar y consolidar la estrategia de los Distritos Mineros.

Así mismo, se realizaron otras actividades como:

- Levantamiento de la información de gran parte de los usuarios mineros.
- Diseño de los módulos de la plataforma tecnológica de los distritos mineros: [www.distritosmineros.gov.co](http://www.distritosmineros.gov.co).
- Realización de 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, 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.

Con la implementación de este modelo de gestión, se logrará el ordenamiento de los territorios donde se ejecutan las labores de la industria minera, haciéndolos atractivos para los inversionistas nacionales y extranjeros mejorando la productividad y la competitividad de la industria, la sostenibilidad del territorio y el bienestar de las comunidades.

De otra parte, el Acuerdo 008 de DNP sobre viabilización de proyectos mineros a ser presentados al FNR, expresa que dichos proyectos deben estar dirigidos a los 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.

### 3.2.3.3 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, Cesar, donde también se participó en diferentes mesas de trabajo convocadas por el Ministerio de Ambiente y se brindó apoyo permanente a las que realizó el Programa de Legalización de Minería de Hecho, en las cuales se expuso cómo 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 aquellos de fomento minero presentados por las entidades territoriales. A continuación, se muestra tanto el número de proyectos como la cantidad de recursos que fueron conseguidos.

TABLA 34. PROYECTOS DE FOMENTO MINERO APROBADOS CON RECURSOS

PROYECTO	SUB PROYECTOS	No. CONVENIO	VALOR POR SUB PROYECTO DEFINITIVO	RECURSOS FNR
Mejoramiento y Desarrollo de la Actividad Minera en el Territorio Nacional - I - 2008	Reactivación de la Cadena Productiva del Oro para la Generación de Empleo Mediante la Explotación Minera en el Municipio de la Llanada - Departamento de Nariño.	054/08	1.231.724.240	1.156.724.240
	Construcción e Implementación del Centro Artesanal y Tecnológico de la Arcilla.	047/08	795.927.336	795.927.336
	Fortalecimiento e Implementación de Maquinaria para el Desarrollo de la Pequeña y Mediana Minería en el Municipio de Unión Panamericana – Chocó.	055/08	1.283.110.889	1.283.110.889
	Mejoramiento y Tecnificación de la Actividad Minera en el Municipio de Buenos Aires – Cauca.	053/08	1.703.076.544	1.703.076.544
	Creación de una Empresa para Explotación y Comercialización de Mineral Rajón de Serpentina en el Municipio de Valdivia – Antioquia.	050/08	455.865.577	455.865.577
	Mejoramiento y Pavimentación de la Vía Central - Montoya Municipio de Ventaquemada – Boyacá.	044/08	572.191.671	572.191.671
	Mejoramiento y Rehabilitación de la Troncal del Carbón en la Zona del Municipio de Samacá Límites con Ráquira.	049/08	2.231.513.446	2.231.513.446
	Desarrollo Tecnológico y Empresarial de la Minería de Talco en el Sector de Bramadora área Rural del Municipio de Yarumal – Antioquia.	046/08	510.570.675	510.570.675

contunación

<b>Mejoramiento y Desarrollo de la Actividad Minera en el Territorio Nacional - II - 2008</b>	Mejoramiento de la Infraestructura Vial Carbonífera en el Departamento de Norte de Santander.	043/08	868.217.621	868.217.621
	Mejoramiento de las Condiciones de Exploración, Explotación y Beneficio de las Arcillas en el Departamento de Sucre Fase II.	041/08	3.036.990.103	3.036.990.103
	Mejoramiento de la Vía al Alto de Sagra del Municipio de Socha - Municipio de Socotá Departamento de Boyacá.	042/08	132.077.088	132.077.088
	Mejoramiento y Mantenimiento de la Vía Jericó Socotá Tramo K0+000-K2+382 Municipio de Jericó - Boyacá.	048/08	1.109.698.862	1.109.698.862
	Mejoramiento, Desarrollo y Tecnificación de la Actividad Minera en el Municipio del Tambo - Cauca.	052/08	547.176.152	547.176.152
	Implementación de un Centro de Desarrollo Minero para Carbón en la Zona Norte del Departamento de Cundinamarca.	056/08	1.925.886.556	1.925.886.556
	Mejoramiento de la Vía en el Sector de la Ramada - Troncal del Carbón y Municipio de Lenguazaque.	040/08	1.908.571.529	1.908.571.529
	Mejoramiento y Capacitación a Desplazados en orfebrería en el Municipio de Santa Cruz de Guachavés, Departamento de Nariño.	045/08	415.048.129	390.448.129
<b>Mejoramiento de la Actividad Minera Mediante transferencia Tecnológica en el Proceso de Cocción de Alfarería Artesanal en el Municipio de Ráquira Departamento de Boyacá por Medio del Diseño y Construcción de Hornos a Gas Combustible.</b>	Mejoramiento de la Actividad Minera Mediante transferencia Tecnológica en el Proceso de Cocción de Alfarería Artesanal en el Municipio de Ráquira Departamento de Boyacá, por Medio del Diseño y Construcción de Hornos a Gas Combustible.	051/08	674.948.238	624.948.238
<b>TOTAL</b>			<b>19.402.594.656</b>	<b>19.252.994.656</b>
<b>INTERVENTORÍA TÉCNICA</b>			<b>1.163.000.000</b>	<b>1.163.000.000</b>
<b>TOTAL</b>			<b>20.565.594.656</b>	<b>20.415.994.656</b>

### 3.2.3.4 Estrategia de Financiamiento para el Sector Minero

Para cumplir con este propósito, el Ministerio de Minas y Energía, conjuntamente con la CAF, en diciembre de 2008 contrató 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.

Igualmente, el Ministerio de Minas y Energía creó líneas de crédito para financiar la exploración y explotación minera en el país, a través de créditos que se otorgarán con base en los méritos de cada proyecto que aspiren a obtener recursos. Se tendrán en cuenta pequeños empresarios nacionales que no cuenten con suficiente capital o que presenten dificultades para acceder a créditos y por lo tanto se les dificulte desarrollar empresas de importancia. Estos créditos se otorgarán a través del FIMIN, fondo creado por la Financiera Eléctrica Nacional S.A., desde el pasado 5 de noviembre de 2008.

En el marco de la ejecución de la FASE III del modelo de gestión de los distritos mineros, se llevará a cabo un taller orientado a sensibilizar al público financiero en negocios mineros y a la actualización del sector minero en negocios financieros.

Por otra parte, se suscribió un convenio con el SENA, con el propósito de brindar capacitación a los empresarios mineros en gerencia básica, buenas prácticas empresariales y técnicas de mejoramiento continuo, así como a los profesionales del sector minero, en la formulación de planes de negocios y financiamiento de pequeños y medianos proyectos mineros. También llevar capacitación a los trabajadores mineros en lo relacionado con las operaciones unitarias mineras, a través de aulas móviles.

### 3.2.4 LÍNEAS PARA PROMOVER EL DESARROLLO SOSTENIBLE EN LA MINERÍA

#### 3.2.4.1 Aspectos Ambientales

Por ser la minería una actividad de alto impacto para el ambiente y en atención a que el aprovechamiento de los recursos mineros debe hacerse dentro del concepto integral del desarrollo sostenible, es necesario incorporar la variable ambiental en esta actividad.

Para ello, el Ministerio de Minas y Energía trabaja de manera conjunta con el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial en varias líneas de acción previamente establecidas, las cuales conforman la agenda conjunta MME - MAVDT a saber: gestión integrada del recurso hídrico, conocimiento, conservación y uso sostenible de la biodiversidad, promoción de procesos productivos, competitivos y sostenibles, prevención y control de la degradación ambiental y el fortalecimiento de la gobernabilidad de las autoridades ambientales y del sector minero energético. Al interior de dichas líneas, se trabaja en las siguientes actividades: Evaluación Ambiental Estratégica, proyectos de pasivos ambientales mineros, minería en zonas de páramos y sustracción de las reservas forestales.

**Evaluación Ambiental Estratégica, EAE.** En el marco de la política de mejoramiento de la productividad y competitividad, en el año 2008 se llevaron a cabo 31 Evaluaciones Ambientales Estratégicas para cada uno de los distritos mineros identificados. Lo anterior constituye un avance, no sólo en la manera de abordar las regiones por distritos, sino también, en la incorporación de esta valiosa herramienta para la toma de decisiones, lo que sin duda permitirá minimizar los impactos derivados de la actividad minera

**Estudio de Minería en Zonas de Páramos.** Debido a la necesidad de conservar los páramos en Colombia como zonas estratégicas para la regulación del recurso hídrico, dentro de las modificaciones a la actual ley minera, los ministerios de Minas y Energía y MAVDT, han decidido que los páramos deben ser áreas prohibidas para la minería, esto es, zonas donde a futuro no se otorguen títulos mineros. Por lo anterior y en aras de determinar de qué orden es la minería que se lleva en estas zonas, sus impactos ambientales, económicos y sociales, el Ministerio de Minas formuló un proyecto sobre el particular, con el cual se espera obtener la información para el sector, a fin de tomar las medidas necesarias para que la actividad que actualmente se realiza, se desarrolle acorde con el principio del desarrollo sostenible.

De otra parte y con el fin de comenzar un trabajo interno en las zonas de páramos, en el año 2008 se solicitó la información sobre las coordenadas de los mismos al Instituto de investigación Alexander Von Humboldt, que fueron entregadas al INGEOMINAS, a fin de que las mismas pudieran hacer parte del Catastro Minero Colombiano y de esta manera, determinar los títulos en estas zonas, los minerales concedidos, número y porcentaje de hectáreas, entre otros.

**Estudio de Sustracción de las Reservas Forestales.** Con el fin de aportar elementos para el ordenamiento territorial en zonas de reservas forestales, el Ministerio de Minas y Energía formuló un proyecto de inversión en las reservas forestales de Ley 27 de 1959, a fin de que aporte información geológico minera y de potencial en dichas zonas, para que la misma sea tenida en cuenta al momento en el Ministerio de Ambiente tome la decisión de realinear las reservas forestales.

Programa de Aprovechamiento Sostenible de Minerales para la Sabana de Bogotá - PASM, Mediante Procesos de Planificación Integrada.

Como parte de la implementación de este Programa, el Ministerio de Minas y Energía, llevó a cabo un convenio con la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, CAR y la Fundación para el Desarrollo del Quindío denominado "Inventario de los Frentes de Explotación Minera Abandonada que Representan un Riesgo en la Sabana de Bogotá".

El objetivo, era realizar el inventario de los frentes de explotación minera que no hubieran sido objeto de restauración, que se encontraban abandonados y que representarán un riesgo en los 30 municipios que conforman la Sabana de Bogotá, como una herramienta base para el fortalecimiento del marco normativo y reglamentario de los pasivos minero - ambientales en Colombia. El valor total del convenio fue de \$105.115.000, y estuvo a cargo de Ecobosques.

Se detectaron 137 frentes de explotación minera que requieren alguna medida de tratamiento. Para éstos, se hizo la jerarquización y ubicación georreferenciada de la mina, determinando el tamaño de la actividad y el material



extraído, priorizando 24 que, de acuerdo con los criterios de evaluación, presentaban algún riesgo para la población y/o el ambiente.

Este estudio hace parte de la primera fase correspondiente a la identificación de pasivos ambientales mineros. La siguiente etapa consistirá en la valoración económica de los mismos.

**Estudio de Pasivos Ambientales.** La Dirección de Minas presentó en 2008 un proyecto ante el Departamento Nacional de Planeación sobre pasivos ambientales, el cual tiene como objetivo realizar el marco conceptual y metodológico y la valoración económica de los pasivos ambientales mineros y su aplicación en tres zonas piloto: Bajo Cauca, Nordeste Antioqueño y la zona esmeraldífera de Boyacá. En la actualidad, se adelanta el concurso de méritos para la contratación.

**Código Único de Unidad de Acción.** Con la participación de los Ministerios de Minas y MAVDT, las Corporaciones Autónomas Regionales, Ingeominas, las gobernaciones delegadas, entre otras, durante 2008 se trabajó una estrategia denominada Código Único de Unidad de Acción, el cual tiene como objetivo, articular las funciones de la autoridad minera y ambiental. Esta articulación permitirá a futuro, incluir dentro de los planes de monitoreo, cierre y abandono de minas, el componente de la biodiversidad dentro de la actividad minera.

Así mismo, se trabajó el documento de <sup>a</sup> Protocolo para la Sostenibilidad de la Minería en la Sabana de Bogotá<sup>o</sup>, con la participación de autoridades ambientales, mineras y administrativas de orden nacional y departamental.

### 3.2.5 ESTUDIOS TÉCNICOS SECTORIALES

#### 3.2.5.1 Censo Minero

La actividad minera carece de información integral, siendo el principal obstáculo para la realización de diagnósticos del sector, la definición de políticas económicas y sociales, así como para toma de decisiones sobre el tema por parte de los diferentes actores. Lo que conlleva a que se presente evasión en el recaudo de regalías, de la seguridad social y de impuestos nacionales y municipales, así como la proliferación de explotaciones ilegales y operaciones mineras inseguras.

Estas circunstancias resaltan la necesidad de dotar al país con una investigación censal, que proporcione marcos metodológicos más apropiados para el diseño y ejecución de investigaciones estadísticas básicas, un registro sistemático y homogéneo de las características de las unidades productivas, así como información actualizada y comparable sobre el perfil y rasgos de la actividad.

El objetivo general del censo, es dotar a las autoridades mineras colombianas de un instrumento eficaz de información acerca del sector de su estructura y perfiles a parte de la gran minería, mediante la creación de una base estadística, la que permitirá diseñar políticas y programar acciones en los campos legal, económico, social y ambiental orientada a todos los segmentos incluidos los informales, facilitará la confección de un plan para restablecer la capacidad del Estado para controlar la actividad y hacer cumplir la Ley Minera, de una manera integral, en todo el territorio colombiano.

Para lo anterior, en 2009 el Ministerio de Minas y Energía cuenta con \$1.018.000 recursos del proyecto de inversión No. 0023-00109-0000. Debido a que este presupuesto es insuficiente, se priorizaron los departamentos de Bolívar, Boyacá, Cundinamarca, Cauca, Norte de Santander y Tolima. Actualmente, se vienen adelantando los trámites respectivos para abrir el proceso de licitación que permita adelantar el censo minero en dichos departamentos.

#### 3.2.5.2 Análisis Régimen Legal de Regalías en el Sector Minero Colombiano

Este proyecto hace un estudio de las regalías como fuente y como destino en el sector minero colombiano. En cada caso se estudia y compara con la experiencia internacional, tomando como base a Perú, Chile, Bolivia y Argentina. Luego se da una descripción cualitativa de los ajustes normativos y su valoración y finalmente se concibe una propuesta de articulado de modificación de la Ley de Regalías y se da un proyecto de decreto reglamentario.

En el estudio se pudo determinar que en Colombia, a diferencia de otros países, la normatividad sobre el tema de las regalías se establece de manera detallada, específica y exclusiva de las inversiones sobre las cuales se deben destinar los recursos provenientes de las regalías y compensaciones.

### **3.2.5.3 Metodología para Determinar los Precios en Boca de Mina de los Minerales Inscritos en el Registro Minero Nacional a Partir de los Precios del Consumidor Final**

Con este estudio se pretende establecer la metodología para determinar los precios en boca de mina de los minerales inscritos en el Registro Minero Nacional, actualmente se encuentra en etapa de explotación a partir de los precios del consumidor final.

En concordancia con el programa de productividad y competitividad del sector minero, es prioridad de la UPME desarrollar investigaciones que determinen procedimientos y metodologías para fijar el precio en boca de mina a partir de los diferentes actores del mercado, consumidores – productores, de materias primas minerales en los procesos productivos de la industria en Colombia, así mismo, la actualización de los costos deducibles, transporte, manejo y portuarios, para el carbón de exportación.

Por ello, se está desarrollando un análisis económico de las principales variables sectoriales para evaluar el comportamiento e incidencia del sector minero en la economía del país, además de establecer y operar los mecanismos y procedimientos que permitan evaluar la oferta y demanda de minerales, y establecer las prioridades para satisfacer tales requerimientos, de conformidad con la conveniencia nacional.

### **3.2.5.4 Seguimiento a Inversión Extranjera Directa**

Se realizaron informes trimestrales sobre el comportamiento de la inversión extranjera directa para el sector minero colombiano, que para el año 2008 se estima que ascendió a US\$10.564 millones, de los cuales el aporte del sector minero fue de US\$2.116 millones, que representan el 20,03%.

### **3.2.5.5 Cálculo y Análisis de PIB Minero**

Se hizo seguimiento al comportamiento del sector minero colombiano en el PIB del país y las variables que componen, entre otras se analizó el valor agregado del carbón, los minerales metálicos y no metálicos. Adicionalmente, se prestó apoyo para el cálculo del PIB Minero que reporta el Departamento Nacional de Estadística, DANE, tanto trimestral como anual, como cifra oficial del mismo. Los resultados de esta actividad se publicaron trimestralmente en el Boletín Mensual Minero Energético de la UPME.

### **3.2.5.6 Guía financiera de Requerimientos de Capital y Posibilidades Crediticias Dirigida a Micro y Pymes**

Se identificaron las fuentes de financiación para los pequeños y medianos mineros, los requisitos para acceder a créditos y el análisis de los perfiles que deben tener los concesionarios mineros, con el fin de consolidar toda la información necesaria para publicar una cartilla guía que deberá ser divulgada a través de los distritos mineros.

En el marco de este proyecto, se realizaron reuniones con la Dirección de Minas del Ministerio de Minas y Energía, con el fin de unificar criterios, para no duplicar esfuerzos y realizar talleres de socialización tanto a los concesionarios mineros como a la banca nacional, con el fin de identificar, por un lado, las necesidades de los concesionarios para acceder a dichos créditos y potenciar su productividad y por el otro, mostrar a la banca nacional los beneficios con que cuenta el negocio minero colombiano.

### **3.2.5.7 Diseño de una Metodología para Calcular el Precio de Referencia del Carbón, Base Para las Negociaciones en Bolsa**

Con base en las conversaciones adelantadas con la Bolsa Nacional Agropecuaria, BNA, organismo que decidió contemplar la negociación del carbón entre los commodities que allí se transan, la Subdirección de Planeación Minera de la UPME inició los trámites necesarios para trabajar conjuntamente con la BNA en el diseño de la metodología para calcular este precio de referencia. Una vez definida y avalada la metodología por la UPME, el precio fluctuará de acuerdo con el comportamiento del mercado.

### **3.2.5.8 Agendas Promovidas en los Distritos Mineros con Énfasis en la Pequeña Minería**

La Subdirección de Planeación Minera de la UPME continuó apoyando a la Dirección de Minas del Ministerio de

Minas y Energía en la ejecución de la política de productividad y competitividad del sector minero colombiano, con el proceso de levantamiento de agendas de los distritos mineros.

### **3.2.5.9 Consultoría para la Planeación en Actividades Ambientales Relacionadas con el Sector Minero Colombiano**

Esta consultoría presentó las actividades realizadas durante el proceso de selección, diseño de hojas de vida, recopilación de información y hojas de reporte de los indicadores de desarrollo sostenible para el sector minero, así como las recomendaciones de los aspectos ambientales a tener en cuenta en los próximos planes de desarrollo minero. Adicionalmente, se incluye el documento propuesta para la implementación del Sistema de Gestión Ambiental de la UPME.

Por un lado, se identificaron y concertaron 47 indicadores de desarrollo sostenible para el sector minero, los cuales fueron acordados con la UPME, MME, MAVDT, Ingeominas y seis gobernaciones delegadas. Los indicadores se clasificaron en económicos, sociales y ambientales y éstos a su vez de impacto, de gestión y de producto. También se incluyó el procedimiento o protocolo para su actualización en el SIMCO, el cual debe ser avalado por la Subdirección de Información, para su posterior implementación en el Sistema.

Por otro lado, se presentó el Manual para la Implementación del Sistema de Gestión Ambiental de la UPME, cumpliendo con los requisitos y etapas previstas en las normas técnicas, el cual deberá ser avalado por el comité directivo para su posterior implementación.

### **3.2.5.10 Propuestas de Producción más Limpia en la Minería del Carbón, Beneficio y Coquización**

Se realizó la recopilación y consolidación de información y acompañamiento en talleres sobre proyectos específicos en las regiones y en Las Agendas de Competitividad y Productividad, donde algunas iniciativas se han propuesto para la reconversión de hornos de colmena a hornos de solera, para reducir emisiones, con el fin de proveer una guía de producción más limpia para todo el proceso del carbón en el país, la cual será editada por la UPME para su respectiva socialización a través de los distritos mineros.

### **3.2.5.11 Seguimiento al Plan Nacional de Desarrollo Minero**

La UPME entregó una primera propuesta de indicadores que quedaron plasmadas en los planes de desarrollo de largo plazo visión 2019 y el correspondiente al período 2007 – 2010, enmarcadas dentro de las estrategias para el crecimiento del sector y para el desarrollo de las regiones mineras, en los cuales se definen las entidades responsables de las líneas de acción. Al respecto, se han realizado reuniones con los ministerios de Minas y Energía y MAVDT, el Ingeominas y las seis gobernaciones delegadas, con el fin de discutir y definir los indicadores sectoriales.

Una vez avalados por las entidades responsables, éstos serán adoptados por el Ministerio de Minas y Energía para iniciar con el proceso de seguimiento a los mismos, los cuales permitirán medir el avance del sector enmarcado hacia la productividad y competitividad hemisférica, tal como se establece en el Plan Nacional de Desarrollo Minero, visión 2019.

### **3.2.5.12 Programa de Aprovechamiento Sostenible de Minerales (PASM) en el Departamento de Santander Mediante Procesos de Planificación Integrada**

El informe final contiene, entre otros aspectos, la descripción y alcance del programa, consolida de manera más detallada la información de los aspectos geológicos, mineros, ambientales, económicos, sociales y políticos del departamento de Santander y de los once municipios de intervención del PASM. Definen los actores involucrados para el desarrollo del PASM, el desarrollo de la línea base, define los criterios y variables para el desarrollo del programa, describe el plan de programación de talleres realizados durante la ejecución del programa y sus resultados así como el diagnóstico de las entrevistas personalizadas y propone un programa de aprovechamiento sostenible de minerales en los 11 municipios del departamento de Santander.

Adicionalmente, presenta las metodologías tanto de implementación como de seguimiento y control del PASM, además de proponer una metodología para el cálculo de regalías e información de impuestos generados por la actividad minera en el departamento Santander.

Por otro lado, la consultoría define los elementos estratégicos a ser tenidos en cuenta por los planificadores del sector minero en el desarrollo del PASM, presenta un informe de la experiencia en la aplicación de la E.A.E. para la elaboración del PASM y finalmente entrega el plan operativo y el cronograma del programa propuesto.

Este informe final fue entregado por la Unidad al MME, con el fin de que éste sea socializado y evaluado conjuntamente para la inclusión dentro de la Política de Productividad y Competitividad del Sector Minero colombiano.

### **3.2.5.13 Análisis de Mercados Nacionales e Internacionales de Minerales**

#### **3.2.5.13.1 Publicación Documento Usos Alternativos para Productos Mineros**

La UPME, durante la vigencia 2008 recopiló información referente a los diferentes usos de los productos mineros en Colombia. Sin embargo, dado que Colciencias, dentro del Plan de Desarrollo de Ciencia y Tecnología, incluye específicamente financiar estudios destinados a desarrollar investigaciones sobre los usos alternativos de los productos mineros, este trabajo no se continuó.

#### **3.2.5.13.2 Consolidación y Actualización Base de Datos de 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.

La base de ésta será fuente primaria para el SIMCO y servirá de herramienta para que los empresarios mineros alcancen un mayor radio de acción en la comercialización de sus productos, como también para que las empresas que los requieren tengan más opciones de oferta.

Esta labor se ha realizando permanentemente, ya se tienen consolidados los datos de las empresas que demandan minerales en el país. El documento final se ajustará y actualizará de acuerdo a los productos entregados por la consultoría que desarrolla el proyecto de la metodología para determinar los precios en boca de mina de los minerales inscritos en el registro minero nacional, a partir de los precios del consumidor final.

### **3.2.5.14 Planeamiento Minero**

#### **3.2.5.14.1 Acompañamiento Encuesta Evaluación Percepción Cliente**

Se elaboró un documento inicial, el cual contiene la justificación, objetivos y alcance, así como el dimensionamiento económico del proyecto denominado <sup>a</sup> Perspectiva de Productos y Servicios en el Sector Minero para la Segunda Década del Siglo XXI, el mismo que ha sido enviado para evaluación a la Dirección de Minas, quien será la encargada de ejecutar los proyectos de inversión de las funciones de planeamiento minero.

En este documento, se incluyó tanto la actualización de la encuesta de percepción de los clientes del sector minero, como aspectos relacionados con los proveedores de productos y servicios del mismo, con lo que se ha ampliado el alcance de la idea inicial que se tenía de este proyecto. Sin embargo, dada la necesidad de realizar la actualización de la encuesta de percepción, ésta se hará independiente de los otros aspectos incluidos inicialmente, que serán tratados en el tema de clusters mineros definidos por el Ministerio.

#### **3.2.5.14.2 Estudio Logística Intermodal con Énfasis en Puertos**

Se han realizado reuniones de coordinación entre la UPME y la Dirección de Minas del Ministerio de Minas y Energía, a fin de formular los términos de referencia necesarios para ejecutar este proyecto, en el marco de la Política de Productividad y Competitividad del Sector Minero.

### **3.2.5.14.3 Acompañamiento Proyectos que Definan Tecnologías Limpias para Micro y Pymes en Minería**

Se realizaron reuniones entre la UPME y la Dirección de Minas del Ministerio de Minas y Energía, con el fin de formular el Proyecto de Pasivos Ambientales, con miras a la contratación para su ejecución. En dichas reuniones, se plasmaron los objetivos principales y específicos, la justificación, estudios de mercado y la metodología para la evaluación de los proponentes, así mismo, se apoyó la elaboración de la sustentación del proyecto ante el comité de contratación del Ministerio el dos de abril de 2009. Los estudios previos definitivos y prepliegos definitivos, se encuentran publicados en la página del Ministerio, [www.minminas.gov.co](http://www.minminas.gov.co).

### **3.2.5.14.4 Acompañamiento Estudio de Mercados de Minerales para el Consumo Interno**

Se está adelantando la formulación de los términos de referencia para el MME, donde se incluye la justificación, objetivos y alcance, así como el presupuesto para el desarrollo de la respectiva consultoría.

### **3.2.5.14.5 Seguimiento a Indicadores Sectoriales**

Para actualizar la información de estos indicadores, se ha solicitado información al Ingeominas, por ser quien mayor cantidad de datos tiene al respecto de los indicadores sectoriales definidos. Dicha solicitud se realizó desde el mes de enero, pero a la fecha no se ha recibido respuesta.

Paralelamente, se ha venido trabajando en una aplicación que permitirá hacer la gestión integral de los indicadores, a través de tecnologías web. Dicha aplicación también estará vinculada al SIMCO, tanto para sus aspectos de consultas generales como para los que se refieren a la administración y actualización de los mismos. Esta aplicación se encuentra en fase de prueba, y está siendo instalada en la plataforma tecnológica de la UPME para empezar a ser usada.

## **3.2.5.15 Comportamiento del Mercado**

### **3.2.5.15.1 Inteligencia de Mercados y Proexport**

Se adelantaron reuniones con los funcionarios de Proexport, con el fin de definir una estrategia conjunta para la promoción del sector minero en los mercados internacionales, enmarcados en la minería de pequeña escala.

### **3.2.5.15.2 Cartillas Elementales Mercados de Minerales**

Se están actualizando las publicaciones de los diferentes estudios de mercado, adelantados en la Subdirección, a fin de hacer las publicaciones.

### **3.2.5.15.3 Estructuración Anuario Estadístico Minero**

Se realizaron varias reuniones entre la UPME y la Dirección de Minas, donde se determinó la estructura del anuario estadístico y el cronograma de avance. Al mismo tiempo, se solicitó la información relevante para el desarrollo de esta temática, con el fin de culminarlo en el primer semestre de 2009.

### **3.2.5.15.4 Estructuración Balance Minero Nacional**

Se han consultado varias fuentes de información referentes al desarrollo de la metodología para el desarrollo del balance como el estudio denominado Balance Minero Nacional desarrollado para la UPME. De igual forma, se elaborará conjuntamente con personal de la Dirección de Minas la estructura del balance en el segundo semestre de 2009.

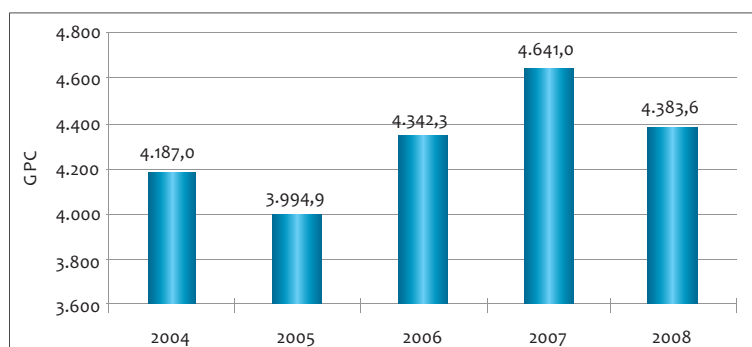
**SECCIÓN D**  
**SECTOR GAS**

Durante 2008 y lo que va corrido de 2009, el sector gas combustible sigue manteniendo un comportamiento dinámico, como resultado de una política de masificación de gas combustible, un marco regulatorio que ha incentivado la penetración del gas, así como de la gestión e inversión del sector privado para seguir extendiendo la prestación del servicio público domiciliario.

## 1 RESERVAS DE GAS NATURAL

Según información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, las reservas de gas natural alcanzaron los 7.276 GPC<sup>1</sup>. Esta cifra incluye 4.383,61 GPC de reservas probadas, 2.000,98 GPC de reservas no probadas y 891,22 GPC de consumo en operación.

GRÁFICA 1. HISTÓRICO DE RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

En cuanto a nuevos contratos de exploración, la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha suscrito ocho contratos en áreas con historia de descubrimiento de gas natural libre.

TABLA 1. NUEVOS CONTRATOS SUSCRITOS EN ÁREAS CON HISTORIA DE DESCUBRIMIENTOS DE GAS NATURAL LIBRE<sup>2</sup>

BLOQUE	CONTRATISTA	CUENCA	FASE	COMPROMISO EXPLORATORIO
CR-1	UT PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP. - PETROBRAS COLOMBIA LIMITED.	Cesar -Ranchería	Fase 0	Verificación de comunidades y consulta previa.
MARÍA CONCHITA	CONSORCIO TURKISH PETROLEUM INTERNATIONAL COMPANY LIMITED - TPIC y MULTISERVICIOS.	Guajira	Fase 0	Verificación de comunidades y consulta previa.
SSJN-1	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC.	Sinú - San Jacinto	Fase 0	Verificación de comunidades y consulta previa.
SSJN-3	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP.	Sinú - San Jacinto	Fase 0	Verificación de comunidades y consulta previa.
SSJN-4	ECOPETROL S.A.	Sinú - San Jacinto	Fase 0	Verificación de comunidades y consulta previa.
SSJN-5	SK ENERGY CO. LTD. - PETROPULI LTDA.	Sinú - San Jacinto	Fase 0	Verificación de comunidades y consulta previa.
SSJN-7	UT PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP. - ONGC VIDESH LIMITD SUCURSAL COLOMBIANA.	Sinú - San Jacinto	Fase 0	Verificación de comunidades y consulta previa.
SSJN-9	HOCOL S.A.	Sinú - San Jacinto	Fase 1	1. Adquisición, procesamiento e interpretación de 550 km de sísmica 2D. 2. Perforación de 1 pozo exploratorio A3. (PEA = adquisición, procesamiento e interpretación de 18 km de sísmica 2D).

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

<sup>1</sup> Giga Pies Cúbicos.

<sup>2</sup> Firmados después de julio de 2008.

A continuación se representa el avance de los 26 contratos existentes en áreas con historia de descubrimientos de gas natural libre.

TABLA 2. AVANCE DE LOS CONTRATOS EXISTENTES SUSCRITOS EN ÁREAS CON HISTORIA DE DESCUBRIMIENTOS DE GAS NATURAL LIBRE

BLOQUE	CONTRATISTA	CUENCA	FASE	COMPROMISO EXPLORATORIO
CARBONERA	WELL LOGGING LTDA.	Catatumbo	Fases 2 y 3	1. Adquisición, procesamiento e interpretación de 70 Km <sup>2</sup> de sísmica en 3D. 2. Reprocesamiento e interpretación de 30 Km de sísmica en 2D. 3. Perforación de un pozo exploratorio.
CATGUAS	SOLANA PETROLEUM EXPLORATION COLOMBIA LTD.	Catatumbo	Fase 2	1. Perforación de dos pozos exploratorios.
ESPERANZA	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY, LLC.	Valle Inferior del Magdalena	Fase 5	1. Perforación de un pozo exploratorio.
FUERTE NORTE	BHP BILLITON PETROLEUM (COLOMBIA) CORPORATION.	Sinú Offshore	Fase 2	1. Adquisición de 1000 km <sup>2</sup> de sísmica 3D. 2. Devolución del 30% del área al finalizar la fase.
FUERTE SUR	BHP BILLITON PETROLEUM (COLOMBIA) CORPORATION	Sinú Offshore	Fase 2	1. Adquisición de 1000 km <sup>2</sup> de sísmica 3D. 2. Devolución del 30% del área al finalizar la fase.
GUAMA	PACIFIC STRATUS ENERGY	Valle Inferior del Magdalena	Fase 2	1. Perforación de un pozo exploratorio.
LA CRECIENTE	PACIFIC RUBIALES	Valle Inferior del Magdalena	Fase 5	1. Perforación de un pozo exploratorio.
LA LOMA	DRUMMOND LTDA.	Cesar -Ranchería	Fase 5	1. Perforación de un pozo exploratorio de hidrocarburo convencional. 2. Perforación de al menos dos pozos de gas metano asociado al carbón en un área de desarrollo piloto.
LA MAYE	NEW HORIZON EXPLORATION INC.	Valle Inferior del Magdalena	Fase 1	1. Perforación de un pozo exploratorio, a una profundidad mínima de cinco mil (5000), Noelia-1. 2. Reproceso de ciento treinta y ocho (138) Km de sísmica existente. 3. Estudios Geológicos.
PERDICES	ECOPETROL S.A.	Valle Inferior del Magdalena	Fase 3	1. Perforación de un pozo exploratorio.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 10	ECOPETROL S.A.	Guajira Offshore	Fase 1	1. Adquisición sísmica de 265 Km <sup>2</sup> de sísmica 3D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 11	ECOPETROL S.A.	Guajira Offshore	Fase 1	1. Adquisición sísmica de 287 Km <sup>2</sup> de sísmica 3D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 12	ECOPETROL S.A.	Guajira Offshore	Fase 1	1. Adquisición sísmica de 287 Km <sup>2</sup> de sísmica 3D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 4	BP EXPLORATION COMPANY (COLOMBIA) LTDA.	Sinú Offshore	Fase 1	1. Adquisición sísmica de 387 Km <sup>2</sup> de sísmica 3D. 2. Reprocesamiento de 1100 Km. de sísmica 2D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 5	BP EXPLORATION COMPANY (COLOMBIA) LTDA.	Sinú Offshore	Fase 1	1. Adquisición de sísmica 387 Km <sup>2</sup> de sísmica. 3D. 2. Reprocesamiento de 1100 Km. de sísmica 2D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 6	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED.	Sinú Offshore	Fase 1	1. Adquisición sísmica de 371 Km <sup>2</sup> de sísmica 3D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 7	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED.	Sinú Offshore	Fase 1	1. Adquisición sísmica de 371 Km <sup>2</sup> de sísmica 3D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 8	ONGC VIDESH LIMITED.	Guajira Offshore	Fase 1	1 Adquisición sísmica de 265 Km <sup>2</sup> de sísmica 3D.
RONDA CARIBE BLOQUE RC 9	ECOPETROL S.A.	Guajira Offshore	Fase 1	1. Adquisición estimada de 265 Km <sup>2</sup> de sísmica nueva 3D o su equivalente 2D.
SAMÁN	HOCOL S.A.	Valle Inferior del Magdalena	Fase 1 y 2	1. Adquisición, procesamiento e interpretación de 100 km <sup>2</sup> de sísmica 3D. 2. Adquisición, procesamiento e interpretación de 50 km. de sísmica 2D.
SANTACRUZ	MOMPOS OIL COMPANY.	Catatumbo	Fase 1	1. Adquisición, procesamiento e interpretación de 25 km <sup>2</sup> de sísmica 3D. 2. Reprocesamiento e interpretación de 200 km de sísmica 2D.
SIERRA NEVADA	PETROLIFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED.	Valle Inferior del Magdalena	Fase 1	1. Perforación de un pozo exploratorio. 2. Reprocesamiento e interpretación de 300 km <sup>2</sup> de sísmica 3D.
SILVESTRE	ECOPETROL S.A.	Guajira Offshore	Fase 1	1. Adquisición, procesamiento e interpretación de 300 km de sísmica 2D. 2. Análisis de amplitudes, atributos y AVO para la información sísmica existente y nueva 2D.



(continuación)

BLOQUE	CONTRATISTA	CUENCA	FASE	COMPROMISO EXPLORATORIO
TAYRONA	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED.	Sinú Offshore	Fase 3	1. Perforación de un pozo exploratorio.
TIBURÓN	OMMIMEX OIL & GAS.	Guajira	Fase 2	1. Perforación de un Pozo Exploratorio (aproximadamente 6.000 a 8.000 pies).
URIBANTE	ECOPETROL S.A.	Catatumbo	Fase 3	1. Perforación de un pozo exploratorio.

Firmados antes de julio de 2008.

En desarrollo de los contratos de exploración y producción suscritos por la ANH, se han dado descubrimientos de gas natural en las siguientes áreas:

TABLA 3. PROSPECTOS DE GAS NATURAL

CAMPO	CONTRATO	COMPAÑÍA	ETAPA	PRODUCCIÓN POTENCIAL (KPCD) <sup>1</sup>
Arianna	ESPERANZA	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY, LLC.	EN EXPLOTACIÓN	1.767
Cerro Gordo	CARBONERA	WELL LOGING.	EN EXPLOTACIÓN	1.043
La Creciente A	LA CRECIENTE	PACIFIC RUBIALES.	EN EXPLOTACIÓN	69.870
La Creciente D	LA CRECIENTE	PACIFIC RUBIALES.	EN EVALUACIÓN	21.090
Katana	ESPERANZA	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY, LLC.	AVISO DE DESCUBRIMIENTO	1.649
Caña Flecha	ESPERANZA	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY, LLC.	EN PRUEBA	2.500
Iguana (GMAC)	LA LOMA	DRUMMOND.	EN EVALUACIÓN	4
Caporo (GMAC)	LA LOMA	DRUMMOND.	EN EVALUACIÓN	4

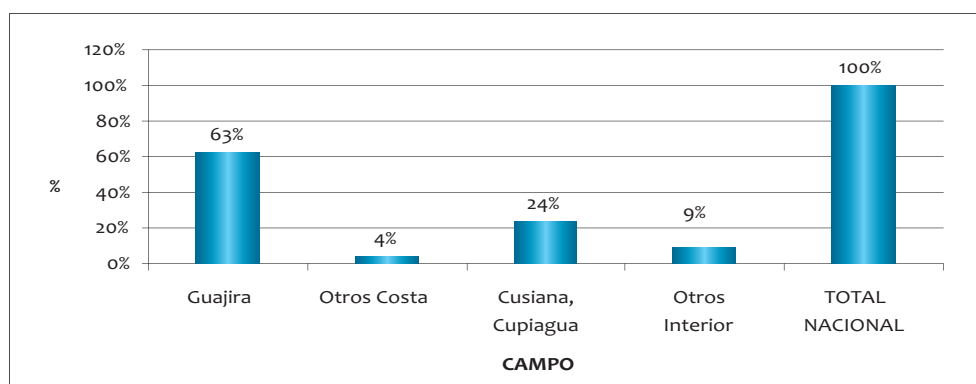
Nota 1: La producción potencial es reportada por el operador.

De otra parte, la ANH suscribió con ECOPETROL el convenio de exploración y producción SIRIRÍ en la antigua área de operación directa del mismo nombre. El campo GIBRALTAR, perteneciente a este convenio y que se encuentra en etapa de explotación, cuenta con una producción potencial de 30.000 KPCD.

## 2 OFERTA DE GAS NATURAL

Durante 2008, la oferta de gas natural alcanzó un total de 905,3 GBTUD<sup>3</sup> representando un incremento del 16% comparativamente con el año anterior. De esta producción, el 63% fue aportado por los campos de la Guajira y el 24% por los campos de Cusiana y Cupiagua.

GRÁFICA 2. OFERTA DE GAS NATURAL - PARTICIPACION POR CAMPO



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

<sup>3</sup> Giga BTU por día

### 3 TRANSPORTE DE GAS NATURAL

#### 3.1 PROMIGAS S.A. E.S.P.

Durante el 2008 Promigas S.A E.S.P. realizó inversiones del orden de los \$13.187 millones de pesos, representados principalmente en obras para la conexión del pozo La Creciente con el sistema de la Costa Atlántica. Para el 2009<sup>4</sup>, la empresa tiene previsto realizar inversiones por valor de \$6.133 millones de pesos, tal como se describe a continuación.

**TABLA 4. INVERSIONES DE INFRAESTRUCTURA PROMIGAS S.A. E.S.P.**  
PERIODO JULIO 2008 - JULIO 2009  
(Cifras en Millones de Pesos)

CONCEPTO	TOTAL 2008	TOTAL 2009	TOTAL
Adecuación por tramos	256	2	258
Variantes	1.595	736	2.330
Variante Ampliación Vía al Mar		483	483
Cruce Construcción Henequén		3.359	3.359
La Creciente (*)	10.966		10.966
Cruce Caño Correa Ciénaga María La Baja		1.189	1.189
Gasoducto Ballena - El Pájaro	372	364	736
<b>TOTAL</b>	<b>13.187</b>	<b>6.133</b>	<b>19.321</b>

Nota: de abril a mayo de 2009 las cifras son proyectadas.

(\*) Conexión de Pozo La Creciente con sistema de la Costa Atlántica.

Fuente: Promigas S.A E.S.P.

Según información suministrada por la empresa, para 2009 tiene contempladas inversiones en infraestructura por un valor aproximado de \$13.839 millones de pesos, representados principalmente en la construcción del gasoducto en el tramo Ballena – El Pájaro y otras inversiones que se describen a continuación:

**TABLA 5. DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURA ENERO - DICIEMBRE 2009 PROMIGAS S.A. E.S.P.**  
(Cifras en Millones de Pesos)

PRESUPUESTO DE INVERSIONES PERIODO 1 DE ENERO DE 2009 - 31 DE DICIEMBRE DE 2009	
	Presupuesto
Variantes (1)	2.402
Adecuación por tramos (2)	2.183
Gasoducto Ballena - El Pájaro (3)	1.124
Variante Ampliación Vía al Mar (4)	805
Construcción Variante Henequén (5)	3.886
Cruce Caño Correa Ciénaga María La Baja (6)	3.439
<b>TOTAL</b>	<b>13.839</b>

Fuente: Promigas S.A E.S.P.

Así mismo, el volumen transportado durante el periodo comprendido entre julio de 2008 y julio de 2009<sup>5</sup> fue de 103.925.273 KPC<sup>6</sup>.

#### 3.2 TRANSPORTADORA DE GAS DEL INTERIOR - TGI

Durante 2008, la empresa realizó inversiones del orden de los \$5.600.140.414 millones de pesos para diferentes proyectos de infraestructura tales como: la expansión de Cusiana, expansión del tramo Ballena – Barranca. Para la

<sup>4</sup> Las cifras de 2009 corresponden al periodo enero – julio (abril a julio proyectado).

<sup>5</sup> Valores estimados de abril a marzo de 2009.

<sup>6</sup> Kilo Pies Cúbicos.

vigencia 2009 la empresa tiene presupuestado realizar inversiones del orden de los \$672.884.214.408 millones de pesos para los proyectos anteriormente mencionados, de los cuales, al mes de abril ya se han ejecutado un total de de \$67.232.449.175 millones de pesos.

En el segundo semestre de 2008, TGI transportó un promedio de 365,62 MPCD<sup>7</sup>. Para el primer semestre de 2009, movilizó un promedio de 357,33 MPCD.<sup>8</sup>

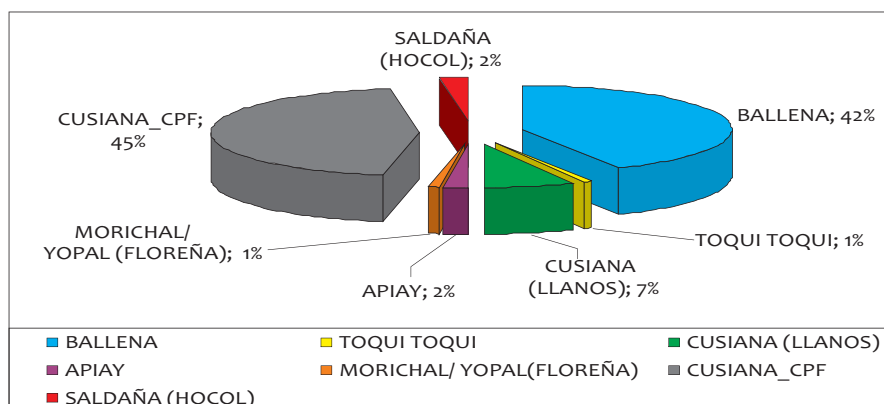
TABLA 6. PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE CADA CAMPO EN EL TOTAL DE GAS TRANSPORTADO

CAMPO	2008 (*)	2009(*)
BALLENA	42%	40%
TOQUI TOQUI	1%	1%
CUSIANA (Llanos)	7%	7%
APIAY	2%	2%
MORICHAL/ YOPAL(FLOREÑA)	1%	1%
CUSIANA_CPF	45%	46%
SALDAÑA (HOCOL)	2%	3%

(\*)2008 - julio a diciembre.

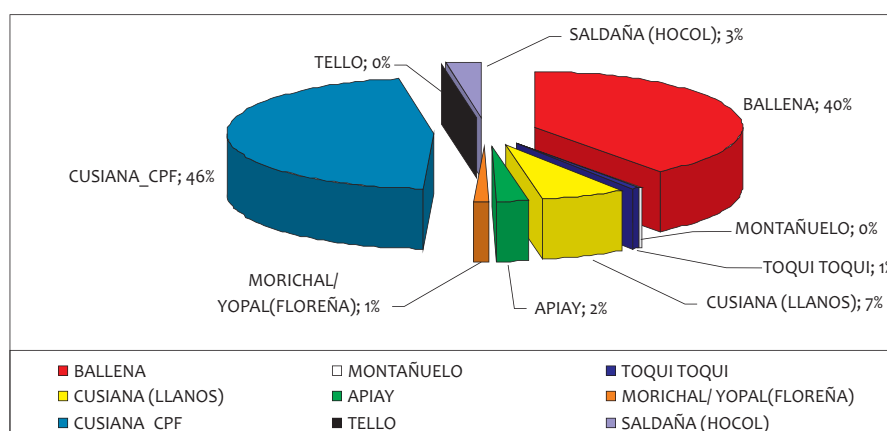
(\*)2009 - enero a julio (con proyecciones desde abril).

GRÁFICA 3. TRANSPORTE DE GAS DESDE CAMPOS TGI 2008



Fuente: TGI.

GRÁFICA 4. TRANSPORTE DE GAS DESDE CAMPOS TGI 2009



Fuente: TGI.

<sup>7</sup> Millones de Pies Cúbicos Día.

<sup>8</sup> Desde el mes de julio de 2008 hasta marzo de 2009 corresponden a los volúmenes realmente transportados desde cada campo de gas natural, a partir del mes de abril de 2009, los volúmenes corresponden al promedio de los últimos 6 meses.

Los siguientes son los proyectos más relevantes que tiene previsto realizar la TGI S.A E.S.P. para 2009:

### 3.2.1 EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GASODUCTOS DESDE BALLENA

Se busca aumentar la capacidad de transporte de este gasoducto en 70 MPCD hasta alcanzar 260 MPCD, capacidad considerada óptima para satisfacer la demanda futura. La expansión de la capacidad de este gasoducto se realizará exclusivamente mediante el aumento de la presión del gas en los tubos, a través de la instalación de nuevas estaciones de compresión y/o el aumento de la potencia de las estaciones compresoras ya existentes.

El proyecto de expansión contempla la construcción de tres nuevas estaciones compresoras. De igual manera, contempla la ampliación y adecuación de las estaciones de Hatonuevo, Casacará, Norean y Barrancabermeja, con el montaje de aproximadamente 17.880 HP.

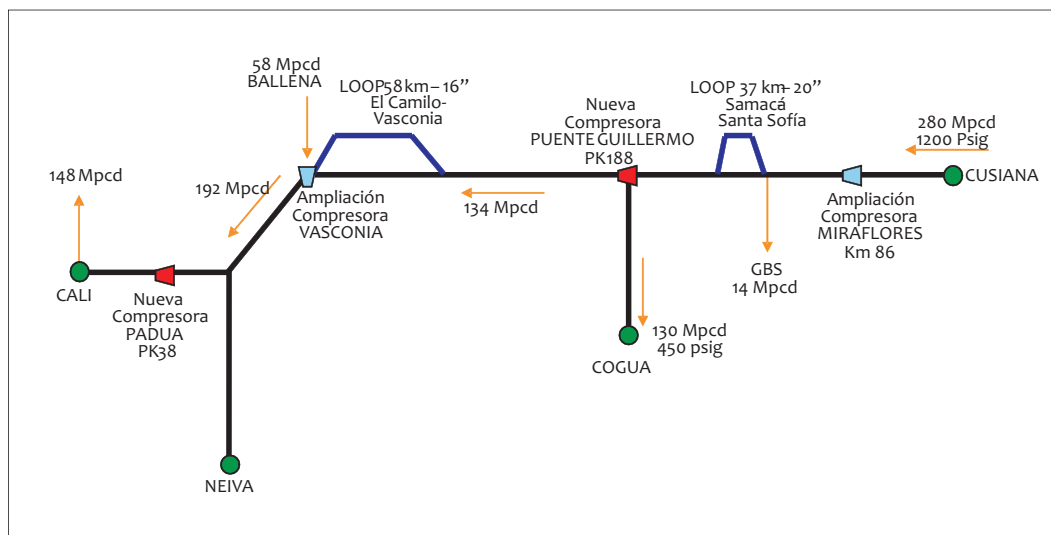
### 3.2.2 EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GASODUCTOS DESDE CUSIANA

La empresa ha previsto ampliar la capacidad de transporte desde este campo, a través de la construcción de estaciones compresoras, la adecuación y ampliación de las estaciones compresoras existentes y la construcción de loops (tramos de gasoducto nuevo paralelos al gasoducto existente) que permitan ampliar la capacidad de transporte de la red existente. El proyecto de expansión permitirá aumentar la capacidad de transporte de este sistema desde Cusiana en 180 MPCD<sup>9</sup>, pasando de 210 MPCD a 390 MPCD.

El proyecto se desarrollará en dos fases, permitiendo el aumento de la capacidad de transporte de manera escalonada, de acuerdo con el incremento de la producción de gas en el campo Cusiana. En la Fase I del proyecto se incrementará la capacidad de transporte en 70 MPCD y en la Fase II se incrementará en 110 MPCD adicionales.

En la siguiente gráfica se muestra el esquema del proyecto para la primera fase, cuya entrada en operación se tiene prevista para el 1er trimestre de 2010.

GRÁFICA 5. ESQUEMA DEL PROYECTO EN LA FASE I



La Fase I contempla las siguientes obras:

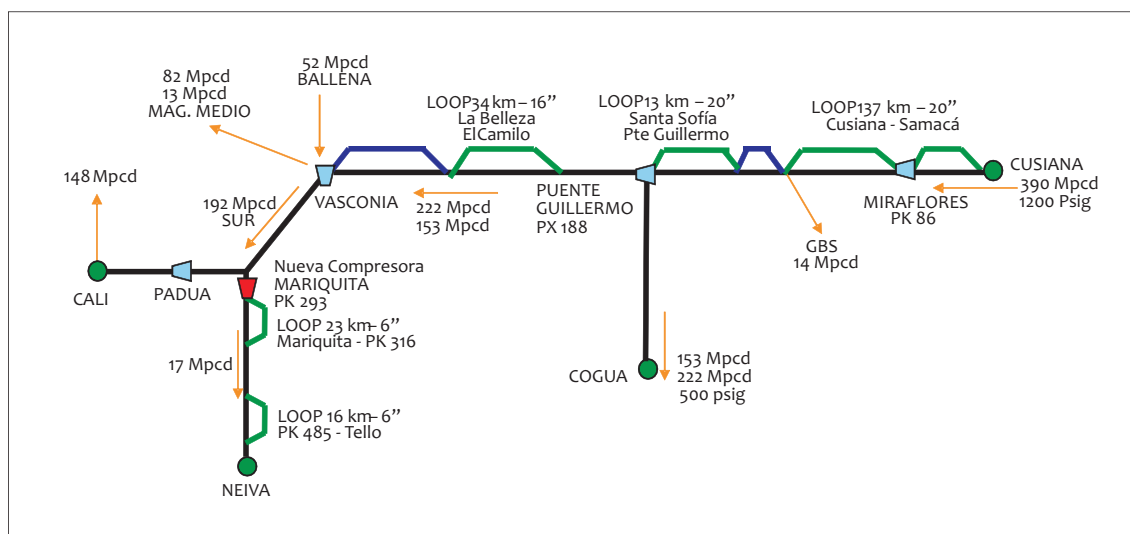
- Ampliación estación compresora Miraflores.
- Loop Samacá – Santa Sofía.
- Nueva estación compresora Puente Guillermo.

<sup>9</sup> Millones de pies cúbicos por día.

- Loop El Camilo – Vasconia.
- Ampliación estación compresora Vasconia.
- Nueva estación compresora Papua.

En la siguiente gráfica se muestra el esquema del proyecto para la segunda fase, cuya entrada en operación se tiene prevista para el primer trimestre de 2011.

GRÁFICA 6. ESQUEMA DEL PROYECTO EN LA FASE II



La Fase II contempla las siguientes obras:

- Loop Cusiana – Samacá.
- Loop Santa Sofía – Puente Guillermo.
- Loop La Belleza – El Camilo.
- Nueva Estación compresora de Mariquita (Tolima).
- Loop tramo Mariquita – Neiva.

### 3.3 PROGASUR S.A E.S.P.

Durante 2008, la empresa no realizó nuevas inversiones en infraestructura. Para el 2009 continúa con la construcción del gasoducto Cali - Popayán, proyecto que beneficiará a las poblaciones de Puerto Tejada, Villa Rica, Santander de Quilichao, Piendamó y Popayán, un potencial de usuarios de 113.204 y con una inversión total de aproximadamente \$31.700 millones de pesos, de los cuales a través del Fondo Especial Cuota de Fomento se cofinanciarán \$11.096 millones de pesos. La inversión restante será asumida por la empresa.

La longitud del tubo será de 117 Km, en tubería de acero de 4,5 pulgadas y con una capacidad aproximada de 3.729 KPCD.

GRÁFICA 7. TRAZADO GASODUCTO CALI - POPAYÁN



De julio a diciembre de 2008 y de enero a mayo de 2009, el volumen de gas transportado por los gasoductos que opera Progasur S.A. E.S.P. fue de 399.670.998 KPC y 339.982.302 KPC<sup>10</sup>, respectivamente.

### 3.4 TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P.

Según información suministrada por la empresa, durante el periodo comprendido entre julio de 2008 y mayo de 2009, no se realizaron inversiones en la infraestructura de transporte. Durante 2008, el volumen de gas transportado por Transoccidente S.A E.S.P fue de 6.660.849 KPC<sup>11</sup>. Así mismo, entre enero y mayo de 2009, la empresa ha transportado un total de 5.360.101 KPC.

### 3.5 TRANSORIENTE S.A. E.S.P.

La inversión más representativa en 2008 y 2009, esta materializada en la construcción del Gasoducto Gibraltar – Bucaramanga, que asciende a la suma de USD\$ 105 millones.

El volumen de gas natural transportado durante el año 2008 llegó a ser de 12.54 millones de pies cúbicos día, con un incremento del 3,16% con relación al año anterior, en respuesta al mayor consumo en el sector del Gas Natural Vehicular, GNV, el cual viene presentando un importante desarrollo en los tres últimos años.

El proyecto del gasoducto Gibraltar - Bucaramanga tendrá una longitud aproximada de 175 km y un diámetro de 12 pulgadas y servirá para transportar gas desde los campos de Gibraltar, localizados entre los departamentos de Norte de Santander y Boyacá, hasta Bucaramanga. El gas que no consuma esta ciudad, se llevará hasta Barrancabermeja en contraflujo, a través de los gasoductos existentes de propiedad de TRANSORIENTE, para ser comercializado al interior del país.

En la actualidad, se encuentra en las etapas previas a la construcción física del gasoducto. Durante el 2009 se obtuvo la licencia ambiental mediante al Resolución 602 del 27 de marzo de 2009, requisito indispensable para dar inicio a esta actividad. Se espera que la entrada en operación de este gasoducto sea en el primer trimestre de 2010.

<sup>10</sup> Kilo pies cúbicos.

<sup>11</sup> Kilo pies cúbicos.

A través de este gasoducto se transportarán 30 MPCD durante 15 años. No obstante, el gasoducto fue diseñado para transportar mayores volúmenes de gas.

### 3.6 TRANSCOGAS S.A. E.S.P.

En el 2008, Transcogas S.A. E.S.P. no realizó inversiones en nueva infraestructura. Durante el 2009 la empresa tiene previsto realizar inversiones del orden de los \$11.000 millones de pesos, en la terminación de la City Gate calle 13 (entrada a Bogotá) y en la construcción de otros ductos regionales para la sabana de Bogotá.

El volumen transportado por Transcogas S.A. E.S.P. durante 2008 fue de 295.593 KPCD. Así mismo, según información suministrada por la empresa, en lo corrido de 2009 se han transportado alrededor de 278.361 KPCD.

### 3.7 TRANSMETANO S.A. E.S.P.

Durante 2008 la empresa realizó inversiones del orden de los \$3.400 millones, en la construcción de un ramal hacia el municipio de Barbosa y en la realización de estudios técnicos y servidumbres para la construcción de un nuevo ramal hacia el oriente del país.

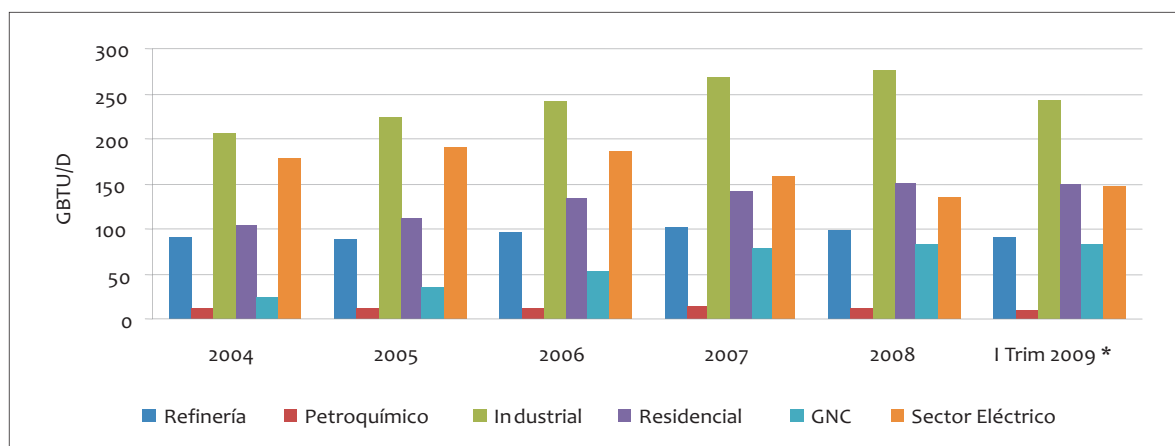
En 2009, el principal proyecto de la empresa es la construcción del ramal del gasoducto al Oriente Antioqueño, proyecto con un valor cercano a los US\$ 12 millones. Así mismo, Transmetano S.A. E.S.P. ha iniciado los estudios topográficos y ambientales para construir los ramales que permitan atender las poblaciones de Maceo, Yolombó, Santo Domingo, Don Matías, La Ceja y Carmen de Viboral, con un potencial cercano a los 20.000 usuarios, algunos de los cuales ya se abastecen con el sistema de gas natural comprimido.

## 4 COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

El consumo promedio de gas natural durante 2008 fue de 754 GBTUD<sup>12</sup>, con una importante participación del sector industrial con el 37%, seguido del residencial con un 20% y del sector eléctrico con un 18%.

Así mismo, en lo que va corrido de 2009<sup>13</sup>, con un promedio de 720 GBTUD, la participación porcentual en el consumo promedio continúa siendo muy similar a la presentada en el 2008, con un 34% del sector industrial y un 21% del sector residencial.

GRÁFICA 8. PARTICIPACIÓN POR SECTORES DE CONSUMO DE GAS NATURAL



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

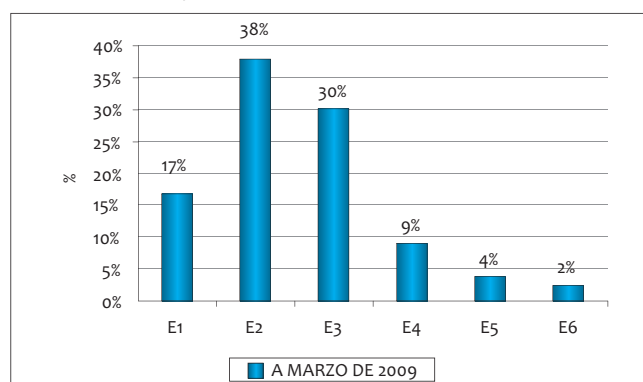
<sup>12</sup> Giga BTU por día.

<sup>13</sup> Período de enero a marzo de 2009.

## 5 DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

A la fecha, el país cuenta con 482 poblaciones con el servicio público domiciliario de gas natural por red, para un total de 5.285.578 usuarios de los cuales el 95,1% corresponde al sector residencial, 1,5% al sector comercial y 3,4% al sector industrial.

GRÁFICA 9. ESTRATIFICACIÓN USUARIOS RESIDENCIAL



Fuente: empresas distribuidoras de gas natural.

Así mismo, es importante destacar que durante el periodo entre julio de 2008 y marzo de 2009, se conectaron al servicio de gas natural un total de 30 poblaciones, con un total de 38.978 nuevos usuarios.

TABLA 7. NUEVAS POBLACIONES CONECTADAS ENTRE JUNIO DE 2008 Y MARZO DE 2009

No.	POBLACIONES CON SERVICIO	DIVISIÓN POLÍTICO-ADMINISTRATIVA	DEPARTAMENTO	TOTAL USUARIOS GAS NATURAL
Alcanos de Colombia (Zona Huila - Sur Tolima)				
1	Florencia	MUNICIPIO	CAQUETÁ	1.609
Gases de occidente S.A. E.S.P.				
2	Santander de	MUNICIPIO	CAUCA	7.141
3	Puerto Tejada	MUNICIPIO	CAUCA	6.885
4	Villarica	MUNICIPIO	CAUCA	1.814
Gases del Caribe				
5	Varela	CORREGIMIENTO	MAGDALENA	460
6	Manauere	MUNICIPIO	CESAR	179
Empresas Públicas de Medellín				
7	Barbosa	MUNICIPIO	ANTIOQUIA	2.586
Madigas Ingenieros				
8	Guamal	MUNICIPIO	META	374
9	Castilla	MUNICIPIO	META	468
10	San Martín	MUNICIPIO	META	384
Surtigas				
11	Tuchín	MUNICIPIO	CÓRDOBA	181
Proviservicios				
12	El Peñón	MUNICIPIO	SANTANDER	285
INGEOBRA S.A E.S.P				
13	Algarrobo	MUNICIPIO	MAGDALENA	1.546
14	Chibolo	MUNICIPIO	MAGDALENA	1.851
15	Sabanas De San Ángel	MUNICIPIO	MAGDALENA	730
SURGAS S.A E.S.P				
16	Bruselas	CORREGIMIENTO	HUILA	
17	Guadalupe	MUNICIPIO	HUILA	1.057



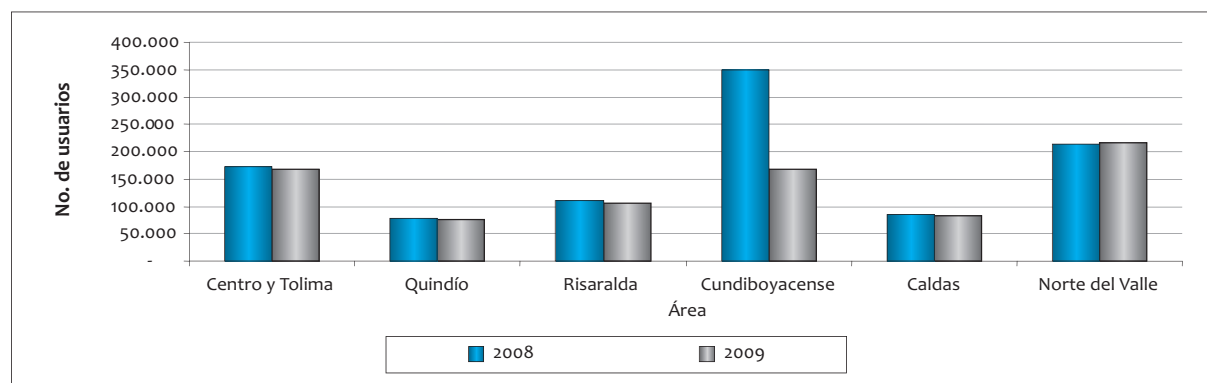
continúa

18	Altamira	MUNICIPIO	HUILA	583
19	Suaza	MUNICIPIO	HUILA	646
20	El Pital	MUNICIPIO	HUILA	977
21	Agrado	MUNICIPIO	HUILA	894
22	San Agustín	MUNICIPIO	HUILA	2.141
<b>ENERCA S.A E.S.P</b>				
23	Aguazul	MUNICIPIO	CASANARE	122
<b>EDALGAS</b>				
24	Puerto Berrío	MUNICIPIO	ANTIOQUIA	4.067
25	Cisneros	MUNICIPIO	ANTIOQUIA	600
26	Versalles	MUNICIPIO	ANTIOQUIA	75
<b>SERVINGAS</b>				
27	Falan	MUNICIPIO	TOLIMA	268
28	Palocabildo	MUNICIPIO	TOLIMA	370
29	Casabianca	MUNICIPIO	TOLIMA	283
30	Villahermosa	MUNICIPIO	TOLIMA	402
<b>TOTAL</b>				<b>38.978</b>

## 6 ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO DE GAS NATURAL

Para diciembre de 2008 el número de usuarios del servicio de gas natural domiciliario por red en las seis Áreas de Servicio Exclusivo llegó a 815.339. A marzo de 2009, se cuenta con un total de usuarios de 1.008.449, lo que representa un incremento del 24% para los tres primeros meses del año.

GRÁFICA 10. COMPARATIVO USUARIOS CONECTADOS AL SERVICIO DE GAS NATURAL ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO 2008 - 2009



Fuente: empresas distribuidoras, consolidado: Ministerio de Minas y Energía.

## 7 FONDO ESPECIAL CUOTA DE FOMENTO

### 7.1 PROYECTOS EN EJECUCIÓN FECF MME

Durante 2008 fueron aprobados por el Ministerio de Minas y Energía, como nuevo administrador del Fondo Especial Cuota de Fomento, siete proyectos de conexiones, un proyecto de transporte y 10 proyectos de infraestructura de gas natural, los cuales se encuentran en ejecución y con los cuales se beneficiaran aproximadamente 296.000 nuevos usuarios en diferentes regiones del país.

Dentro de estos proyectos se destacan la extensión de la red a municipios como Tuchín, en el departamento de Córdoba, la construcción de infraestructura para la prestación del servicio de gas natural en los municipios de San Juan de Arama, Puerto Gaitán en el departamento del Meta, San José del Guaviare en el departamento de Guaviare, así como la construcción de infraestructura para la prestación del servicio de gas natural en los municipios de Ventaquemada, Turmequé, Nuevo Colón, Ramiriquí, Jenesano, Ciénega y Tibaná, en el departamento de Boyacá, la conexión a usuarios en los sectores de Agua Blanca, Siloé y Terron Colorado en el Valle del Cauca y la construcción del Gasoducto Cali - Popayán en el mismo departamento, proyecto que estará listo en enero de 2010.

TABLA 8. PROYECTOS EN EJECUCION FECF MME

No. CONVENIO	PROYECTO	EMPRESA	Fecha Suscripción	VR. TOTAL PROYECTO	VR. COFINANCIACIÓN FECF			
					2008	2009	2010	
1	51 de 2008	CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL PARA LA CABECERA MUNICIPAL DE CHIBOLO, MAGDALENA.	INGENIERÍA Y OBRA S.A. E.S.P.	10/09/2008	\$ 3.520.139.734	\$ 1.061.310.000	-	-
2	52 de 2008	CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL PARA LA CABECERA MUNICIPAL DE SABANAS DE ÁNGEL, MAGDALENA.	INGENIERÍA Y OBRA S.A. E.S.P.	10/09/2008	\$ 1.472.899.305	\$ 403.050.000	-	-
3	53 de 2008	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN, DESCOMPRESIÓN Y CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN EL MUNICIPIO DE ALGARROBO, MAGDALENA.	INGENIERÍA Y OBRA S.A. E.S.P.	10/09/2008	\$ 2.673.960.461	\$ 592.930.000	-	-
4	54 de 2008	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL DOMICILIARIO PARA LOS CASCOS URBANOS DE VENTAQUEMADA, NUEVO COLÓN Y TURMEQUÉ EN EL DEPARTAMENTO DE BOYACÁ.	MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	12/09/2008	\$ 5.325.526.104	\$ 908.390.000	\$ 2.193.760.000	-
5	55 de 2008	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL DOMICILIARIO PARA LOS CASCOS URBANOS DE RAMIRIQUÍ, JENESANO, CIÉNEGA Y TIBANÁ EN EL DEPARTAMENTO DE BOYACÁ.	MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	12/09/2008	\$ 5.346.969.227	\$ 1.076.700.000	\$ 2.600.240.000	-
6	56 de 2008	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.	GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	12/09/2008	\$ 1.846.687.678	\$ 277.680.000	\$ 670.600.000	-
7	57 de 2008	CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y CONEXIÓN DE GAS NATURAL DOMICILIARIO A USUARIOS DE MENORES INGRESOS UBICADOS EN LA CABECERA MUNICIPAL, SAN JOSÉ DEL GUAVIARE, GUAVIARE.	GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	12/09/2008	\$ 7.994.198.820	\$ 1.258.990.000	\$ 3.040.460.000	-
8	58 de 2008	CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LAS VEREDAS APIAY Y BARCELONA, MUNICIPIO DE VILLAVICENCIO, META.	GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	12/09/2008	\$ 828.348.854	\$ 356.510.000	-	-
9	59 de 2008	CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y CONEXIÓN DE GAS NATURAL DOMICILIARIO A USUARIOS DE MENORES INGRESOS UBICADOS EN LA CABECERA MUNICIPAL PUERTO GAITAN, META.	GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	12/09/2008	\$ 2.976.636.917	\$ 325.080.000	\$ 785.060.000	-
10	60 de 2008	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN EL CORREGIMIENTO DE TUCHÍN, MUNICIPIO DE SAN ANDRÉS DE SOTAVENTO.	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	22/09/2008	\$ 1.747.411.031	\$ 200.040.000	\$ 483.100.000	-
11	71 de 2008	COFINANCIACIÓN DE CONEXIONES CON RECURSOS DEL FECF A ESTRATOS 1 y 2 EN EL MUNICIPIO DE SOACHA, MERCADO RELEVANTE DE GAS NATURAL ESP.	GAS NATURAL S.A. E.S.P.	17/10/2008	\$ 2.249.960.000	\$ 564.160.000	\$ 412.700.000	\$ 1.273.100.000
12	72 de 2008	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN BOGOTÁ Y MUNICIPIO DE SIBATÉ.	GAS NATURAL S.A. E.S.P.	17/10/2008	\$ 7.375.290.000	\$ 1.849.290.000	\$ 1.352.820.000	\$ 4.173.180.000
13	73 de 2008	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN LOS MUNICIPIOS DE ZIPAQUIRÁ, CHÍA, COGUA, CAJICÁ, UBATÉ, DUITAMA, TUNJA, CHIQUINQUIRA Y SOGAMOSO.	GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. E.S.P.	17/10/2008	\$ 961.430.000	\$ 241.070.000	\$ 176.350.000	\$ 544.010.000
14	74 de 2008	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN LOS MUNICIPIOS DE ARMENIA, CALARCA, CIRCASIA, FILANDIA, LA TEBAIDA, MONTENEGRO, QUIMBAYA y SALENTO.	GASES DEL QUINDÍO S.A. E.S.P.	17/10/2008	\$ 1.424.110.000	\$ 357.080.000	\$ 261.220.000	\$ 805.810.000
15	75 de 2008	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS DEL DISTRITO DE AGUABLANCA Y LOS BARRIOS TERRON COLORADO Y SILOÉ.	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	17/10/2008	\$ 2.519.490.000	\$ 631.740.000	\$ 462.140.000	\$ 1.425.610.000
16	77 de 2008	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN LOS MUNICIPIOS DE PEREIRA, BALBOA, DOSQUEBRADAS, LA CELIA, LA VIRGINIA, MARSELLA.	GAS DEL RISARALDA S.A. E.S.P.	17/10/2008	\$ 1.966.884.932	\$ 493.180.000	\$ 360.780.000	\$ 1.112.924.932
17	78 de 2008	CONEXIONES A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN CÚCUTA Y SU ÁREA METROPOLITANA.	GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	17/10/2008	\$ 1.108.620.000	\$ 277.950.000	\$ 203.390.000	\$ 627.280.000
18	99 de 2008	CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA REGIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN EL TRAMO CALI - POPAYÁN.	PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. E.S.P.	17/12/2008	\$ 27.009.463.338	\$ 7.686.500.000	\$ 3.409.508.390	-

Fuente: Dirección de Gas, Ministerio de Minas y Energía.

Así mismo se relacionan a continuación los proyectos del Fondo Especial que se encuentran en ejecución y que fueron delegados a Ecogas por el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 182311 del 11 de diciembre de 2008.

**TABLA NO. 9 PROYECTOS EN EJECUCIÓN FECEP E COGAS**

No.	TIPO DE PROYECTO	REGIÓN	SOLICITANTE	VALORES EN MILLONES DE \$ COL			USUARIOS TOTAL	% DE AVANCE
				TOTAL	SOLICITADO AL FECEP	FINANCIADO POR OTROS		
1	Conexión de Usuarios de Menores Recursos.	Varios en Bolívar, Córdoba, Sucre	Surtigas S.A. E.S.P.	25.789,39	6.994,39	18.795,00	71.887	74%
2	Redes de Distribución + Conexiones.	Puerto Berrío - Antioquia	Edalgas S.A. E.S.P. - Puerto Berrío	8.258,32	1.569,17	6.689,16	8.079	74%
3	Redes de Distribución + Conexiones.	Cisneros - Antioquia	Edalgas S.A. E.S.P. - Cisneros	2.778,56	525,50	2.253,05	2.223	66%
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	65%
5	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	88%
6	Sistema de Distribución + Conexiones.	Bosconia - Cesar	Ingeobra S.A. E.S.P.	6.848,47	2.638,40	4.210,07	4.400	93%
7	Conexión de Usuarios de Menores Recursos.	Andalucía, Ansermo, Buga, Bugalagrande y otros, Valle del Cauca	Gases de Occidente S.A. E.S.P.	30.812,25	6.501,96	24.310,30	85.828	45%
8	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	89%
9	Redes de Distribución + Conexiones.	San José de Nus - Antioquia	Edalgas S.A. E.S.P.	699,70	180,60	519,10	646	61%
10	Redes de Distribución + Conexiones.	El Copey - Cesar	Ingeobra S.A. E.S.P.	4.491,79	1.465,16	3.026,63	2.685	85%
11	Redes de Distribución + Conexiones.	El Paso - Cesar	Ingeobra S.A. E.S.P.	4.709,54	1.734,42	2.975,12	2.773	82%
12	Redes de distribución.	San Martín - Cesar	Gas Nacer S.A. E.S.P.	2.724,01	1.323,17	1.400,84	1.198	91%
13	Redes de Distribución + Conexiones	El Peñón - Santander	Proviservicios S.A. E.S.P.	773,04	433,76	339,28	433	97%

Fuente: Ecogas.

## 8 FONDO NACIONAL DE REGALÍAS



Durante 2008, a través de los recursos del Fondo Nacional de Regalías fueron aprobados 12 proyectos, con los cuales se beneficiarán 97.562 nuevos usuarios del servicio de gas combustible por red. Dentro de éstos es importante destacar el proyecto de masificación de GLP por redes para el municipio de Cimitarra - Santander, proyecto de gas natural para los municipios de Garagoa, Tenza, La Capilla, Sutatenza y Guateque, la construcción del sistema de distribución y conexión de gas natural domiciliario para los municipios de El Dorado, Puerto Concordia, Puerto Rico, Cubarral y Puerto Lleras en el departamento del Meta.

TABLA 10. PROYECTOS APROBADOS DURANTE 2008

PROYECTOS FINANCIADOS CON RECURSOS DEL FNR							
No.	MES/AÑO	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	BENEFICIARIOS	VALOR TOTAL DEL PROYECTO	VALOR COFINANCIADO CON RECURSOS DEL FNR	ACTA APROBACIÓN CAR
1	Dic-08	SUCRE	LA UNIÓN	1.723	\$ 5.276.019.210	\$ 3.391.725.550	Acta 30 del 12/12/2008
2		SANTANDER	CIMITARRA	3.541	\$ 6.131.290.600	\$ 2.734.772.170	Acta 30 del 12/12/2008
3	Sep-08	CALDAS	MARQUETALIA Y PENSILVANIA	4.965	\$ 12.437.499.027	\$ 5.994.555.960	Acta 26 del 12/09/2008
4		BOYACÁ	GARAGOA, TENZA, LA CAPILLA, SUTATENZA Y GUATEQUE	7.242	\$ 18.609.109.934	\$ 9.843.261.170	Acta 26 del 12/09/2008
5	Jun-08	META	PUERTO CONCORDIA	334	\$ 1.599.348.504	\$ 786.932.900	Acta 25 del 20/06/2008
6			EL CASTILLO	361	\$ 1.686.275.828	\$ 806.957.090	Acta 25 del 20/06/2008
7			EL DORADO	301	\$ 1.376.373.675	\$ 759.664.160	Acta 25 del 20/06/2008
8			PUERTO RICO	683	\$ 2.120.097.947	\$ 991.793.250	Acta 25 del 20/06/2008
9			CUBARRAL	602	\$ 1.843.617.674	\$ 1.843.617.660	Acta 25 del 20/06/2008
10			PUERTO LLERAS	807	\$ 2.069.749.193	\$ 1.073.518.990	Acta 25 del 20/06/2008
11		SANTANDER	EL PLAYÓN	1.283	\$ 2.669.582.452	\$ 1.403.402.930	Acta 25 del 20/06/2008
12		CUNDINAMARCA	SUBACHOQUE	1.621	\$ 2.870.867.133	\$ 2.870.867.130	Acta 25 del 20/06/2008

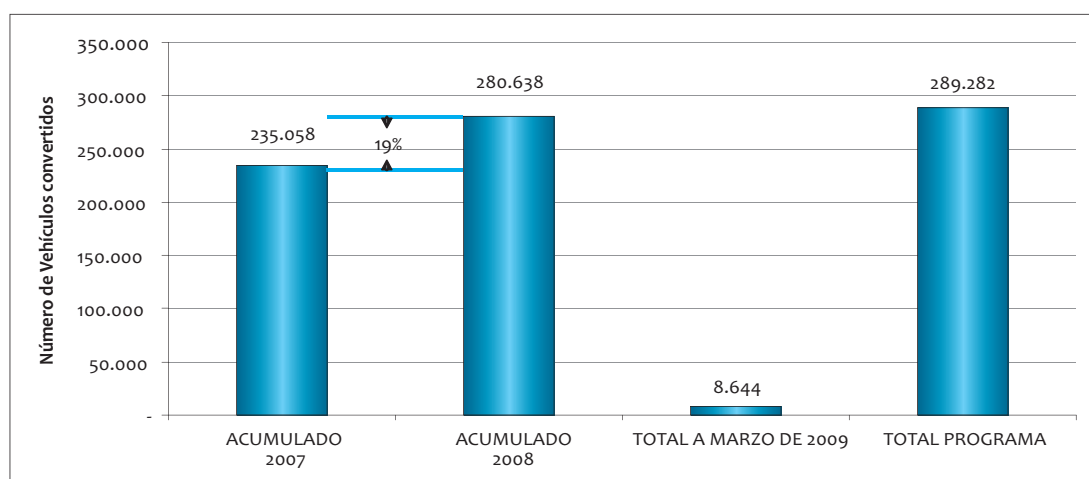
Fuente: Dirección de Gas, Ministerio de Minas y Energía.

Para el 2009, debido a la afectación de los valores aprobados durante el año 2008 con vigencias futuras para el sector gas, el Fondo Nacional de Regalías no cuenta con recursos disponibles.

## 9 GAS NATURAL VEHICULAR

Durante todo el programa de conversión de vehículos a gas natural, se han convertido un total de 289.282 vehículos, de los cuales 45.580 lo hicieron durante el 2008, lo que representa un 16% del total de programa y entre enero a abril de 2009 8.644 nuevos vehículos en todo el país.

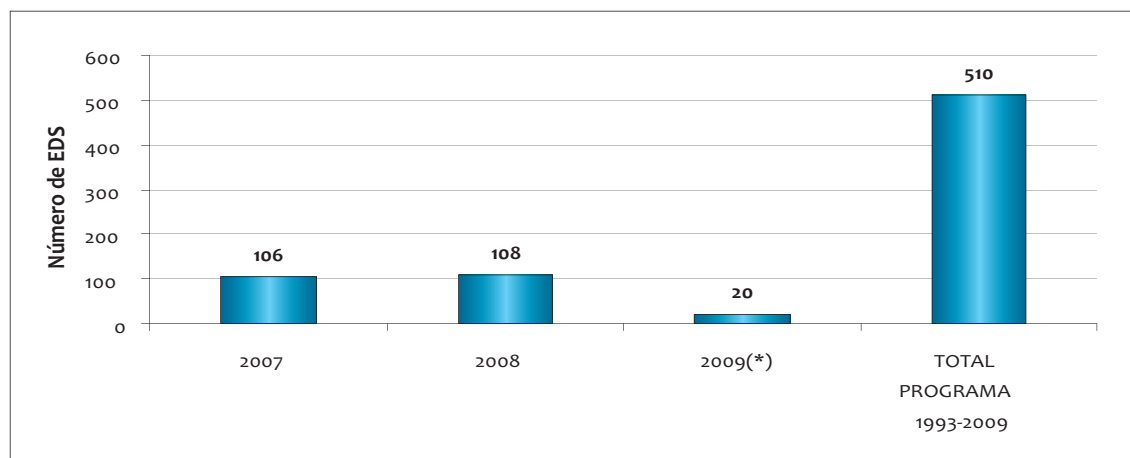
GRÁFICA 11. VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GAS NATURAL



Fuente: Organismos certificadores, consolida: Ministerio de Minas y Energía.

Al terminar el 2008, el país contaba con un total de 490 estaciones de servicio en todo el país. En los tres primeros meses de 2009 se han construido otras 20 estaciones, para un total de 510.

GRÁFICA 12. ESTACIONES DE SERVICIO DE GAS NATURAL



Fuente: Empresas comercializadoras de GNV.

(\*) Enero a mayo de 2009.

## 10 NUEVOS PROYECTOS DEL SECTOR GAS COMBUSTIBLE

### 10.1 ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO DE GAS COMBUSTIBLE

En atención a lo establecido en los numerales 3.6 y 4.2 del artículo 6 de la Ley del Plan de Desarrollo y de acuerdo a las facultades establecidas en los artículos 40 y 174 de la ley 142, el Ministerio de Minas y Energía en conjunto con el Departamento Nacional de Planeación, ha contratado una consultoría para la estructuración técnica, legal y financiera de concesiones de áreas de servicio exclusivo para la prestación del servicio de gas combustible (gas natural, gas natural comprimido y/o gas licuado de petróleo), en el que se contemplan los municipios que a la fecha no cuentan con el servicio de gas domiciliario por redes en los departamentos de Antioquia, Boyacá, Cundinamarca, Santander, Norte de Santander, Cauca, Nariño, así como el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

Esta consultoría comenzó el 14 de noviembre de 2008 y se desarrollará en tres fases que contemplan la identificación, viabilización financiera, legal y técnica y la adjudicación de nuevas áreas de servicio exclusivo.

### 10.2 CAMBIO DE ESQUEMA EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE GLP

El artículo 62 de la Ley 1151 de 2007, establece que la Comisión de Regulación de Energía y Gas debe introducir un esquema de responsabilidad de marca en cilindros de propiedad de los distribuidores que haga posible identificar el prestador del servicio público de GLP, el cual deberá responder por la calidad y seguridad del combustible distribuido.

Considerando esta nueva condición en la prestación del servicio, la CREG, a través de la Resolución 023 de 2008 adoptó el Marco Regulatorio de Distribución y Comercialización Minorista, que contiene las reglas aplicables para estas actividades, incluyendo las relativas al intercambio y la utilización de cilindros.

Adicionalmente, fija un periodo de tiempo denominado "Periodo de Transición", durante el cual, el servicio se prestará a través de dos tipos de activos: los cilindros del parque universal actualmente en servicio que deberán sustituirse paulatinamente y los cilindros de propiedad de los distribuidores, que entrarán gradualmente en servicio y que se identificarán por contar con una marca indeleble con el símbolo del programa y la marca del distribuidor.

De igual forma, la CREG, mediante la Resolución 045 de 2008 definió las reglas, obligaciones y responsabilidades de todos los agentes que intervienen durante el periodo de transición y precisa claramente la duración de dicho

periodo hasta el 31 de diciembre de 2010, con el objetivo final de garantizar la sustitución del parque universal propiedad de los usuarios, por un nuevo parque de cilindros marcados propiedad de los distribuidores.

En ese sentido, el Comité Fiduciario de GLP, adelantó la contratación de la interventoría del nuevo esquema, así como la contratación de una agencia de servicios publicitarios que se encargará de la campaña de comunicación a los usuarios y autoridades y está en el proceso de selección del contratista para la realización del diagnóstico de tanques estacionarios de GLP.

Todo este cambio de esquema en la prestación del servicio público domiciliarios de GLP ha exigido la revisión de la Reglamentación Técnica de fabricación de cilindros, así como la expedición de un nuevo Reglamento Técnico de plantas de envasado, que busca la certificación del 100% de las plantas que prestan este servicio, con organismos acreditados por la Superintendencia de Industria y Comercio.

## 11 ASPECTOS REGULATORIOS Y/O REGLAMENTARIOS DE GAS NATURAL

### 11.1 INSTRUMENTOS PARA ASEGURAR EL ABASTECIMIENTO NACIONAL DE GAS NATURAL

El Ministerio de Minas y Energía, como responsable del abastecimiento nacional de gas natural, viene adoptando medidas para su aseguramiento en el corto, mediano y largo plazo. Entre éstas, se encuentra la expedición del Decreto 2687 de 2008, modificado por el Decreto 4670 de 2008.

Dicha reglamentación tiene por objeto asegurar la priorización de la atención de la demanda interna sobre las exportaciones, conocer la disponibilidad de gas natural a ser ofrecida por los agentes en el mediano plazo, exigir la certificación de las reservas probadas de gas natural y establecer un procedimiento de comercialización para los campos con precio regulado y precio libre.

Así mismo, en este decreto se asigna a la CREG la definición de un procedimiento de comercialización de la producción disponible para ofertar en firme, declarada por los productores y productores – comercializadores, al Ministerio de Minas y Energía.

En cumplimiento de lo anterior, la Comisión hizo público mediante la Resolución CREG 088 de 2008, el procedimiento de comercialización de gas natural y expidió en la Resolución CREG 095 de 2008 el procedimiento definitivo. El esquema tiene por objeto la asignación eficiente del gas natural y la formación de un precio que reconozca el costo de oportunidad del recurso.

En general, la Resolución CREG 095 establece que para la comercialización de la Producción Disponible para Ofertar en Firme, PDOF, de gas natural de campos con precios libres, se deberá realizar un balance entre la oferta y las solicitudes de compra, con el fin de determinar si ésta es superior o inferior a la oferta. Si las solicitudes de compra son superiores a la PDOF se deberá realizar una subasta única de todos los productores que tengan PDOF, de lo contrario los productores podrán realizar negociaciones bilaterales.

Para la comercialización de la PDOF de gas natural de campos con precios regulados, se debe seguir el procedimiento definido en el Decreto 2687 de 2008.

Adicionalmente, fueron recibidas las declaraciones de producción por parte de los agentes, las cuales fueron publicadas en la página web del Ministerio de Minas y Energía mediante resoluciones 181532 de 2008, 180261 y 180533 de 2009.

### 11.2 TRANSPORTE DE GAS

Mediante la Resolución 087 de 2007, la GREC 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, para el siguiente periodo tarifario. También se sometió a consulta una propuesta tendiente a establecer un mecanismo

regulatorio, que permita realizar expansiones en transporte de gas por parte de cualquier agente del mercado. Esta consulta se adoptó mediante la Resolución CREG 028 de 2008.

Mediante la Resolución CREG 137 de 2008, se sometió a consulta la metodología para determinar el costo de capital y el tipo de moneda asociada a cargos fijos y variables, para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente periodo tarifario. Así mismo, mediante la Resolución CREG 022 del 9 de marzo de 2009 se ordenó publicar el proyecto de resolución “Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte.”

Estos proyectos de resolución recogen los análisis y estudios realizados en virtud de las bases propuestas en la Resolución CREG 087 de 2007 y del mecanismo de expansión propuesto en la Resolución CREG 028 de 2008. La propuesta regulatoria para remunerar la actividad de transporte será sometida al proceso de consultas públicas que trata el Decreto 2696 de 2004.

### 11.3 MODIFICACIÓN Y COMPLEMENTACIÓN AL RUT

En 2008 se adoptó la modificación y complementación de algunas disposiciones del RUT, de acuerdo con propuesta presentada por el Consejo Nacional de Operación de Gas. Esta modificación se adoptó mediante la Resolución CREG 041 de 2008. El objeto de esta regulación es actualizar el Reglamento Único de Transporte, RUT, acorde con los avances de la industria en aspectos técnicos y comerciales.

En 2008, mediante la Resolución CREG 033 de 2008, se amplió el período de transición para hacer exigible el Punto de Rocío de Hidrocarburos incorporado al RUT según la Resolución CREG 054 de 2007. El objeto de esta transición es permitir que los productores de gas adecuen sus sistemas de producción para que el gas que se inyecte al Sistema Nacional de Transporte cumpla con el Punto de Rocío de Hidrocarburos, PRH exigido.

Mediante la Resolución CREG 077 de 2008 se modificó el numeral 4.6.2 del RUT, relacionado con órdenes operacionales en estado de emergencia del sistema de transporte, de acuerdo con la propuesta sometida a consulta mediante la Resolución CREG 023 de 2006. El objeto de esta modificación es asignar responsabilidades a los agentes en caso de emergencias en el sistema de transporte.

### 11.4 SUBASTA DE CAPACIDAD DISPONIBLE PRIMARIA DE TGI

Se aprobaron términos y condiciones para subastar Capacidad Disponible Primaria, CDP en el gasoducto Ballena – Barrancabermeja por parte de la empresa TGI S.A. E.S.P., Resolución 043 de 2008.

### 11.5 DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

En noviembre de 2008, se expidió la Resolución CREG 136 de 2008, en donde se hace un diagnóstico sobre el periodo tarifario vigente, se tienen en cuenta los comentarios de la industria sobre la aplicación de la Resolución CREG 011 de 2003 y se definen las bases metodológicas que se van a tener en cuenta para la definición de la metodología tarifaria para el siguiente periodo tarifario.

### 11.6 SOLICITUDES TARIFARIAS

Durante el 2008 y lo que va de 2009, la CREG aprobó diferentes solicitudes de cargos de distribución y comercialización para GLP por redes, gas natural y gas natural comprimido. Se aprobó Cargo Promedio de Distribución y Cargo Máximo Base de Comercialización de gas natural para las siguientes poblaciones:

TABLA 11. APROBACIONES TARIFARIAS CREG 2008

POBLACIÓN	DEPARTAMENTO	USUARIOS POTENCIALES
Popayán y Piendamó	Cauca	52.251
Piendamó		
Santander de Quilichao	Cauca	14.518
Puerto Tejada		
Villa Rica		
Ocaña	Norte de Santander	18.154
Barranca de Upía	Meta	650
El Peñón	Santander	527
San Roque	Antioquia	684
Astrea	Cesar	1.926
Páez	Boyacá	1.226
Berbeo		
San Eduardo		
Zetaquirá		
Chimichagua	Cesar	2.232
El Paso	Cesar	1.706
Nueva Granada	Magdalena	1.245
Valle de San Juan	Tolima	841
San Agustín	Huila	2.583
Carmen de Viboral	Antioquia	5.572
Florencia	Caquetá	22.403
La Ceja del Tambo	Antioquia	5.614

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.

TABLA 12. APROBACIONES TARIFARIAS CREG 2009

MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	USUARIOS POTENCIALES
Cotorra	Córdoba	1.404
La Unión	Sucre	1.233
Curití	Santander	1.294
Páramo		
Villanueva		

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.

## 12 GAS LICUADO DE PETRÓLEO



### 12.1 PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GLP

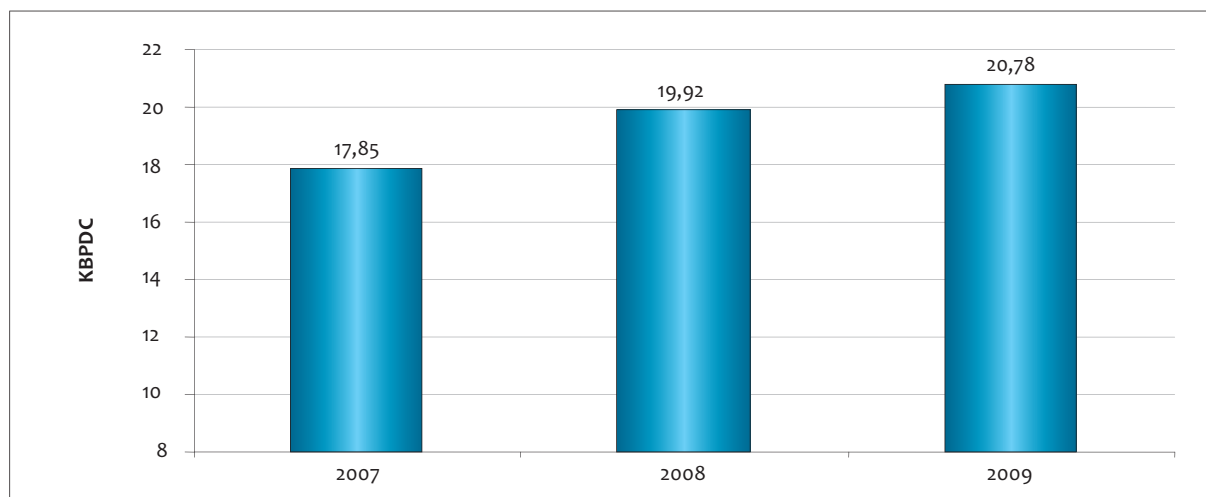
Durante 2008, la producción de Gas Licuado de Petróleo, GLP, alcanzó un promedio de 19,92 KBPDC<sup>14</sup>, lo que representa un incremento del 12% frente a la cantidad producida el año inmediatamente anterior. Durante 2009<sup>15</sup>, la producción de este combustible alcanza un promedio de 20,78 KBPDC, tal como se presenta a continuación:

<sup>14</sup> Miles de barriles por día calendario.

<sup>15</sup> De enero a marzo de 2009.



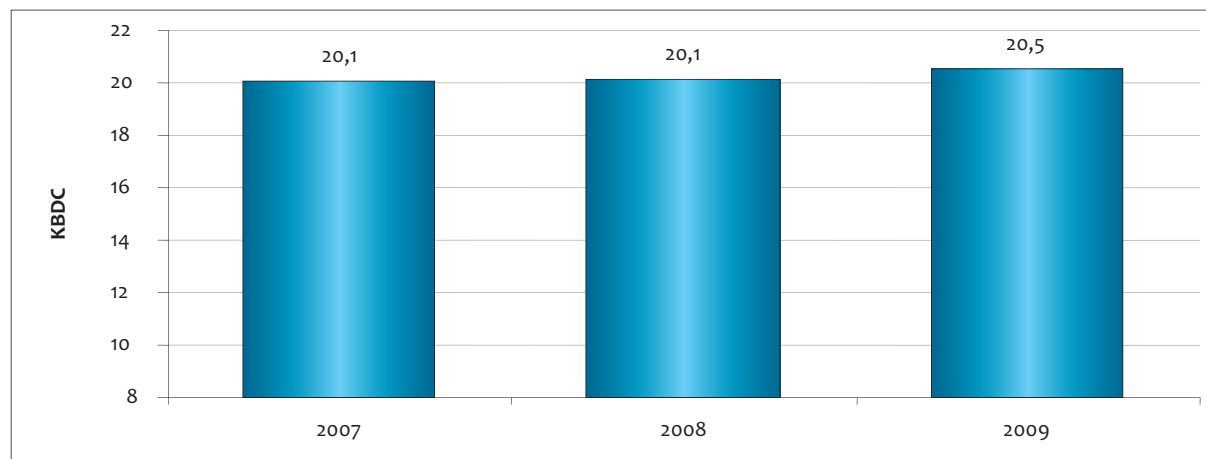
GRÁFICA 13. PRODUCCIÓN DE GLP



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

Así mismo, el consumo de este combustible ha mantenido una tendencia similar durante el 2008 y lo que va corrido de 2009.

GRÁFICA 14. CONSUMO DE GLP



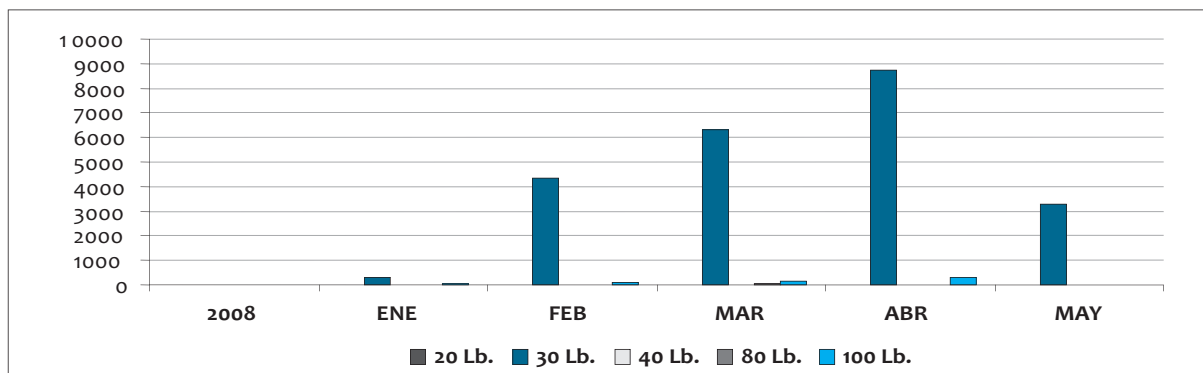
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.



## 12.2 ESQUEMA DE MARCACIÓN DE CILINDROS

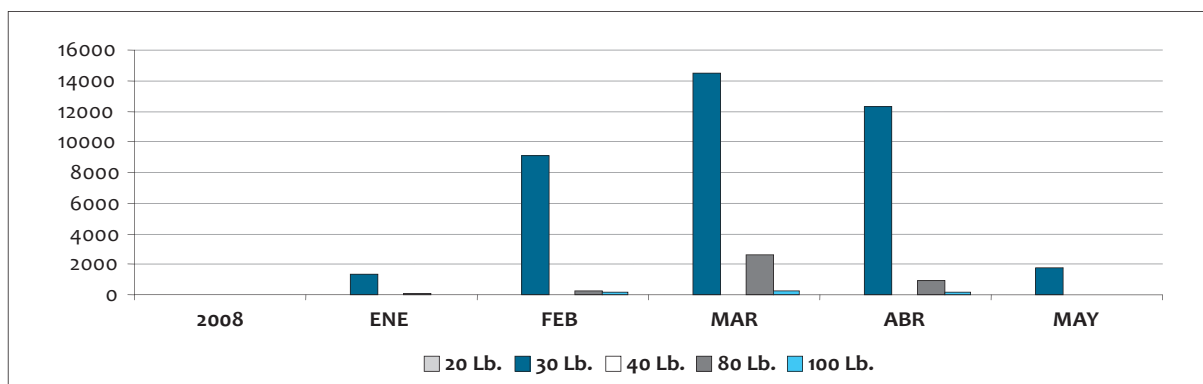
Dentro del nuevo esquema de cambio de propiedad de cilindros, a través del Comité Fiduciario de GLP se viene adelantando el proceso de revisión, adecuación y marcación de cilindros, actividad que a la fecha arroja los siguientes resultados:

GRÁFICA 15. CILINDROS ADECUADOS



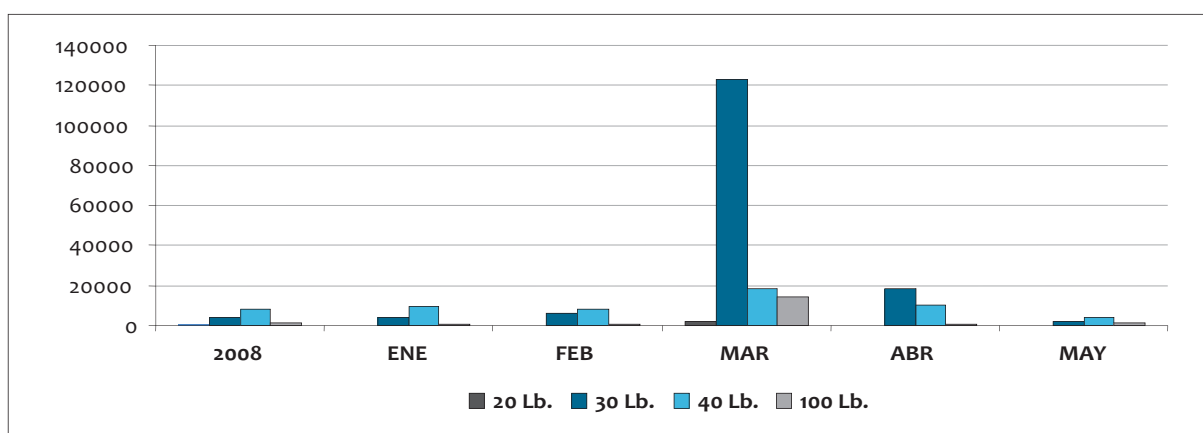
Fuente: Comité Fiduciario.

GRÁFICA 16. CILINDROS CLASIFICADOS



Fuente: Comité Fiduciario.

GRÁFICA 17. CILINDROS NUEVOS



Fuente: Comité Fiduciario.

## 13 ASPECTOS REGULATORIOS DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO, GLP, 2008 - 2009

### 13.1 MARCO REGULATORIO DE COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA

Mediante la Resolución 059 de 2008, la CREG definió el alcance de las responsabilidades de los comercializadores mayoristas a distribuidores en relación a la obligatoriedad de respaldar las ventas de GLP de comercializadores por medio de contratos que garanticen la prestación del servicio en forma eficiente, continua, ininterrumpida y segura, evitando privilegios y discriminaciones injustificados y prácticas que tengan la capacidad, el propósito o el efecto de generar competencia desleal o de restringir en forma indebida la competencia.

### 13.2 MARCO REGULATORIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN MINORISTA

Luego de un proceso de consulta pública, en abril de 2008, la CREG expidió la Resolución CREG 023 de 2008, que contenía el Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de Gas Licuado de Petróleo. Este nuevo reglamento, además de definir todas las condiciones para la operación, bajo el nuevo esquema de responsabilidad de marca en los cilindros, replanteó todos los requisitos, obligaciones y responsabilidades de distribuidores y/o comercializadores minoristas buscando brindar el entorno normativo para alcanzar la formalización de esta industria.

Por otra parte, dado que el proceso de transición de un esquema a otro implicaba cambios fundamentales en la forma tradicional de operación de la industria, mediante Resolución CREG 045 de 2008, la CREG estableció la regulación aplicable a la transición, con el fin de permitir a todas las empresas existentes su adaptación al nuevo esquema.

### 13.3 MARCO TARIFARIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN MINORISTA

El nuevo marco regulatorio aplicable a las actividades de distribución y comercialización minorista, requirió una revisión general de la metodología de remuneración de estas actividades para garantizar que las empresas estuviesen en la capacidad de afrontar los cambios regulatorios y las inversiones que éstos requerían. Para el efecto, luego de un proceso de consulta pública y la celebración de las respectivas audiencias públicas, mediante Resolución CREG 001 de 2009, se expidió la regulación correspondiente, la cual adoptó una metodología tarifaria basada en la libertad vigilada.

### 13.4 MARCO REGULATORIO Y TARIFARIO PARA EL TRANSPORTE DE GLP AL ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA

A fin de garantizar la confiabilidad del suministro de GLP al Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, mediante resolución CREG 073 de 2008, se sometió a consulta pública una propuesta metodológica para determinar la remuneración de la actividad de transporte de GLP desde el continente hasta el archipiélago, bajo unas exigencias técnicas mínimas para garantizar además la seguridad de la actividad.

### 13.5 MARCO REGULATORIO Y TARIFARIO DE TRANSPORTE DE GLP POR DUCTOS

Mediante Resolución CREG 112 de 2008 y luego de un proceso de consulta pública, se estableció la metodología con base en la cual se remunerará la actividad de transporte de GLP por ductos, involucrando criterios para garantizar la expansión de la infraestructura.

Por otra parte, la CREG viene preparando un proyecto regulatorio tendiente a facilitar el libre acceso a las redes de infraestructura por parte del transportador con base en diferentes propuestas que ya han sido sometidas a consulta pública mediante Resolución CREG 087 de 2008.

**SECCIÓN E  
ADMINISTRATIVO**

## 1 EJECUCIÓN PRESUPUESTAL

### PRESUPUESTO DE GASTOS DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA - GESTIÓN GENERAL A DICIEMBRE 31 DE 2008 (Millones de pesos)

CONCEPTO	APROPIADO	COMPROMETIDO	% EJECUCIÓN
<b>GASTOS</b>			
Gastos Personal	10.657,8	10.468,6	98,2%
Gastos Generales	2.714,0	2.655,0	97,8%
Transferencias	14.581,7	12.884,3	88,4%
Inversión	1.447.868,2	1.424.942,3	98,4%
<b>TOTAL GASTOS</b>	<b>1.475.821,7</b>	<b>1.450.950,2</b>	<b>98,3%</b>

### 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 2008 del 98,2%, lo cual refleja un margen de ahorro importante, teniendo en cuenta que a pesar del reajuste salarial otorgado por el Gobierno Nacional, mediante decreto 643 de marzo 4 de 2008, sólo fue necesario incrementar el Presupuesto de Gastos de Personal en \$128,5 millones, los cuales se trasladaron dentro del mismo Presupuesto de Funcionamiento, de la cuenta de Transferencias Corrientes. La planta de personal presentó al final del período 2008 ocupados, para un nivel de ocupación del 97,2%.

La ejecución en gastos generales de \$2.655 millones frente a un valor apropiado de \$2.714 millones, al final de la vigencia 2008 alcanzó un 97,8% en ejecución que permitió satisfacer las necesidades de la Entidad y un adecuado manejo de recursos acorde con los parámetros de austeridad vigentes.

### TRANSFERENCIAS

IMPUESTO AL ORO Y PLATINO	Se transfirió a los municipios productores en cuantía de \$5.446,3 millones.
MESADAS PENSIONALES INEA	Se pagaron en el año 2008 mesadas con destino a los pensionados INEA por valor de \$719,7 millones.
SENTENCIAS	Se pagaron sentencias en contra de la Entidad por valor de \$1.617,6 millones.
ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE ENERGÍA ATOMICA	Se cubrieron los gastos que Colombia está obligada a atender en su calidad de país miembro de la OIEA por valor de \$161,3 millones.
CUOTA DE AUDITAJE CONTRANAL	Se pagó la cuota de control fiscal a favor de la Contraloría General de la República por valor de \$4.679,4 millones.
ADMINISTRACIÓN DE PENSIONES DE MINERCOL Y CUOTAS PARTES PENSIONALES	Se pagaron mesadas pensionales de MINERCOL, cuotas partes y administración de pensiones a favor de Caprecom, por valor de \$259,9 millones.

### INVERSIÓN

#### SECTOR ELÉCTRICO

PROYECTO	EJECUCIÓN
DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS PARA PAGOS POR MENORES TARIFAS SECTOR ELÉCTRICO.	Mediante Resolución 182368 de Diciembre 18 de 2008 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, se efectuó la distribución de subsidios por menores tarifas sector Eléctrico para el año 2008 en cuantía de \$15.999,9 millones, destinados a subsidiar el consumo de energía de los estratos más pobres de la población del sistema interconectado nacional.
DISTRIBUCIÓN 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 \$390.000 millones.

## SECTOR ELÉCTRICO (CONTINUACIÓN)

PROYECTO	EJECUCIÓN
DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS DEL FONDO ESPECIAL DE ENERGÍA SOCIAL, FOES.	A las Zonas Subnormales del Sistema Interconectado Nacional, se entregaron recursos por valor de \$87.785,8 millones, canalizados a través del Fondo de Energía Social, FOES.
APOYO FINANCIERO A ZONAS NO INTERCONECTADAS, FAZNI.	Se comprometieron recursos para Apoyo Financiero a Zonas no Interconectadas, percibidos a través del FAZNI, en cuantía de \$64.790,4 millones.
APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE ZONAS RURALES INTERCONECTADAS, FAER.	Se comprometieron recursos para la energización de zonas rurales Interconectadas, percibidos a través del Fondo, FAER, en cuantía de \$50.000 millones.
APOYO A LA ESTRUCTURACIÓN DE LICITACIONES PARA LA CONCESIÓN DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA, GUAINÍA, VAUPÉS Y AMAZONAS.	Con cargo a los recursos de este proyecto que fueron producto de una donación, recibida del BID por concepto de cooperación técnica no reembolsable, se ejecutaron \$82,5 millones.
APOYO FINANCIERO PARA EL PROGRAMA DE NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS, PRONE.	Con cargo a los recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas a nivel nacional, PRONE, se comprometieron recursos por valor de \$14.905,6 millones.

## SECTOR MINAS

PROYECTO	EJECUCIÓN
DIVULGACIÓN Y PROMOCIÓN DE LOS RECURSOS MINEROS COLOMBIANOS, NACIONAL E INTERNACIONAL.	Los recursos asignados a este proyecto, se comprometieron en cuantía de \$520,9 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 \$4.000 millones.
MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA INFORMÁTICA Y FÍSICA PARA LA GESTIÓN MINERA EN EL TERRITORIO NACIONAL.	La ejecución de este proyecto sólo llegó a \$602,6 millones, equivalentes al 10,7% frente a una apropiación de \$5.658 millones. No fue posible concretar la ejecución de estos recursos.
ASISTENCIA TÉCNICA Y SOCIAL A ÁREAS MINERAS DE COMUNIDADES INDÍGENAS Y NEGRITUDES.	Los recursos asignados a este proyecto se ejecutaron en cuantía de \$300 millones.

## SECTOR GAS

PROYECTO	EJECUCIÓN
ADMINISTRACIÓN, MANEJO Y EJECUCIÓN DEL FONDO ESPECIAL CUOTA DE FOMENTO POR PARTE DEL MME.	Con cargo a los recursos percibidos a través del Fondo Especial Cuota de Fomento, se suscribieron contratos para desarrollar proyectos de construcción de sistemas regionales de transporte de gas, con sus respectivas interventorías, en diferentes regiones del país, por valor de \$18.602,3 millones.
DISTRIBUCIÓN 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 \$30.000 millones.
DISTRIBUCIÓN DE SUBSIDIOS POR MENORES TARIFAS SECTOR GAS.	Se distribuyeron subsidios entre los usuarios de gas natural por red, en cuantía de \$51.910 millones.
ASESORÍA TÉCNICA PARA EL SEGUIMIENTO A LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN DE ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO DE GAS NATURAL POR RED.	Se comprometieron recursos para asesoría técnica para el seguimiento a los contratos de concesión de áreas de servicio exclusivo de gas natural por red, por valor de \$758 millones.

## SECTOR HIDROCARBUROS

PROYECTO	EJECUCIÓN
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 \$660.189,8 millones, correspondientes a subsidios causados en los meses de noviembre y diciembre de la vigencia 2007.
IMPLEMENTACIÓN, COMPENSACIÓN POR EL TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO ENTRE YUMBO Y LA CIUDAD DE PASTO.	Se reconoció y pagó la compensación por el transporte de combustible líquido entre Yumbo y la ciudad de Pasto, por valor de \$22.689,8 millones.
FORMULACIÓN DE LA PLANEACIÓN Y LA POLÍTICA PETROLERA NACIONAL.	Se ejecutaron recursos con cargo a este proyecto, por valor de \$4,500 millones.
ASESORÍA PARA EL ANÁLISIS Y/O FORMULACIÓN DEL DESARROLLO DEL SUBSECTOR DE HIDROCARBUROS.	Con cargo a los recursos asignados a este proyecto, se ejecutaron \$220,6 millones.

## ADMINISTRATIVOS

PROYECTO	EJECUCIÓN
ACTUALIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA INFORMÁTICA Y DE COMUNICACIONES DEL MME, BOGOTÁ.	Se invirtieron recursos en la actualización de la infraestructura informática y de sistemas del Ministerio de Minas y Energía, por valor de \$988 millones.
CONSTRUCCIÓN DEL ARCHIVO CENTRAL DEL MME Y OPTIMIZACIÓN Y ORGANIZACIÓN ARCHIVÍSTICA.	Se invirtieron recursos en la construcción del Archivo Central del MME, por valor de \$2.253,6 millones y en la optimización y organización de documentos del Archivo Central \$557,7 millones.
MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA FÍSICA DEL MME BOGOTÁ, D.C. AVENIDA EL DORADO CAN.	Se invirtieron recursos para mejorar la infraestructura física del Ministerio de Minas y Energía, por valor de \$1.794,3 millones.
DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN HERRAMIENTAS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA.	Se invirtieron recursos en el diseño e implementación de herramientas de participación ciudadana por valor de \$490,6 millones.

## 2 AHORROS EN GASTOS GENERALES

### Programa de Gestión de Activos

#### Comodatos y Arrendamiento

Se continuó con la ejecución de los contratos de comodato celebrados con:

El Servicio Nacional de Aprendizaje, SENA, sobre el inmueble ubicado en el municipio de Quibdó, que le permitió a la entidad un ahorro por concepto de vigilancia, impuesto y seguro, por valor de \$165.293.148.

INGEOMINAS, sobre parte del inmueble ubicado en la Carrera 50 No. 26-20 de la ciudad de Bogotá, le permitió a la entidad un ahorro de \$432.903.583, 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 \$307.507.484 por concepto de administración, vigilancia y servicios públicos.

#### Contratos de Comodato

Dando cumplimiento al Programa de Gestión de Activos se continuó con la ejecución de los contratos de comodato, que le permiten a la Entidad efectuar ahorros por concepto de mantenimiento de instalaciones, servicios por los valores que se señalan a continuación:

NÚMERO	FECHA	OBJETO	CONTRATISTA	AHORROS
GSA 028 2003	2003/12/30	Inmueble Bogotá	DANE	\$467.783.536
GSA 03 2004	2004/04/02	Inmueble Quibdo	SENA	\$165.293.148
GSA 011 2006	2006/07/15	Parte Inmueble INEA	UPME	\$172.565.550
ASA 021-02	2002/09/06	Parte Inmueble Antiguo INEA	INGEOMINAS	\$432.903.583

### Contratos de Arrendamiento

Igualmente por concepto de contratos de arrendamiento suscritos se percibieron ingresos y ahorros así:

NÚMERO	FECHA	OBJETO	CONTRATISTA	INGRESOS	AHORROS
OJ-15-01	2002/09/06	Parte del inmueble ubicado en la ciudad de Bogotá, CAN	Fundación Instituto de Inmunología de Colombia.	53.933.244	159.097.196
21-2003	2003/12/05	Inmueble ubicado en la ciudad de Pasto	Centrales Eléctricas de Nariño, CEDENAR.	12.000.000	148.410.288

### Baja de Bienes Muebles

Como contribución al Programa Computadores para Educar, liderado por la Presidencia de la República, el Ministerio entregó a dicho programa durante el 2008, equipos de cómputo por valor de \$238.240.345,90.

## 3 PARTICIPACIÓN CIUDADANA EN EL EJERCICIO Y CONTROL DE LO PÚBLICO Y DE LUCHA CONTRA LA CORRUPCIÓN

Teniendo como marco de referencia la Constitución Política de Colombia de 1991 y las normas que regulan y orientan la participación democrática, el país ha demostrado transformaciones destacadas a nivel social y político, es por eso importante satisfacer las necesidades de divulgación e información que requieren los ciudadanos para ejercer una activa participación en las decisiones del Estado.

El objeto de la participación es promover la eficiencia en la gestión pública, el cumplimiento de los fines de las entidades que hacen parte del Estado, orientación de la gestión a la obtención de resultados conforme a las necesidades sociales, establecimiento de esquemas de responsabilidad y rendición de cuentas.

El Ministerio de Minas y Energía ejecutó, durante el último año, diversas estrategias de fortalecimiento de esta cultura de participación, abriendo canales de información y diseñando herramientas que faciliten el acceso del ciudadano al ejercicio del control social de la gestión pública.

Algunas de las actividades sobresalientes lideradas por el Grupo de Participación Ciudadana han sido las siguientes:

- Realización de charlas, talleres, conferencias y foros dirigidos a asociaciones, gremios, estudiantes y ciudadanos en general sobre temas relevantes del sector tales como: el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, Retie, Uso Racional y Eficiente de Energía, Ure y el Reglamento Técnico para Instalaciones en el Alumbrado Público, Retilap.
- Creación de espacios de educación y participación para la población infantil y juvenil. Durante el 2008, uno de los objetivos del Grupo de Participación Ciudadana ha sido abrir espacios para esta población con el fin de despertar conciencia sobre el tema de Uso Racional y Eficiente de la Energía, y la importancia de los mecanismos de participación. Fue así como se crearon los guardianes de URE, jóvenes capacitados en el tema, que han sido multiplicadores en la población infantil, realizando actividades en diferentes colegios de Bogotá.
- Actualización de la Guía para la Participación Ciudadana en el Sector Minero Energético. El documento contiene





información esencial que facilita el acceso del ciudadano a las entidades del sector, ésta fue entregada a las gobernaciones, alcaldías, entidades a nivel nacional y ciudadanos en general. La guía contiene los datos básicos de las entidades del sector, informando al ciudadano cuál es la misión de cada entidad, qué hace, qué información puede suministrar al interesado, los trámites que atiende y los diversos medios de atención dispuestos para el público en general, además de los mecanismos constitucionales a los que puede acudir bajo el principio de democracia participativa.



- Realización de la V Audiencia Pública de Rendición de Cuentas el 19 de junio de 2008 en la ciudad de Barranquilla. En la audiencia se abre un espacio de participación para que los ciudadanos ejerzan un control social sobre la gestión pública. Se contó con la asistencia de todos los directivos del sector minero energético quienes pudieron tener una interlocución con los 263 ciudadanos que asistieron a la audiencia.
- En el 2009, el Ministro de Minas y Energía consideró pertinente rendir cuentas a los ciudadanos de la gestión adelantada por sectores, con el fin de dar mayor participación a los interesados en temas específicos, de esta manera se llevó a cabo el 8 de mayo de 2009, la Audiencia Pública de Rendición de Cuentas del Sector de Energía Eléctrica, con la participación de más de 400 personas en el Centro de Convenciones José Eustasio Rivera de la ciudad de Neiva, ampliándose también los mecanismos de participación, con transmisión en directo por televisión para esa ciudad. Se espera realizar las siguientes audiencias durante el año, en los subsectores de Minas y Biocombustibles, Hidrocarburos y Gas y Energías Alternativas en Zonas no Interconectadas.
- Realización de la medición de satisfacción del cliente frente a los productos y servicios que presta el Ministerio, utilizando para este fin un muestreo representativo de las solicitudes de información, derechos de petición, quejas y reclamos que envía la ciudadanía a la entidad y que permite establecer sobre estos acciones de mejoramiento que lleven a fortalecer nuestra atención al cliente externo. Así, el último ejercicio de medición indicó que nuestros clientes requieren: mayor claridad de los productos de la entidad con un 45,43%, seguido de divulgación con un 29,50% y legalidad con un 19,84%. En una proporción menor, requieren oportunidad con un 5,22% y los temas más recurrentes sobre los cuales la ciudadanía presenta inquietudes se relacionan con el Retie, el programa de bombillas ahorradoras, proyectos de electrificación rural, venta de las electrificadoras, precios de los combustibles, instalaciones de redes de gas y control a la minería ilícita.
- Realización de una encuesta de satisfacción en la atención al cliente, con una muestra de 919 ciudadanos que desearon participar de la medición y que ingresaron diariamente en búsqueda de información a través de solicitudes de trámites o servicios. Este instrumento arrojó como resultado general una percepción altamente positiva de nuestros usuarios, resaltando la oportunidad en las respuestas a los requerimientos, el contenido de las mismas, la calidad de la información a través de los medios de comunicación y el acceso para comunicarse con la entidad.
- Seguimiento a compromisos derivados de los Consejos Comunales de Gobierno, donde el Grupo de Participación Ciudadana gestiona el reporte de avances ante la Consejería Presidencial para las Regiones. Hasta el mes de abril de 2009, se han reportado 370 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.
- 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, Quejas y Reclamos, instituidos por la Constitución Nacional para proteger los derechos fundamentales de los ciudadanos. Durante el año 2008 fueron instaurados ante el Ministerio de Minas y Energía los siguientes:

### CONSOLIDADO MECANISMOS PARTICIPACIÓN CIUDADANA AÑO 2008



## 4 SISTEMAS DE GESTIÓN

### Sistema de Gestión de la Calidad - Mejoramiento Continuo

El Ministerio de Minas y Energía fue auditado por la empresa certificadora Bureau Veritas Certification, en el mes de julio de 2008, para revisar el Sistema de Gestión de la Calidad, por lo que se evidenció la conformidad con la norma ISO 9001:2000, con cero no conformidades, lo que se traduce en un sistema apropiado, que se mantiene y se mejora continuamente. En el mes de octubre recibimos de BVQI la Certificación en la Norma NTCGP 1000:2004.

Esta certificación ha permitido a la entidad cambiar el enfoque de su modelo de gestión por funciones a un enfoque por procesos, que se gestionan como un sistema, mediante la creación y entendimiento de una red de procesos y sus interacciones, cruzando las barreras entre diferentes áreas funcionales y unificando sus enfoques hacia las metas principales de la organización, todo con el propósito de mejorar la atención a nuestra ciudadanía.

### Modelo Estándar de Control Interno, MECI

De acuerdo con la herramienta de apoyo para la calificación del nivel de cumplimiento de la implementación del MECI diseñada por la Contraloría con base en la Encuesta Referencial del DAFP, el proceso de Implementación del MECI en el Ministerio de Minas y Energía se encontraba en un avance del 93,85% a diciembre de 2008, alcanzando un porcentaje bien importante de cumplimiento.

### Sistema de Desarrollo Administrativo

A través del Sistema de Desarrollo Administrativo en las entidades del sector minero energético, el Ministerio ha logrado fortalecer el trabajo en equipo con sus entidades adscritas y vinculadas 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 2008 – Julio 2009:

- Se han realizado reuniones sobre el nuevo sistema de evaluación del desempeño establecido por el DAFP.
- Las competencias comportamentales fueron establecidas e incorporadas en el 100% de los cargos que conforman la planta de personal del Ministerio.

- Se certificaron las siguientes entidades en norma ISO: 9001:2000 y NTCGP 100:2004: ECOPETROL, IPSE, ANH, UPME y Ministerio de Minas y Energía. Las demás entidades han avanzado notablemente en el proceso: FEN, CREG e INGEOMINAS.
- Se realizaron capacitaciones para los auditores Internos del Ministerio.
- La entidad esta aplicando las tablas de Retención que ya tiene aprobadas.
- Se realizó acercamiento a la comunidad y funcionarios hacia el conocimiento del Sector Minero Energético sobre los contenidos del Portal del Estado Colombiano.
- Se realizó reinducción sectorial sobre Gobierno en Línea, Transparencia por Colombia y Protocolo de Comunicación y Servicio al Cliente.
- Se entregó Guía Ciudadana Sectorial a los ciudadanos en los diferentes eventos que se han realizado.
- Se realizaron jornadas de capacitación e información para los ciudadanos sobre Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE (mesas de discusión) y capacitación a alcaldes y autoridades regionales sobre competencias mineras.
- Se incrementó la publicación de información en la página Web.
- Se implementaron mejoras en los procesos de contratación.
- Se realizó la audiencia pública en la ciudad de Barranquilla.
- Se adelantó el desarrollo organizacional y temático para la audiencia Pública del Sector de Energía Eléctrica realizada en la ciudad de Neiva en mayo, donde participaron la UPME y la CREG.
- Se publicó y divulgó la cuarta edición de la Guía Práctica de Normatividad Aplicable a las Entidades Públicas.
- Se está trabajando junto con las entidades del sector en la celebración de un convenio con el director del Programa Presidencial de Modernización, Eficiencia, Transparencia, Buen Gobierno y Lucha contra la Corrupción, para adoptar e implementar un mayor nivel de transparencia en los procesos.
- Se contrató el estudio <sup>a</sup> Reforma Institucional del Ministerio<sup>o</sup>.
- Se realizó un estudio sobre <sup>a</sup> Valoración de cargos y diagnóstico de la compensación salarial<sup>o</sup> para el Ministerio.
- Se realizaron reuniones con los directores de las diferentes entidades para presentar la propuesta de Reforma Institucional Sectorial.
- Se elaboró y publico la resolución de conformación del Comité de Gobierno en Línea y Atención Efectiva al Ciudadano.
- Se realizaron dos comités de Racionalización de Trámites con las entidades del sector, DAPF y Gobierno en Línea – Ministerio de Comunicaciones.
- El SIGE se encuentra actualizado y funcionando normalmente.
- Se elaboró y publicó la resolución de conformación del Comité Interinstitucional TIC del Sector.
- Se realizaron capacitaciones a los funcionarios sobre la norma ISO 27001.

## 5 TALENTO HUMANO

Las competencias laborales se constituyeron en el eje de la capacitación, ésta se enfoca especialmente en aspectos misionales con el 76% y siendo el 24% dirigida a competencias laborales; haciendo énfasis en la innovación, afrontamiento del cambio, percepción de requerimientos del entorno, toma de decisiones y trabajo en equipo.

## PROGRAMAS DE BIENESTAR

Durante el 2008 se realizaron actividades dirigidas a promover la salud, prevenir enfermedades y adicciones, así como a elevar el nivel y la calidad de vida de los servidores públicos.

- Se actualizó el programa de salud ocupacional y el panorama de factores de riesgo.
- Se realizaron inspecciones de riesgo trimestral.
- Se efectuó capacitación a los integrantes del Comité Paritario de Salud Ocupacional y a las brigadas de emergencia.
- Se hizo un simulacro de evacuación.
- Hubo campañas de vacunación e implementación del Programa de Pausas Activas.

Además de lo anterior, se realizaron actividades que contribuyeron al mejoramiento del clima laboral, tales como la celebración del día de la mujer y el hombre, día de la secretaria, día del conductor, cumpleaños mensuales de los servidores, día del amor y la amistad y actividad recreativa para los hijos de los funcionarios.

También se participó en los Juegos Nacionales del Sector Eléctrico y los Juegos de la Función Pública.

## CAPACITACIÓN

La cobertura de capacitación en el 2008 alcanzó el 99,01% de los servidores públicos, tanto por capacitación como por beneficiarios. Cada servidor público del Ministerio de Minas y Energía recibió un promedio de 106 horas de capacitación.

## NOMBRAMIENTOS

La planta de personal del Ministerio cuenta con 214 cargos, de los cuales tiene provistos 202 y durante el periodo del 17 de junio de 2008 a abril de 2009, se vincularon 39 personas y se retiraron 23, de conformidad con la normatividad vigente.

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	21
Dirección de Gas	9
Dirección de Hidrocarburos	28
Dirección de Minas	12
Secretaría General	4
Grupo de Sistemas	9
Grupo de Talento Humano	12
Grupo de Planeación y Cooperación	4
Grupo Financiera	12
Grupo de Servicios Administrativos	23
Grupo de Administración Documental	18
Grupo de Participación Ciudadana	4
<b>TOTAL CARGOS</b>	<b>214</b>

## 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 remitido al Departamento Administrativo de la Función Pública, DAFP, en los períodos establecidos, la información pertinente de las entidades del sector obligadas a reportar.

Dentro de este proceso, se reportaron siete retiros durante el 2008.

## 6 MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTA INFORMÁTICA

### 6.1 Actualización Plataforma de Cómputo

Se adquirieron seis microcomputadores portátiles con el fin de cubrir necesidades de cómputo portable para los directivos del Ministerio. Igualmente, se adquirieron seis multifuncionales para impresión, fotocopiadora, scanner y fax, con el fin de brindar un servicio integrado.

#### 1. Modernización de la Infraestructura de TIC

- **Infraestructura del Sistema de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo, SICOM**

Mediante convenio suscrito entre el Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH y la Financiera Energética Nacional, FEN, se construyó la infraestructura del centro de cómputo, locaciones de call center y sala de operaciones para el funcionamiento del SICOM, sistema con el que se efectuará el control de despachos de combustibles derivados del petróleo, cuya finalidad es disminuir el hurto y contrabando de combustibles.

- **Red Pasiva (Cableado Estructurado)**

Se adquirió la construcción de la red pasiva para los pisos 1° al 5°, el cual comprendió el cableado estructurado de última categoría (categoría 7-A) con backbone horizontal y adecuación eléctrica de puestos de trabajo. Esta red pasiva brinda coherencia tecnológica con la infraestructura de red activa existente a 1000 Mbps y con la central telefónica IP (voz sobre IP) adquirida en el periodo pasado.

- **Automatización de Backups**

Se implementó el sistema de automatización de backups a través de una unidad robótica, con el objeto de brindar una adecuada protección a las copias de seguridad de los datos vinculados a los sistemas de información misionales y de apoyo.

#### 2. Sistemas de Información

- **Portal Institucional del Ministerio de Minas y Energía**

Se desarrolló el Portal de Internet institucional del Ministerio de Minas y Energía, bajo el esquema de subportales misionales, los cuales cumplen en el 100% las exigencias de las fases 1 y 2 contempladas en el Manual adoptado por el Decreto 1150 de 2008. Igualmente, este portal institucional, cumple con los lineamientos establecidos por Gobierno en Línea, para atención a niños y minusválidos.

#### 3. Seguridad de la Información

- **Sistema de Prevención de Intrusos, IPS en Cluster**

Se puso en funcionamiento el Sistema de Prevención de Intrusos – IPS bajo el esquema de cluster con balanceo de cargas, con el propósito de suministrar alta disponibilidad funcional de este sistema

de protección, donde dos equipos IPS con tecnología similar, responden simultáneamente a las necesidades de seguridad informática de los accesos a internet.

- **Implementación del Sistema de Gestión de Seguridad de la Información**

Se definió el Sistema de Gestión de la Seguridad de la Información, SGSI con el cumplimiento de los requerimientos de la norma ISO-27001, con alcance a todas las áreas funcionales del Ministerio con el objeto de iniciarse su implementación. Se efectuó la sensibilización y se establecieron los niveles de responsabilidad de cada una de las dependencias frente a la custodia de la información. Se definieron las estrategias para: atender contingencias, gestión de riesgos, Análisis de Impacto del Negocio, manual de SGSI, Línea Base de las Políticas de Seguridad de la Información.

#### 4. **Planeación Estratégica**

Se contrató la consultoría para la formulación del Plan Estratégico de Tecnologías de Información y Comunicaciones, PETIC del sector minero energético, mediante el cual se definió el horizonte tecnológico a cuatro años en el marco sectorial bajo un entorno de integralidad con flujos de información y escenario tecnológico centralizados, acordes con la gestión del conocimiento. Igualmente, se efectuó la caracterización de macroprocesos sectoriales, definición de planes de acción, cierre de brechas y presupuestos para la estrategia seleccionada, así como las estrategias para los procesos de gestión estratégica, de ejecución y control.

## 7 ORGANIZACIÓN DEL FONDO ACUMULADO DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA FASE I

El Ministerio de Minas y Energía es consciente de la problemática por la acumulación irracional y falta de organización de sus documentos, así como de no poseer inventarios documentales. Igualmente, de no encontrar la información oportunamente, exponiéndose a un gran riesgo de deterioro en sus documentos y a la pérdida de información valiosa, ya que los temas de hidrocarburos, minas, energía, gas y la documentación administrativa no están por separado.

Con el ánimo de dar cumplimiento a la Ley 594 de 2000, por medio de la cual se dicta la Ley General de Archivos y demás reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía comenzó a ejecutar la primera fase del Proyecto de Organización de Archivos, la cual inició el 15 de julio de 2008 y se espera finalice el 15 de julio de 2009. En esta fase se realizan la organización de las Historias Laborales del Ministerio de Minas y Energía y del INEA, la reconstrucción institucional de los dos fondos acumulados, la organización del fondo acumulado del INEA, la elaboración de Tablas de Valoración Documental por periodos y estructuras, así como el levantamiento de pre-inventario (estado natural de los documentos) del Ministerio de Minas y Energía, cuyos asuntos son: minería, gas, energía, hidrocarburos parcial y administrativos).

Así mismo, se digitalizaron series documentales de mayor consulta como las historias laborales y documentos dispositivos: resoluciones y decretos.

La Fase I ha sido vital para el proceso de organización del Fondo Acumulado, una vez realizado el pre - inventario del Fondo Ministerio de Minas y Energía, podremos seguir con la Fase II de Organización del Fondo Acumulado del Ministerio de Minas y Energía, que tiene aproximadamente 2.500 metros lineales, con fechas extremas de 1889 a 2005.

## GESTIÓN AMBIENTAL

### Agendas Interministeriales Conjuntas

El Ministerio de Minas y Energía, considerando que la acción para la protección del medio ambiente del país es una tarea conjunta y coordinada entre el Estado, la comunidad, las organizaciones no gubernamentales y el sector

privado, acordó desarrollar una agenda conjunta de trabajo con el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, con el fin de integrar las acciones interinstitucionales, políticas y programas de interés común que desarrollan los dos ministerios y sus entidades adscritas y vinculadas, las cuales serán ejecutadas a través de planes anuales con acuerdos concretos y metas para avanzar en temas precisos y de interés común. Esta Agenda es una herramienta para mantener sinergias entre la actividad minero energética con las políticas ambientales y de desarrollo sostenible.

Si bien este instrumento de coordinación no ha sido protocolizado entre los dos ministerios, las dos entidades vienen trabajando con los sectores minero energético y ambiental con el fin de ir avanzando en la sensibilización al personal en materia ambiental. Dada la importancia del Ministerio de Minas y Energía en el sector productivo nacional, se vienen desarrollando unas agendas de trabajo o planes de acción que involucran a las entidades y gremios de cada uno de los sectores de hidrocarburos, minería y energía, las cuales abarcan temas de ordenamiento ambiental, seguimiento ambiental, guías minero ambientales, incorporación del componente ambiental en políticas, planes y programas sectoriales, fortalecimiento de las autoridades ambientales y mineras, control y seguimiento, así como estrategias de coordinación con las Corporaciones Autónomas Regionales, CARs.

De igual manera y teniendo en cuenta que las acciones para la prevención y atención de desastres son una necesidad prioritaria para el país y que la gestión debe realizarse y organizarse a nivel institucional, con el fin de lograr el cumplimiento de responsabilidades comunes frente a este objetivo común, se acordó suscribir una agenda conjunta de trabajo con la Dirección de Prevención y Atención de Desastres del Ministerio del Interior y Justicia, con el fin de desarrollar temas estructurales definidos sobre la gestión integral del riesgo sectorial, identificación y monitoreo del riesgo, la prevención y la mitigación, el desarrollo de políticas y fortalecimiento institucional.

### **Política de Desarrollo Sectorial Sostenible**

Con el fin de elaborar los lineamientos para desarrollar el sistema de gestión institucional en los temas de desarrollo minero energético sostenible y facilitar el desarrollo de estrategias de los procesos y permitir la socialización de la política a nivel interno y externo, se elaboró el Documento de Política de Desarrollo Minero Energética Sostenible, actividad que contó con el apoyo de las entidades del sector y que busca establecer por parte del Ministerio, un marco de actuación para las autoridades, organismos, entes territoriales y empresas que participan en el desarrollo minero energético de Colombia, con el fin de asegurar el aprovechamiento sostenible de los recursos, de tal manera que generen un beneficio razonable y equilibrado para las diferentes partes involucradas, un manejo controlado y sistémico de la base natural que los sustenta, bajo esquemas de coordinación eficientes y participativos y en coherencia con estándares internacionales reconocidos por el país y las empresas.

### **Instrumentos Internacionales en Materia Ambiental**

Colombia cuenta con una riqueza de recursos naturales que lo posiciona en una situación privilegiada en cuanto a la disponibilidad de energéticos para consumo nacional y la exportación de los mismos. La oferta de energía eléctrica proveniente de centrales hidráulicas atiende más del 80% de la demanda, caracterizando la matriz energética del país como limpia. Colombia cuenta con uno de los factores de emisión de gases de efecto invernadero más bajos del mundo asociado a la generación de energía.

El Ministerio participa en el cumplimiento de algunos instrumentos internacionales como son la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, cuyo objetivo principal es la estabilización de gases de efecto invernadero en la atmósfera. El carbón, como uno de los principales productos de exportación del país y de acuerdo con el crecimiento de los consumos de energía que se presentan tanto a nivel doméstico como mundial, juega un papel muy importante para poder suplir las necesidades energéticas del futuro, por lo cual debemos apostarle a un crecimiento sostenible del sector energético, no dejando de lado el carbón sino propendiendo por la utilización más limpia y eficiente del mismo. Una muestra de esto es la existencia de una metodología para la captura de metano en minas de carbón y pozos. Las emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> aportadas por Colombia por el uso de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica y centros de transformación, descendieron en los últimos años. Este comportamiento ha obedecido principalmente a una mayor generación hidráulica.

De igual manera, en desarrollo del Módulo de Energía, en el marco de esta Convención, se viene trabajando de manera coordinada e interinstitucional, en la elaboración de la Segunda Comunicación Nacional ante la Convención Marco de Cambio Climático, que se producirá en el mes de diciembre de 2009 y que deberá presentar Colombia en la ciudad de Copenhague.

En materia de biocombustibles, se viene impulsando el desarrollo de proyectos buscando: una mayor diversificación de la canasta energética, alternativas en combustibles para escenarios de disminución de reservas de petróleo y posibilidad de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio, MDL, en plantas de extracción de biocombustibles y por sustitución en el transporte.

Con relación al Protocolo de Kyoto, se viene impulsando el desarrollo de proyectos energéticos elegibles al Mecanismo de Desarrollo Limpio, estableciendo agendas de trabajo con otras entidades (MAVDT), propendiendo por el crecimiento sostenible y ambientalmente amigable del sector energético, y buscando la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

### **Grupo de Gestión Ambiental y Comité de Desarrollo Minero Energético Sostenible**

Se organizó, mediante Resolución 181244 del 16 de agosto de 2007, el Comité de Desarrollo Minero Energético Sostenible, como una instancia de asesoría, deliberación, concertación, consulta y soporte del Ministerio de Minas y Energía en los temas relacionados con el manejo y la gestión sostenible de los sectores bajo su orientación. Esto, en cumplimiento de sus funciones, específicamente las de propender porque las actividades de las empresas del sector minero energético garanticen el desarrollo sostenible de los recursos naturales y en coordinación con otras entidades, velar por el cumplimiento de los planes y las disposiciones sobre protección, conservación y recuperación de los recursos naturales intervenidos por las actividades desarrolladas por los subsectores de energía, minas, hidrocarburos y gas, así como participar en la orientación de las entidades adscritas y vinculas,

Mediante Resolución 180357 del 10 de marzo de 2009, se creó el Grupo de Gestión Ambiental en la estructura organizacional del Ministerio, el cual formula, promueve, participa y hace seguimiento a la política ambiental minero energética y su articulación con las entidades del sector. Esta dependencia es un órgano asesor en asuntos de desarrollo sectorial sostenible para las dependencias de la institución, con el fin de lograr el direccionamiento temático ambiental al interior de la entidad.

## **8 RECUPERACIÓN DE CARTERA**

Durante el período junio de 2008 a abril de 2009, el Grupo de Jurisdicción Coactiva recuperó, por concepto de cartera, la suma de **DOS MIL DOSCIENTOS VEINTITRÉS MILLONES CIENTO CINCUENTA Y UN MIL CIENTO OCHENTA Y TRES PESOS (\$2.223.151.183)**.



**SECCIÓN F**  
**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN**

## 1 IMPLEMENTACIÓN MODELO ESTÁNDAR DE CONTROL INTERNO, MECI

Como producto de los resultados del cuestionario, aplicado el 18 de diciembre de 2008 y en la metodología de interpretación dada por el DAFP, se estableció que la implementación del MECI en el Ministerio de Minas y Energía, es del **93,85%**, es decir en *Cumplimiento*.

Según los resultados dados por el Aplicativo MECI, algunos elementos son susceptibles de mejoramiento continuo, sobre los cuales la administración tomará acciones.

## 2 IMPLEMENTACIÓN SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD NTCGP

Durante los días 21, 22 y 23 de julio de 2008, se realizó la segunda visita de seguimiento de certificación, la cual fue aprobada con cero (0) no conformidades, bajo la norma ISO 9001:2000. El 15 de octubre de 2008, la firma Bureau Veritas Certification, luego de la comprobación básica de los requisitos de la norma NTCGP 1000:2004 realizó la emisión del Certificado NTCGP1000:2004 con la debida acreditación de la SIC.

El Ministerio, realizó auditorías internas de calidad, entre el 24 de marzo y el 24 de abril de 2009, con el fin de evaluar y verificar el cumplimiento de las normas ISO 9001:2008, NTCGP 1000:2004 y MECI, estableciendo 94 observaciones y 22 no conformidades. Así mismo, la firma Bureau Veritas del 20 al 22 de mayo de 2009, realizó auditoría de Recertificación 1 al Sistema de Gestión de la Calidad bajo la norma ISO 9001:2008 y NTCGP 1000:2004, quienes conceptuaron que *se verificó la conformidad frente a los requisitos de la norma y se evidencia mejoramiento continuo en sus procesos. Se evidencia un Sistema de Gestión de Calidad implementado y mantenido*.

## 3 DIRECCIÓN DE ENERGÍA FSSRI Y FOES

La Dirección de Energía y la Oficina de Control Interno, realizaron seguimiento al proceso de liquidación de Subsidios y Contribuciones, a la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P., EMSA, relacionado con el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, FSSRI, y al manejo de los recursos provenientes del Fondo de Energía Social, FOES, correspondientes al cuarto trimestre de 2008, cuyas conclusiones y oportunidades de mejoramiento fueron remitidas a EMSA.

Igualmente, se realizó seguimiento al proceso de liquidación de Subsidios y Contribuciones, presentadas por la Empresa Gases del Llano S.A. E.P.S., al Ministerio de Minas y Energía, del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, FSSRI, corresponde al cuarto trimestre de 2008, presentando diez (10) conclusiones u observaciones y siete (7) oportunidades de mejoramiento.

## 4 SISTEMA DE INFORMACIÓN PARA LA CONTRATACIÓN ESTATAL, SICE

La Oficina de Control Interno realizó Evaluación de Cumplimiento por parte del Ministerio de Minas y Energía a la obligatoriedad de consultar el Sistema de Información para la Vigilancia de la Contratación Estatal, SICE, con el fin de verificar la integración de todos los datos relevantes del proceso de contratación estatal, el periodo de la evaluación comprendió la vigencia 2007 y de enero a junio de 2008.

A fin de analizar y determinar el estado del nivel de riesgo, se procedió a tomar una muestra aleatoria de los contratos vigencia 2007 y enero-junio de 2008, donde se analizaron dos (2) variables: consulta y registro de contratos, cuyos resultados se muestran en el siguiente cuadro:

- Durante la vigencia 2007, tanto la consulta obligatoria como el registro de contratos, presento niveles de riesgo mediano y alto respectivamente.
- Durante el primer semestre 2008, las variables analizadas presentan nivel de riesgo bajo, por cuanto se esta dado cumplimiento al marco normativo actualmente vigente.

VARIABLE ANALIZADA		NIVEL DE RIESGO 2007		NIVEL DE RIESGO enero-junio 2008	
1	Consulta obligatoria al aplicativo SICE	MEDIANO		BAJO	
2	Registro de Contratos SICE	ALTO		BAJO	

## 5 SISTEMA DE CONTROL INTERNO CONTABLE

La Oficina de Control Interno realizó la Evaluación al Sistema de Control Interno Contable, a diciembre de 2008, que de acuerdo con los resultados de la <sup>a</sup> Encuesta<sup>o</sup>, se estableció que el grado de implementación y efectividad de los controles asociados a las actividades del proceso contable, es Adecuado con una calificación de 4.43.

## 6 DERECHOS DE AUTOR SOBRE SOFTWARE

Se realizó por parte de la Oficina de Control Interno la Evaluación Independiente al cumplimiento por parte del Ministerio de Minas y Energía de las Normas en Materia de Derechos de Autor sobre Software, a 20 de marzo de 2009, obteniendo los siguientes resultados: el Ministerio de Minas y Energía está dando cumplimiento a las normas en materia de derechos de autor sobre software, de acuerdo con el estado del nivel de riesgo de las variables analizadas, las cuales se muestran en el siguiente cuadro.

VARIABLE ANALIZADA		NIVEL DE RIESGO	
1	SOFTWARE DE CORREO ELECTRÓNICO	BAJO	
2	SOFTWARE DE ANTIVIRUS	BAJO	
3	SOFTWARE DESARROLLADOS	BAJO	
4	SOFTWARE LICENCIADOS	BAJO	
5	SOFTWARE DADO DE BAJA	BAJO	
6	DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS DE CÓMPUTO	BAJO	
7	CAPACIDAD DE LOS EQUIPOS DE CÓMPUTO	BAJO	
8	EQUIPOS DE CÓMPUTO PARA CONTINGENCIAS	BAJO	
9	SISTEMA DE CORRESPONDENCIA	BAJO	
10	PROCEDIMIENTO DOCUMENTADO DERECHOS DE AUTOR	BAJO	
11	POLÍTICAS DE SEGURIDAD INFORMÁTICA	BAJO	
12	MECANISMOS DE CONTROL ESTABLECIDOS	BAJO	

## 7 GASTOS DE FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR

Se realizó por parte de esta Oficina, el seguimiento al comportamiento de los Gastos de Funcionamiento del Sector Minero Energético, relacionado con el primer trimestre de 2009. En términos generales, las entidades del sector muestran su compromiso con la Política de Austeridad de la Presidencia de la República.

Consolidados los Informes Trimestrales de Austeridad, correspondientes al primer trimestre de 2009 Vs. primer trimestre 2008, con base en los registros contables expresados en pesos, se estableció que este Sector presentó un comportamiento a la baja del 12,2%, con ningún nivel de riesgo.

## 8 MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA

La Oficina de Control Interno considera que el cumplimiento al Plan de Mejoramiento del Subproceso de Mecanismos de Participación Ciudadana, se encuentra en un nivel de riesgo Bajo, teniendo en cuenta que solo una meta está pendiente de ejecución.

## 9 OBLIGACIONES LEGALES DE LAS OFICINAS DE CONTROL INTERNO

Esta Oficina analizó y compiló las asesorías, apoyos, acompañamientos, evaluaciones, verificaciones, seguimientos y consolidaciones legales que deben realizar las Oficinas de Control Interno de las Entidades y Organismos de la Rama Ejecutiva del Poder Público del Orden Nacional, teniendo en cuenta la normatividad vigente aplicable, a 4 de septiembre de 2008, obteniendo los siguientes resultados.

La Oficina de Control Interno debe atender en promedio **557** tareas durante una vigencia, contenidas en las actividades descritas en la caracterización de su Proceso. De dichas tareas, la Oficina de Control Interno de este Ministerio tiene programadas para ejecutar **401** tareas durante la vigencia 2008, de acuerdo con el Programa Anual de Auditoría Interna de Gestión Independiente, equivalente al **72%** como se describe a continuación.

TIPO DE ACTIVIDAD	CANTIDAD DE TAREAS QUE SE DEBEN EJECUTAR	CANTIDAD DE TAREAS PROGRAMADAS A EJECUTAR - 2008	% CUBRIMIENTO PROGRAMADO - VIGENCIA 2008
PLANEAR E IDENTIFICAR LAS TAREAS	7	7	100%
ASESORAR, ACOMPAÑAR Y APOYAR	238	202	85%
EVALUAR LOS SISTEMAS	85	29	34%
HACER SEGUIMIENTO	88	29	33%
ATENDER LAS SOLICITUDES DE INFORMACIÓN	111	111	100%
EJERCER LA SECRETARÍA TÉCNICA	8	6	75%
RETROALIMENTACIÓN	20	17	85%
<b>TOTAL</b>	<b>557</b>	<b>401</b>	<b>72%</b>

## 10 SISTEMA GENERAL DE INFORMACIÓN ADMINISTRATIVA DEL SECTOR PÚBLICO, SUIP

La Oficina de Control Interno verificó que la información reportada por el Ministerio de Minas y Energía en el Sistema Único de Información de Personal, SUIP, corresponda a la contenida en la historia laboral de los servidores públicos y contratistas, a 22 de diciembre de 2008.

Con base en la verificación realizada al SUIP, la Oficina de Control Interno estableció que la información de los servidores públicos del Ministerio, relacionada con datos personales, formación académica, experiencia laboral y novedades, no corresponde en su totalidad a la consignada en la historia laboral. De igual forma, la información de los contratistas no se encuentra registrada en el SUIP. La información contenida en el SUIP, no facilita el seguimiento y la evaluación de la gestión pública al interior del Ministerio, ni facilita el control social, dado que esta se encuentra desactualizada e incompleta.

## 11 PLAN DE MEJORAMIENTO CON LA CONTRALORÍA

Teniendo en cuenta la gestión realizada por los responsables de ejecutar las metas, la Oficina de Control Interno estableció que el Plan de Mejoramiento suscrito con la Contraloría General de la República, CGR, se encuentra ejecutado en un **54.12%** a 28 de abril de 2009, es decir, que de las 85 metas se han cumplido 46, como se muestra en el siguiente cuadro.

## 12 MEDIDAS DE AUSTERIDAD Y EFICIENCIA DEL GASTO

La Oficina de Control Interno verificó el cumplimiento de las normas de Austeridad del Gasto por parte del Ministerio, realizando seguimientos mensuales a los meses de enero a septiembre de 2008, es decir, nueve (9) seguimientos. Como resultado de esta verificación, se concluyó que en términos generales el Ministerio continúa dando cumplimiento y observando rigurosamente las directrices gubernamentales en materia de austeridad del gasto público

ESTADO DE LAS METAS		NIVEL DE RIESGO	Metas	%
CUMPLIDA		BAJO	46	54,12%
CUMPLIDA PARCIALMENTE		MEDIANO	1	1,18%
PENDIENTE		ALTO	0	0,00%
REALIZACIÓN POSTERIOR		NINGUNO	38	44,71%
<b>TOTAL</b>			<b>85</b>	<b>100%</b>

### 13 DIRECCIÓN DE GAS

La Oficina de Control Interno realizó Evaluación Integral de la Dirección de Gas, estableciendo que la dependencia realizó una buena gestión durante la vigencia 2008, no obstante, se presentaron seis (6) oportunidades de mejoramiento. Con base en el análisis realizado al Plan Operativo 2008, se determinó que la ejecución de los objetivos fue del 99% y las actividades en un 97%, es decir, con un nivel de riesgo BAJO en la ejecución.

En relación con SIGOB, se tiene una (1) meta la cual tiene establecida para el cuatrienio (2006 – 2010), la conversión de 160.000 vehículos a gas, determinándose que a 31 de diciembre de 2008, se han convertido a gas natural 149.214 vehículos (93,26%) y a 25 de marzo de 2009 se observó la conversión de 155.539 vehículos, quedando la meta con un cumplimiento del 97,21%.

### 14 DIRECCIÓN DE MINAS

La Oficina de Control Interno realizó Evaluación Integral de la Dirección de Minas, estableciendo que la dependencia realizó una buena gestión durante la vigencia 2008.

En relación con SIGOB, se tienen dos (2) metas, las cuales tienen establecidas para el cuatrienio (2006 – 2010), el fortalecimiento del marco institucional del sector minero, determinándose que a 31 de diciembre de 2008, tres de los cuatro indicadores que componen esta meta se encuentran por encima del promedio estimado para el cuatrienio. En cuanto a la meta correspondiente a promover un aumento en la productividad de las explotaciones legales, la Dirección de Minas cuenta con todos los estudios para determinar los Distritos Mineros que serán proyectos piloto de aumento en explotaciones legales.

Asimismo, se estableció que la Dirección de Minas ha delegado funciones de tramitación, suscripción y otorgamiento de títulos mineros, así como la vigilancia y el control de ejecución de los mismos en seis (6) Gobernaciones e Ingeominas, estableciendo metas de acuerdo al número de títulos mineros y la infraestructura propia de cada delegada en contratación y fiscalización minera, haciendo seguimiento y estableciendo mecanismos de control a la gestión de cada Gobernación, mediante una planeación y seguimiento a lo largo del año.

### 15 CONCEPTO JEFE DE CONTROL INTERNO SOBRE EL SCI

La Oficina de Control Interno, con base en las asesorías, evaluaciones y seguimientos realizados de manera selectiva, concluye que el Sistema de Control Interno del Ministerio presenta un grado de desarrollo importante, por cuanto los instrumentos, mecanismos y elementos de control adoptados, aportan de manera sustancial al logro integral de los objetivos y metas institucionales.

**SECCIÓN G**  
**INFORME CONTROL INTERNO**

## 1 IMPLEMENTACIÓN MODELO ESTÁNDAR DE CONTROL INTERNO - MECI<sup>1</sup>

Como producto de los resultados del cuestionario, aplicado el 18 de diciembre de 2008 y en la metodología de interpretación dada por el DAFP, se estableció que la implementación del MECI en el Ministerio de Minas y Energía, es del **93,85%**, es decir en *Cumplimiento*.

AVANCE IMPLEMENTACIÓN MECI						93,85	Cumplimiento
ELEMENTO	Avance (%)	COMPONENTE	Avance (%)	SUBSISTEMA	Avance (%)		
1 ACUERDOS, COMPROMISOS O PROTOCOLOS ÉTICOS	100	1 AMBIENTE DE CONTROL	87,95	1 CONTROL ESTRATÉGICO	96,33		
2 DESARROLLO DEL TALENTO HUMANO	70						
3 ESTILO DE DIRECCIÓN	93,85						
4 PLANES Y PROGRAMAS	95,8	2 DIRECCIONAMIENTO ESTRATEGICO	98,6				
5 MODELO DE OPERACIÓN POR PROCESOS	100						
6 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	100	3 ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	100				
7 CONTEXTO ESTRATÉGICO	100						
8 IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS	100						
9 ANÁLISIS DE RIESGOS	100						
10 VALORACIÓN DE RIESGOS	100						
11 POLÍTICAS DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	100	4 ACTIVIDADES DE CONTROL	76	2 CONTROL DE GESTIÓN	87,45		
12 POLÍTICAS DE OPERACIÓN	40						
13 PROCEDIMIENTOS	100						
14 CONTROLES	100						
15 INDICADORES	100						
16 MANUAL DE PROCEDIMIENTOS	40	5 INFORMACIÓN	94				
17 INFORMACIÓN PRIMARIA	90						
18 INFORMACIÓN SECUNDARIA	92	6 COMUNICACIÓN PÚBLICA	100				
19 SISTEMAS DE INFORMACIÓN	100						
20 COMUNICACIÓN ORGANIZACIONAL	100	7 AUTO-EVALUACIÓN	100	3 CONTROL DE EVALUACIÓN	100		
21 COMUNICACIÓN INFORMATIVA	100						
22 MEDIOS DE COMUNICACIÓN	100						
23 AUTOEVALUACIÓN DE CONTROL	100	8 EVALUACIÓN INDEPENDIENTE	100				
24 AUTOEVALUACIÓN DE GESTIÓN	100						
25 EVALUACIÓN INDEPENDIENTE AL SISTEMA DE CONTROL INTERNO	100	9 PLANES DE MEJORAMIENTO	100				
26 AUDITORÍA INTERNA	100						
27 PLAN DE MEJORAMIENTO INSTITUCIONAL	100						
28 PLAN DE MEJORAMIENTO POR PROCESOS	100						
29 PLAN DE MEJORAMIENTO INDIVIDUAL	100						

Metodología Implementación MECI	
90 - 100	Cumplimiento Alto
60 - 89	Incumplimiento Medio
0 - 59	Incumplimiento Alto

<sup>1</sup> Divulgado al Ministro mediante memorando 2009008863 del 26 de febrero de 2009. Igualmente, el Ministro lo remitió al Consejo Asesor del Gobierno Nacional en Materia de Control Interno, mediante comunicación 2009010447 del 6 de marzo de 2009.

Según los resultados dados por el Aplicativo MECI, los siguientes elementos son susceptibles de mejoramiento continuo, los cuales obtuvieron una puntuación igual o inferior a 89: [2] Desarrollo del Talento Humano, 70%; [12] Políticas de Operación, 40%; y [16] Manual de Procedimientos, 40%.

## 2 IMPLEMENTACIÓN SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD NTCGP<sup>2</sup>

Durante los días 21, 22 y 23 de julio de 2008, se realizó la segunda visita de seguimiento de Certificación, la cual fue aprobada con cero (0) no conformidades, bajo la norma ISO 9001:2000. El 15 de octubre de 2008, la firma Bureau Veritas Certification, luego de la comprobación básica de los requisitos de Norma NTCGP 1000:2004 realizó la emisión del Certificado NTCGP1000:2004 con la debida acreditación de la SIC.

La Administración del Ministerio, realizó Auditorías Interna de Calidad, entre el 24 de marzo y el 24 de abril de 2009, con el fin de evaluar y verificar el cumplimiento de las normas ISO 9001:2008, NTCGP 1000:2004 y MECI. Igualmente, se tiene programada la visita de Recertificación de las normas ISO 9001:2008 y NTCGP 1000:2004, para los días 20, 21 y 22 de Mayo de 2009.

## 3 PROFESIONALIZACIÓN DE LA PLANTA DE PERSONAL

El Ministerio de Minas y Energía se encuentra en un Proceso de Reestructuración, con miras a establecer la Planta de Personal ideal que le permita cumplir de manera eficaz y eficiente sus objetivos, políticas y programas, en virtud de la Constitución Política, de la Ley 489 de 1998 y el Decreto 1227 de 2005<sup>3</sup>.

En tal sentido, esta Oficina analizó la conformación de la Planta de Personal<sup>4</sup> del Ministerio de Minas y Energía, con miras a determinar el grado de profesionalización, obteniendo los siguientes resultados.

1. La Planta de Personal del Ministerio<sup>5</sup> no refleja una tendencia marcada a la profesionalización, por cuanto solo el 56,1% corresponde a los niveles Directivos, Asesor y Profesional. Lo anterior, de acuerdo con lo establecido por el Departamento Administrativo de la Función Pública<sup>6</sup>, de asignar una mayor proporción de los empleos al área Misional, en un 75%, es decir, que el Ministerio presenta una diferencia del 18,9%.

ASIGNACIÓN / NIVELES	DIRECTIVO, ASESOR Y PROFESIONAL	TÉCNICO Y ASISTENCIAL	SUBTOTAL	PORCENTAJE POR PROFESIONALIZACIÓN
MISIONAL	91	37	128	59,8%
APOYO	29	57	86	40,2%
SUBTOTAL	120	94	214	100%
PORCENTAJE POR NIVELES	56,1%	43,9%		
MISIONAL: Despachos del Ministro, Viceministro y Secretario General, Direcciones Técnicas, Oficinas Asesora Jurídica y de Control Interno y Grupo de Asuntos Nucleares				
APOYO: Grupos de Jurisdicción Coactiva, Servicios Administrativos, Financiera, Talento Humano, Sistemas, Planeación, Participación Ciudadana y Administración Documental.				

<sup>2</sup> Según lo reportado por el Grupo de Planeación, mediante correo electrónico del 27 de febrero de 2009.

<sup>3</sup> Referido al numeral 16 del artículo 189 de la Constitución Política, a los artículos 54 y 115 de la Ley 489 de 1998 y el artículo 97 del Decreto 1227 de 2005.

<sup>4</sup> Que a 9 de marzo de 2009, se encontraba conformada por 214 cargos.

<sup>5</sup> Información a 9 de marzo de 2009.

<sup>6</sup> Lo anteriormente expuesto, se sustenta en la siguiente normatividad: La <sup>3</sup> Guía de Reestructuración de las Entidades Públicas del Orden Nacional<sup>3</sup> expedida por el Departamento Administrativo de la Función Pública, en febrero de 2001, en el Capítulo 3 numeral 6.3 Determinar las Necesidades de Personal, comenta que a partir de la estructura interna, de la evaluación en la prestación de los servicios y de conformidad con la identificación y análisis de los procesos misionales, de apoyo y transversales, se procede a determinar las necesidades de la organización para el cumplimiento de las metas y resultados institucionales, recomienda examinar, entre otros, lo siguiente:

☐ Los perfiles de los cargos requeridos frente a las funciones a desempeñar, tendiente a la profesionalización de la entidad, en relación con los que hoy se tienen aprobados<sup>4</sup>.

De igual manera, el numeral 7. Criterios para Elaborar la Planta de Personal, establece que al conformar la planta de personal, las entidades públicas tendrán en cuenta, entre otros, los siguientes criterios:

✓ <sup>3</sup> Al distribuir los empleos, asignar una mayor proporción al área misional que encierra la razón de ser de la entidad, a la cual puede corresponder el 75%, y un 25% para los empleos de las demás áreas funcionales<sup>5</sup>.

✓ <sup>4</sup> La concentración de los empleos en determinados niveles, reflejará la profesionalización, tecnificación o la preeminencia de labores asistenciales u operativas, lo cual hará parte de las características de la organización<sup>6</sup>.



2. La profesionalización de la Planta de Personal, por Área Organizacional, se aprecia en el siguiente cuadro.

ANÁLISIS DE LA PLANTA DE PERSONAL DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA A 9 DE MARZO DE 2009, SEGÚN PLANTA SUMINSITRADA POR EL GRUPO DE TALENTO HUMANO									
ASIGNACIÓN	ITEM	ÁREAS ORGANIZACIONALES / NIVELES	DIRECTIVO	ASESOR	PROFE- SIONAL	TÉCNICO	ASIS- TENCIAL	SUBTOTAL	PORCENTAJE
			Ministro, Viceministro, Secretaría General, Jefe Oficina de Control Interno y Directores	Jefe Oficina Asesora Jurídica y todos los cargos de Asesores	Especializado y Universitario	Técnico, Técnico Operativo, Técnico Adminis- trativo	Aux.Admtvo., Secretaría, Aux. de Serv- Gles., Operario Calificado y Conductor Mecánico		
MISIONAL	1	Despacho del Ministro	1	4	0	0	6	11	59,8%
	2	Despacho del Viceministro	1	9	0	0	6	16	
	3	Dirección de Hidrocarburos	1	0	20	4	3	28	
	4	Dirección de Minas	1	0	8	0	3	12	
	5	Dirección de Energía	1	0	9	1	5	16	
	6	Grupo de Asuntos Nucleares	0	1	3	0	1	5	
	7	Dirección de Gas	1	0	6	0	2	9	
	8	Oficina Asesora Jurídica	0	1	14	0	4	19	
	9	Oficina de Control Interno	1	0	6	0	1	8	
	10	Despacho del Secretario General	1	2	0	0	1	4	
	11	Grupo de Control Disciplinario Interno **							
SUBTOTAL			8 - 6,3%	17 - 13,3%	66 - 51,6%	5 - 3,9%	32 - 25,0%	128	
PROFESIONALIZACIÓN			71,1%			28,9%			
APOYO	12	Grupo de Jurisdicción Coactiva	0	1	2	0	1	4	40,2%
	13	Grupo de Servicios Administrativos	0	0	2	4	17	23	
	14	Grupo de Financiera	0	0	7	3	2	12	
	15	Grupo de Talento Humano	0	0	4	3	5	12	
	16	Grupo de Sistemas	0	1	6	1	1	9	
	17	Grupo de Planeación	0	0	4	0	1	5	
	18	Grupo de Participación Ciudadana	0	0	1	1	2	4	
	19	Grupo de Administración Documental	0	0	1	0	16	17	
	SUBTOTAL			0 - 0,0%	2 - 2,3%	27 - 31,4%	12 - 14,0%	45 - 52,3%	
PROFESIONALIZACIÓN			33,7%			66,3%			
SUBTOTAL			8 - 3,7%	19 - 8,9%	93 - 43,5%	17 - 7,9%	77 - 36,0%	214	100%
PROFESIONALIZACIÓN			56,1%			43,9%			

\*\* El Grupo de Control Disciplinario Interno no corresponde al área Misional, no obstante, se dejó en esta categoría por cuanto la Resolución 18 1664 del 24 de octubre de 2007 une el recurso humano asignado con el de Secretaría General.

- El recurso humano asignado a las Direcciones Técnicas y a las Oficinas Asesora Jurídica y de Control Interno, realizan funciones con asignación de cargas laborales iguales o muy similares, no obstante, la diferencia de los grados oscila entre 2028-21 y 2044-07 con una remuneración que varía entre \$4.025.610 y \$1.664.356<sup>7</sup>.
- Las remuneraciones asignadas para los cargos a las Direcciones Técnicas y a las Oficinas Asesora Jurídica y de Control Interno, no están acordes con el perfil y especialidades exigidos, de manera que se dificulta vincular profesionales con la preparación requerida, dado que el mercado laboral ofrece mejor remuneración que las que brinda este Ministerio.
- El tener distintos niveles y grados de empleos profesionales en las Direcciones Técnicas y las Oficinas Asesora Jurídica y de Control Interno, dificulta al jefe inmediato asignar las tareas y responsabilidades de forma proporcional al empleo que ocupa el servidor público, por cuanto la distribución de éstas debe hacerse de conformidad con el perfil y dominio que tenga el profesional del tema.

<sup>7</sup> Según Decreto 708 del 6 de marzo de 2009, por el cual se fijan las escalas de asignación básica de los empleos que sean desempeñados por empleados públicos de la Rama Ejecutiva.

6. En los últimos años en el Ministerio de Minas y Energía se ha observado la emigración de profesionales altamente capacitados y con experiencia en el sector, por cuanto el mercado laboral les ofrece mejores oportunidades y mayor remuneración económica.

Con base en los resultados del análisis a la distribución de los empleos de la Planta de Personal a 9 de marzo de 2009, esta Oficina propone las siguientes Oportunidades de Mejoramiento, que sirvan de insumo para las decisiones que deben tomar el Ministro y el Comité de Reestructuración.

1. En el proceso de reestructuración que se surte, el Ministro debe considerar el establecer como política o lineamiento de dicho proceso, que al distribuir los empleos de la Planta de Personal, se asigne una proporción del 75% al área misional, con los cargos de nivel Directivo, Asesor y Profesional, que encierra la razón de ser del Ministerio. Lo anterior, atendiendo los lineamientos del Departamento Administrativo de la Función Pública, en su Guía de Reestructuración de las Entidades Públicas del Orden Nacional.
2. El Ministerio de Minas y Energía, teniendo en cuenta la especialidad y la función que desempeña dentro del Estado, debe considerar en el proceso de reestructuración que se está llevando a cabo, igualar los empleos al más alto grado en las Direcciones Técnicas y en las Oficinas Asesora Jurídica y de Control Interno, cuyos servidores públicos tiene iguales o similares cargas laborales.

#### 4 DIRECCIÓN DE ENERGÍA <sup>7</sup> FSSRI Y FOES<sup>8</sup>

En atención al trabajo en conjunto que adelanta la Dirección de Energía y la Oficina de Control Interno<sup>9</sup>, para hacer seguimiento al proceso de liquidación de Subsidios y Contribuciones, presentadas por la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P., EMSA, del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, FSSRI, y al manejo de los recursos provenientes del Fondo de Energía Social, FOES, correspondientes al cuarto trimestre de 2008, comedidamente presento los resultados obtenidos para su consideración y fines pertinentes<sup>10</sup>.

##### Conclusiones FSSRI

1. EMSA, aplicó al FSSRI lo estipulado en el artículo 3 de la Ley 1117 de 2006, en cuanto a la indexación de las tarifas y aplicación de subsidios para los estratos 1 y 2, aplicando factores de subsidios de 55% y 46%, respectivamente, los cuales se encuentran muy cerca de los toques máximos legales de 60% y 50%.
2. De acuerdo con los formatos presentados al Ministerio - FSSRI, se estableció que en la facturación se aplicaron las tarifas publicadas por EMSA<sup>11</sup>, ajustándose a norma.
3. Los porcentajes de subsidios y de contribuciones aplicados y reportados al FSSRI para los diferentes tipos de usuarios, se encuentran ajustados a norma.
4. Dentro de su estructura tarifaria, la EMSA diferencia por propiedad de activos, los costos de prestación de servicio y tarifas diferentes para los usuarios de un mismo estrato, en cumplimiento a la normatividad tarifaria expedida por el regulador (CREG).
5. El procedimiento de conciliación presentado por la empresa, correspondiente a subsidios y contribuciones, presenta diferencias no representativas o mínimas, frente al procedimiento de conciliación que realiza el Ministerio.
6. La Empresa, para reflejar las correcciones, aclaraciones y observaciones, respecto de las diferencias encontradas en las validaciones en la liquidación de Subsidios y Contribuciones, no está utilizando el Formato 1, <sup>12</sup>Conciliación Trimestral y Anexo: Resumen por Mercado de Comercialización<sup>13</sup>, de conformidad con lo establecido en la Circular 026 del 16 de abril de 2004, del Ministerio de Minas y Energía. Lo anterior, no permite que los ajustes queden en la base de datos - Conciliaciones.

<sup>8</sup> Informe enviado al Ministro con memorando 2009018068 del 21 de abril de 2009.

<sup>9</sup> Según memorando 2009005587 del 10 de febrero de 2009.

<sup>10</sup> El informe fue elaborado por la profesional Gladys Yolanda Ramos Quintero, de la Oficina de Control Interno, y por los Ingenieros Helbert Germán Angel Pulido y José Edilberto Muñoz Ruiz, de la Dirección de Energía.

<sup>11</sup> Las cuales fueron publicadas en el diario "7 Días".

7. Para el reporte de los Giros Efectuados a Otros Comercializadores por concepto de contribuciones facturadas, EMSA da cumplimiento a lo dispuesto en la Circular 18 005 de 2007, del Ministerio de Minas y Energía, en lo que respecta a informar oportunamente de los giros efectuados a los comercializadores incumbentes.
8. Se encontró que las diferencias en los reportes de los giros efectuados y recibidos que se presentan con la ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P., EMSA con Otros Comercializadores al FSSRI, pueden obedecer, por una parte, a que los otros comercializadores no están cumpliendo con lo dispuesto en la Circular 18 005 de 2007, del Ministerio de Minas y Energía, en lo que respecta a informar oportunamente de los giros efectuados a la EMSA y por otra parte a que la EMSA no esta identificando los giros recibidos dentro del trimestre en validación.
9. Existe incertidumbre en la identificación y actividad real de los usuarios reportados como exentos del pago de contribución, registrados en la base de datos de la Empresa, por cuanto hace falta información adicional que permita precisar su clasificación. Lo anterior puede obedecer, a que la Empresa no ha solicitado concepto a la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía, cuando tengan dudas sobre la aplicación de exención de contribuciones.

Dicha observación se deduce, de la revisión a la información reportada por EMSA de los usuarios exentos del pago de contribución (Especial y Oficial sin contribución), donde existen descripciones de usuarios que son ambiguas. La EMSA justifica dicha situación, a pesar de que en el sistema comercial figuran los nombres de los propietarios del predio, que en dichos locales existen muchos usuarios de carácter oficial de orden municipal, departamental y nacional.

#### Oportunidades de Mejoramiento FSSRI

- La Empresa, debe seguir cumpliendo los topes máximos legales de aplicación del factor de subsidios para la indexación de las tarifas en los estratos 1 y 2, que son del 60% y 50%, de conformidad con el artículo 3 de la Ley 1117 de 2006. Lo anterior, por cuanto los factores de subsidios se encuentran en 55% y 46% para los estratos 1 y 2, muy cerca de los topes máximos exigidos.
- La Empresa, debe utilizar el Formato 1, *Conciliación Trimestral y Anexo: Resumen por Mercado de Comercialización* para reflejar las correcciones, aclaraciones y observaciones, respecto de las diferencias encontradas en las validaciones en la liquidación de Subsidios y Contribuciones. Lo anterior, con el fin de que los ajustes queden en la base de datos - Conciliaciones.
- La Empresa, debe diseñar mecanismos de control, acercamiento y de canales de comunicación con los otros comercializadores, con el fin de minimizar el riesgo de que se presenten diferencias en los reportes con el FSSRI, en el rubro de Giros Recibidos de Otros Comercializadores, y se eviten inconvenientes en el proceso de consolidación de la información.
- La Empresa, en cumplimiento de lo estipulado en la Circular 18005 de 2007, del Ministerio de Minas y Energía, debe informar al Ministerio y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, los casos de suministro de información de manera no oportuna por parte de Otros Comercializadores, de los giros efectuados a la EMSA.
- Para los usuarios que soliciten la exención del cobro de contribución y EMSA tenga dudas sobre la aplicación de la exención, debe solicitar concepto a la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía, de manera que minimice el riesgo de identificar erróneamente a los usuarios.
- La Dirección de Energía, debe proceder a solicitar a todas las empresas, la depuración de los usuarios que gozan de exención del pago de contribución. En los casos en que la Empresa tenga duda respecto de si los usuarios están o no exentos, se proceda a verificar su actividad real, mediante visitas de campo, por parte de las Empresas prestadoras del servicio.

Para adelantar dicha actividad, la Dirección de Energía debe solicitar, que el avance de depuración de los usuarios que gozan de exención del pago de contribución, se refleje en la conciliación del IV Trimestre del año en curso.

### Conclusiones FOES

10. EMSA soportó al FOES la aplicación de los recursos distribuidos mediante las Resoluciones de distribución, emitidas por el Ministerio de Minas y Energía para los usuarios ubicados en las áreas especiales.
11. Con base en las facturas presentadas por EMSA, se evidenció que el beneficio otorgado por FOES, está siendo aplicado a los usuarios con derecho a este beneficio.
12. El procedimiento de conciliación, presentado por la Empresa, correspondiente a recursos FOES, se ajusta al marco normativo vigente.
13. De las visitas de campo, a barrios subnormales ubicados en los municipios de San Martín de los Llanos, El Guamal y Granada, se estableció que dichos usuarios son beneficiarios del FOES, de acuerdo con sus condiciones y características. Esta actividad se llevo a cabo en sitio con facturación.
14. Del acompañamiento, al trabajo social adelantado por EMSA en barrios subnormales en el área urbana de Villavicencio, específicamente en las zonas Colonias y Santander, se estableció que dichos usuarios son beneficiarios del FOES, de acuerdo con sus condiciones y características.

### Oportunidades de Mejoramiento FOES

- EMSA, debe conservar y ampliar los canales de comunicación con los líderes comunitarios, ubicados en zonas especiales, con el fin de impulsar los temas regulatorios<sup>12</sup> y dar a conocer los beneficios que otorga la Nación, a través de los subsidios.

Lo anterior, aprovechando la gestión social que adelanta EMSA en los diferentes barrios con los grupos interdisciplinarios (EMSA, Contratistas, Alumbrado público, etc.).

## 5 SISTEMA DE INFORMACIÓN PARA LA CONTRATACIÓN ESTATAL - SICE<sup>13</sup>

La Oficina de Control Interno realizó Evaluación de Cumplimiento por parte del Ministerio de Minas y Energía a la obligatoriedad de consultar el Sistema de Información para la Vigilancia de la Contratación Estatal, SICE, a fin de verificar la integración de todos los datos relevantes del proceso de contratación estatal, con miras a permitir su autorregulación, control institucional y publicidad de las operaciones, actividad realizada bajo la responsabilidad de la Secretaria General, Grupo de Servicios Administrativos. El periodo de la evaluación comprendió la vigencia 2007 y de enero a junio 2008.

### Conclusiones:

1. La Oficina de Control Interno evidencio que el Ministerio de Minas y Energía, a través del Grupo de Servicios Administrativos, no ajustó durante la vigencia 2007, la información a los requerimientos normativos SICE, solamente encontró el registro del plan anual de compras y algunas alarmas generadas en años anteriores.

Si bien el artículo 18 del Decreto Reglamentario 3512 de 2003 en su literal e) preveía excluir del registro en el SICE los contratos cuya cuantía fuese inferior a 50 smmlv, se aclara que la norma fue suspendida provisionalmente por el Consejo de Estado, razón por la cual sigue siendo claro y preciso que existe la obligación de registro de toda la contratación sin consideración de la cuantía.

No obstante lo anterior, y revisada la información a nivel consulta que periódicamente realiza esta Oficina al Aplicativo SICE, a través del icono consulta antes de control, se permite concluir que para la vigencia 2008, existe el registro y ejecución del Plan Anual de Compras, el cual se esta reflejando en los respectivos iconos de consulta.

<sup>12</sup> Temas regulatorios como el Uso Racional de Energía – URE y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE.

<sup>13</sup> Mediante memorando 2008035153 y 2008035163 del 4 de agosto de 2008, se remitió a los responsables del proceso.

2. Con referencia a lo estipulado en el artículo 17 del Acuerdo 009 del 18 de septiembre de 2006<sup>14</sup> alusivo al registro y ejecución de datos presupuestales, el Grupo Financiero, suministró la respectiva información correspondiente al registro y/o modificación al presupuesto asignado, vigencias 2007 y Primer Trimestre 2008.
3. El Sistema de Información para la Vigilancia de la Contratación Estatal, SICE mantiene implementados varios mecanismos que garantizan la integridad y privacidad de la información que maneja el Sistema. Según información publicada en la página WEB del Sice<sup>15</sup>, se renovó la instalación del producto "Certificado de Servidor Seguro", expedido por CERTICAMARA, única empresa autorizada para certificar la autenticidad de los servidores del SICE., según lo expresado por la Coordinación del Grupo de Servicios Administrativos, mediante, e-mail de fecha abril 29 de 2008, la empresa CERTICAMARA aún no está manejando el paquete SICE.
4. Sobre el tema alarmas generadas en el aplicativo SICE, se concluye que existen todavía activas las correspondientes a las vigencias 2003, 2004, 2005, 2006 y algunas 2008.
5. La Oficina de Control Interno, mediante registro 20088018668 del 30 de abril de 2008, informó al Grupo de Servicios Administrativos, sobre las alarmas 2008, generadas en el aplicativo SICE, en algunos de los contratos suscritos por la entidad.

Por su parte el Grupo de Servicios Administrativos en respuesta al requerimiento presentado, mediante Registro No. 2008020031 de fecha mayo 9 de 2008, remite los documentos soportes donde se puede evidenciar:

- Errores en las alarmas generadas en el aplicativo SICE, por cuanto, el Ministerio, dispone de los documentos soportes que indican el grado de cumplimiento por parte de la entidad a la obligatoriedad SICE.
  - Existen compras fuera del umbral de precios, las cuales han sido sustentadas por la entidad, teniendo en cuenta los diferentes estudios de mercado realizados, previo a la adquisición de los bienes, y soportados en cuadros comparativos de las ofertas presentadas.
6. A fin de analizar y determinar el estado del nivel de riesgo, se procedió a tomar una muestra aleatoria de los contratos vigencia 2007 y enero-junio de 2008, donde se analizaron dos (2) variables: consulta, y registro de contratos, cuyos resultados se muestran en el siguiente cuadro:

VARIABLE ANALIZADA		NIVEL DE RIESGO 2007		NIVEL DE RIESGO enero-junio 2008	
1	Consulta obligatoria al aplicativo SICE	MEDIANO		BAJO	
2	Registro de Contratos SICE	ALTO		BAJO	

Del análisis de los contratos suscritos durante el periodo evaluado se pudo concluir que:

- Durante la vigencia 2007, tanto la consulta obligatoria como el registro de contratos, presento niveles de riesgo mediano y alto respectivamente.
- Durante el primer semestre 2008, las variables analizadas presentan nivel de riesgo bajo, por cuanto se está dando cumplimiento al marco normativo actualmente vigente.

Los cuadros generales de la evaluación de cada uno de los contratos, se encuentran al final del informe en documento anexo.

En conclusión hasta tanto el Consejo de Estado no emita fallo, a la demanda de Acción de Nulidad Simple en contra del literal e) del artículo 18 del Decreto 3512 de 2003, expedido por el Presidente de la República, la entidad debe acoger la normatividad SICE, actualmente vigente y aplicarla en todos y cada uno de los diferentes procesos de contratación.

<sup>14</sup> ARTÍCULO 17: Las entidades y particulares que manejan recursos públicos, sin defecto del régimen contractual que apliquen, ya sea la Ley 80 de 1993 o el derecho privado, deben reportar en el Portal del SICE el presupuesto total de la entidad, desagregado en los valores totales de inversión y funcionamiento.

Se establece el 31 de enero de cada vigencia fiscal como fecha máxima para reportar dichos valores, o cuando surjan cambios en los valores totales de dichos presupuestos, o de sus correspondientes valores desagregados de inversión y funcionamiento.

Las entidades y particulares que manejan recursos públicos mencionados, deben reportar de igual manera, el valor total de su ejecución presupuestal, con una periodicidad trimestral durante cada vigencia fiscal. Se establece el último día hábil del mes siguiente al trimestre como la fecha máxima para registrar dicha información.

<sup>15</sup> www.sice-cgr.gov.co

Es importante, tener en cuenta que, el SICE, por definición, es un sistema de información, ordenación y control a cargo de la Contraloría General de la República, que integra todas las cifras del proceso de contratación estatal, con el fin de confrontarlas en línea y en tiempo real con los precios de referencia que posee la central de información.

#### Oportunidad de Mejoramiento:

1. Dado que la obligatoriedad SICE, es un requerimiento de Ley, y que este aplicativo es directamente administrado por la Contraloría General de la República, se sugiere que una vez el Grupo de Servicios Administrativos, cuente con la relación de alarmas generadas por el sistema, incluidas las reportadas vigencia 2008, procedan a remitir al ente responsable del proceso de desactivación de las mismas, todos y cada uno de los documentos soportes, que permitan evidenciar el trámite que la entidad adelanta al respecto.

Así mismo, copia de dichos documentos deben reposar en cada una de las carpetas de los respectivos contratos, en especial las generadas por el aplicativo, vigencia 2008.

Lo anterior con el fin de evitar, que las alarmas generadas y debidamente soportadas, sigan reflejándose en el aplicativo SICE, como es el caso de las reportadas en las vigencias 2003, 2004, 2005, 2006 y 2008, para lo cual bien se podría, oficiar directamente al ente de control y/o coordinar el proceso con el Grupo Auditor de la Contraloría, cuando se encuentren en Comisión en el Ministerio de Minas y Energía, por cuanto la ejecución de los procesos SICE, son controlados por la Contraloría General de la República a través de los procesos de auditoría que realizan a los diferentes organismos, sujetos del Control Fiscal en ejercicio del control posterior, a que alude el artículo 267 de la Constitución Política y la Ley 42 de 1993.

2. Revisar como acción preventiva, el reporte de Ejecución del Plan de compras, vigencia 2008, en especial la nota que arroja el sistema <sup>a</sup> Los porcentajes en *negrita* indican que para ese código CUBS, se han celebrado contratos por un valor superior al que se registró en el plan de compras<sup>9</sup>, <sup>16</sup> y definir que tipo de implicación puede llegar a generar y/o adjuntar si es el caso los documentos soportes del proceso en cada una de las diferentes carpetas de contratos. (Ver reporte página número 28 del respectivo informe).

Lo anterior, a fin de identificar mecanismos que minimicen el riesgo futuro de que este tipo de situaciones se sigan presentando, ya que al existir en curso un proceso de articulación SICE - SECOP, las alarmas generadas pueden afectar el proceso de información al integrar todos los datos relevantes del proceso de contratación.

3. La Oficina de Control Interno sugiere, que para mantener implementados los mecanismos que permitan garantizar la integridad y privacidad de la información que maneja el sistema, se oficie a CERTICAMARA, y se documente el tema y/o realizar las preguntas directamente a través de la web: [www.certicamara.com](http://www.certicamara.com), a fin de contar con un documento escrito por parte de los administradores SICE.

La Asesora del Ministro, mediante memorando 2008042201 del 16 de septiembre de 2008, manifiesta a la Coordinadora del Grupo de Servicios Administrativos que por instrucción del Ministro remite informe y solicita tener en cuenta las recomendaciones sugeridas por la Oficina de Control Interno.

La Oficina de Control Interno, en virtud del Programa Anual de Auditoría Interna de Gestión Independiente 2009, tiene previsto hacer Seguimiento al Sistema de Información de la Contratación estatal, SICE.

## 6 SISTEMA DE CONTROL INTERNO CONTABLE<sup>17</sup>

La Oficina de Control Interno realizó la Evaluación al Sistema de Control Interno Contable, a diciembre de 2008, obteniendo los siguientes resultados:

De acuerdo con los resultados de la <sup>a</sup> Encuesta<sup>9</sup>, se estableció, que el grado de implementación y efectividad de los controles asociados a las actividades del proceso contable, es **Adecuado** con una calificación de **4.43**.

<sup>16</sup> Tomado de: <https://sice.sice-cgr.gov.co/jsp/aplicativo.html>, mayo 8 de 2008.

<sup>17</sup> Informe enviado al Ministro y al Secretario General con memorando 2009011682 del 12 de marzo de 2009.

NÚMERO	EVALUACIÓN DEL CONTROL INTERNO CONTABLE	PUNTAJE OBTENIDO	INTERPRETACIÓN
1	CONTROL INTERNO CONTABLE	4.43	ADECUADO
1.1	ETAPA DE RECONOCIMIENTO	4.55	ADECUADO
1.1.1	IDENTIFICACION	4.53	ADECUADO
1.1.2	CLASIFICACION	4.37	ADECUADO
1.1.3	REGISTRO Y AJUSTES	4.75	ADECUADO
1.2	ETAPA DE REVELACION	4.20	ADECUADO
1.2.1	ELABORACION DE ESTADOS CONTABLES Y DEMAS INFORMES	4.57	ADECUADO
1.2.2	ANALISIS, INTERPRETACION Y COMUNICACIÓN DE LA INFORMACION	3.83	SATISFACTORIO
1.3	OTROS ELEMENTOS DE CONTROL	4.56	ADECUADO
1.3.1	ACCIONES IMPLEMENTADAS	4.56	ADECUADO

### Verificación de la Información Financiera, Económica, Social y Ambiental

La calificación de **4.43** obtenida para el Sistema de Control Interno Contable del Ministerio, obedece principalmente a lo siguiente:

1. Hizo falta elaborar asiento contable por valor de \$ 247.305.001 miles en la cuenta 2430 – Subsidios Asignados para registrar el valor total de \$4.117.653.239 miles que establece la resolución 18 0174 del 6 de febrero de 2009 a favor de ECOPETROL.

El Coordinador del Grupo de Financiera, manifiesta que este valor corresponde al costo de oportunidad el cual será registrado en el presente mes de acuerdo con las normas contables

2. Hizo falta elaborar asiento contable en las cuentas 1820 – Recursos naturales no renovables y 1825 – Agotamiento acumulado de recursos naturales no renovables, para registrar la actualización de las reservas probadas de hidrocarburos de propiedad de la nación a 31 de diciembre de 2007 y 2008.
3. Al respecto, el Coordinador del Grupo de Financiera, manifiesta que el valor de las reservas de hidrocarburos a 31 de diciembre de 2007 no fue actualizada por cuanto la Dirección de Hidrocarburos no suministro la información correspondiente y para el caso de las reservas a 31 de diciembre de 2008, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, tiene plazo hasta el 30 de abril de 2009, según lo establecido en el decreto 2767 del 30 de julio de 2008.
4. Hizo falta elaborar asiento contable en la cuenta 1920 - Bienes Entregados a Terceros, para registrar la venta de la línea Pasto – Mocoa por valor de \$12.599.967 miles. Observación presentada en el informe de evaluación del sistema de control interno del año 2007.

Al respecto, el Coordinador del Grupo de Financiera, manifiesta que este asiento contable se realizara en el año 2009, por cuanto la Dirección de Energía no suministro la información correspondiente a pesar de haberla solicitado en su oportunidad.

5. Hizo falta elaborar asiento contable, para registrar los bienes adquiridos por algunas empresas de servicios públicos y entidades territoriales con recursos de convenios suscritos entre 1993 y 1999 por esta entidad, a pesar de que algunas de estas entidades los tienen contabilizados en su información financiera.

El Coordinador del Grupo de Financiera, manifiesta que los registros contables no se han realizado por cuanto las empresas no han dado respuesta a las solicitudes realizadas por el Ministerio.

6. Hizo falta elaborar asiento contable para eliminar el valor de \$1.399 miles de la cuenta 2460 – Créditos Judiciales, los cuales no figuran en la relación de cuentas por pagar a 31 de diciembre de 2008.
7. Hizo falta elaborar asiento contable por valor de \$9.729 miles en la subcuenta 242552 – Honorarios, para contabilizar el valor total de \$89.213 miles que aparece en la relación de cuentas por pagar a 31 de diciembre de 2008.
8. Hizo falta elaborar asiento contable por valor de \$80 miles en la subcuenta 242507 – Arrendamientos, para contabilizar el valor total de \$718 miles que aparece en la relación de cuentas por pagar a 31 de diciembre de 2008.

9. Hizo falta elaborar asiento contable por valor de \$42.704 miles en la subcuenta 242508 – Viáticos y Gastos de Viaje, para contabilizar el valor total de \$42.704 miles que aparece en la relación de cuentas por pagar a 31 de diciembre de 2008.
10. Hizo falta elaborar asiento contable por valor de \$588.275 miles en la subcuenta 240102 – proyectos de inversión, para contabilizar el valor de \$17.673.843 miles que aparece en la relación de cuentas por pagar a 31 de diciembre de 2008.
11. Falta de un sistema de indicadores para analizar e interpretar la realidad financiera, económica, social y ambiental del Ministerio.
12. La información contable carece de los respectivos análisis e interpretaciones que faciliten su adecuada comprensión por parte de los usuarios.
13. La información contable no es tenida en cuenta para cumplir propósitos de gestión.
14. Hizo falta actualizar el número de las resoluciones de la Contaduría General de la Nación que se citan en las Notas de Carácter General, N2.1 y N.2.2, de la Información financiera enviadas al citado organismo.
15. El valor que se muestra las siguientes notas de carácter específico, enviadas a la Contaduría General de la Nación no es el mismo que se presenta en los estados financieros:

Código Contable	Valor Según Notas a los Estados Financieros (En miles de Pesos)	Valor Según Estados Financieros (En miles de Pesos)	Diferencia (En miles de Pesos)
1.1.10.05	134.691	155.216	-20.525
1.1.10.06	11.931.030	11.910.505	20.525
9.1.20.01	39.970.502	68.304.649	-28.334.147
9.1.20.02	144.798.364	34.857.362	109.941.002
9.1.20.04	5.140.526.394	10.078.734.986	-4.938.208.592

16. El formato denominado <sup>a</sup> Información sobre Operaciones Recíprocas entre entes Públicos<sup>o</sup> presenta como Provisión el valor de \$12.312.313 miles y \$9.791.407 miles para las electrificadoras de Archipiélago Power & Light y del Cesar, pero en este formato no se refleja el valor total de las inversiones que tiene el Ministerio en estas electrificadoras.

### Seguimiento a Observaciones

A continuación se presenta el estado de las observaciones de la Contraloría General de la República:

	NIVEL DE RIESGO		Metas	%
CUMPLIDA	BAJO		6	75,00%
CUMPLIDA PARCIALMENTE	MEDIANO		2	25,00%
PENDIENTE	ALTO		0	0,00%
REALIZACIÓN POSTERIOR	NINGUNA		0	0,00%
<b>TOTAL</b>			<b>8</b>	<b>100%</b>

### Oportunidades de Mejoramiento

1. El Ministerio, debe implementar una política que señale el compromiso de cada uno de los Coordinadores de las Áreas Organizacionales del Ministerio, para el suministro de información oportuna al Grupo de Financiera, relacionado al con el proceso contable
2. El Grupo de Financiera, debe fortalecer los controles asociados a las siguientes actividades del proceso contable: Identificación; Clasificación; Registro y Ajustes; Análisis, Interpretación y Comunicación de la información, con el fin de garantizar que la totalidad de las operaciones llevadas a cabo en el Ministerio, sean incorporadas en la información financiera, económica, social y ambiental que se presenta a los entes de control.



3. El Grupo de Financiera, debe continuar con las gestiones tendientes a corregir las observaciones de la Contraloría General de la República, que se encuentran pendientes de cumplir, en Plan de Mejoramiento formulado.
4. El Grupo de Financiera, debe proceder a realizar los ajustes correspondiente, tendientes a acoger las dieciséis (16) observaciones de la Oficina de Control Interno, enunciadas en el Capítulo 8. *Verificación de la Información Financiera, Económica, Social y Ambiental, del Informe.*
5. El Grupo de Financiera, debe agilizar el proceso de registro de los activos, que algunas empresas de servicios públicos y entidades territoriales, adquirieron con recursos de convenios suscritos entre 1993 y 1999 por este Ministerio, tal como lo establece la Contaduría General de la Nación en el concepto emitido el pasado 6 de abril de 2006.

El Ministro mediante radicado 2009013723 del 25 de marzo de 2009, dirigido al Secretario General, envió el Informe de esta Oficina, con el fin de que, si son del caso, se implementen las recomendaciones dadas.

La Oficina de Control Interno, en virtud del Programa Anual de Auditoría Interna Independiente 2009, tiene previsto hacer Evaluación al Sistema de Control Interno Contable.

## 7 DERECHOS DE AUTOR SOBRE SOFTWARE<sup>18</sup>

La Oficina de Control Interno realizó la Evaluación Independiente al cumplimiento por parte del Ministerio de Minas y Energía de las Normas en Materia de Derechos de Autor sobre Software, teniendo en cuenta las gestiones realizadas por el Grupo de Sistemas, a 20 de marzo de 2009, obteniendo los siguientes resultados:

### Concepto

La Oficina de Control Interno considera que el Ministerio de Minas y Energía está dando cumplimiento a las normas en materia de derechos de autor sobre software, de acuerdo con el estado del nivel de riesgo de las variables analizadas, las cuales se muestran en el siguiente cuadro.

### Conclusiones

1. El Ministerio de Minas y Energía adquirió un entorno CLUSTER, con dos servidores bajo un mismo sistema operacional, en éste funciona el sistema de correo electrónico IP SWITCH COLLABORATION SUITE, adquirido junto con el CLUSTER, el cual tiene dos tipos de accesos: OUT LOOK y WEB. Dicho paquete licenciado, tiene una capacidad para definir hasta 1.000 buzones y/o cuentas de correos.
2. El Ministerio cuenta con el antivirus Appliance McAfee 3100, para filtrado de ataques al correo electrónico, intrusos y virus en general. El fabricante del producto es McAfee Security de Network Associates, Inc. Dicho Appliance, también se encarga de ejercer filtrado y control de Spam (correo basura), Spyware (ataques informáticos de espionaje), Spoofing (suplantación de identidad) y Phishing (pesca).
3. El Ministerio ha desarrollado los siguientes cinco (5) software, cuya licencia es de su propiedad: Portal Internet; Sistema Único de Información, SUIME; Sistema de Gestión Documental; Sistema de Información ARGOS; y Sistema de Automatización de Procesos (BPM).
4. Se cuenta con 69 software instalados en los equipos de cómputo, los cuales se encuentran debidamente respaldados por 1.186 licencias. De los 69 software, 39 son <sup>a</sup> De Propósito específico<sup>o</sup>, 17 de <sup>a</sup> Sistema Operativo<sup>o</sup>, 9 de <sup>a</sup> Motor de Base de Datos<sup>o</sup> y 4 <sup>a</sup> De Desarrollo<sup>o</sup>.
5. El Ministerio de Minas y Energía ordenó la baja y destrucción de 45 licencias de software, por valor de \$175 millones, mediante Resolución 148 2386 del 19 de diciembre de 2008, dado que dicha licencias son obsoletas y no son indispensables para el desarrollo de las funciones del Ministerio.

<sup>18</sup> Remitido al Ministro mediante comunicación 2009013211 del 20 de marzo de 2009. Remitido por el Ministro a la Unidad Administrativa Especial Dirección Nacional de Derechos de Autor, mediante comunicación 2009014944 del 2 de abril de 2009.

6. El Ministerio ajustó, en octubre de 2008, el documento <sup>a</sup> Políticas Generales de Seguridad Informática<sup>o</sup>, elaborado por el Grupo de Sistemas, las cuales son de obligatorio cumplimiento para todos los servidores públicos.
7. En cumplimiento de la normatividad vigente<sup>19</sup>, y con el fin de asegurar, determinar y mantener dentro del Ministerio bienes que cumplan con los derechos de autor, el Grupo de Sistemas manifiesta que se documentó el procedimiento RF-GI-P-03, <sup>a</sup> Mantenimiento de Sistemas de Información y Plataforma de Software<sup>o</sup>, el cual se encuentra adoptado en el Sistema de Gestión de la Calidad.

## 8 GASTOS DE FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR

Se realizó por parte de esta Oficina, el seguimiento al comportamiento de los Gastos de Funcionamiento del Sector Minero Energético, relacionadas con los gastos de funcionamiento, correspondiente a la vigencia 2008, obteniendo los siguientes resultados por trimestre:

### CONSOLIDADO PRIMER TRIMESTRE 2007 VS 2008<sup>20</sup>

ENTIDAD	PRIMER TRIMESTRE 2008	PRIMER TRIMESTRE 2007	DIFERENCIA ABSOLUTA	DIFERENCIA RELATIVA
ANH	2,509,122,527	1,022,163,177	1,486,959,350	145%
CREG	1,174,605,797	812,058,978	362,546,819	45%
ECOGAS	267,301,904	783,218,890	(515,916,986)	-66%
ECOPETROL	169,355,125,026	144,409,731,743	24,945,393,283	17%
FEN	822,628,269	771,440,759	51,187,510	7%
INGEOMINAS	4,071,614,245	4,813,593,216	(741,978,971)	-15%
IPSE	1,001,025,562	906,706,787	94,318,775	10%
MINISTERIO	2,651,503,702	4,234,271,615	(1,582,767,913)	-37%
UPME	759,895,152	937,863,349	(177,968,197)	-19%
<b>TOTAL</b>	<b>182,612,822,185</b>	<b>158,691,048,515</b>	<b>23,921,773,670</b>	<b>15%</b>

En términos generales las entidades del sector muestran su compromiso con la política de Austeridad de la Presidencia de la República. En conjunto, el incremento asciende a la suma de \$ 23.921.773.670, lo que representa el 15% del total del primer trimestre de 2007.

### CONSOLIDADO SEGUNDO TRIMESTRE 2007 VS 2008<sup>21</sup>

ENTIDAD	SEGUNDO TRIMESTRE 2008	SEGUNDO TRIMESTRE 2007	DIFERENCIA ABSOLUTA	DIFERENCIA RELATIVA
ANH	6,672,545,760	3,426,097,338	3,246,448,422	95%
CREG	1,424,037,544	1,662,134,528	(238,096,984)	-14%
ECOGAS	290,374,012	285,215,566	5,158,447	2%
FEN	841,389,194	714,041,857	127,347,337	18%
INGEOMINAS	6,406,775,735	6,073,169,840	333,605,895	5%
IPSE	1,195,539,571	1,304,798,277	(109,258,705)	-8%
MINISTERIO	3,149,748,682	2,969,965,430	179,783,252	6%
UPME	904,466,228	947,230,058	(42,763,830)	-5%
<b>TOTAL</b>	<b>20.884.876.727</b>	<b>17.382.652.893</b>	<b>3,502,223,834</b>	<b>20%</b>

En términos generales las entidades del sector muestran su compromiso con la política de Austeridad de la Presidencia de la República. En conjunto, el incremento asciende a la suma de \$ 3.502.223.834 lo que representa el 20% del total del segundo trimestre de 2007.

<sup>19</sup> En cumplimiento del numeral ocho (8) de la Directiva Presidencial 01 de 1999 y de la Norma Técnica de Calidad en la Gestión Pública NTCGP 1000:2004.

<sup>20</sup> Remitido al Ministro con radicado 2008025606 del 10 de junio de 2008. Remitido a Presidencia mediante correo electrónico del 10 de junio 2008.

<sup>21</sup> Remitido al Ministro con radicado 2008037232 del 19 de agosto de 2008. Remitido a Presidencia mediante correo electrónico del 6 de agosto de 2008.

Consolidado Tercer Trimestre 2007 vs 2008<sup>22</sup>

ENTIDAD	TERCER TRIMESTRE 2008	TERCER TRIMESTRE 2007	DIFERENCIA ABSOLUTA	DIFERENCIA RELATIVA	NIVEL DE RIESGO
ANH	1,933,793,714	1,374,606,585	559,187,129	41%	ALTO
CREG	1,735,738,606	1,756,765,820	(21,027,214)	-1%	NINGUNO
ECOGAS	291,544,024	296,579,224	(5,035,200)	-2%	NINGUNO
FEN	821,508,797	700,816,666	120,692,131	17%	MEDIANO
INGEOMINAS	5,486,975,375	5,387,849,049	99,126,326	2%	BAJO
IPSE	1,217,020,885	1,777,072,998	(560,052,113)	-32%	NINGUNO
MINISTERIO	3,144,379,665	3,394,632,368	(250,252,703)	-7%	NINGUNO
UPME	837,415,150	925,365,847	(87,950,698)	-10%	NINGUNO
<b>TOTAL</b>	<b>15,468,376,216</b>	<b>15,613,688,558</b>	<b>(145,312,342)</b>	<b>-1%</b>	<b>NINGUNO</b>

En el consolidado anterior no se incluyó a Ecopetrol, por cuanto el Decreto 2478 del 8 de julio de 2008, establece que dicha sociedad no se encuentra sujeta a las disposiciones previstas en el Decreto 1737 de 1998, dado que actualmente está organizada como sociedad de economía mixta del orden nacional, con capital público inferior al 90%.

Dado que la consolidación compara el comportamiento del trimestre frente a dos vigencias, las variaciones solo muestren tendencias a la baja o al alza de los gastos de funcionamiento, dentro del período analizado, pero en ningún momento implican disminuciones o incrementos.

Consolidado Cuarto Trimestre 2007 vs 2008<sup>23</sup>

ENTIDAD	CUARTO TRIMESTRE 2008	CUARTO TRIMESTRE 2007	DIFERENCIA ABSOLUTA	DIFERENCIA RELATIVA	NIVEL DE RIESGO
ANH	2,783,740,821	3,374,895,607	(591,154,786)	-18%	NINGUNO
CREG	3,841,615,871	3,644,806,528	196,809,342	5%	BAJO
ECOGAS	274,122,167	318,941,958	(44,819,792)	-14%	NINGUNO
FEN	1,650,771,372	1,443,252,367	207,519,005	14%	BAJO
INGEOMINAS	8,450,305,220	8,212,209,336	238,095,884	3%	BAJO
IPSE	1,350,427,670	2,851,598,704	(1,501,171,034)	-53%	NINGUNO
MINISTERIO	4,825,490,771	4,408,664,101	416,826,670	9%	BAJO
UPME	997,547,375	1,310,180,630	(312,633,255)	-24%	NINGUNO
<b>TOTAL</b>	<b>24,174,021,267</b>	<b>25,564,549,232</b>	<b>(1,390,527,965)</b>	<b>-5%</b>	<b>NINGUNO</b>

En el consolidado anterior no se incluyó a Ecopetrol, por cuanto el Decreto 2478 del 8 de julio de 2008, establece que dicha sociedad no se encuentra sujeta a las disposiciones previstas en el Decreto 1737 de 1998, dado que actualmente está organizada como sociedad de economía mixta del orden nacional, con capital público inferior al 90%.

La Oficina de Control Interno, en virtud del Programa Anual de Auditoría Interna Independiente 2009, tiene previsto hacer Seguimiento al Gasto de Funcionamiento del Sector.

## 9 SISTEMA DE DESARROLLO ADMINISTRATIVO<sup>24</sup>

Se realizó seguimiento al grado de adopción de las Oportunidades de Mejoramiento propuestas en el Informe <sup>a</sup> Evaluación del Sistema de Desarrollo Administrativo del Ministerio de Minas y Energía, vigencia 2006, con corte a abril de 2008, por parte de esta Oficina, obteniendo los siguientes resultados:

<sup>22</sup> Remitido al Ministro con radicado 2008056380 del 10 de diciembre de 2008. Remitido a Presidencia mediante correo electrónico del 10 de diciembre de 2008.

<sup>23</sup> Remitido al Ministro con radicado 2009011233 del 11 de marzo de 2009. Remitido a Presidencia mediante correo electrónico del 11 de marzo de 2009.

<sup>24</sup> Informe enviado a los líderes de las políticas con memorando 2008023304 del 28 de mayo de 2008.

- Se acogieron o serán tenidas en cuenta, seis (6) de las veinte Oportunidades de Mejoramiento planteadas por esta Oficina en relación con la vigencia del 2006, es decir, el 30%.
- Se acogieron o serán tenidas en cuenta, dos (2) de las nueve Oportunidades de Mejoramiento planteadas por esta Oficina sobre la formulación del Plan del año 2007, es decir, el 22%.

Es claro, que muchas de las Oportunidades de Mejoramiento propuestas no se pueden acoger por cuanto se refieren a gestiones efectuadas en vigencias anteriores. Sin embargo, complace a esta Oficina la disposición de los Líderes de las políticas en recibir las sugerencias propuestas y aplicarlas en el futuro para el mejoramiento continuo en la formulación del Plan de Desarrollo Administrativo del Ministerio de Minas y Energía.

La Oficina de Control Interno, en virtud del Programa Anual de Auditoría Interna Independiente 2009, tiene previsto hacer Evaluación al Plan de Desarrollo Administrativo.

## 10 MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA<sup>25</sup>

La Oficina de Control Interno realizó el Seguimiento al Estado del Plan de Mejoramiento del Subproceso Coordinación y Comunicación de los Mecanismos de Participación Ciudadana, a julio de 2008, obteniendo los siguientes resultados.

### Concepto

La Oficina de Control Interno considera que el cumplimiento al Plan de Mejoramiento del Subproceso de Mecanismos de Participación Ciudadana, se encuentra en un nivel de riesgo **Bajo**, teniendo en cuenta que solo una meta está pendiente de ejecución.

### Conclusiones

1. El Plan de Mejoramiento del Subproceso de Mecanismos de Participación Ciudadana, contiene 18 hallazgos u observaciones, que para subsanarlas el Ministerio formuló 33 metas, contenidas en acciones preventivas y correctivas.

Las áreas organizacionales responsables de ejecutar las 33 metas formuladas son: la Dirección de Energía [2], la Dirección de Hidrocarburos [1], Secretaría General [1], el Grupo de Sistemas [2] el Grupo de Planeación [1], y el Grupo de Participación Ciudadana [26]. Se estableció que

2. Teniendo en cuenta las gestiones realizadas por las áreas organizacionales responsables, se estableció que a 25 de julio de 2008, el Plan de Mejoramiento al Subproceso de Mecanismos de Participación Ciudadana se encontraba acogido en un **87%**.

El Seguimiento al Estado del Plan de Mejoramiento del Subproceso Coordinación y Comunicación de los Mecanismos de Participación Ciudadana, se remitió a las áreas organizacionales involucradas<sup>26</sup> en la atención a los Derechos de Petición, con el fin de que sea tomada como criterio para la evaluación del desempeño de los servidores públicos que participan en el mismo, en virtud el artículo 39 de la Ley 909 de 2004.

## 11 OBLIGACIONES LEGALES DE LAS OFICINAS DE CONTROL INTERNO<sup>27</sup>

Esta Oficina analizó y compiló las asesorías, apoyos, acompañamientos, evaluaciones, verificaciones, seguimientos y consolidaciones legales que deben realizar las Oficinas de Control Interno de las Entidades y Organismos de la

<sup>25</sup> Informe enviado al Ministro y al Secretario General con memorando 2008034031 del 28 de julio de 2008.

<sup>26</sup> Mediante correo electrónico 2008034158 del 29 de julio de 2008.

<sup>27</sup> Remitido al Ministro mediante comunicación 2008040339 del 4 de septiembre de 2008.

Rama Ejecutiva del Poder Público del Orden Nacional, teniendo en cuenta la normatividad vigente aplicable, a 4 de septiembre de 2008, obteniendo los siguientes resultados.

1. La Oficina de Control Interno debe atender en promedio 557 tareas durante una vigencia, contenidas en las actividades descritas en la caracterización de su Proceso. De dichas tareas, la Oficina de Control Interno de este Ministerio tiene programadas para ejecutar 401 tareas durante la vigencia 2008, de acuerdo con el Programa Anual de Auditoría Interna de Gestión Independiente, equivalente al 72% como se describe a continuación.

TIPO DE ACTIVIDAD	CANTIDAD DE TAREAS QUE SE DEBEN EJECUTAR	CANTIDAD DE TAREAS PROGRAMADAS A EJECUTAR - 2008	% CUBRIMIENTO PROGRAMADO - VIGENCIA 2008
PLANEAR E IDENTIFICAR LAS TAREAS	7	7	100%
ASESORAR, ACOMPAÑAR Y APOYAR	238	202	85%
EVALUAR LOS SISTEMAS	85	29	34%
HACER SEGUIMIENTO	88	29	33%
ATENDER LAS SOLICITUDES DE INFORMACIÓN	111	111	100%
EJERCER LA SECRETARÍA TÉCNICA	8	6	75%
RETROALIMENTACIÓN	20	17	85%
<b>TOTAL</b>	<b>557</b>	<b>401</b>	<b>72%</b>

2. El personal asignado a la Oficina de Control Interno de este Ministerio es insuficiente para cumplir con la normatividad vigente y la funcionalidad del mismo, dado que para realizar 85 evaluaciones y 88 seguimientos durante una vigencia necesitaría de más profesionales especializados y en la actualidad solo cuenta con 4 especializados y 2 universitarios.

## 12 SISTEMA GENERAL DE INFORMACIÓN ADMINISTRATIVA DEL SECTOR PÚBLICO - SUIP<sup>28</sup>

La Oficina de Control Interno verificó que la información reportada por el Ministerio de Minas y Energía en el Sistema Único de Información de Personal, SUIP, corresponda a la contenida en la Historia Laboral de los servidores públicos y contratistas, a 22 de diciembre de 2008.

### Criterio

Los jefes de las entidades y de los organismos de la administración pública del orden nacional están obligados a suministrar la información que requiera el Sistema General de Información Administrativa del Sector Público, SUIP, de manera veraz, oportuna y confiable, la cual será de su responsabilidad.

Corresponde al Grupo de Talento Humano, reportar al Sistema General de Información Administrativa del Sector Público, SUIP, la información relacionada con novedades de personal, contratos y órdenes de prestación de servicios.

### Observación

Con base en la verificación realizada al SUIP, la Oficina de Control Interno estableció que la información de los servidores públicos del Ministerio, relacionada con datos personales, formación académica, experiencia laboral y novedades, no corresponde en su totalidad a la consignada en la Historia Laboral. En igual sentido, la información de los contratistas no se encuentra registrada en el SUIP.

<sup>28</sup> Remitido al Ministro y al Secretario General con memorando 200900362 del 7 de enero de 2009. Igualmente se envió al DAFP, mediante radicado 2009000374 del 7 de enero de 2009.

**Riesgos**

La información contenida en el SUIP, no facilita el seguimiento y la evaluación de la gestión pública al interior del Ministerio, ni facilita el control social, dado que esta se encuentra desactualizada e incompleta.

**Oportunidad de Mejoramiento**

La Oficina de Control Interno sugiere, que el Grupo de Talento Humano actualice la dirección personal y ajuste la formación académica, la experiencia laboral y novedades del servidor público en el SUIP, de conformidad con los documentos que reposan en la Historia Laboral, así como registrar la información de los contratistas.

La Oficina de Control Interno, en virtud del Programa Anual de Auditoría Interna Independiente 2009, tiene previsto hacer Seguimiento a Sistema General de Información Administrativa del Sector Público, SUIP.

**13 PLAN DE MEJORAMIENTO CON LA CONTRALORÍA<sup>29</sup>**

Esta Oficina realizó seguimiento al Plan de Mejoramiento suscrito por este Ministerio con la Contraloría General de la República, obteniendo los siguientes resultados a 31 de diciembre de 2008:

Teniendo en cuenta la gestión realizada por los responsables de ejecutar las metas, la Oficina de Control Interno estableció que el Plan se encuentra ejecutado en un 42.17% a 26 de enero de 2009, es decir que de las 83 metas se han cumplido 35, como se muestra en el siguiente cuadro.

ESTADO DE LAS METAS	NIVEL DE RIESGO		Metas	%
CUMPLIDA	BAJO		35	42,17%
CUMPLIDA PARCIALMENTE	MEDIANO		9	10,84%
PENDIENTE	ALTO		6	7,23%
REALIZACIÓN POSTERIOR	NINGUNA		33	39,76%
<b>TOTAL</b>			<b>83</b>	<b>100%</b>

**14 MEDIDAS DE AUSTERIDAD Y EFICIENCIA DEL GASTO<sup>30</sup>**

La Oficina de Control Interno, verificó el cumplimiento de las normas de Austeridad del Gasto por parte del Ministerio, realizando seguimientos mensuales a los meses de enero a septiembre de 2008, es decir, nueve (9) seguimientos.

Como resultado de esta verificación, se concluyó que en términos generales el Ministerio continúa dando cumplimiento y observando rigurosamente las directrices gubernamentales en materia de austeridad del gasto público. Las observaciones particulares, se han dado a conocer a la Administración para que se tomen las medidas pertinentes.

Es de anotar, que esta Oficina, se ha caracterizado por la entrega oportuna de estos informes, sin embargo, por dificultades en la continuidad del recurso humano, hemos tenido inconvenientes en la verificación de las medidas de austeridad, en el término establecido.

<sup>29</sup> Remitido al Ministro con radicado 2009003505 del 28 de enero de 2009. El Ministro envió el informe a la Contraloría Delegada para el sector Minas y Energía con Rad. 2009004523 del 4 de febrero de 2008.

<sup>30</sup> Los doce informes fueron remitidos al Ministro y a la Contraloría General de la República, mediante comunicaciones radicadas.

## 15 ASUNTOS DISCIPLINARIOS<sup>31</sup>

En cumplimiento de nuestra función de hacer seguimiento a la gestión del Ministerio, para la observancia de la normatividad vigente, esta Oficina, mediante memorando 2009010654 del 9 de marzo de 2009, solicitó al Secretario General, informar acerca del trámite, estado de avance o decisiones tomadas por el Grupo de Control Disciplinario Interno, relacionado con presuntas irregularidades, entre las cuales se encuentra la de los funcionarios de la Dirección de Hidrocarburos.

A lo anterior, la Secretaría General, mediante memorando 2009015235 del 2 de abril de 2009, suministró la información solicitada.

En atención con la comunicación DEN09-00001858, con nuestro radicado 2009015466 del 3 de abril de 2009, del Programa Presidencial de Modernización, Eficiencia, Transparencia y Lucha contra la Corrupción - PPLCC, relacionada con la queja presentada por la Federación Colombiana de Cooperativas Distribuidoras de Combustible - FECOLCOOP, quienes solicitan se investiguen las presuntas irregularidades de corrupción administrativa en que han incurrido algunos funcionarios del Ministerio de Minas y Energía, fue remitida a la Secretaría General, Grupo de Control Disciplinario Interno, por ser de su competencia, mediante memorando 2009015915 del 6 de abril del año en curso.

Tal situación, fue comunicada a la PPLCC por la Oficina de Control Interno, mediante comunicación 2009017827 del 20 abril de 2009.

## 16 CONCEPTO JEFE DE CONTROL INTERNO SOBRE EL SISTEMA DE CONTROL INTERNO

La Oficina de Control Interno, con base en las asesorías, evaluaciones y seguimientos realizados de manera selectiva, concluye que el Sistema de Control Interno del Ministerio presenta un grado de desarrollo importante, por cuanto los instrumentos, mecanismos y elementos de control adoptados, aportan de manera sustancial y sin dificultad para el logro íntegro de los objetivos y metas institucionales, excepto por las observaciones mencionadas en los numerales anteriores.

<sup>31</sup> Los doce informes fueron remitidos al Ministro y a la Contraloría General de la República, mediante comunicaciones radicadas.

**ANEXOS**



**ANEXO LEGAL**

DEL SECTOR ENERGÍA			
TIPO DE NORMA	NÚMERO	FECHA DE EXPEDICIÓN	TEMA
Ley	1215	7/16/2008	Por la cual se adoptan medidas en materia de generación de energía eléctrica. Quienes produzcan energía eléctrica como resultado de un proceso de cogeneración, entendido éste como la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de su actividad productiva, podrán vender excedentes de electricidad a empresas comercializadoras de energía, esta venta quedará sujeta a la contribución del 20% en los términos establecidos en los numerales 1 y 2 del presente artículo. El cogenerador estará exento del pago del factor pertinente del 20% que trata este artículo sobre su propio consumo de energía proveniente de su proceso de cogeneración.
WDecreto	3450	12/09/2008	Por el cual se dictan medidas tendientes al uso racional y eficiente de la energía eléctrica, término perentorio para la obligatoriedad de sustituir en todo el territorio colombiano, las fuentes de iluminación de baja eficacia, incluidas las lámparas fluorescentes, por las fuentes de iluminación de mayor eficacia lumínica disponibles en el mercado. Lo anterior, toda vez que es objetivo estatal el ahorro de energía, así como de su conservación y uso eficiente.
Decreto	3451	9/12/2008	Por el cual se modifica el Decreto 388 de 2007. Se reforman las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, que debe seguir la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, al fijar la metodología de remuneración a través de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.
Resolución	180340	3/6/2009	Por la cual se ordena la publicación en la página Web del Ministerio de Minas y Energía, del proyecto de pliego de condiciones para la contratación de las áreas de servicio exclusivo en las zonas de Amazonas, Guainía y Vaupés.
Resolución	063	2/26/2009	Por la cual se declaran de utilidad pública e interés social los terrenos necesarios para la construcción y operación del proyecto hidroeléctrico denominado "MIEL II".
Resolución	047	2/19/2009	Por la cual se declaran de utilidad pública e interés social los terrenos necesarios para la construcción y operación del proyecto hidroeléctrico denominado Pequeñas Centrales Hidroeléctricas Alto Tuluá y Bajo Tuluá.
Resolución	180205	2/13/2009	Por la cual se ordena la publicación del proyecto de pliego de condiciones para la contratación del área de servicio exclusivo de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.
Resolución	180195	12/02/2009	Por la cual se establecen mecanismos transitorios para demostrar la conformidad con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE y se dictan otras disposiciones. Se hace necesario establecer mecanismos transitorios para demostrar la conformidad con el RETIE y así facilitar el comercio, sin el menoscabo del cumplimiento de los objetivos legítimos salvaguardados con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Que en la decisión 506 de la Comunidad Andina de Naciones se establece que las Certificaciones de Conformidad con Reglamentos Técnicos podrán ser expedidas por organismos acreditados o por organismos reconocidos. Se ha encontrado en el mercado postes sintéticos para redes eléctricas de resistencia mecánica a la ruptura conocida desde su diseño, que permiten la reducción de requerimientos mecánicos que se exigen para postes de madera usados en lugares de difícil acceso.
Resolución	180195	12/02/2009	Por la cual se establecen mecanismos transitorios para demostrar la conformidad con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE y se dictan otras disposiciones.
Resolución	041	2/6/2009	Por la cual se declaran de utilidad pública e interés social los terrenos necesarios para la construcción y operación del proyecto hidroeléctrico denominado "Caruquia".
Resolución	42	06/02/2009	Por la cual se declaran de utilidad pública e interés social los terrenos necesarios para la construcción y operación del proyecto hidroeléctrico denominado "Guaquitas".
Resolución	180171	05/02/2009	Por la cual se fija la Potencia Nominal Instalada de generación eléctrica del Ingenio La Cabaña S.A.
Resolución	180018	08/01/2009	Por la cual se definen los criterios generales para la aprobación de los Planes, Programas y Proyectos con Recursos del FAER y se crea el Grupo de Apoyo Técnico y Operativo.
Resolución	182086	11/26/2008	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 18 2149 del 28 de diciembre de 2007, mediante la cual se adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2008 2022.
Resolución	181891	11/4/2008	"Por la cual se adopta un Procedimiento transitorio para otorgar subsidios del Sector Eléctrico en las Zonas No Interconectadas".

MEMORIAS AL CONGRESO DE LA REPÚBLICA 2008 - 2009

Resolución	181890	11/4/2008	“Por la cual se expide el procedimiento temporal para otorgar Subsidios del Sector Eléctrico en el Archipiélago de San Andrés Islas, Providencia y Santa Catalina”.
Resolución	181737	10/14/2008	Por la cual se crea un comité para la selección y priorización de proyectos de cooperación con el Organismo Internacional de Energía Atómica, O.I.E.A.,
Resolución	321	9/1/2008	Por la cual se declara de utilidad pública e interés social los terrenos necesarios para la construcción y operación del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo.
Resolución	317	26/08/2008	Por la cual se declara de utilidad pública e interés social los terrenos necesarios para la construcción y operación del Proyecto Hidroeléctrico Pescadero ITUANGO
Resolución	316	8/26/2008	Por la cual se declaran de utilidad pública e interés social los terrenos necesarios para la construcción y operación del Proyecto Hidroeléctrico PORCE IV.
Resolución	180961	09/08/2008	por la cual se fijan las fórmulas para el cálculo y asignación de los subsidios destinados a los usuarios pertenecientes a los estratos socioeconómicos 1, 2 y 3 ubicados, en las Zonas No Interconectadas y se delegan unas funciones al Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE.
Resolución	181294	8/6/2008	Por la cual se modifica el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE. Antes de la expiración de la vigencia del RETIE se verificó que continuaban siendo válidas y vigentes las razones que motivaron su expedición; razón por la cual mediante la Resolución 18 0632 del 29 de abril de 2008 se amplió la vigencia del mismo por un término de cinco años. Producto del análisis y dinámica del Reglamento Técnico, se requirió precisar algunos aspectos técnicos con el fin de que su aplicación sea efectiva, así mismo fue necesario realizar ajustes de redacción y presentación del anexo, con el objeto de que los requisitos establecidos sean de fácil identificación. Que adicional a lo anterior, resulta indispensable expedir en un solo documento el Anexo General con el objeto de facilitar su consulta.
Resolución	260	7/30/2008	Por la cual se declaran de utilidad pública e interés social los terrenos necesarios para la construcción y operación de los proyectos denominado “TRAVASE RIO MANSO” y PROYECTO HIDROELÉCTRICO SOGAMOSO”..
Resolución	181129	15/07/2008	Por la cual se fija la Potencia Nominal Instalada de generación eléctrica del CPF de Cusiana de la British Petroleum Exploration Company Colombia Ltd.
Resolución	230	09/07/2008	Por la cual se declaran de utilidad pública e interés social los terrenos necesarios para la construcción y operación del proyecto denominado “Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso” .
Resolución	181072	7/4/2008	Por el cual se desarrolla el trámite para la contratación de áreas de servicio exclusivo para la prestación del servicio público de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas.
Resolución	181071	04/07/2008	Por el cual se definen los criterios generales para la adjudicación de los Planes Programas o Proyectos con recursos del PRONE y se crea el Grupo de Apoyo Técnico.
Resolución	180910	6/13/2008	Por la cual se establece una transitoriedad para la presentación de planes, programas o proyectos para la asignación de recursos de FAER
Resolución	180648	5/7/2008	Por la cual se adiciona la Resolución 182138 de diciembre 26 de 2007, por la cual se expide el Procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas.

NORMAS DEL SECTOR GAS			
TIPODE NORMA	NÚMERO	FECHA DE EXPE- DICIÓN	TEMA
Decreto	1718	21/05/2008	Por el cual se modifica el Decreto 3531 de 2004. Se pretende promover y cofinanciar proyectos dirigidos al desarrollo de infraestructura para el uso de gas natural en los municipios y el sector rural, prioritariamente dentro del área de influencia de los gasoductos troncales y que tengan el mayor Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas.
Decreto	2687	22/07/2008	Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones. Se hace necesario disponer de un mecanismo de información confiable sobre la disponibilidad de la oferta de gas natural. Todos los agentes operacionales o agentes tienen la obligación de atender de manera prioritaria la demanda de este combustible para consumo interno. Cuando para atender la demanda interna de gas natural se deban suspender los compromisos de exportación en firme, se reconocerá el costo de oportunidad del gas natural al agente exportador, conforme a la metodología que para el efecto establezca el Ministerio de Minas y Energía.

Decreto	4670	10/12/2008	Por el cual se modifica el Decreto 2687 de 2008 "Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural". Se modifica el Decreto 2687 de 2008. El Ministerio de Minas y Energía ha identificado que es necesario modificar los artículos 6°, 8°, 10 y 12 del mencionado decreto para asegurar la atención de la demanda interna, establecer condiciones para el mercado secundario y establecer un nuevo término para el perfeccionamiento de prórrogas de contratos y/o de primeras opciones de compra y/o venta; o, la suscripción de nuevos acuerdos de suministro, y la actualización de la Primera Declaración de Producción, así como para la elaboración del Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural.
Resolución	180302	2/27/2009	Por la cual se modifica la Resolución 18 2049 de noviembre 24 de 2008. Establecer el 30 de marzo de 2009 como nuevo plazo a las Empresas Distribuidoras de GLP para la presentación del Certificado de Conformidad de que trata el Numeral 6 del artículo 1° de la Resolución 18 0581 de 2008. Adicionalmente, el Representante Legal de la Empresa deberá, bajo la gravedad de juramento, declarar para cada una de las Plantas de Envasado que el cumplimiento del requisito establecido en el Numeral 4.2.2 de la Resolución 18 0581 de 2008 se demostrará, a más tardar, en la fecha establecida en el Anexo 1 de esta Resolución.
Resolución	180261	2/23/2009	Por la cual se publica declaración de producción de gas natural en cumplimiento de lo previsto en el parágrafo del artículo 9 del Decreto 2687 de 2008
Resolución	182311	1/19/2009	Por la cual se prorroga una delegación de funciones en la Empresa Colombiana de Gas, Ecogas, respecto de los convenios del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural, hasta su ejecución total, o hasta el 31 de octubre de 2009, lo que ocurra primero.
Resolución	180008	1/6/2009	Por la cual se resuelven recursos de reposición interpuestos a la Resolución 18 1532 de 2008.
Resolución	182423	29/12/2008	Por la cual se declara el cese de un racionamiento programado de gas natural
Resolución	182278	09/12/2008	Por la cual se declara el inicio de un racionamiento programado de gas natural.
Resolución	182278	12/9/2008	Por la cual se declara el inicio de un racionamiento programado de gas natural.
Resolución	182049	11/24/2008	Por la cual se establece nuevo plazo para dar cumplimiento a lo previsto en el Numeral 6 del artículo 1 de la Resolución 18 0581 de 2008. Establece el 1° de marzo de 2009 como nuevo plazo a las empresas Distribuidoras para la presentación del Certificado de Conformidad de que trata el Numeral 6 del artículo 1° de la Resolución 18 0581 de 2008, respecto a sus Plantas de Envasado de Gas Licuado de Petróleo, GLP, siempre y cuando el distribuidor presente al Ministerio de Minas y Energía, a más tardar, el 15 de diciembre de 2008, copia del contrato suscrito por la Empresa con un organismo de certificación acreditado para la Certificación de Gestión de Calidad del Procedimiento del Proceso de Envasado de que trata el Numeral 4.2.2. del artículo 1° de la misma Resolución.
Resolución	181464	9/3/2008	Por medio de la cual se modifica la Resolución 18 0196 de 2006 y se establecen requisitos de revisión y marcación de cilindros universales adecuados y de cilindros nuevos marcados.
Resolución	181023	26/06/2008	Por la cual se aprueban solicitudes de cofinanciación de proyectos con cargo a los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural.

NORMAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS			
TIPO DE NORMA	NÚMERO	FECHA DE EXPEDICIÓN	TEMA
Ley	1205	7/14/2008	Mejora la calidad de vida ordenando la reducción progresiva de los niveles de azufre, hasta alcanzar los estándares internacionales.
Ley	1213	16/07/2008	"Por el cual se modifica el artículo 20 del Decreto Ley 1760 de 2003, sobre la administración de la Litoteca Nacional de Colombia", mediante la expedición de la presente regulación, se establece que la Agencia Nacional de Hidrocarburos administrará la Litoteca Nacional de Colombia, administración que se realizará directamente preservando la confidencialidad de este activo de la Nación. Se establece un plazo de seis meses para que se lleve a cabo la transferencia de la función de Ecopetrol a la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Ley	1234	7/23/2008	Por medio de la cual se modifica el artículo 4 del Decreto Ley 2272 de 1991, adiciónó al artículo 2° del Decreto Legislativo 1146 de 1990, modificado por el artículo 1° del Decreto Legislativo 1813 de 1990 y adoptado como legislación permanente por el artículo 4° del Decreto Ley 2272 de 1991, autorizando la importación de metanol o alcohol metílico por el puerto de Santa Marta, cuando el mismo se destine a proyectos de producción de biodiesel. Se faculta al Gobierno Nacional, en el evento que sea necesario autorizar, por un puerto o zona franca diferente, la importación de metanol o alcohol metílico cuando el mismo se destine a proyectos de producción de biodiesel.
Ley	1274	05/01/2009	“Ley Sobre Procedimiento Avalúo Servidumbres Petroleras”, La industria de los hidrocarburos está declarada de utilidad pública en sus ramos de exploración, producción, transporte, refinación y distribución. Los predios deberán soportar todas las servidumbres legales que sean necesarias para realizar las actividades mencionadas. Se entenderá que la servidumbre de ocupación de terrenos comprenderá el derecho a construir la infraestructura necesaria en campo e instalar todas las obras y servicios propios para beneficio del recurso de los hidrocarburos y del ejercicio de las demás servidumbres que se requieran.
Decreto	1870	5/29/2008	“Por medio del cual se dictan disposiciones relacionadas con el valor de referencia de la gasolina motor y el ACPM para el cálculo de la sobretasa y el precio del ingreso al productor para efectos del cálculo del IVA.” Los valores de referencia de venta al público de la gasolina motor extra o corriente y ACPM, tanto a nivel nacional, como para las zonas de frontera abastecidas con producto importado, serán los certificados mensualmente por el Ministerio de Minas y Energía. El precio base de liquidación del IVA de la gasolina de producción nacional, será el ingreso al productor que resulte aplicable conforme a la certificación de precios fijados por el Gobierno.
Decreto	1717	22/05/2008	Por el cual se modifica el Decreto 4299 de 2005 y se establecen otras disposiciones. El distribuidor minorista a través de la estación de servicio automotriz y fluvial, deberá exhibir la marca comercial del distribuidor mayorista que lo abastece. Los organismos de certificación acreditados ante la Superintendencia de Industria y Comercio deberán enviar al Ministerio de Minas y Energía el listado de estaciones de servicio que se encuentran en tal condición, con el fin de que la Dirección de Hidrocarburos señale, dentro de los diez días siguientes al recibo de la información, los actores que podrán seguir operando hasta el 1 de septiembre de 2008.
Decreto	2658	7/18/2008	Por el cual se modifica el artículo 1° del Decreto 733 de 2008 y se dictan otras disposiciones relacionadas con la asignación de cupos de combustibles en zonas de frontera. Se modifica el artículo 1° del Decreto 733 de 2008. El Gobierno estableció medidas transitorias tendientes a asegurar un adecuado abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo en los municipios y departamentos que conforman las Zonas de Frontera, así como señalar plazos para que las estaciones de servicio ubicadas en las respectivas zonas obtengan el certificado de conformidad del cumplimiento de los requisitos técnicos y de seguridad exigidos en los Decretos 1521 de 1998, 4299 de 2005, o en las normas que los modifiquen o sustituyan, en concordancia con los plazos señalados para todas las estaciones de servicio a nivel país. No obstante, se amplió hasta el 1° de septiembre de 2008 la fecha máxima de obtención de los certificados de conformidad y autorización de las estaciones de servicio en el país, haciendo necesario ajustar tal proceso.
Decreto	2328	25/06/2008	“Por el cual se crea la Comisión Intersectorial para el Manejo de Biocombustibles”. La cual se reunirá por derecho propio cada 2 meses. La nueva comisión tendrá que desempeñar funciones como el de coordinar el proceso de formulación e implementación de políticas en materia de biocombustibles que adopten, formulen y ejecuten los diferentes organismos y entidades del Estado, recomendar al Departamento Nacional de Planeación, que presente a consideración del Conpes los documentos en los que se plasme la política en materia de producción y manejo de biocombustibles entre otras y tendrá una Secretaría Técnica, que será ejercida por el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural.
Decreto	2767	7/30/2008	Por el cual se modifican el párrafo transitorio del artículo 3° y Inciso 1° del artículo 4° del Decreto 727 de 2007. Cambian dos artículos del Decreto 727 de 2007. En el 2008, Ecopetrol suministrará al Ministerio de Minas y Energía, dentro de los veinte días siguientes a la fecha en que entre en vigencia el presente decreto, el volumen de las reservas de las cuales son titulares de los derechos de producción dicha entidad y sus socios. A partir del 2009, la Agencia Nacional de Hidrocarburos deberá enviar al Ministerio de Minas y Energía, la información correspondiente a los volúmenes de las reservas probadas de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

Decreto	2008	7/30/2008	Por el cual se modifican el Parágrafo Transitorio del artículo 3° e Inciso 1° del artículo 4° del Decreto 727 de 2007. A través del Decreto 727 del 7 de marzo de 2007, se expidieron, entre otras, normas relativas a la valoración de reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, se modifican algunos apartes del Decreto en mención, en relación con su aplicación para el año 2008, así como con las fechas de entrega de información para el cálculo de la valoración de las reservas de hidrocarburos hacia el futuro.
Decreto	1135	31/03/2009	Por el cual se modifica el Decreto 2629 de 2007, en relación con el uso de alcoholes carburantes en el país y con las medidas aplicables a los vehículos automotores que utilicen gasolinas para su funcionamiento. Se hace necesario fomentar el consumo interno de biocombustibles debido a la importancia estratégica de este sector y a sus efectos positivos sobre la sostenibilidad energética y sobre el medio ambiente del país. El desarrollo actual de tecnologías aplicables al sector automotriz a nivel internacional, permite en el futuro la provisión amplia y diversificada de vehículos automotores aptos para funcionar con altos porcentajes de alcohol carburante mezclado con gasolina motor, conocido como sistema Flex fuel (E85).
Resolución	180736	14/05/2009	Por la cual se sustituye la Resolución 18 0122 del 28 de enero de 2009, en relación con el precio del diesel marino, adicionando un Artículo Transitorio a la Resolución 18 1190 de 2002.
Resolución	180622	27/04/2009	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de mayo del año 2009.
Resolución	180623	27/04/2009	Por la cual se modifica la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
Resolución	180624	4/27/2009	Por la cual se modifica la Resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	180625	27/04/2009	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta.
Resolución	180515	01/04/2009	Por la cual se modifica, el numeral 2° del artículo 1° de la Resolución 18 1232 del 30 de julio de 2008, la cual modificó parcialmente el artículo 2° de la Resolución 18 1088 de 2005, en relación con la estructura para el cálculo del ingreso al productor del alcohol carburante.
Resolución	180516	01/04/2009	Por la cual se modifica el artículo 2° de la Resolución 18 0461 del 27 de marzo de 2009, en relación con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada para el mes de abril de 2009.
Resolución	180461	27/03/2009	Por la cual se modifica la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
Resolución	180462	27/03/2009	Por la cual se modifica la Resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	180463	3/27/2009	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta
Resolución	180460	27/03/2009	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de abril del año 2009.
Resolución	180294	26/02/2009	Por la cual se fijan las tarifas máximas de transporte de biocombustible para las plantas de abastecimiento ubicadas en el Sur y Occidente del país, y se adiciona un parágrafo al artículo 3° de la Resolución 18 1780 de 2005.
Resolución	180295	2/26/2009	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de marzo del año 2009.
Resolución	180296	2/26/2009	Por la cual se modifica la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
Resolución	180297	2/26/2009	Por la cual se modifica la Resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.

## MEMORIAS AL CONGRESO DE LA REPÚBLICA 2008 - 2009

Resolución	180298	2/26/2009	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta.
Resolución	180145	30/01/2009	Por la cual se modifica la Resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	180144	1/30/2009	Por la cual se modifica la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
Resolución	180149	1/30/2009	Por la cual se modifica la Resolución 18 2142 de 2007, en relación con el programa de mezcla de biocombustibles para uso en motores diesel.
Resolución	180146	30/01/2009	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta.
Resolución	180134	29/01/2009	Por la cual se modifica el artículo 2° de la Resolución 18 1780 del 29 de diciembre de 2005, en relación con el ingreso al productor del biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	180135	1/29/2009	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de febrero del año 2009.
Resolución	180122	1/28/2009	Por la cual se adiciona un artículo transitorio a la Resolución 18 1190 de 2002, en relación con el precio del diesel marino.
Resolución	180120	1/28/2009	Por la cual se modifica, el factor FC3 del artículo 1° de la Resolución 18 1232 del 30 de julio de 2008, la cual modificó parcialmente el artículo 2° de la Resolución 18 1088 de 2005.
Resolución	180063	1/19/2009	Por la cual se adoptan unas medidas en materia de liquidación de regalías de gas. En materia de regalías, el Parágrafo 1° del artículo 21 de la Ley 141 de 1994 señaló que para efectos de liquidar las regalías por explotación de gas no se tendrá en cuenta el que se reinyecte a los yacimientos, ni el gas que se utilice para operación del campo.
Resolución	182419	12/30/2008	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación, para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de enero del año 2009.
Resolución	182420	12/30/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
Resolución	182421	30/12/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	182422	12/30/2008	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta.
Resolución	182439	30/12/2008	Por la cual se modifica la Resolución 18 1496 de 2008, en relación con el procedimiento para el reconocimiento de subsidio para refinadores e importadores de gasolina motor corriente y ACPM.
Resolución	182440	30/12/2008	Por la cual se definen los precios base de liquidación de la Gasolina Motor Extra para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de enero del año 2009.
Resolución	182419	12/29/2008	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación, para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de enero del año 2009.
Resolución	182237	12/4/2008	Por la cual se adopta para la ciudad de Santiago de Cali y su Área Metropolitana, el régimen de libertad vigilada para la fijación de precios de venta al público de la gasolina motor corriente Oxigenada, la gasolina motor corriente, el ACPM y la mezcla de ACPM con biocombustibles para uso en motores diesel.
Resolución	182110	28/11/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
Resolución	182111	11/28/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	182112	11/28/2008	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta.

Resolución	182110	28/11/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
Resolución	182108	27/11/2008	Por la cual se deroga la Resolución 18 1627 del 26 de septiembre de 2008. Teniendo en cuenta que los precios internacionales del petróleo y sus derivados sufrieron una disminución sustancial en los últimos meses de 2008, de tal forma que no existen subsidios a la gasolina motor corriente, no se justifica llevar a cabo la importación de alcohol carburante, por lo cual se hace necesario aplazar la entrada del programa de oxigenación de las gasolinas para los departamentos del Tolima, Huila, Antioquia, Chocó, Córdoba, Sucre, Atlántico, Magdalena y Bolívar, hasta que exista oferta nacional del señalado alcohol y por lo tanto se hace necesario proceder a derogar la Resolución 18 1627 del 26 de septiembre de 2008.
Resolución	182107	11/27/2008	Por la cual se modifica el Artículo 25 de la Resolución 18 2113 del 20 de diciembre de 2007, en relación con el SICOM. Mediante Resolución 18 2113 del 20 de diciembre de 2007, modificada por la Resolución 18 0759 del 22 de mayo de 2008, se establecieron los procedimientos, términos y condiciones para el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo, SICOM, concediéndose en el artículo 1º, el cual modificó el artículo 25º de la Resolución 18 2113 del 20 de diciembre de 2007, plazo hasta el 1º de diciembre de 2008 para que los agentes y actores se registraran en el Sistema. Que se requirió ampliar el término concedido en el artículo 1º de la citada Resolución, teniendo en cuenta los plazos otorgados a los señalados agentes y actores para obtener la autorización ante las entidades competentes, el estado actual en que se encuentran los procesos de montaje del Hardware y del centro de cómputo, así como de la operación tercerizada del sistema en mención.
Resolución	182087	11/26/2008	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación, para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de diciembre del año 2008.
Resolución	181980	11/18/2008	Por la cual se adiciona y modifica parcialmente la Resolución 18 1496 del 8 de septiembre de 2008.
Resolución	181868	30/10/2008	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta.
Resolución	181867	10/30/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	181866	30/10/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
Resolución	181864	10/29/2008	Por la cual se modifica la Resolución 18 2142 de 2007, en relación con el programa de mezcla de biocombustibles para uso en motores diesel. Teniendo en cuenta problemas de oferta por parte de uno de los productores de biocombustible para uso en motores diesel, asociados con déficit en materias primas, no se pudo consolidar un programa de mezcla en forma permanente y estable en la Costa Atlántica, razón por la cual se hace necesario excluir temporalmente del programa de mezcla las plantas de abastecimiento de combustibles ubicadas en el Departamento de Bolívar, y concentrar dicho programa en las ciudades que se abastecen de las plantas ubicadas en el departamento de Atlántico. De igual forma, se debe señalar que los distribuidores mayoristas de combustibles serán los encargados de realizar la mezcla del 5% de biocombustible para uso en motores diesel con el diesel (ACPM) de origen fósil en dicha zona, ante la imposibilidad del refinador de despachar dos tipos de producto (ACPM y B2) desde la Refinería de Cartagena.
Resolución	181839	28/10/2008	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación, para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de noviembre del año 2008.
Resolución	181838	28/10/2008	Por la cual se adoptan unas medidas en la distribución de combustibles en los departamentos fronterizos a los cuales se importe combustibles provenientes de los países vecinos. Dado el cronograma de avance del montaje de nuevas plantas productoras del biocombustible para uso en motores diesel y la demanda de diesel que se tiene en la actualidad en la Costa Atlántica y el departamento de Santander, se precisó modificar el artículo 3º de la Resolución 18 2142 de 2007, en el sentido de fijar la fecha para la entrada en vigencia del programa de mezcla de un cinco ⇒



Resolución	181838	28/10/2008	(continua) por ciento (5%) de biocombustible para uso en motores diesel con un noventa y cinco por ciento (95%) de diesel fósil para el departamento de Santander y el sur del Cesar. De igual forma, fue necesario señalar que los distribuidores mayoristas de combustibles serán los encargados de realizar la mezcla del 5% de biocombustible para uso en motores diesel con el diesel (ACPM) de origen fósil en dichas zonas, mientras el Ministerio de Minas y Energía Dirección de Hidrocarburos no otorgue el aval definitivo a las mezclas (B 2) a transportar por el poliducto, por parte de los refinadores y/o importadores.
Resolución	181718	09/10/2008	Por la cual se modifica la Resolución 18 1190 de 2002, en relación con el precio del diesel marino. La Resolución 18 1567 de 2007, tomando en consideración la difícil situación por la que venía atravesando el sector pesquero, en especial los pequeños y medianos pescadores (buques de máximo 380 toneladas de acarreo), se decidió modificar transitoriamente y por un año la estructura de precios del diesel marino, otorgando un descuento en el ingreso al productor del referido combustible, equivalente a mil pesos (\$1.000) por cada galón distribuido y con destino a las respectivas embarcaciones de pesca objeto de cupo, de acuerdo con lo establecido en el Decreto 1505 de 2002, modificado por los Decretos 4335 de 2004 y 3802 de 2007. En atención a que las condiciones que motivaron la expedición de la Resolución 18 1567 del 5 de octubre de 2008 persisten y siguen siendo válidas, se hace necesario prorrogar hasta el 31 de diciembre de 2008 el descuento a otorgar en el precio del diesel marino.
Resolución	181645	9/30/2008	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta.
Resolución	181644	30/09/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	181643	9/30/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
Resolución	181638	9/29/2008	Por la cual se modifica la Resolución 18 2142 de 2007, en relación con el programa de mezcla de biocombustibles para uso en motores diesel.
Resolución	181627	9/26/2008	Por la cual se modifican las resoluciones 18 0687 de 2003 y 18 1088 de 2005 y se establecen otras disposiciones. A través de la Resolución 18 0911 del 13 de junio de 2008 y con el fin de mitigar el impacto en el país de los precios internacionales de los hidrocarburos y sus derivados, se fijó para el 1º de octubre de 2008 la fecha para la entrada en vigencia del programa de oxigenación de combustibles para los departamentos de Tolima, Huila, Antioquia, Chocó, Córdoba, Sucre, Atlántico, Magdalena y Bolívar. Teniendo en cuenta que para la fecha íbidem, todavía no se contará por parte de Ecopetrol S.A. con la infraestructura necesaria para llevar a cabo un proceso de importación temporal de alcohol carburante, se hace necesario prorrogar en dos meses la fecha de entrada del programa de oxigenación de las gasolinas en los departamentos del Tolima, Huila, Antioquia, Chocó, Córdoba, Sucre, Atlántico, Magdalena y Bolívar, es decir hasta el 1º de diciembre del año en curso, de tal forma que la mencionada empresa termine las adecuaciones que se requieren.
Resolución	181496	08/09/2008	Por la cual se establece el procedimiento para el reconocimiento de subsidio para refinadores e importadores de gasolina motor corriente y ACPM.
Resolución	1506	8/29/2008	Por la cual se señalan los criterios para delimitar los campos de producción de hidrocarburos existentes, para efectos de la aplicación de los instrumentos ambientales, se modifican las resoluciones 1137 de 1996 y 482 de 2003 y se adoptan otras Disposiciones.
Resolución	181416	8/27/2008	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta.
Resolución	181415	27/08/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	181414	8/27/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.

Resolución	181404	8/26/2008	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación, para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de septiembre del año 2008.
Resolución	181386	8/21/2008	Por la cual se modifican las resoluciones 18 1742 y 18 1743 de 2005, en relación con la estructura de precios de la gasolina motor y el ACPM importados a distribuir en las Zonas de Frontera del Departamento de La Guajira.
Resolución	181256	01/08/2008	Por la cual se corrige un yerro tipográfico en las resoluciones 181233, 181234 y 181235 de 2008. El 30 de julio de 2008 se expidieron las resoluciones 181233, 181234 y 181235, por las cuales se modificaron las resoluciones 82438 y 82439 de 2008 y establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de las gasolinas motor corriente y motor corriente oxigenada, la primera, y del ACPM y de su mezcla con el biocombustible para uso en motores diesel, la segunda, y se establece la estructura de precios de la gasolina motor corriente oxigenada y el ACPM que se destruyan en el Área Metropolitana de Cúcuta. Una vez expedidas y publicadas en el Diario Oficial 47.067, se advirtió un error tipográfico en la parte considerativa de las resoluciones mencionadas en cuanto al identificar las resoluciones 181230, 181231 y 181232 se señaló como fecha de las mismas el 29 de julio de 2008 cuando debió señalar el 30 de julio de 2008 como en realidad corresponde; yerro que debe ser corregido en procura de la correcta aplicación, y evitar confusiones de las disposiciones en mención.
Resolución	181240	7/30/2008	Por la cual se modifica el artículo 3° de la Resolución 18 2142 de 2007, en relación con el programa de mezcla de biocombustibles para uso en motores diesel.
Resolución	181235	7/30/2008	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta.
Resolución	181234	7/30/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	181232	7/30/2008	Por la cual se modifica parcialmente el artículo 2° de la Resolución 18 1088 de 2005, en relación con el ingreso al productor del alcohol carburante a distribuir en el país.
Resolución	181233	7/30/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
Resolución	181231	7/30/2008	Por la cual se modifican los rubros “MD” de los artículos 4° de las resoluciones 8 2438 y 8 2439 de 1998, modificados por los artículos 1° y 2° de la Resolución 18 1334 de 2007, en relación con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y del ACPM.
Resolución	181230	30/07/2008	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación, para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de agosto del año 2008.
Resolución	181029	6/26/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	181028	26/06/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
Resolución	181027	26/06/2008	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios del ingreso al productor de los combustibles, para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de julio del año 2008.
Resolución	180911	13/06/2008	Por la cual se adicionan las resoluciones 18 0687 del 17 de junio de 2003 y 18 1088 del 23 de agosto de 2005 y se establecen otras disposiciones. La demanda actual de alcohol carburante en el país para cubrir las zonas hoy con mezcla y los departamentos faltantes antes señalados está alrededor de un millón quinientos mil litros por día (1.500.000 l/d), mientras la capacidad actual de producción nacional es de apenas un millón cincuenta mil litros por día (1.050.000 l/d), razón por la cual se hace necesario importar alcohol carburante temporalmente con el fin de cubrir el déficit señalado. En este sentido Ecopetrol S.A. cuenta con la capacidad logística y técnica para llevar a cabo un proceso de importación temporal de alcohol carburante, es necesario señalar que las mismas estarán a su cargo, previo el cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución 18 1069 de 2005 y hasta tanto la producción nacional pueda cubrir el mercado, en aras de garantizar el desarrollo agroindustrial del sector de biocombustibles en Colombia.

Resolución	180886	09/06/2008	Por la cual se deroga la Resolución 18 0232 del 27 de febrero de 2008. A través de la Resolución 18 0232 del 27 de febrero de 2008 se otorgó, transitoriamente, un descuento en el ingreso al productor de ACPM, con destino a los buses de las empresas operadoras de los sistemas de transporte terrestre masivo de pasajeros. Dado que los señalados sistemas de transporte terrestre masivo de pasajeros ya superaron las contingencias económicas que motivaron la expedición de la resolución ibídem, fue necesario derogar la misma.
Resolución	180810	5/30/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
Resolución	180811	5/30/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	180812	5/30/2008	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta.
Resolución	180811	5/30/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
Resolución	180810	30/05/2008	Por la cual se modifica la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
Resolución	180805	5/30/2008	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios del ingreso al productor de los combustibles, para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de junio del año 2008.
Resolución	180759	22/05/2008	Por la cual se modifica el artículo 25 de la Resolución 18 2113 del 20 de diciembre de 2007, en relación con el SICOM. Mediante Resolución 18 2113 del 20 de diciembre de 2007, se establecieron los procedimientos, términos y condiciones para el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo, SICOM, concediéndose en el artículo 25, plazo hasta el 1º de junio de 2008 para que los agentes y actores se registraran en el Sistema. Fue necesario ampliar el término concedido en el artículo 25 de la citada Resolución, teniendo en cuenta los plazos otorgados a los señalados agentes y actores para obtener la autorización ante las entidades competentes, así como el estado actual en que se encuentran los procesos de contratación del Hardware y de la operación tercerizada del sistema en mención.
Resolución	180760	5/22/2008	Por la cual se adoptan unas medidas en la distribución de combustibles en los departamentos de Guainía y Vichada. El diagnóstico realizado en el año 2007 por la firma PROEZA LTDA para Ecopetrol S.A, en las zonas de frontera correspondientes a los departamentos de Guainía y Vichada se tienen identificadas las personas que serán objeto de programas de reconversión laboral; no obstante, mientras se adelantan estos programas debe dotarse a este grupo poblacional de un mecanismo que les permita subsistir, continuando con la actividad de introducción, pero con algunas limitaciones y teniendo en cuenta que a medida que avancen los señalados programas dicha actividad se irá desmontando.

NORMAS DEL SECTOR MINAS			
TIPODE NORMA	NÚMERO	FECHA DE EXPEDICIÓN	TEMA
Decreto	2218	19/07/2008	Por el cual se modifica el Decreto 247 de 2008. Por la no presencia de mineros y la baja potencialidad de reservas. No fue posible la inscripción del área de reserva especial ordenada mediante el Decreto 247 de 2008 en el Registro Minero Nacional administrado por Ingeominas, debido a inconsistencias en la alinderación de las áreas que se delimitaron como de reserva especial, toda vez que al transcribir las coordenadas se cometió un error.
Decreto	2219	6/19/2008	Por el cual se modifica el Decreto 300 del 5 de febrero de 2008. No fue posible la inscripción del Decreto modificado en el Registro Minero Nacional administrado por el Instituto Colombiano de Geología y Minería, debido a inconsistencias en la alinderación de las áreas que se adicionaron a la zona de reserva especial, toda vez que se presentó un error en la transcripción de las mismas.

Decreto	2345	6/26/2008	Por el cual se adoptan medidas para la presentación de propuestas de contratos de concesión a través de medios electrónicos. Ingeominas en su calidad de autoridad minera delegada, en consonancia con los avances tecnológicos y con la normatividad existente, desarrolló una plataforma tecnológica denominada “Catastro Minero Colombiano”, que garantiza el acceso en igualdad de condiciones y transparencia a los interesados, en solicitar el derecho a explorar y explotar minerales en Colombia, mediante la radicación de propuestas de contratos de concesión por medios electrónicos.
Resolución	180737	5/14/2009	Por el cual se priorizan unos distritos mineros de San Martín de Loba, Cúcuta, Berbellon, Ataco Payande, Zipa Samaca, Norte en el departamento de Boyacá y Mercaderes en el departamento del Cauca.
Resolución	180507	4/1/2009	Por la cual se modifican algunos criterios del precio base para liquidación de las regalías del carbón de exportación. Se modifica el artículo 10 de la Resolución 181074 de 2007, en cuanto al precio base para la liquidación de regalías de carbón.
Resolución	180376	3/11/2009	Por la cual se niega la solicitud de delimitación de Área de reserva Especial en el municipio de Puerto Nare, departamento de Antioquia.
Resolución	180263	2/23/2009	Por la cual se adopta la metodología para realizar la valoración de las reservas de minerales en Colombia. Se adopta una nueva metodología de valor presente neto para realizar la valoración de las reservas de los minerales en Colombia.
Resolución	1239	12/23/2008	Por la cual se determinan los precios base de los minerales para la liquidación de regalías.
Resolución	182365	12/18/2008	Por la cual se proroga una delegación de funciones mineras a la gobernación de Antioquia hasta 31 de diciembre de 2010.
Resolución	182366	18/12/2008	Por la cual se proroga una delegación de funciones mineras a la gobernación de Boyacá hasta 31 de diciembre de 2010.
Resolución	182367	12/18/2008	Por la cual se proroga una delegación de funciones mineras a la gobernación de Norte de Santander hasta 31 de diciembre de 2010.
Resolución	182331	15/12/2008	Por la cual se proroga una delegación de funciones mineras a la gobernación de Cesar hasta 31 de diciembre de 2010.
Resolución	182332	12/15/2008	Por la cual se proroga una delegación de funciones mineras a la gobernación de Bolívar hasta 31 de diciembre de 2010.
Resolución	182333	12/15/2008	Por la cual se proroga una delegación de funciones mineras a la gobernación de Caldas hasta 31 de diciembre de 2010.
Resolución	496	03/12/2008	Por la cual se delimita un área de reserva especial, para mineral de arcilla, con el objeto de adelantar estudios geológicos en una zona ubicada en el municipio de Tunja, departamento de Boyacá.
Resolución	181837	10/28/2008	Por la cual se establece el procedimiento para gestionar y controlar. La presentación de solicitudes de autorizaciones temporales por medios electrónicos.
Resolución	818	30/09/2008	Por la cual se determinan los precios base de los minerales para la liquidación de regalías.
Resolución	181628	9/26/2008	Por la cual se delimita y establece una Zona Minera para la comunidad Negra del Consejo Comunitario Alto Mira y Frontera, municipio de Tumaco, Nariño.
Resolución	181598	9/23/2008	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro, plata y platino a los municipios productores.
Resolución	181552	9/16/2008	Por la cual se adoptan algunas medidas para el pago del canon superficario en contratos de concesión minera. El incumplimiento en el pago del canon superficario por parte del titular minero dentro del término indicado, dará lugar a que las Autoridades Mineras Delegadas, inicien de manera inmediata el trámite administrativo para la declaratoria de la caducidad del respectivo contrato de concesión minera, conforme a lo establecido en el literal d) del artículo 112 de la Ley 685 de 2001, por el no pago oportuno y completo de las contraprestaciones económicas.
Resolución	333	11/09/2008	Por el cual se delimita una zona de reserva especial y se deroga la Resolución 424 de 2007. Se delimitar como Área de Reserva Especial para oro y metales preciosos un área de 1.976 hectáreas y 417,12 metros cuadrados, con el objeto de adelantar estudios geológicos mineros y desarrollar proyectos mineros estratégicos para el país.

MEMORIAS AL CONGRESO DE LA REPÚBLICA 2008 - 2009

Resolución	181530	9/11/2008	Por la cual se delimita y establece una Zona Minera para la comunidad Negra del Consejo Comunitario Zacarías Río Dagua, Municipio de Buenaventura departamento del Valle del Cauca.
Resolución	181529	9/11/2008	Por la cual se señala y delimita una Zona Minera Indígena para las Comunidades de Tapurucara Querari y Uniq Querari municipio de Mitú, departamento del Vaupés .
Resolución	181527	9/11/2008	Por la cual se delimita y establece una Zona Minera para la Comunidad Negra del Consejo Comunitario Guaimia, municipio de Buenaventura, departamento del Valle del Cauca.
Resolución	181517	9/10/2008	Por la cual se delimita y establece una Zona Minera para la comunidad Negra del Consejo Comunitario Citronela, municipio de Buenaventura, departamento del Valle del Cauca.
Resolución	181516	9/10/2008	Por la cual se señala y delimita una zona minera indígena para la Comunidad Wayuú del Cabildo de Kaiwá, municipio de Uribia, departamento de la Guajira.
Resolución	181515	9/10/2008	Por la cual se señala y delimita una zona minera indígena para la Comunidad Wayuú del Cabildo de Kaiwá, Municipio de Uribia, departamento de la Guajira.
Resolución	181514	9/10/2008	Por la cual se delimita y establece una Zona Minera para la Comunidad Negra del Consejo Comunitario de Llano Bajo, municipio de Buenaventura, departamento del Valle del Cauca.
Resolución	181513	9/10/2008	Por la cual se delimita y establece la Zona Minera para la Comunidad Negra del Consejo Comunitario Agua Clara, municipio de Buenaventura, departamento del Valle del Cauca.
Resolución	181512	9/10/2008	Por la cual se delimita y establece una Zona Minera para la Comunidad Negra del Consejo Comunitario de Calle Larga, municipio de Buenaventura, departamento del Valle del Cauca.
Resolución	181511	9/10/2008	Por la cual se señala y delimita una zona minera para la Comunidad Negra del Consejo Comunitario de Limones, municipio de Buenaventura departamento del Valle del Cauca.
Resolución	181482	9/5/2008	Por la cual se establece y delimita una Zona Minera para la Comunidad Negra del Consejo Comunitario Mayor del Cantón de San Pablo, ACISANP.
Resolución	181481	9/5/2008	Por la cual se establece y delimita una Zona Minera para la Comunidad Negra del Consejo Comunitario de Villacontó.
Resolución	181451	01/09/2008	Por la cual se señala y delimita una zona minera indígena para el Cabildo de el Cardón, municipio de Uribia, departamento de la Guajira.
Resolución	181450	9/1/2008	Por la cual se establece y delimita una Zona Minera para la Comunidad Negra del Consejo Comunitario Mayor de Paimadó, localizada en jurisdicción de los municipios de Río Quito y Cantón de San Pablo, departamento del Chocó
Resolución	181385	8/21/2008	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro, plata y platino a los municipios productores
Resolución	181155	7/21/2008	Por la cual se adjudica el Área Minera de Sal de Nemocón correspondiente a la Licitación Pública MME 01 de 2008.
Resolución	181158	7/21/2008	Por la cual se adjudica el Área Minera de Sal de Upín correspondiente a la Licitación Pública 01 de 2008.
Resolución	181157	7/21/2008	Por la cual se adjudica el Área Minera de Sal de Galerazamba correspondiente a la Licitación Pública 01 de 2008.
Resolución	181156	7/21/2008	Por la cual se adjudica el Área Minera de Sal de Zipaquirá correspondiente a la Licitación Pública 01 de 2008.
Resolución	227	7/7/2008	Por la cual se modifica la Resolución 476 del 14 de diciembre de 2007, delimitando un área de reserva especial para oro y metales preciosos en el municipio de Arenal, departamento de Bolívar.
Resolución	180932	26/06/2008	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras.
Resolución	180992	26/06/2008	Prórroga hasta el 30 de junio del 2009, la delegación de funciones otorgada al Gobernador del departamento de Boyacá, mediante Resolución 18 1192 de 2001, modificada por la Resolución 19 0927 de 2005.
Resolución	181024	6/26/2008	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro, plata y platino a los municipios productores.

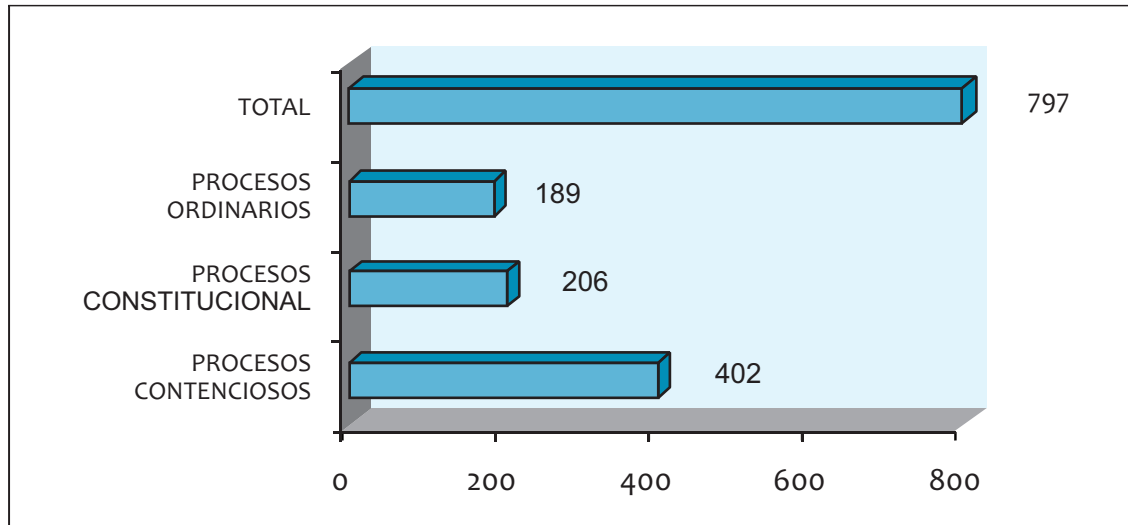
Resolución	180994	6/23/2008	Prorrogar hasta el 30 de junio del 2009, la delegación de funciones otorgada al Gobernador del departamento de Norte de Santander, mediante Resolución 18 1195 de 2001, modificada por la Resolución 18 0929 de 2005.
Resolución	180993	6/23/2008	Prorrogar hasta el 30 de junio del 2009, la delegación de funciones otorgada al Gobernador del departamento de Antioquia, mediante Resolución 18 1532 de 2004.
Resolución	180945	6/17/2008	Por medio de la cual se adiciona la Resolución No. 18 0609 del 28 de abril de 2008. Se ordenan suspender la venta de formularios de solicitud de contrato de concesión minera, mientras se implementa el sistema "CATASTRO MINERO COLOMBIANO".
Resolución	180829	6/5/2008	Por medio de la cual se resuelve una solicitud de cesación de un impedimento por parte de la Gobernación del departamento de Boyacá.
Resolución	180806	30/05/2008	Por la cual el Ministro de Minas y Energía fija el precio de venta de las exportaciones de minerales para el segundo semestre de 2007 para la empresa Drummond Ltda, teniendo en cuenta los precios FOB.
Resolución	180807	30/05/2008	Por la cual el Ministro de Minas y Energía fija el precio de venta de las exportaciones de minerales para el segundo semestre de 2007 para la empresa Carbones del Cerrejón Limited, teniendo en cuenta los precios FOB.
Resolución	180808	5/30/2008	Por la cual el Ministro de Minas y Energía fija el precio de ventas de las exportaciones de minerales para el segundo semestre de 2007 para la empresa Pordeco S.A., teniendo en cuenta los precios FOB.
Resolución	180809	30/05/2008	Por la cual el Ministro de Minas y Energía fija el precio de ventas de las exportaciones de minerales para el segundo semestre de 2007 para la empresa Cerrejón Zona Norte S.A., teniendo en cuenta los precios FOB.
Resolución	180782	27/05/2008	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro, plata y platino a los municipios productores.
Resolución	180713	5/15/2008	Por la cual se modifica la Resolución 18 0555 del 16 de abril de 2008, por medio de la cual se dio apertura a la Licitación Pública 001 2008 para la entrega en concesión de las salinas de Zipaquirá, Nemocón, Upín y Galerazamba.

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**  
**OFICINA ASESORA JURIDICA**  
**Estadística de Procesos Judiciales**

Tipo de Procesos	Total
Acciones Ordinarias	189
Acciones Constitucionales	206
Acciones Contenciosas	402
<b>Total a mayo de 2009</b>	<b>797</b>

En la relación de los procesos judiciales se encuentran incluidos los procesos propios del Ministerio, así como los recibidos por concepto de las liquidaciones de Carbocol S.A. y Minercol

ESTADÍSTICA DE PROCESOS



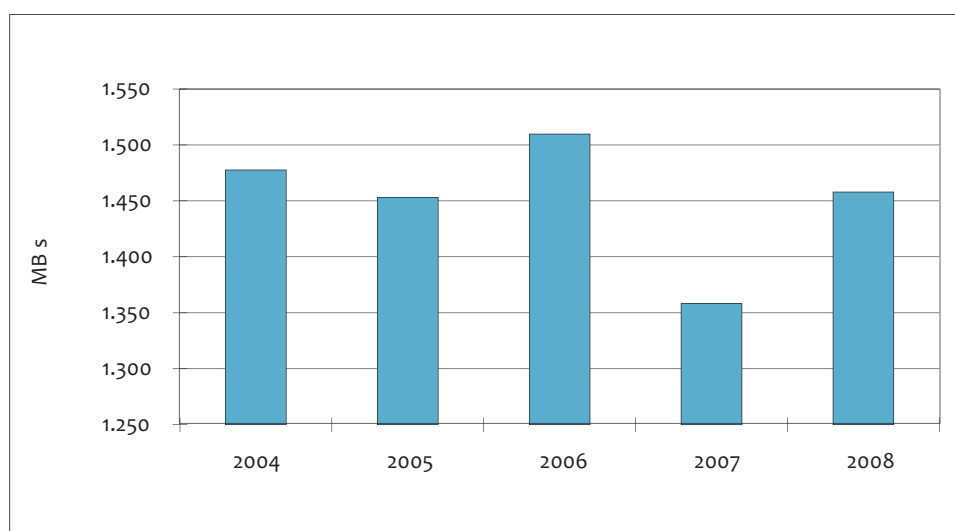
## ANEXO ESTADÍSTICO



# HIDROCARBUROS

<b>RESERVAS PROBADAS REMANENTES DE PETRÓLEO</b>				
<b>2004 - 2008</b>				
<b>Millones de barriles</b>				
<b>Contrato</b>	<b>Asociación</b>	<b>Concesión</b>	<b>Ecopetrol</b>	<b>Total</b>
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
2008	801,9	14,5	641,6	1457,94

**RESERVAS PROBADAS REMANENTES DE PETRÓLEO**  
**2004 - 2008**  
 Millones de barriles



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

<b>PRODUCCIÓN MENSUAL DE CRUDO</b>						
<b>2003 - marzo 2009</b>						
<b>Miles de Barriles Día Calendario</b>						
<b>Mes</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Enero	524,63	517,19	522,00	524,44	557,31	617,30
Febrero	520,45	512,28	533,02	517,42	563,78	646,10
Marzo	517,93	532,31	535,11	518,88	561,54	645,00
Abril	535,33	530,55	536,55	526,13	566,72	651,00
Mayo	534,87	530,22	541,30	523,34	579,05	
Junio	534,35	530,12	540,88	523,83	581,15	
Julio	536,54	516,00	536,15	521,77	586,78	
Agosto	535,91	527,79	509,07	527,15	600,62	
Septiembre	526,05	535,83	527,89	535,88	611,91	
Octubre	531,51	527,30	530,05	549,95	623,45	
Noviembre	523,20	528,71	523,40	555,18	623,27	
Diciembre	519,70	523,44	517,08	552,44	592,30	
<b>Promedio</b>	<b>528,42</b>	<b>525,98</b>	<b>529,37</b>	<b>531,37</b>	<b>587,32</b>	<b>639,85</b>

**PRODUCCIÓN MENSUAL DE CRUDO**  
2004 - 2009 (Abril)



Fuente: Ecopetrol, Ministerio de Minas y Energía.

Elaboró : Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

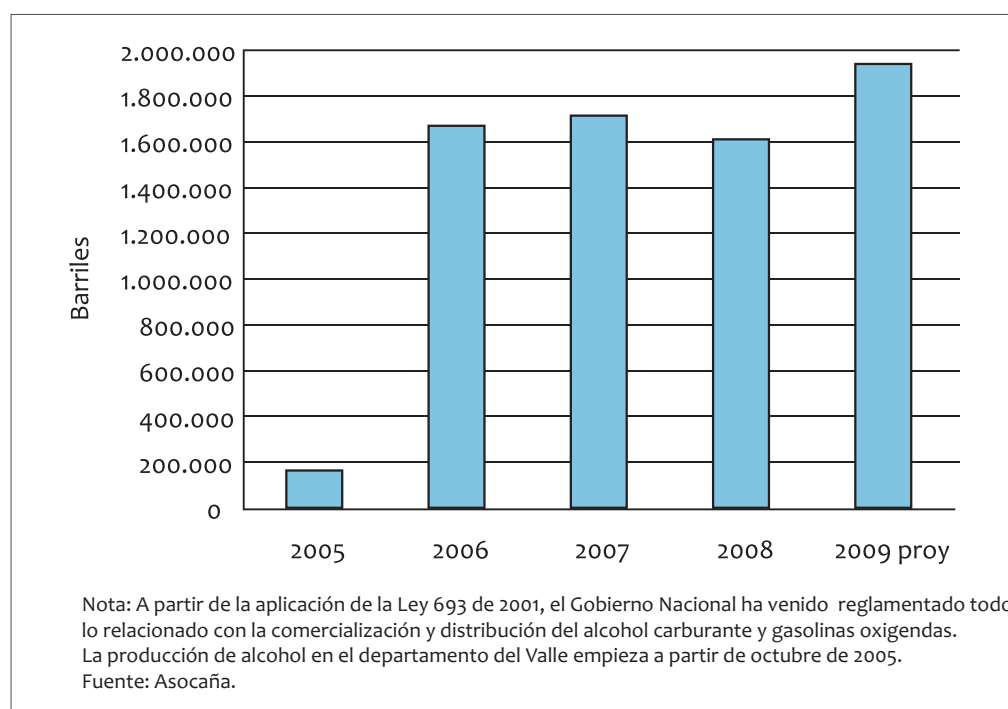
**PRODUCCIÓN DE ALCOHOL CARBURANTE (SIN DESNATURALIZAR)**

Mes	Litros	Galones	Barriles	Mes	Litros	Galones	Barriles
Octubre	2.793.958	738.111	17.574	Enero	22.206.329	5.863.508	139.607
Noviembre	12.255.134	3.259.343	77.603	Febrero	25.382.052	6.711.471	159.797
Diciembre	12.337.525	2.984.758	71.066	Marzo	26.933.131	7.106.885	169.212
<b>TOTAL 2005</b>	<b>27.386.617</b>	<b>6.982.212</b>	<b>166.243</b>	Abril	23.007.613	6.048.906	144.022
Enero	13.698.048	3.618.767	86.161	Mayo	23.419.009	6.165.409	146.795
Febrero	16.380.759	4.327.489	103.035	Junio	24.635.010	6.508.106	154.955
Marzo	20.105.321	5.311.449	126.463	Julio	26.671.081	7.045.999	167.762
Abril	25.798.572	6.632.355	157.913	Agosto	25.095.029	6.629.600	157.848
Mayo	25.208.471	6.659.605	158.562	Septiembre	15.941.543	4.068.415	96.867
Junio	21.034.920	5.557.031	132.310	Octubre	1.689.495	445.810	10.615
Julio	24.240.808	6.403.967	152.475	Noviembre	16.408.117	4.329.634	103.087
Agosto	22.806.550	6.025.063	143.454	Diciembre	25.391.348	6.700.053	159.525
Septiembre	25.990.206	6.866.125	163.479	<b>Total 2008</b>	<b>256.779.756</b>	<b>67.623.796</b>	<b>1.610.090</b>
Octubre	26.945.878	7.118.596	169.490	Enero	25.447.326	6.723.204	160.076
Noviembre	21.260.666	5.616.669	133.730	Febrero	24.429.474	6.454.286	153.673
Diciembre	22.897.221	6.049.016	144.024	Marzo	25.671.828	6.782.517	161.489
<b>TOTAL 2006</b>	<b>266.367.420</b>	<b>70.186.134</b>	<b>1.671.098</b>	<b>Total 2009</b>	<b>75.548.628</b>	<b>19.960.007</b>	<b>475.238</b>
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				
<b>TOTAL 2007</b>	<b>272.408.598</b>	<b>71.965.244</b>	<b>1.713.458</b>				

PRODUCCIÓN DE ALCOHOL CARBURANTE (SIN DESNATURALIZAR)					
Litros					
Departamento	Oct Dic 2005	Total año 2006	Total año 2007	Total año 2008	Total año 2009
Valle	12.424.881	155.973.686	171.143.555	155.604.233	47.988.844
Cauca	14.961.736	94.284.751	83.673.987	78.918.895	22.156.607
Risaralda	0	16.108.982	17.591.056	22.256.629	5.403.176
<b>Total</b>	<b>27.386.617</b>	<b>266.367.419</b>	<b>272.408.598</b>	<b>256.779.756</b>	<b>75.548.628</b>

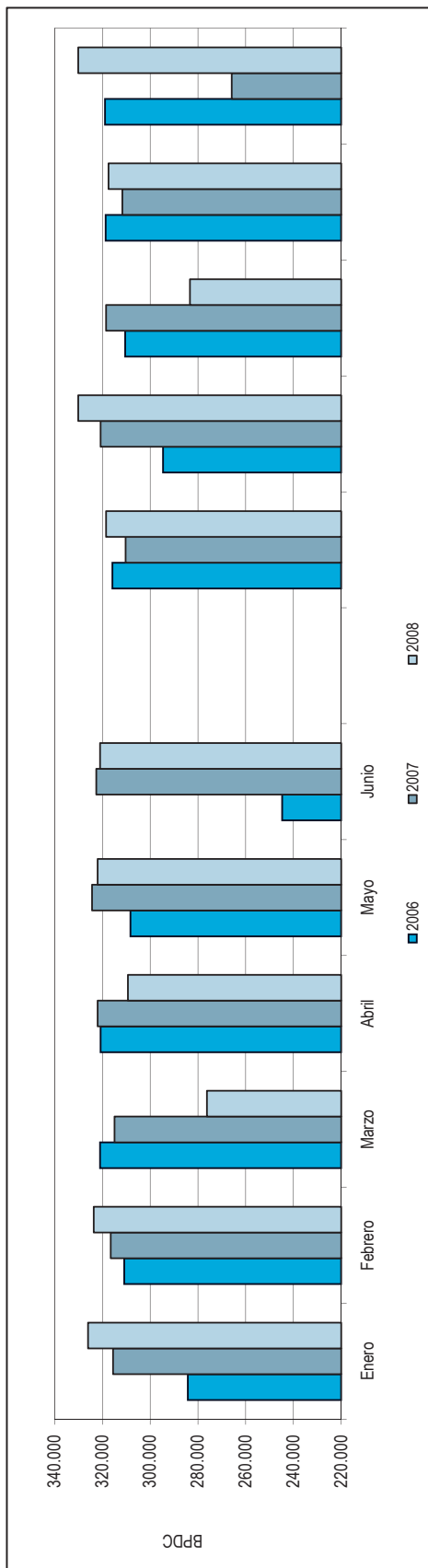
Año 2009: Enero-Marzo.

## PRODUCCIÓN DE ALCOHOL CARBURANTE



CARGA DE CRUDO A REFINERÍAS													
2003 marzo 2009													
Barriles por día Calendario													
Refinerías	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio anual
2004	304.103	308.343	292.109	303.510	306.887	306.795	315.774	294.553	310.411	318.606	318.839	317.149	308.069
2005	284.181	310.825	321.147	320.695	308.200	244.701	310.253	320.743	318.447	311.636	265.816	273.517	299.213
2006	315.394	316.501	314.915	321.964	324.309	322.560	315.992	306.899	321.426	318.606	314.215	286.500	314.871
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	320.189	275.747	308.907	321.741	306.466	318.973	313.952	316.577	313.077	318.358	314.949	315.512
2009	335.820	289.641	287.785										
C BARRANCA	255.290	208.280	204.800										
CARTAGENA	77.500	78.900	80.000										
APIAY	1.484	875	1.462										
ORITO	1.546	1.586	1.523										

2006 - 2009



Fuente: Ecopetrol

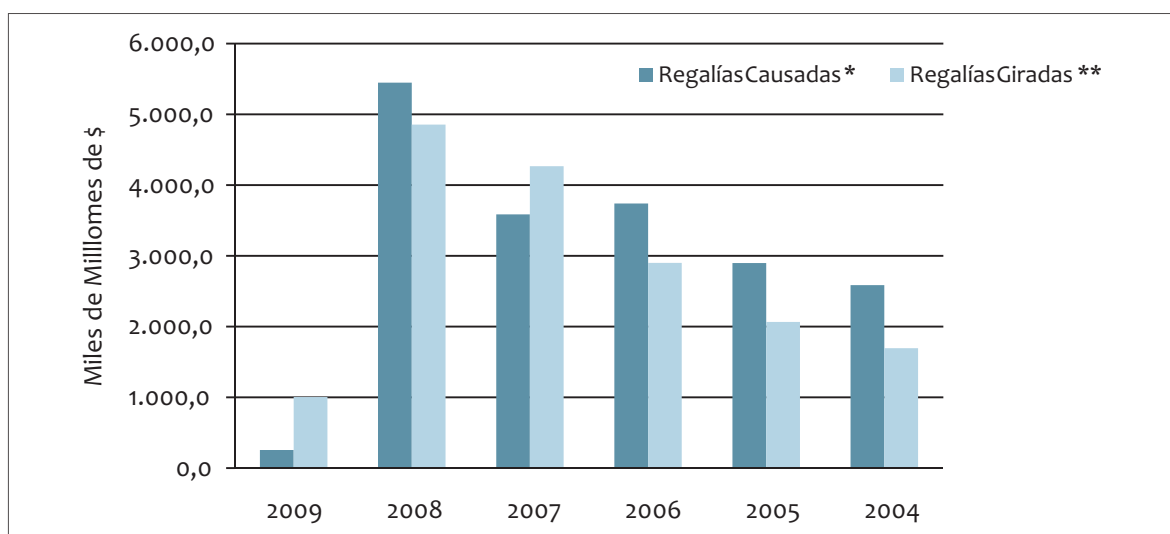
C. B. Complejo Industrial de Barrancabermeja

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información

REGALÍAS 2004 - abril 2009		
Año	Regalías Causadas * Miles de Millones de \$	Regalías Giradas ** Miles de millones \$
2009	256,4***	1.005,2
2008	5.448,8	4.854,1
2007	3.586,0	4.265,8
2006	3.740,6	2.899,6
2005	2.898,4	2.065,0
2004	2.585,4	1.694,5

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.  
 \* Regalías causadas corresponde a las regalías liquidadas por el Ministerio de Minas y Energía para un período determinado.  
 \*\* Regalías giradas corresponde a las participaciones en regalías que la ANH transfiere a los beneficiarios, con base en la liquidación elaborada previamente por el Ministerio de Minas y Energía.  
 \*\*\* Regalías causadas a febrero de 2009

## REGALÍAS LIQUIDADAS Y PAGADAS



VENTAS DE GASOLINA MOTOR DISTRIBUIDOR MAYORISTA POR DIVISIÓN POLÍTICA - BPDC 2004 2008						
Zona	2004	2005	2006	2007	2008	Participación año 2008 %
<b>NOROCCIDENTE</b>	<b>7.839</b>	<b>8.167</b>	<b>7.621</b>	<b>7.746</b>	<b>7.161</b>	<b>9,8%</b>
Atlántico	1.940	1.870	1.899	1.860	1.750	2,4%
Bolívar	2.754	2.836	1.990	1.944	2.294	3,2%
Córdoba	1.742	1.885	2.109	1.739	1.583	2,2%
La Guajira	24	7	39	638	2	0,0%
Magdalena	439	727	585	599	535	0,7%
San Andrés	201	189	184	171	187	0,3%
Sucre	739	653	815	797	811	1,1%
<b>NORORIENTE</b>	<b>7.075</b>	<b>7.635</b>	<b>7.934</b>	<b>7.304</b>	<b>7.382</b>	<b>10,2%</b>
Boyacá	2.371	2.562	2.612	2.248	2.326	3,2%
Cesar	1.767	1.838	1.826	1.592	1.147	1,6%
Norte de Santander	695	447	608	629	686	0,9%
Santander	2.241	2.788	2.888	2.835	3.224	4,4%

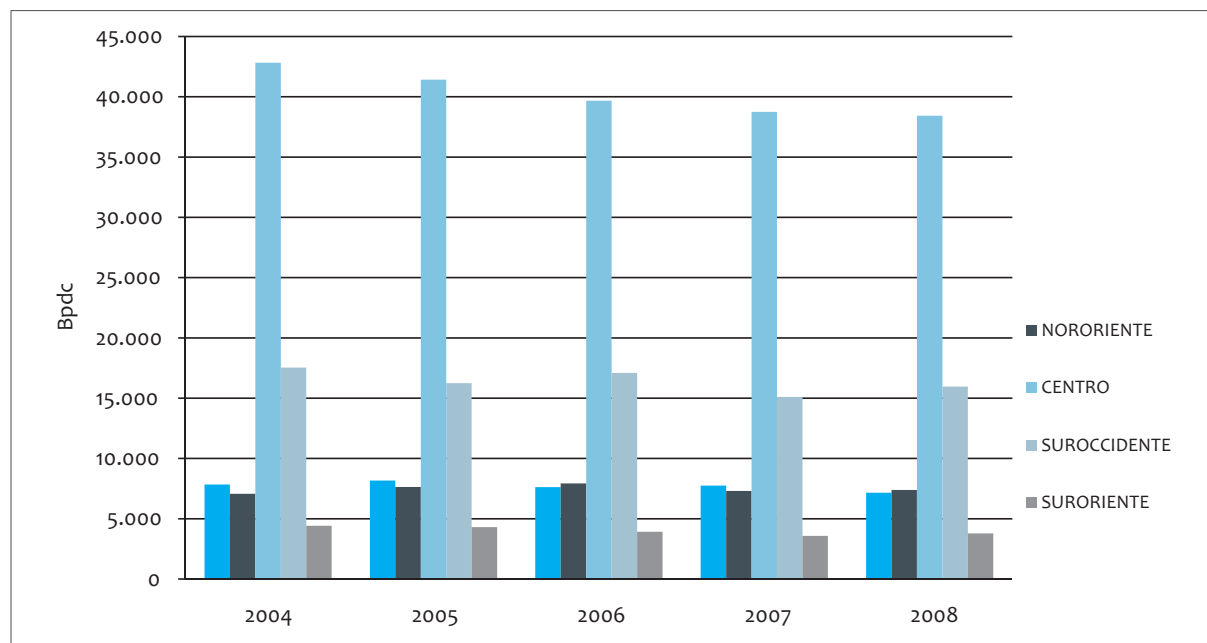
Continúa

CENTRO	42.822	41.418	39.675	38.743	38.434	52,8%
Antioquia	10.740	10.547	10.663	10.805	10.582	14,6%
Bogotá	18.511	18.142	16.495	16.094	16.241	22,3%
Caldas	1.660	1.664	1.627	1.516	1.483	2,0%
Cundinamarca	6.370	6.155	6.188	5.851	5.438	7,5%
Quindío	995	1.062	943	903	869	1,2%
Risaralda	2.130	1.760	1.576	1.607	1.681	2,3%
Tolima	2.416	2.088	2.183	1.966	2.140	2,9%
SUROCCIDENTE	17.542	16.241	17.099	15.101	15.968	22,0%
Cauca	1.307	1.275	1.282	1.406	1.389	1,9%
Chocó	341	364	483	556	671	0,9%
Huila	1.887	2.033	1.666	1.565	1.670	2,3%
Nariño	4.122	3.413	2.730	2.645	2.590	3,6%
Putumayo	625	524	580	486	456,62	0,6%
Valle	9.259	8.632	10.358	8.442	9.192	12,6%
SURORIENTE	4.415	4.310	3.923	3.580	3.780	5,2%
Amazonas	121	118	121	107	110	0,2%
Arauca	145	188	107	214	121	0,2%
Caquetá	924	902	855	849	870	1,2%
Casanare	551	568	678	559	610	0,8%
Guainía	13	13	17	15	13	0,0%
Guaviare	339	326	296	222	195	0,3%
Meta	2.282	2.157	1.810	1.581	1.823	2,5%
Vaupés	4	1	0	3	8	0,0%
Vichada	35	37	39	30	30	0,0%
TOTAL PAÍS	79.691	77.771	76.252	72.474	72.726	0,3

Fuente: Ecopetrol.

Elaboró : Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

## VENTAS DE GASOLINA POR ZONAS



Fuente: Ecopetrol

Elaboró : Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

**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
VA	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										3,50	3,50	3,50
Tarifa estampilla de transporte	235,32	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26
<b>Precio Máx al Distribuidor Mayorista</b>	<b>3,066,12</b>	<b>3,098,26</b>	<b>3,168,83</b>	<b>3,202,76</b>	<b>3,236,82</b>	<b>3,327,48</b>	<b>3,360,83</b>	<b>3,360,83</b>	<b>3,414,93</b>	<b>3,485,29</b>	<b>3,545,57</b>	<b>3,594,20</b>
Margen al distribuidor mayorista	196,03	201,03	206,03	211,03	215,54	217,18	217,63	217,63	208,52	203,54	206,47	215,80
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>	<b>3,262,15</b>	<b>3,299,29</b>	<b>3,374,86</b>	<b>3,413,79</b>	<b>3,448,36</b>	<b>3,544,66</b>	<b>3,578,46</b>	<b>3,578,46</b>	<b>3,623,45</b>	<b>3,688,83</b>	<b>3,752,04</b>	<b>3,810,00</b>
Margen del distribuidor minorista	297,27	304,77	312,27	319,77	326,44	325,77	326,44	326,44	312,78	309,70	309,70	317,35
Pérdida 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	12,69
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>	<b>3,585,54</b>	<b>3,630,39</b>	<b>3,713,76</b>	<b>3,760,35</b>	<b>3,792,68</b>	<b>3,898,18</b>	<b>3,932,80</b>	<b>3,932,80</b>	<b>3,963,74</b>	<b>4,021,62</b>	<b>4,089,65</b>	<b>4,155,28</b>
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
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	<b>4,389,74</b>	<b>4,444,48</b>	<b>4,538,88</b>	<b>4,596,79</b>	<b>4,640,91</b>	<b>4,758,14</b>	<b>4,805,66</b>	<b>4,805,66</b>	<b>4,861,22</b>	<b>4,930,49</b>	<b>5,009,87</b>	<b>5,086,86</b>

**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
VA	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
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
<b>Precio Máx al Distribuidor Mayorista</b>	<b>3,661,05</b>	<b>3,871,11</b>	<b>3,871,11</b>	<b>3,841,44</b>	<b>3,858,81</b>	<b>3,859,50</b>	<b>3,881,41</b>	<b>3,905,63</b>	<b>3,945,47</b>	<b>3,957,69</b>	<b>4,048,73</b>	<b>4,063,47</b>
Margen al distribuidor mayorista	205,56	200,88	199,03	199,74	199,96	199,00	198,29	197,65	196,09	195,20	194,97	193,86
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>	<b>3,866,61</b>	<b>3,988,28</b>	<b>4,061,14</b>	<b>4,041,18</b>	<b>4,058,77</b>	<b>4,079,70</b>	<b>4,103,28</b>	<b>4,129,28</b>	<b>4,161,56</b>	<b>4,152,89</b>	<b>4,243,70</b>	<b>4,257,33</b>
Margen del distribuidor minorista	302,29	295,42	292,69	293,74	292,64	292,64	291,60	290,66	288,37	287,06	286,72	285,09
Pérdida por evaporación	15,47	15,95	16,06	16,06	16,24	16,23	16,23	16,41	16,57	16,61	16,97	17,03
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	12,09	11,82	11,71	11,75	11,76	11,71	11,66	11,65	11,53	11,48	11,47	11,47
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>	<b>4,196,46</b>	<b>4,311,47</b>	<b>4,336,60</b>	<b>4,362,73</b>	<b>4,380,83</b>	<b>4,379,08</b>	<b>4,399,19</b>	<b>4,421,98</b>	<b>4,458,03</b>	<b>4,468,04</b>	<b>4,558,86</b>	<b>4,570,92</b>
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
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	<b>5,140,69</b>	<b>5,268,24</b>	<b>5,307,08</b>	<b>5,346,26</b>	<b>5,376,30</b>	<b>5,386,33</b>	<b>5,416,45</b>	<b>5,449,40</b>	<b>5,496,17</b>	<b>5,516,74</b>	<b>5,617,32</b>	<b>5,641,39</b>

**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	2,882,41	2,917,10	2,938,88	2,969,35	3,043,10	3,117,55	3,219,30	3,272,81	3,297,31	3,314,62
VA	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
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
<b>Precio Máximo al Distribuidor Mayorista</b>	<b>4,080,97</b>	<b>4,114,34</b>	<b>4,152,49</b>	<b>4,187,83</b>	<b>4,209,61</b>	<b>4,243,35</b>	<b>4,320,90</b>	<b>4,401,83</b>	<b>4,514,01</b>	<b>4,572,11</b>	<b>4,604,82</b>	<b>4,628,30</b>
Margen al distribuidor mayorista	193,58	193,38	191,83	191,98	197,90	204,26	214,76	215,14	202,55	203,79	201,58	194,40
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>	<b>4,274,55</b>	<b>4,307,71</b>	<b>4,344,32</b>	<b>4,379,81</b>	<b>4,407,51</b>	<b>4,447,61</b>	<b>4,535,67</b>	<b>4,616,98</b>	<b>4,716,56</b>	<b>4,775,91</b>	<b>4,806,40</b>	<b>4,822,71</b>
Margen del distribuidor minorista	284,68	284,38	282,11	282,32	291,03	300,38	315,83	316,39	297,87	299,69	296,44	285,89
Pérdida por evaporación	17,10	21,14	21,31	21,47	21,61	21,79	22,16	22,52	22,95	23,22	23,37	23,47
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	11,39	11,38	11,28	11,29	11,64	12,02	12,63	12,66	11,91	11,99	11,86	11,44
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>	<b>4,587,72</b>	<b>4,624,61</b>	<b>4,659,03</b>	<b>4,694,90</b>	<b>4,731,79</b>	<b>4,781,79</b>	<b>4,886,29</b>	<b>4,968,54</b>	<b>5,049,28</b>	<b>5,110,80</b>	<b>5,198,08</b>	<b>5,143,50</b>
Sobretasa	1,077,80	978,32	983,62	994,07	999,33	1,005,24	1,012,15	1,012,15	1,019,79	1,027,94	1,035,74	1,045,03
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	<b>5,665,52</b>	<b>5,602,93</b>	<b>5,642,65</b>	<b>5,683,79</b>	<b>5,725,86</b>	<b>5,781,12</b>	<b>5,891,53</b>	<b>5,980,68</b>	<b>6,069,07</b>	<b>6,138,74</b>	<b>6,174,82</b>	<b>6,188,53</b>



**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
VA	443,14	443,14	443,14	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
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
<b>Precio Máximo al Distribuidor Mayorista</b>	<b>4.633,53</b>	<b>4.630,95</b>	<b>4.654,86</b>	<b>4.655,60</b>	<b>4.712,52</b>	<b>4.709,28</b>	<b>4.721,64</b>	<b>4.736,82</b>	<b>4.754,02</b>	<b>4.770,15</b>	<b>4.832,98</b>	<b>4.887,60</b>
Margen al distribuidor mayorista	195,71	189,62	189,45	187,86	182,89	172,41	162,79	165,46	163,19	202,49	200,01	214,16
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>	<b>4.826,24</b>	<b>4.820,57</b>	<b>4.843,31</b>	<b>4.843,46</b>	<b>4.895,41</b>	<b>4.881,69</b>	<b>4.884,43</b>	<b>4.902,28</b>	<b>4.937,21</b>	<b>4.972,64</b>	<b>5.032,99</b>	<b>5.101,76</b>
Margen del distribuidor minorista	283,39	278,85	278,60	276,27	268,95	305,00	340,00	370,00	370,00	370,00	370,00	370,00
Pérdida por evaporación	23,52	23,53	23,66	23,69	23,93	23,91	23,96	24,07	24,21	24,37	24,63	24,92
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	11,34	11,34	11,14	11,05	10,76	10,14	9,58	9,73	10,18	10,66	10,00	10,20
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>	<b>5.144,49</b>	<b>5.134,11</b>	<b>5.157,71</b>	<b>5.154,48</b>	<b>5.199,05</b>	<b>5.220,74</b>	<b>5.257,96</b>	<b>5.306,08</b>	<b>5.341,59</b>	<b>5.377,66</b>	<b>5.437,62</b>	<b>5.506,88</b>
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
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	<b>6.197,80</b>	<b>6.196,27</b>	<b>6.228,34</b>	<b>6.233,60</b>	<b>6.286,39</b>	<b>6.316,57</b>	<b>6.362,76</b>	<b>6.420,13</b>	<b>6.456,07</b>	<b>6.496,73</b>	<b>6.561,39</b>	<b>6.635,27</b>

**PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR 2008**  
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	3.567,90	3.589,85	3.617,68	3.663,75	3.729,60	3.729,60	3.972,33	4.079,70	4.164,81	4.208,99	4.179,68	4.110,70
VA	499,48	503,13	506,88	514,25	524,79	524,79	518,63	518,63	518,63	518,63	518,63	518,63
Impuesto Global	610,24	610,24	634,65	634,65	634,65	634,65	634,65	634,65	634,65	634,65	634,65	634,65
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	293,91	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11
<b>Precio Máximo al Distribuidor Mayorista</b>	<b>4.976,63</b>	<b>5.012,43</b>	<b>5.068,42</b>	<b>5.121,86</b>	<b>5.198,25</b>	<b>5.198,25</b>	<b>5.434,82</b>	<b>5.542,19</b>	<b>5.627,31</b>	<b>5.671,48</b>	<b>5.642,17</b>	<b>5.573,19</b>
Margen al distribuidor mayorista	221,78	228,80	229,38	231,08	224,90	224,90	212,92	229,67	233,32	273,32	301,57	310,79
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>	<b>5.198,41</b>	<b>5.241,23</b>	<b>5.297,80</b>	<b>5.352,95</b>	<b>5.423,15</b>	<b>5.423,15</b>	<b>5.647,74</b>	<b>5.771,87</b>	<b>5.871,20</b>	<b>5.944,80</b>	<b>5.943,74</b>	<b>5.883,98</b>
Margen del distribuidor minorista	370,00	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80
Pérdida por evaporación	25,33	25,53	25,79	26,05	26,37	26,37	22,59	23,09	23,48	28,45	28,45	28,45
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	10,08	9,95	9,56	9,24	9,00	9,00	8,52	8,90	9,17	10,28	11,34	11,34
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>	<b>5.603,82</b>	<b>5.661,50</b>	<b>5.717,95</b>	<b>5.773,04</b>	<b>5.843,31</b>	<b>5.843,31</b>	<b>6.063,65</b>	<b>6.188,66</b>	<b>6.288,66</b>	<b>6.368,32</b>	<b>6.368,32</b>	<b>6.308,56</b>
Sobretasa	1.133,89	1.140,86	1.148,49	1.158,41	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	<b>6.737,71</b>	<b>6.802,36</b>	<b>6.866,44</b>	<b>6.931,44</b>	<b>7.011,43</b>	<b>7.011,43</b>	<b>7.231,77</b>	<b>7.356,78</b>	<b>7.456,78</b>	<b>7.536,44</b>	<b>7.536,44</b>	<b>7.476,68</b>

**PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR 2009**  
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
Ingreso al Productor	4.116,26	4.086,23	4.016,84	4.022,00	3.647,09
VA	518,63	518,63	518,63	518,63	506,20
Impuesto Global	634,65	634,65	666,39	666,39	666,39
Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10
Tarifa estampilla de transporte	307,12	320,38	320,38	320,38	320,38
<b>Precio Máx al Distribuidor Mayorista</b>	<b>5.581,76</b>	<b>5.564,99</b>	<b>5.527,34</b>	<b>5.523,50</b>	<b>5.145,15</b>
Margen al distribuidor mayorista	300,61	297,06	333,35	328,38	317,73
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>	<b>5.882,37</b>	<b>5.862,05</b>	<b>5.860,69</b>	<b>5.860,87</b>	<b>5.462,88</b>
Margen del distribuidor minorista	384,80	404,04	404,04	404,04	404,04
Pérdida por evaporación	28,20	28,12	28,12	28,12	26,52
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	11,30	11,17	12,53	12,35	11,94
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>	<b>6.306,68</b>	<b>6.305,38</b>	<b>6.305,37</b>	<b>6.305,37</b>	<b>5.905,39</b>
Sobretasa	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	<b>7.474,80</b>	<b>7.473,50</b>	<b>7.473,49</b>	<b>7.473,49</b>	<b>7.073,51</b>

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.  
Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.  
e/s: Estaciones de Servicio.

**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
VA	459,63	462,03	467,49	476,29	480,99	506,59	506,59	506,59	510,27	510,27	683,31	534,27
Impuesto Global	647,69	647,69	683,31	683,31	683,31	683,31	683,31	683,31	683,31	683,31	534,27	683,31
Tarifa de marcación						3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Tarifa estampilla de transporte	235,32	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26
<b>Precio Máximo al Distribuidor Mayorista</b>	<b>4.215,34</b>	<b>4.245,68</b>	<b>4.320,89</b>	<b>4.384,69</b>	<b>4.418,75</b>	<b>4.604,35</b>	<b>4.604,35</b>	<b>4.604,35</b>	<b>4.631,03</b>	<b>4.634,53</b>	<b>4.808,53</b>	<b>4.808,53</b>
Margen al distribuidor mayorista												
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>												
Margen del distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta abasto mayorista a e/s.												
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>												
Sobretasa	1.088,77	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	1.267,22	1.282,29
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	<b>5.960,37</b>	<b>6.092,22</b>	<b>6.227,73</b>	<b>6.278,04</b>	<b>6.564,15</b>	<b>6.595,79</b>	<b>6.595,79</b>	<b>6.612,29</b>	<b>6.662,55</b>	<b>6.698,67</b>	<b>6.850,44</b>	<b>6.850,44</b>

**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
VA	534,27	534,27	534,27	534,27	550,27	550,27	550,27	558,27	590,27	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
<b>Precio Máx al Distribuidor Mayorista</b>	<b>4.808,53</b>	<b>4.820,94</b>	<b>4.855,11</b>	<b>4.855,11</b>	<b>4.971,11</b>	<b>4.971,11</b>	<b>4.971,11</b>	<b>5.029,11</b>	<b>5.261,11</b>	<b>5.377,11</b>	<b>5.494,71</b>	<b>5.494,71</b>
Margen al distribuidor mayorista												
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>												
Margen del distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta abasto mayorista a e/s.												
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>												
Sobretasa	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
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	<b>5.960,37</b>	<b>6.092,22</b>	<b>6.227,73</b>	<b>6.278,04</b>	<b>6.564,15</b>	<b>6.595,79</b>	<b>6.595,79</b>	<b>6.612,29</b>	<b>6.662,55</b>	<b>6.698,67</b>	<b>7.650,56</b>	<b>7.728,48</b>

**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
VA	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
<b>Precio Máx al Distribuidor Mayorista</b>	<b>5.494,71</b>	<b>5.514,63</b>	<b>5.548,08</b>	<b>5.546,92</b>	<b>5.778,92</b>	<b>5.778,92</b>	<b>5.778,92</b>	<b>5.873,79</b>	<b>5.873,79</b>	<b>5.873,79</b>	<b>5.873,79</b>	<b>5.873,79</b>
Margen al distribuidor mayorista												
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>												
Margen del distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta abasto mayorista a e/s.												
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>												
Sobretasa	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
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	<b>7.760,83</b>	<b>7.760,83</b>	<b>7.741,94</b>	<b>7.769,56</b>	<b>7.872,91</b>	<b>8.057,92</b>	<b>8.072,62</b>	<b>8.180,24</b>	<b>8.196,97</b>	<b>8.215,36</b>	<b>8.225,15</b>	<b>8.238,00</b>

**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	4.356,75	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
VA	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
<b>Precio Máximo al Distribuidor Mayorista</b>	<b>5.967,66</b>	<b>5.964,97</b>	<b>5.970,45</b>	<b>5.944,09</b>	<b>5.944,09</b>	<b>6.006,59</b>	<b>6.007,24</b>	<b>6.007,24</b>	<b>6.014,30</b>	<b>6.021,37</b>	<b>6.021,37</b>	<b>6.068,35</b>
Margen al distribuidor mayorista												
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>												
Margen del distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta abasto mayorista a e/ls.												
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>												
Sobretasa	1.456,38	1.467,06	1.478,01	1.489,02	1.499,83	1.509,63	1.520,70	1.531,43	1.536,30	1.543,66	1.550,79	1.557,93
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	<b>8.474,47</b>	<b>8.487,26</b>	<b>8.505,92</b>	<b>8.522,65</b>	<b>8.558,49</b>	<b>8.578,81</b>	<b>8.641,22</b>	<b>8.671,70</b>	<b>8.710,95</b>	<b>8.739,56</b>	<b>8.779,59</b>	<b>8.848,81</b>

**PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2008**  
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	4.510,49	4.509,68	4.514,06	4.577,06	4.618,49	4.888,49	5.053,19	5.244,22	5.272,01	5.280,98	5.290,55	5.029,20
VA	650,30	650,30	650,30	660,38	741,12	667,09	667,09	667,09	667,09	667,09	667,09	667,09
Impuesto Global	701,78	701,78	739,86	739,86	739,86	739,86	739,86	739,86	739,86	739,86	739,86	729,86
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	291,91	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11
<b>Precio Máximo al Distribuidor Mayorista</b>	<b>6.159,48</b>	<b>6.132,02</b>	<b>6.203,43</b>	<b>6.276,51</b>	<b>6.398,67</b>	<b>6.594,64</b>	<b>6.759,35</b>	<b>6.950,38</b>	<b>6.978,17</b>	<b>6.987,14</b>	<b>6.996,71</b>	<b>6.735,36</b>
Margen al distribuidor mayorista												
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>												
Margen del distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta abasto mayorista a e/ls.												
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>												
Sobretasa	1.565,72	1.573,92	1.581,84	1.590,40	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	<b>8.916,68</b>	<b>9.000,68</b>	<b>9.038,79</b>	<b>9.078,42</b>	<b>9.170,45</b>	<b>9.246,29</b>	<b>9.422,86</b>	<b>9.567,91</b>	<b>9.710,30</b>	<b>9.833,19</b>	<b>9.904,83</b>	<b>9.643,49</b>

**PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2009**  
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril
Ingreso al Productor	4.542,67	4.248,08	4.287,03	4.125,40
VA	633,31	584,14	556,36	562,12
Impuesto Global	739,86	729,86	766,35	766,35
Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10
Tarifa estampilla de transporte	307,12	320,38	320,38	320,38
<b>Precio Máximo al Distribuidor Mayorista</b>	<b>6.218,06</b>	<b>5.887,56</b>	<b>5.935,22</b>	<b>5.779,35</b>
Margen al distribuidor mayorista				
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>				
Margen del distribuidor minorista				
Pérdida por evaporación				
Transporte planta abasto mayorista a e/ls.				
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>				
Sobretasa	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	<b>9.650,90</b>	<b>8.883,86</b>	<b>8.883,86</b>	<b>8.789,02</b>

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.  
Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.  
e/ls: Estaciones de Servicio.

**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	1.955,92	1.604,58	1.622,99	1.641,47	1.669,02	1.723,45	1.730,30	1.742,30	1.790,12	1.833,95	1.896,99	1.925,65
VA	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											3,50	3,50
Tarifa estampilla de transporte	235,32	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26
<b>Precio Máximo al Distribuidor Mayorista</b>	<b>2.459,87</b>	<b>2.482,85</b>	<b>2.524,74</b>	<b>2.546,18</b>	<b>2.578,13</b>	<b>2.641,27</b>	<b>2.649,22</b>	<b>2.663,14</b>	<b>2.718,61</b>	<b>2.772,95</b>	<b>2.846,08</b>	<b>2.879,32</b>
Margen al distribuidor mayorista	148,98	152,78	156,58	160,38	164,18	173,74	174,10	170,02	166,82	162,83	165,18	194,22
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>	<b>2.608,85</b>	<b>2.635,63</b>	<b>2.681,32</b>	<b>2.706,56</b>	<b>2.742,31</b>	<b>2.815,01</b>	<b>2.823,32</b>	<b>2.833,16</b>	<b>2.885,43</b>	<b>2.935,78</b>	<b>3.011,26</b>	<b>3.073,54</b>
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
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>	<b>2.877,57</b>	<b>2.910,86</b>	<b>2.963,00</b>	<b>2.994,69</b>	<b>3.040,86</b>	<b>3.114,91</b>	<b>3.124,24</b>	<b>3.126,92</b>	<b>3.173,90</b>	<b>3.217,67</b>	<b>3.297,02</b>	<b>3.374,38</b>
Sobretasa	157,03	159,53	161,75	163,98	166,21	168,49	170,87	173,34	175,45	177,54	179,59	181,74
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	<b>3.034,60</b>	<b>3.070,39</b>	<b>3.124,75</b>	<b>3.158,67</b>	<b>3.207,07</b>	<b>3.283,40</b>	<b>3.295,21</b>	<b>3.300,26</b>	<b>3.349,35</b>	<b>3.395,21</b>	<b>3.476,61</b>	<b>3.554,12</b>

**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	2.077,37	2.078,57	2.104,01	2.124,89	2.134,21	2.159,06	2.163,67	2.207,17	2.224,28	2.309,35	2.354,38
VA	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	248,26	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67
<b>Precio Máximo al Distribuidor Mayorista</b>	<b>2.977,90</b>	<b>3.067,61</b>	<b>3.088,81</b>	<b>3.118,32</b>	<b>3.142,54</b>	<b>3.153,35</b>	<b>3.158,98</b>	<b>3.187,53</b>	<b>3.237,99</b>	<b>3.257,83</b>	<b>3.356,52</b>	<b>3.406,43</b>
Margen al distribuidor mayorista	185,00	180,79	179,13	179,96	179,96	179,10	186,62	186,02	184,56	183,72	183,50	182,46
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>	<b>3.162,90</b>	<b>3.248,40</b>	<b>3.267,94</b>	<b>3.298,09</b>	<b>3.322,50</b>	<b>3.332,45</b>	<b>3.345,60</b>	<b>3.373,55</b>	<b>3.422,55</b>	<b>3.441,55</b>	<b>3.546,02</b>	<b>3.588,89</b>
Margen del distribuidor minorista	272,06	265,88	263,42	264,37	264,65	263,38	279,93	279,53	276,84	275,25	275,69	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	11,66	11,63	11,53	11,48	11,47	11,47
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>	<b>3.448,18</b>	<b>3.527,50</b>	<b>3.544,88</b>	<b>3.588,00</b>	<b>3.613,59</b>	<b>3.622,27</b>	<b>3.637,19</b>	<b>3.664,21</b>	<b>3.710,92</b>	<b>3.728,61</b>	<b>3.826,74</b>	<b>3.874,05</b>
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
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	<b>3.632,44</b>	<b>3.714,54</b>	<b>3.734,90</b>	<b>3.780,85</b>	<b>3.809,23</b>	<b>3.820,49</b>	<b>3.837,64</b>	<b>3.867,22</b>	<b>3.916,60</b>	<b>3.936,96</b>	<b>4.037,64</b>	<b>4.088,14</b>

**PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2006**  
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	2.399,97	2.431,62	2.456,07	2.492,83	2.517,88	2.559,17	2.630,46	2.703,70	2.802,94	2.857,93	2.919,86	2.973,89
VA	384,00	389,06	392,97	398,85	402,86	409,47	420,87	432,59	448,47	457,27	467,18	475,82
Impuesto Global	413,50	413,50	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11
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	260,67	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41
<b>Precio Máximo al Distribuidor Mayorista</b>	<b>3.461,64</b>	<b>3.510,09</b>	<b>3.557,06</b>	<b>3.599,70</b>	<b>3.628,76</b>	<b>3.676,66</b>	<b>3.759,35</b>	<b>3.844,31</b>	<b>3.959,43</b>	<b>4.023,22</b>	<b>4.095,06</b>	<b>4.157,73</b>
Margen al distribuidor mayorista	182,20	182,00	180,55	180,55	180,55	180,55	202,49	202,49	190,63	191,80	189,72	182,97
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>	<b>3.643,84</b>	<b>3.692,09</b>	<b>3.737,61</b>	<b>3.780,39</b>	<b>3.815,02</b>	<b>3.868,90</b>	<b>3.961,48</b>	<b>4.046,80</b>	<b>4.150,06</b>	<b>4.215,02</b>	<b>4.284,78</b>	<b>4.340,70</b>
Margen del distribuidor minorista	273,29	273,00	270,83	271,03	279,39	288,36	303,19	303,73	285,95	287,71	284,59	274,45
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.	11,39	11,38	11,28	11,29	11,64	12,02	12,63	12,66	11,91	11,99	11,86	11,44
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>	<b>3.928,52</b>	<b>3.976,46</b>	<b>4.019,72</b>	<b>4.062,71</b>	<b>4.106,05</b>	<b>4.169,27</b>	<b>4.277,31</b>	<b>4.363,39</b>	<b>4.447,93</b>	<b>4.514,72</b>	<b>4.581,23</b>	<b>4.626,59</b>
Sobretasa	216,63	219,04	221,31	223,69	226,12	228,63	231,33	234,48	237,91	241,52	245,47	249,17
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	<b>4.145,15</b>	<b>4.195,51</b>	<b>4.241,03</b>	<b>4.286,40</b>	<b>4.332,17</b>	<b>4.397,91</b>	<b>4.508,63</b>	<b>4.597,87</b>	<b>4.685,84</b>	<b>4.756,24</b>	<b>4.826,69</b>	<b>4.875,76</b>

**PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2007**  
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
<b>Ingreso al Productor</b>	3,005,14	3,015,31	3,048,50	3,092,18	3,151,65	3,180,34	3,230,18	3,251,68	3,232,29	3,212,74	3,283,04	3,337,88
VA	480,82	482,45	487,76	494,75	504,26	508,85	516,83	520,27	517,17	514,04	525,29	534,06
Impuesto Global	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11
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	272,41	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30
<b>Precio Máx al Distribuidor Mayorista</b>	4,193,98	4,216,67	4,272,45	4,323,12	4,392,10	4,425,38	4,483,20	4,508,14	4,485,64	4,462,97	4,544,51	4,608,13
Margen al distribuidor mayorista	181,37	189,62	200,59	198,92	193,65	182,55	172,37	175,20	193,37	213,15	210,01	224,36
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>	4,375,35	4,406,28	4,473,04	4,522,03	4,585,75	4,607,93	4,655,57	4,683,34	4,679,01	4,676,12	4,754,52	4,832,49
Margen del distribuidor minorista	272,05	267,70	267,46	265,22	258,20	295,00	335,00	370,00	370,00	370,00	370,00	370,00
Pérdida por evaporación												
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	11,34	11,15	11,14	11,05	10,76	10,14	9,58	9,73	9,73	10,66	10,00	10,20
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>	4,658,74	4,685,14	4,751,64	4,798,30	4,854,70	4,913,07	5,000,15	5,063,07	5,058,74	5,056,78	5,134,52	5,212,69
Sobretasa	252,88	256,48	259,99	263,62	267,27	270,98	274,05	276,51	280,38	282,80	285,05	287,22
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	4,911,62	4,941,62	5,011,63	5,061,92	5,121,97	5,184,05	5,274,20	5,339,58	5,339,12	5,339,58	5,419,57	5,499,91

**PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2008**  
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
<b>Ingreso al Productor</b>	3,416,01	3,441,46	3,478,78	3,531,02	3,603,05	3,705,99	3,795,99	3,856,68	3,890,03	3,922,96	3,892,16	3,882,12
VA	546,56	550,63	556,60	564,96	576,49	576,49	576,49	576,49	576,49	576,49	576,49	576,49
Impuesto Global	449,39	449,39	467,37	467,37	467,37	467,37	467,37	467,37	467,37	467,37	467,37	467,37
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	283,30	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63
<b>Precio Máx al Distribuidor Mayorista</b>	4,698,76	4,739,61	4,800,88	4,861,48	4,945,04	5,047,98	5,137,98	5,198,67	5,232,02	5,264,95	5,234,45	5,224,11
Margen al distribuidor mayorista	231,86	238,75	238,94	240,33	233,89	231,06	221,43	240,36	256,74	287,70	317,44	327,14
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>	4,930,62	4,978,36	5,039,82	5,101,81	5,178,93	5,279,04	5,359,41	5,439,03	5,488,76	5,552,65	5,551,59	5,551,25
Margen del distribuidor minorista	370,00	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80
Pérdida por evaporación												
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	10,08	9,95	9,56	9,24	9,00	8,89	8,52	8,9021	9,17	10,28	11,34	11,34
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>	5,310,70	5,373,11	5,434,18	5,495,85	5,572,73	5,672,73	5,752,73	5,832,73	5,882,73	5,947,73	5,947,73	5,947,39
Sobretasa	289,56	292,23	295,03	298,36	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	5,600,26	5,665,34	5,729,21	5,794,21	5,874,20	5,974,21	6,054,21	6,134,21	6,184,21	6,249,21	6,249,21	6,248,87

**PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2009**  
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
<b>Ingreso al Productor</b>	3,893,20	3,863,10	3,800,17	3,805,59	3,442,84
VA	576,49	576,49	576,49	576,49	550,85
Impuesto Global	467,37	467,37	490,74	490,74	490,74
Tarifa de marcación	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Tarifa estampilla de transporte	294,63	309,36	309,36	309,36	309,36
<b>Precio Máx al Distribuidor Mayorista</b>	5,235,19	5,219,82	5,180,26	5,185,68	4,797,29
Margen al distribuidor mayorista	316,44	312,70	350,89	345,66	334,46
<b>Precio Máximo en Planta de Abasto</b>	5,551,63	5,532,52	5,531,15	5,531,34	5,131,75
Margen del distribuidor minorista	384,80	404,04	404,04	404,04	404,04
Pérdida por evaporación					
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	11,30	11,17	12,53	12,35	11,94
<b>Precio Máximo de Venta al Público</b>	5,947,73	5,947,73	5,947,72	5,947,73	5,547,74
Sobretasa	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48
<b>Precio Máximo Incluida la Sobretasa</b>	6,249,21	6,249,21	6,249,20	6,249,21	5,849,22

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.  
Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.  
e/s: Estaciones de Servicio.

**PRECIOS DEL KEROSENE  
2004  
Pesos Corrientes / Galón**

Componentes del Precio	Ene-04	Feb-04	Mar-04	Abr-04	May-04	Jun-04	Jul-04	Ago-04	Sep-04	Oct-04	Nov-04	Dic-04
1. Ingreso al Productor	2.401,37	2.497,42	2.676,79	2.694,37	2.686,57	3.152,74	3.152,74	3.353,91	3.550,00	3.719,68	4.305,31	4.305,31
2. VA	384,22	399,59	428,29	431,10	429,85	504,44	504,44	536,63	568,00	595,1968	688,85	688,85
3. Impuesto Global	235,32	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26
4. Tarifa de transporte												
5. Precio Máximo al Distribuidor Mayorista	3.020,91	3.145,27	3.353,34	3.373,73	3.364,68	3.905,44	3.905,44	4.138,80	4.366,26	4.563,4368	5.242,42	5.242,42

**PRECIOS DEL KEROSENE  
2005  
Pesos Corrientes / Galón**

Componentes del Precio	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05	May-05	Jun-05	Jul-05	Ago-05	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05
1. Ingreso al Productor	4.305,31	4.305,31	4.305,31	4.305,31	4.486,17	4.486,17	4.626,17	4.637,28	5.074,44	5.749,13	6.904,10	6.213,69
2. VA	688,85	688,85	688,85	688,85	717,79	717,79	740,19	741,96	802,79	919,86	1.104,66	994,19
3. Impuesto Global	248,26	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67
4. Tarifa de transporte												
5. Precio Máximo al Distribuidor Mayorista	5.242,42	5.254,83	5.254,83	5.254,83	5.464,63	5.464,63	5.627,03	5.639,91	6.080,90	6.929,66	8.269,43	7.468,55

**PRECIOS DEL KEROSENE  
2006  
Pesos Corrientes / Galón**

Componentes del Precio	Ene-06	Feb-06	Mar-06	Abr-06	May-06	Jun-06	Jul-06	Ago-06	Sep-06	Oct-06	Nov-06	Dic-06
1. Ingreso al Productor	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69
2. VA	994,19	994,19	994,19	994,19	994,19	994,19	994,19	994,19	994,19	994,1904	994,19	994,19
3. Impuesto Global	260,67	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41
4. Tarifa de transporte												
5. Precio Máximo al Distribuidor Mayorista	7.468,55	7.480,29	7.480,29	7.480,29	7.480,29	7.480,29	7.480,29	7.480,29	7.480,29	7.480,2904	7.480,29	7.480,29

**PRECIOS DEL KEROSENE**

**2007**

**Pesos Corrientes / Galón**

Componentes del Precio	Ene-07	Feb-07	Mar-07	Abr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Ago-07	Sep-07	Oct-07	Nov-07	Dic-07
1. Ingreso al Productor	6.213,69	5.592,32	5.592,32	5.592,32	5.592,32	5.592,32	5.592,32	5.592,32	5.592,32	5.760,09	5.760,09	6.336,10
2. VA	994,19	894,77	894,77	894,77	894,77	894,77	894,77	894,77	894,77	921,61	921,61	1.013,78
3. Impuesto Global	272,41	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	0,00	0,00	0,00
4. Tarifa de transporte												
5. Precio Máximo al Distribuidor Mayorista	7.480,29	6.770,39	6.770,39	6.770,39	6.770,39	6.770,39	6.770,39	6.770,39	6.770,39	6.681,7044	6.681,70	7.349,88

**PRECIOS DEL KEROSENE**

**2008**

**Pesos Corrientes / Galón**

Componentes del Precio	Ene-08	Feb-08	Mar-08	Abr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08
1. Ingreso al Productor	6.336,10	6.336,10	6.336,10	6.336,10	6.336,10	6.583,14	6.587,24	7.040,84	5.969,52	6.918,16	6.918,16	4.438,93
2. VA	1.013,78	1.013,78	1.013,78	1.013,78	1.013,78	1.053,30	1.053,96	1.126,53	955,12	1.106,9056	1.106,91	710,23
3. Impuesto Global												
4. Tarifa de transporte	283,30	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63
5. Precio Máximo al Distribuidor Mayorista	7.633,18	7.644,51	7.644,51	7.644,51	7.644,51	7.931,07	7.935,83	8.462,00	7.219,27	8.319,6956	8.319,70	5.443,79

**PRECIOS DEL KEROSENE**

**2009**

**Pesos Corrientes / Galón**

Componentes del Precio	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09
1. Ingreso al Productor	3.117,39	3.837,68	3.180,43	3.075,72	3.075,72
2. VA	498,78	614,03	508,87	492,12	492,12
3. Impuesto Global					
4. Tarifa de transporte	294,63	309,36	309,36	309,36	309,36
5. Precio Máximo al Distribuidor Mayorista	3.910,80	4.761,07	3.998,66	3.877,20	3.877,20

## ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA CORRIENTE PRINCIPALES CIUDADES (\$/Galón)

Ciudad	Estadística	2004												2005											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agosto	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agosto	Sep	Oct	Nov	Dic
Bogotá	Promedio	4.393	4.455	4.603	4.603	4.648	4.749	4.805	4.802	4.862	4.936	5.010	5.088	5.144	5.271	5.313	5.350	5.348	5.389	5.421	5.461	5.509	5.533	5.634	5.662
	Máximo	4.439	4.496	4.654	4.654	4.680	4.820	4.867	4.867	4.935	5.015	5.065	5.145	5.215	5.345	5.385	5.425	5.460	5.478	5.515	5.589	5.636	5.657	5.785	5.809
	Mínimo	4.354	4.420	4.517	4.517	4.615	4.625	4.671	4.671	4.767	4.820	4.915	5.000	5.060	5.180	5.220	5.256	5.256	5.290	5.320	5.320	5.400	5.415	5.510	5.534
Medellín	Promedio	4.470	4.525	4.678	4.678	4.725	4.833	4.880	4.880	4.941	5.006	5.088	5.165	5.232	5.361	5.396	5.434	5.465	5.479	5.500	5.532	5.576	5.608	5.711	5.737
	Máximo	4.499	4.559	4.712	4.712	4.759	4.859	4.905	4.909	4.980	5.059	5.139	5.237	5.280	5.441	5.468	5.498	5.538	5.550	5.585	5.621	5.668	5.690	5.791	5.817
	Mínimo	4.449	4.499	4.659	4.659	4.704	4.742	4.790	4.790	4.865	4.935	5.000	5.093	5.150	5.270	5.300	5.300	5.350	5.360	5.380	5.420	5.449	5.492	5.593	5.617
Cali	Promedio	4.500	4.561	4.689	4.689	4.773	4.890	4.938	4.940	4.987	5.057	5.131	5.206	5.264	5.394	5.433	5.508	5.554	5.546	5.582	5.614	5.659	5.682	5.689	5.713
	Máximo	4.529	4.590	4.738	4.738	4.805	4.914	4.960	4.961	5.025	5.096	5.180	5.260	5.316	5.480	5.505	5.540	5.595	5.588	5.621	5.655	5.700	5.732	5.725	5.751
	Mínimo	4.412	4.468	4.610	4.610	4.706	4.782	4.829	4.829	4.912	4.982	5.060	5.099	5.170	5.395	5.384	5.461	5.505	5.455	5.486	5.488	5.533	5.546	5.598	5.567
Barranquilla	Promedio	4.368	4.424	4.674	4.674	4.702	4.841	4.860	4.871	4.927	4.950	5.085	5.152	5.216	5.317	5.337	5.343	5.426	5.455	5.472	5.498	5.528	5.564	5.643	5.693
	Máximo	4.450	4.495	4.710	4.710	4.760	4.870	4.920	4.924	4.995	5.069	5.149	5.225	5.300	5.424	5.410	5.440	5.554	5.564	5.605	5.638	5.688	5.713	5.820	5.845
	Mínimo	4.300	4.358	4.610	4.610	4.670	4.800	4.820	4.834	4.820	4.725	5.060	5.070	5.189	5.199	5.230	5.240	5.290	5.399	5.399	5.410	5.450	5.455	5.455	5.455
Bucaramanga	Promedio	4.375	4.442	4.600	4.600	4.642	4.756	4.803	4.803	4.856	4.928	5.006	5.102	5.164	5.283	5.328	5.355	5.382	5.393	5.421	5.444	5.463	5.498	5.590	5.640
	Máximo	4.388	4.452	4.616	4.616	4.661	4.778	4.826	4.826	4.876	4.970	5.030	5.117	5.181	5.308	5.347	5.387	5.416	5.426	5.456	5.490	5.536	5.557	5.660	5.688
	Mínimo	4.320	4.397	4.490	4.490	4.490	4.550	4.600	4.600	4.651	4.750	4.850	4.900	4.950	5.100	5.140	5.087	5.116	5.126	5.156	5.189	5.190	5.190	5.210	5.380
Pereira	Promedio	4.512	4.562	4.687	4.687	4.725	4.881	4.934	4.944	5.021	5.111	5.191	5.273	5.351	5.500	5.545	5.582	5.613	5.614	5.647	5.674	5.730	5.761	5.784	5.794
	Máximo	4.518	4.570	4.724	4.724	4.766	4.893	4.946	4.952	5.170	5.260	5.340	5.420	5.498	5.647	5.697	5.736	5.771	5.771	5.811	5.811	5.862	5.790	5.798	5.826
	Mínimo	4.501	4.550	4.664	4.664	4.686	4.820	4.877	4.904	4.940	5.106	5.108	5.236	5.310	5.462	5.505	5.505	5.535	5.535	5.565	5.610	5.613	5.679	5.720	5.740
Santa Marta	Promedio	4.365	4.419	4.559	4.559	4.620	4.734	4.789	4.796	4.840	4.890	5.006	5.093	5.173	5.334	5.384	5.420	5.457	5.480	5.503	5.543	5.591	5.610	5.694	5.742
	Máximo	4.426	4.480	4.665	4.665	4.690	4.800	4.860	4.860	4.950	4.998	5.050	5.230	5.290	5.415	5.460	5.500	5.535	5.550	5.595	5.630	5.686	5.710	5.820	5.850
	Mínimo	4.300	4.330	4.495	4.495	4.545	4.590	4.698	4.745	4.760	4.749	4.856	4.975	5.035	5.185	5.245	5.285	5.315	5.330	5.370	5.400	5.450	5.450	5.500	5.540
Pasto	Promedio	3.626	3.673	3.789	3.789	3.820	3.947	3.995	3.996	4.050	4.125	4.207	4.287	4.350	4.484	4.512	4.556	4.586	4.600	4.620	4.659	4.699	4.735	4.803	4.858
	Máximo	3.640	3.700	3.802	3.802	3.856	3.966	4.026	4.010	4.060	4.140	4.216	4.298	4.379	4.499	4.535	4.579	4.609	4.623	4.650	4.685	4.740	4.760	4.860	4.885
	Mínimo	3.605	3.660	3.772	3.772	3.780	3.820	3.970	3.970	3.996	4.125	4.175	4.260	4.329	4.450	4.469	4.515	4.525	4.580	4.590	4.620	4.640	4.675	4.720	4.800
Valledupar	Promedio	3.461	3.509	3.620	3.620	3.636	3.759	3.806	3.818	3.877	3.938	4.012	4.076	4.252	4.280	4.294	4.327	4.356	4.365	4.394	4.427	4.474	4.580	4.626	4.689
	Máximo	3.488	3.615	3.567	3.567	3.676	3.796	3.843	3.851	3.898	3.963	4.023	4.086	4.165	4.300	4.300	4.340	4.362	4.380	4.410	4.431	4.500	4.524	4.696	4.715
	Mínimo	3.350	3.350	3.634	3.634	3.574	3.710	3.757	3.767	3.860	3.920	4.002	4.060	4.130	4.270	4.280	4.300	4.340	4.350	4.367	4.420	4.460	4.488	4.665	
Villavicencio	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Neiva	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Tunja	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Riohacha	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Popayán	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								



Ciudad	Estadística	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA CORRIENTE PRINCIPALES CIUDADES ( \$/Galón)																									
		2006						2007																			
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC														
Bogotá	Promedio	5.698	5.603	5.681	5.721	5.772	5.772	5.925	6.016	6.109	6.174	6.225	6.245	6.260	6.263	6.291	6.299	6.351	6.376	6.414	6.464	6.501	6.538	6.610	6.684		
	Máximo	5.834	5.895	5.827	5.870	5.915	5.915	6.076	6.165	6.260	6.327	6.375	6.400	6.400	6.400	6.440	6.450	6.508	6.538	6.574	6.632	6.668	6.709	6.775	6.862		
	Mínimo	5.568	5.520	5.560	5.600	5.640	5.770	5.875	5.963	6.033	6.075	6.089	6.100	6.100	6.100	6.128	6.138	6.173	6.208	6.259	6.320	6.320	6.320	6.320	6.450		
Medellín	Promedio	5.762	5.773	5.808	5.841	5.864	5.864	5.975	6.039	6.118	6.166	6.244	6.291	6.409	6.326	6.378	6.419	6.474	6.530	6.576	6.627	6.675	6.718	6.778	6.859		
	Máximo	5.842	5.873	5.908	5.919	5.969	6.059	6.129	6.199	6.259	6.339	6.389	6.389	6.176	6.429	6.499	6.539	6.609	6.669	6.739	6.799	6.849	6.885	6.967	7.048		
	Mínimo	5.617	5.346	5.380	5.730	5.750	5.850	5.929	5.990	6.040	6.100	6.155	6.155	6.309	6.176	6.200	6.290	6.350	6.410	6.421	6.451	6.494	6.534	6.534	6.670		
Cali	Promedio	5.734	5.769	5.807	5.857	5.901	5.901	6.073	6.160	6.252	6.339	6.367	6.397	6.489	6.428	6.461	6.476	6.538	6.564	6.605	6.661	6.708	6.750	6.835	6.925		
	Máximo	5.875	5.900	5.935	5.950	5.970	6.062	6.131	6.241	6.303	6.376	6.429	6.459	6.459	6.329	6.489	6.533	6.556	6.623	6.614	6.675	6.745	6.785	6.849	6.925	7.015	
	Mínimo	5.617	5.619	5.663	5.702	5.723	5.793	5.946	6.032	6.126	6.254	6.223	6.241	6.241	6.421	6.339	6.345	6.384	6.444	6.474	6.471	6.521	6.568	6.604	6.705	6.788	
Barranquilla	Promedio	5.721	5.747	5.785	5.827	5.834	5.834	5.909	5.978	6.085	6.129	6.187	6.240	6.294	6.395	6.355	6.412	6.483	6.508	6.543	6.581	6.615	6.647	6.714	6.806		
	Máximo	5.875	5.900	5.935	5.950	5.970	6.062	6.131	6.241	6.303	6.376	6.429	6.459	6.459	6.395	6.401	6.480	6.520	6.580	6.597	6.654	6.685	6.697	6.735	6.815	6.900	
	Mínimo	5.455	5.455	5.455	5.455	5.455	5.650	5.860	5.920	5.999	6.085	6.085	6.085	6.187	6.187	6.213	6.267	6.299	6.390	6.390	6.449	6.470	6.515	6.515	6.660		
Bucaramanga	Promedio	5.661	5.705	5.728	5.743	5.743	5.871	5.978	6.049	6.100	6.172	6.223	6.223	6.223	6.260	6.320	6.350	6.420	6.420	6.470	6.530	6.570	6.600	6.679	6.751		
	Máximo	5.712	5.736	5.769	5.781	5.820	5.820	5.933	5.900	6.049	6.100	6.172	6.223	6.223	6.223	6.260	6.320	6.350	6.420	6.420	6.470	6.530	6.570	6.600	6.679	6.751	
	Mínimo	5.404	5.460	5.500	5.520	5.540	5.540	5.650	5.910	5.750	5.850	5.900	5.920	5.920	5.920	5.940	6.010	6.048	6.108	6.168	6.220	6.256	6.308	6.373	6.447		
Pereira	Promedio	5.825	5.858	5.907	5.921	5.987	5.987	6.148	6.242	6.358	6.433	6.465	6.495	6.495	6.511	6.543	6.561	6.619	6.627	6.670	6.710	6.737	6.774	6.850	6.923		
	Máximo	5.852	5.886	5.932	5.978	6.016	6.016	6.162	6.256	6.372	6.442	6.484	6.514	6.514	6.514	6.530	6.568	6.576	6.642	6.649	6.695	6.752	6.764	6.805	6.870	6.942	
	Mínimo	5.770	5.820	5.862	5.540	5.930	5.930	6.115	6.210	6.298	6.298	6.414	6.434	6.434	6.434	6.490	6.505	6.527	6.585	6.607	6.625	6.665	6.705	6.769	6.839		
Santa Marta	Promedio	5.770	5.796	5.858	5.879	5.909	5.909	6.112,5	6.270	6.194	6.304	6.387	6.430	6.430	6.522	6.622	6.628	6.700	6.734	6.763	6.815	6.850	6.885	6.947	7.057		
	Máximo	5.879	5.920	5.990	6.050	6.050	6.270	5.990	6.370	6.450	6.550	6.599	6.599	6.599	6.649	6.710	6.760	6.800	6.800	6.860	6.870	6.960	6.970	7.050	7.130		
	Mínimo	5.610	5.640	5.680	5.730	5.780	5.780	5.990	6.121,5	6.090	6.165	6.230	6.285	6.285	6.285	6.320	6.350	6.430	6.430	6.505	6.530	6.650	6.690	6.730	6.891		
Pasto	Promedio	4.890	4.928	4.953	4.933	5.025	5.025	5.236	5.285	5.343	5.423	5.456	5.481	5.481	5.481	5.495	5.510	5.565	5.567	5.571	5.591	5.616	5.662	5.727	5.795		
	Máximo	4.925	4.950	4.988	5.038	5.050	5.050	5.285	5.174	5.373	5.455	5.480	5.520	5.520	5.520	5.520	5.537	5.547	5.600	5.600	5.619	5.645	5.681	5.702	5.842		
	Mínimo	4.329	4.900	4.931	4.940	4.994	4.994	5.174	5.236	5.245	5.345	5.410	5.450	5.450	5.450	5.474	5.480	5.480	5.530	5.540	5.550	5.550	5.590	5.655	5.724		
Valledupar	Promedio	4.780	4.809	4.845	4.853	4.874	4.874	5.011	5.011	5.032	5.079	5.138	5.178	5.178	5.233	5.260	5.289	5.355	5.383	5.407	5.454	5.474	5.497	5.583	5.649		
	Máximo	4.780	4.902	4.852	4.876	4.900	4.900	5.030	5.030	5.110	5.100	5.170	5.280	5.280	5.280	5.270	5.290	5.320	5.375	5.400	5.490	5.500	5.530	5.593	5.664		
	Mínimo	4.780	4.780	4.802	4.802	4.853	4.853	4.970	4.970	4.890	4.951	5.070	5.070	5.070	5.070	5.185	5.185	5.220	5.300	5.360	5.385	5.420	5.440	5.570	5.570		
Villavicencio	Promedio																										
	Máximo																										
	Mínimo																										
Neiva	Promedio	5.683	5.716	5.747	5.766	5.792	5.792	5.976	5.976	6.049	6.101	6.171	6.252	6.252	6.274	6.348	6.390	6.557	6.671	6.767	6.843	6.885,9	6.915,4	7.005,2	7.089,6		
	Máximo	5.690	5.720	5.750	5.810	5.831	5.831	5.999	5.999	6.066	6.115	6.199	6.326	6.326	6.326	6.298	6.378	6.417	6.580	6.731	6.821	6.900	6.950	6.970	7.045	7.150	
	Mínimo	5.660	5.700	5.735	5.746	5.767	5.767	5.940	5.940	6.002	6.064	6.135	6.176	6.176	6.176	6.220	6.280	6.325	6.480	6.545	6.610	6.730	6.815	6.845	6.971	7.061	
Tunja	Promedio																										
	Máximo																										
	Mínimo																										
Rochacha	Promedio																										
	Máximo																										
	Mínimo																										
Popayán	Promedio																										
	Máximo																										
	Mínimo																										

## ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA CORRIENTE PRINCIPALES CIUDADES (\$/Galón)

Ciudad	Estadística	2008												2009											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Bogotá	Promedio	6787	6872	6941	6988	7085	7177	7305	7427	7543	7706	7744	7629	7600	7601	7601	7601	7601	7601	7601	7601	7601	7601	7601	7601
	Máximo	6982	7082	7156	7225	7305	7405	7530	7655	7753	7945	7991	7945	7885	7867	7867	7867	7867	7867	7867	7867	7867	7867	7867	7867
	Mínimo	6580	6645	6710	6775	6855	6920	7080	7150	7300	7314	7344	7300	7320	7300	7300	7300	7300	7300	7300	7300	7300	7300	7300	7300
Medellín	Promedio	6961	7042	7104	7161	7234	7324	7462	7582	7649	7734	7748	7691	7688	7681	7681	7681	7681	7681	7681	7681	7681	7681	7681	7681
	Máximo	7151	7210	7274	7344	7429	7538	7673	7798	7910	7990	7990	7930	7930	7930	7930	7930	7930	7930	7930	7930	7930	7930	7930	7930
	Mínimo	6670	6850	6910	6980	7049	7134	7259	7359	7499	7599	7664	7314	7319	7115	7115	7115	7115	7115	7115	7115	7115	7115	7115	7115
Cali	Promedio	7027	7112	7158	7228	7290	7378	7531	7651	7752	7951	7970	7503	7853	7832	7832	7832	7832	7832	7832	7832	7832	7832	7832	7832
	Máximo	7105	7200	7236	7304	7384	7488	7639	7742	7845	8085	8088	7559	7915	7980	7980	7980	7980	7980	7980	7980	7980	7980	7980	7980
	Mínimo	6889	6942	6989	7013	6994	7089	7317	7395	7512	7659	7620	7490	7530	7499	7499	7499	7499	7499	7499	7499	7499	7499	7499	7499
Barranquilla	Promedio	6888	6970	7041	7093	7204	7304	7409	7548	7657	7731	7753	7729	7713	7713	7713	7713	7713	7713	7713	7713	7713	7713	7713	7713
	Máximo	7000	7058	7135	7210	7310	7420	7545	7675	7780	7860	7860	7830	7800	7790	7790	7790	7790	7790	7790	7790	7790	7790	7790	7790
	Mínimo	6710	6810	6870	6879	7060	7090	7210	7289	7340	7410	7490	7490	7490	7490	7490	7490	7490	7490	7490	7490	7490	7490	7490	7490
Bucaramanga	Promedio	6761	6879	6960	7024	7117	7234	7351	7456	7558	7724	7730	7630	7621	7633	7633	7633	7633	7633	7633	7633	7633	7633	7633	7633
	Máximo	6854	6999	7074	7140	7264	7379	7494	7609	7869	7870	7884	7840	7750	7780	7780	7780	7780	7780	7780	7780	7780	7780	7780	7780
	Mínimo	6550	6640	6710	6780	6870	6970	7100	7180	7230	7450	7450	7250	7360	7360	7360	7360	7360	7360	7360	7360	7360	7360	7360	7360
Pereira	Promedio	6971	7084	7144	7208	7254	7344	7503	7630	7789	7857	8004	7839	7854	7841	7841	7841	7841	7841	7841	7841	7841	7841	7841	7841
	Máximo	7042	7106	7170	7236	7315	7422	7545	7670	7823	7888	8030	7870	7874	7870	7870	7870	7870	7870	7870	7870	7870	7870	7870	7870
	Mínimo	6839	6988	7052	7134	7230	7359	7479	7685	7790	7880	7880	7739	7810	7739	7739	7739	7739	7739	7739	7739	7739	7739	7739	7739
Santa Marta	Promedio	7160	7238	7324	7372	7452	7572	7687	7865	7952	8045	8043	8046	8027	8003	8003	8003	8003	8003	8003	8003	8003	8003	8003	8003
	Máximo	7249	7315	7382	7470	7545	7670	7820	7980	8060	8170	8170	8170	8170	8103	8103	8103	8103	8103	8103	8103	8103	8103	8103	8103
	Mínimo	6991	7060	7125	7195	7245	7385	7390	7645	7745	7800	7800	7825	7825	7825	7825	7825	7825	7825	7825	7825	7825	7825	7825	7825
Pasto	Promedio	5879	5944	6005	6058	6129	6198	6333	6443	6567	6648	6663	6624	6637	6618	6618	6618	6618	6618	6618	6618	6618	6618	6618	6618
	Máximo	5942	6007	6072	6137	6217	6317	6435	6565	6675	6790	6790	6709	6709	6709	6709	6709	6709	6709	6709	6709	6709	6709	6709	6709
	Mínimo	5793	5860	5920	5995	6049	6080	6215	6340	6429	6449	6499	6550	6550	6530	6530	6530	6530	6530	6530	6530	6530	6530	6530	6530
Valledupar	Promedio	5725	5786	5817	5890	5958	6033	6160	6283	6380	6464	6473	6457	6433	6424	6424	6424	6424	6424	6424	6424	6424	6424	6424	6424
	Máximo	5765	5805	5850	5920	5999	6090	6210	6325	6425	6500	6500	6489	6489	6470	6470	6470	6470	6470	6470	6470	6470	6470	6470	6470
	Mínimo	5570	5740	5740	5870	5890	5939	6030	6160	6290	6390	6410	6410	6400	6400	6400	6400	6400	6400	6400	6400	6400	6400	6400	6400
Villavicencio	Promedio	7139	7200	7260	7317	7392	7500	7627	7754	7864	8017	8043	7893	7882	7882	7882	7882	7882	7882	7882	7882	7882	7882	7882	7882
	Máximo	7165	7226	7291	7361	7441	7541	7719	7849	7960	8149	8149	7999	7999	7999	7999	7999	7999	7999	7999	7999	7999	7999	7999	7999
	Mínimo	7100	7160	7199	7264	7348	7449	7574	7720	7799	7920	7995	7835	7820	7820	7820	7820	7820	7820	7820	7820	7820	7820	7820	7820
Neiva	Promedio	7190,1	7242	7307	7379	7448	7514,7	7644	7804,5	7916,1	7983	7986	7927	7927	7925	7925	7925	7925	7925	7925	7925	7925	7925	7925	7925
	Máximo	7275	7285	7349	7429	7498	7598	7723	7874	7948	8023	8020	7960	7960	7960	7960	7960	7960	7960	7960	7960	7960	7960	7960	7960
	Mínimo	7150	7211	7282	7359	7359	7439	7561	7720	7874	7936	7950	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900
Tunja	Promedio	6864	6935	7001	7067	7151	7240	7352	7501	7606	7801	7801	7631	7620	7620	7620	7620	7620	7620	7620	7620	7620	7620	7620	7620
	Máximo	6882	6951	7015	7080	7160	7260	7390	7510	7620	7815	7815	7670	7640	7640	7640	7640	7640	7640	7640	7640	7640	7640	7640	7640
	Mínimo	6845	6910	6975	7045	7125	7125	7259	7480	7580	7775	7775	7600	7600	7600	7600	7600	7600	7600	7600	7600	7600	7600	7600	7600
Riohacha	Promedio	3367	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200
	Máximo	3400	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200
	Mínimo	3300	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200
Popayán	Promedio	7257	7257	7409	7465	7561	7661	7805	7931	8054	8294	8296	8083	8083	8084	8084	8084	8084	8084	8084	8084	8084	8084	8084	8084
	Máximo	7268	7268	7414	7482	7579	7673	7809	7949	8059	8299	8299	8090	8090	8100	8100	8100	8100	8100	8100	8100	8100	8100	8100	8100
	Mínimo	6991	6991	7400	7400	7482	7585	7803	7803	8052	8277	8290	8080	8080	8080	8080	8080	8080	8080	8080	8080	8080	8080	8080	8080

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

Elaboró: Subdirección de Información.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA EXTRA PRINCIPALES CIUDADES

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	DIC
Bogotá	Promedio	5,963	6,026	6,239	6,239	6,275	6,484	6,510	6,536	6,620	6,654	6,770	6,851	6,883	6,961	6,990	7,012	7,094	7,147	7,180	7,213	7,345	7,501	7,651	7,728
	Máximo	6,150	6,150	6,361	6,361	6,332	6,602	6,670	6,685	6,737	6,789	6,899	6,979	7,050	7,150	7,140	7,140	7,165	7,302	7,379	7,465	7,692	7,820	7,957	7,972
	Mínimo	5,799	5,888	6,119	6,119	6,147	6,250	6,251	6,419	6,490	6,569	6,588	6,677	6,677	6,720	6,760	6,769	6,970	6,907	6,947	6,967	7,047	7,150	7,280	7,410
Medellín	Promedio	5,985	6,052	6,294	6,294	6,321	6,526	6,556	6,568	6,615	6,640	6,782	6,868	6,898	6,949	6,978	7,010	7,097	7,139	7,149	7,205	7,401	7,530	7,699	7,754
	Máximo	6,162	6,192	6,427	6,427	6,469	6,620	6,645	6,645	6,705	6,720	6,889	7,017	7,024	7,123	7,148	7,148	7,199	7,283	7,299	7,369	7,618	7,747	7,849	7,893
	Mínimo	5,825	5,825	6,099	6,099	6,199	6,400	6,470	6,474	6,500	6,520	6,598	6,699	6,800	6,840	6,850	6,850	6,889	6,960	6,990	7,019	7,019	7,350	7,350	7,599
Cali	Promedio	6,308	6,384	6,477	6,477	6,672	6,845	6,876	6,879	6,920	6,955	7,109	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
	Máximo	6,382	6,442	6,663	6,663	6,710	6,943	6,960	6,958	7,038	7,079	7,199	7,266	7,284	7,426	7,450	7,511	7,548	7,553	7,588	7,623	7,803	7,914	7,960	8,020
	Mínimo	6,028	6,182	6,217	6,217	6,590	6,445	6,469	6,469	6,586	6,620	7,019	6,781	6,881	6,928	7,150	7,150	7,305	7,192	7,202	7,270	7,395	7,514	7,339	7,349
Barranquilla	Promedio	5,796	5,854	6,125	6,125	6,161	6,385	6,416	6,426	6,442	6,476	6,732	6,782	6,811	6,834	6,834	6,888	6,959	6,970	6,994	7,048	7,170	7,352	7,492	7,575
	Máximo	5,935	5,975	6,195	6,195	6,240	6,440	6,492	6,492	6,530	6,599	6,739	6,809	6,909	6,915	6,910	6,932	7,080	7,098	7,107	7,174	7,414	7,525	7,656	7,670
	Mínimo	5,680	5,650	6,000	6,000	6,000	6,300	6,340	6,360	6,380	6,418	6,720	6,748	6,770	6,790	6,790	6,750	6,810	6,798	6,798	6,920	6,798	7,120	7,185	7,185
Bucaramanga	Promedio	5,795	5,851	6,035	6,035	6,088	6,237	6,354	6,368	6,398	6,502	6,654	6,714	6,755	6,772	6,800	6,809	6,909	6,946	6,962	6,985	7,165	7,336	7,469	7,516
	Máximo	5,814	5,859	6,047	6,047	6,104	6,299	6,410	6,410	6,460	6,540	6,700	6,790	6,820	6,820	6,820	6,850	6,950	6,990	6,990	7,060	7,320	7,446	7,570	7,600
	Mínimo	5,769	5,849	6,030	6,030	6,080	6,100	6,300	6,300	6,230	6,431	6,490	6,700	6,720	6,740	6,730	6,540	6,639	6,687	6,687	6,810	6,815	6,955	7,205	7,255
Pereira	Promedio	6,142	6,158	6,365	6,365	6,416	6,682	6,720	6,738	6,790	6,837	7,007	7,068	7,106	7,137	7,190	7,208	7,280	7,320	7,338	7,424	7,659	7,794	7,863	7,777
	Máximo	6,152	6,194	6,421	6,421	6,470	6,720	6,740	6,760	6,804	6,857	7,081	7,081	7,117	7,147	7,206	7,226	7,370	7,380	7,389	7,480	7,780	7,929	7,886	
	Mínimo	6,070	6,145	6,340	6,340	6,340	6,468	6,642	6,692	6,740	6,780	6,800	7,000	7,050	7,085	7,142	7,150	7,200	7,200	7,200	7,300	7,300	7,600	7,700	7,570
Santa Marta	Promedio	5,821	5,877	6,034	6,034	6,121	6,237	6,295	6,309	6,381	6,403	6,654	6,670	6,720	6,819	6,887	6,957	7,006	7,066	7,143	7,202	7,292	7,401	7,499	7,584
	Máximo	5,980	5,999	6,266	6,266	6,500	6,589	6,589	6,589	6,589	6,574	6,950	6,950	6,990	6,999	6,990	7,070	7,198	7,199	7,696	7,696	7,580	7,720	7,869	7,886
	Mínimo	5,700	5,729	5,869	5,869	5,960	5,960	6,035	6,035	6,116	6,116	6,205	6,300	6,400	6,700	7,050	6,790	6,800	6,800	6,800	7,000	7,000	7,070	7,070	7,570
Pasto	Promedio	4,918	4,980	5,115	5,115	5,152	5,345	5,368	5,376	5,463	5,479	5,656	5,694	5,757	5,786	5,795	5,833	5,883	5,842	5,937	5,975	6,107	6,247	6,332	6,381
	Máximo	4,950	5,120	5,150	5,150	5,200	5,400	5,410	5,410	5,685	5,600	5,920	5,800	5,920	5,920	5,850	5,850	5,969	5,969	6,039	6,040	6,260	6,325	6,390	6,470
	Mínimo	4,885	4,930	5,087	5,087	5,087	5,200	5,250	5,250	5,370	5,490	5,482	5,620	5,665	5,699	5,720	5,720	5,790	5,850	5,870	5,905	5,954	6,190	6,223	6,273
Valledupar	Promedio	4,738	4,793	4,919	4,919	4,933	5,180	5,209	5,223	5,265	5,279	5,448	5,478	5,511	5,535	5,520	5,563	5,667	5,691	5,715	5,748	5,940	6,005	6,234	6,305
	Máximo	4,760	4,899	4,939	4,939	4,982	5,198	5,238	5,244	5,283	5,288	5,456	5,550	5,515	5,539	5,556	5,570	5,684	5,700	5,770	5,766	5,976	6,090	6,304	6,320
	Mínimo	4,683	4,750	4,856	4,856	4,905	5,150	5,176	5,195	5,251	5,265	5,436	5,456	5,503	5,531	5,520	5,540	5,540	5,684	5,684	5,690	5,680	5,976	6,300	6,300
Villavicencio	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Neiva	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Tunja	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Popayán	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								

## ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA EXTRA PRINCIPALES CIUDADES

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	Dic
Bogotá	Promedio	7,761	7,760	7,742	7,645	7,873	7,873	8,073	8,180	8,302	8,366	8,407	8,427	8,474	8,487	8,506	8,523	8,558	8,579	8,461	8,672	8,711	8,740	8,779	8,849
	Máximo	7,990	7,995	8,047	7,740	8,277	8,277	8,355	8,549	8,665	8,707	8,751	8,807	8,817	8,817	8,817	8,823	8,823	8,863	8,945	9,037	9,037	9,117	9,117	9,200
	Mínimo	7,510	7,498	7,446	7,350	7,499	7,499	7,700	7,700	8,063	8,119	8,130	8,180	8,180	8,263	8,280	8,286	8,286	8,286	8,322	8,322	8,322	8,299	8,322	8,434
Medellín	Promedio	7,761	7,809	7,822	7,883	8,113	8,113	8,180	8,266	8,309	8,335	8,353	8,375	8,439	8,507	8,524	8,577	8,622	8,730	8,746	8,769	8,797	8,819	8,831	8,879
	Máximo	7,909	7,959	7,989	7,998	8,259	8,259	8,289	8,387	8,429	8,459	8,495	8,565	8,639	8,669	8,662	8,739	8,759	8,899	8,899	8,919	8,973	8,973	8,973	9,045
	Mínimo	7,180	7,254	7,150	7,749	7,936	7,936	7,990	8,100	8,150	8,199	8,199	8,220	8,232	8,350	8,319	8,400	8,514	8,590	8,510	8,525	8,619	8,619	8,619	8,585
Cali	Promedio	7,160	7,194	7,954	7,989	8,110	8,110	8,308	8,408	8,536	8,597	8,587	8,615	8,663	8,728	8,725	8,768	8,791	8,841	8,848	8,882	8,914	8,940	8,971	9,006
	Máximo	8,020	8,020	8,050	8,083	8,326	8,326	8,578	8,600	8,800	8,800	8,768	8,788	8,805	8,849	8,849	8,850	8,910	8,945	8,990	9,050	9,090	9,160	9,210	9,210
	Mínimo	7,589	7,612	7,752	7,814	7,814	7,814	7,874	8,054	8,175	8,029	8,090	8,080	8,090	8,565	8,166	8,640	8,679	8,679	8,679	8,679	8,679	8,810	8,810	8,837
Barranquilla	Promedio	7,610	7,634	7,675	7,717	7,912	7,912	7,993	8,073	8,136	8,134	8,157	8,196	8,284	8,319	8,342	8,383	8,918	8,962	8,995	9,019	9,027	9,056	9,069	9,232
	Máximo	7,690	7,710	7,760	7,780	8,030	8,030	8,070	8,182	8,445	8,220	8,250	8,265	8,395	8,415	8,460	8,480	9,020	9,030	9,080	9,075	9,085	9,115	9,180	9,330
	Mínimo	7,459	7,420	7,559	7,560	7,690	7,690	7,715	7,965	7,990	7,990	8,015	8,120	8,147	8,180	8,193	8,250	8,300	8,800	8,879	8,889	8,889	8,990	8,999	9,000
Bucaramanga	Promedio	7,551	7,588	7,632	7,645	7,844	7,844	7,907	8,015	8,089	8,117	8,166	8,202	8,345	8,370	8,413	8,439	8,474	8,474	8,500	8,515	8,520	8,542	8,565	8,613
	Máximo	7,670	7,700	7,720	7,740	7,960	7,960	7,994	8,110	8,200	8,200	8,286	8,311	8,441	8,441	8,520	8,525	8,600	8,600	8,600	8,625	8,635	8,640	8,679	8,749
	Mínimo	7,300	7,300	7,310	7,350	7,470	7,470	7,650	7,700	7,750	7,800	8,000	7,860	8,000	8,030	8,080	8,100	8,130	8,130	8,210	8,200	8,230	8,230	8,260	8,350
Pereira	Promedio	7,772	7,806	7,861	7,906	8,094	8,094	8,240	8,411	8,481	8,534	8,548	8,542	8,542	8,641	8,650	8,675	8,675	8,732	8,750	8,764	8,778	8,806	8,812	8,856
	Máximo	7,886	7,898	7,958	7,958	8,222	8,222	8,304	8,455	8,500	8,570	8,570	8,560	8,560	8,668	8,668	8,691	8,691	8,880	8,880	8,880	8,880	8,880	8,886	8,890
	Mínimo	7,620	7,620	7,810	7,810	7,810	7,810	7,910	8,230	8,450	8,450	8,500	8,500	8,500	8,530	8,600	8,620	8,620	8,620	8,620	8,620	8,620	8,748	8,795	8,804
Santa Marta	Promedio	7,594	7,674	7,724	7,773	7,786	7,786	8,090	8,263	8,326	8,381	8,413	8,430	8,509	8,567	8,678	8,677	9,146	9,329	9,373	9,385	9,405	9,437	9,464	9,619
	Máximo	7,940	7,990	7,999	8,050	8,050	8,050	8,490	8,500	8,550	8,550	8,595	8,608	8,750	8,795	8,795	8,810	9,450	9,450	9,500	9,500	9,560	9,560	9,652	9,715
	Mínimo	7,400	7,400	7,531	7,540	7,591	7,591	7,800	7,960	8,100	8,300	8,320	8,302	8,220	8,220	8,380	8,220	8,220	9,120	9,120	9,150	9,150	9,150	9,150	9,300
Pasto	Promedio	6,398	6,465	6,493	6,498	6,581	6,581	6,728	6,859	6,969	7,023	7,036	7,044	7,068	7,123	7,137	7,145	7,176	7,202	7,222	7,238	7,252	7,281	7,323	7,362
	Máximo	6,450	6,670	6,690	6,740	6,740	6,740	6,780	6,945	7,050	7,050	7,050	7,070	7,160	7,160	7,170	7,189	7,220	7,295	7,295	7,295	7,295	7,350	7,372	7,435
	Mínimo	6,355	6,380	6,400	6,409	6,445	6,445	6,680	6,740	6,945	6,975	7,000	7,020	7,020	7,020	7,020	7,020	7,129	7,129	7,129	7,185	7,215	7,220	7,275	7,305
Valledupar	Promedio	6,547	6,561	6,563	6,571	6,774	6,774	6,824	6,893	6,905	6,919	6,934	6,941	7,045	7,076	7,088	7,124	7,573	7,583	7,620	7,653	7,663	7,684	7,698	7,876
	Máximo	6,551	6,580	6,580	6,580	6,820	6,820	6,850	6,923	6,923	6,940	6,953	6,970	7,080	7,151	7,151	7,224	7,638	7,654	7,670	7,689	7,695	7,735	7,789	7,931
	Mínimo	6,540	6,561	6,560	6,580	6,580	6,580	6,800	6,824	6,820	6,857	6,900	6,900	6,940	6,990	6,990	7,080	7,500	7,500	7,500	7,615	7,620	7,640	7,640	7,810
Villavicencio	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Neiva	Promedio	7,631	7,655	7,700	7,721	7,821	7,821	7,987	8,069	8,123	8,188	8,218	8,281	8,357	8,406	8,474	8,520	8,596	8,652	8,737	8,803	8,826	8,849	8,877	8,927
	Máximo	7,700	7,700	7,800	7,800	7,995	7,995	8,170	8,230	8,295	8,395	8,375	8,420	8,498	8,530	8,595	8,650	8,750	8,830	8,900	8,900	8,950	8,990	8,955	8,997
	Mínimo	7,500	7,600	7,600	7,620	7,620	7,620	7,850	7,870	8,000	8,050	8,050	8,160	8,200	8,330	8,350	8,400	8,450	8,450	8,600	8,750	8,750	8,778	8,800	8,820
Tunja	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Popayán	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								

## ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA EXTRA PRINCIPALES CIUDADES

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	Dic
Bogotá	Promedio	8,97	9,001	9,512	9,078	9,170	9,246	9,433	9,568	9,710	9,833	9,905	9,759	9,631	8,884	8,884	8,884	8,884	8,884	8,884	8,884	8,884	8,884	8,884	8,884
	Máximo	9,350	9,442	8,600	9,580	9,620	9,739	9,899	9,899	10,100	10,120	10,250	9,999	9,999	9,709	9,709	9,709	9,709	9,709	9,709	9,709	9,709	9,709	9,709	9,709
	Mínimo	8,536	8,600	9,039	8,665	8,745	8,845	8,970	8,980	9,145	9,228	9,228	9,200	8,717	5,499	5,499	5,499	5,499	5,499	5,499	5,499	5,499	5,499	5,499	5,499
Medellín	Promedio	8,988	9,087	9,270	9,147	9,201	9,403	9,693	9,803	9,870	9,911	9,918	9,669	9,566	8,885	8,885	8,885	8,885	8,885	8,885	8,885	8,885	8,885	8,885	8,885
	Máximo	9,172	9,694	8,934	9,379	9,453	9,769	9,999	9,999	10,200	10,300	10,300	10,000	9,910	9,624	9,624	9,624	9,624	9,624	9,624	9,624	9,624	9,624	9,624	9,624
	Mínimo	8,860	8,890	9,096	8,949	9,015	9,065	9,150	9,382	9,599	9,600	9,600	9,379	9,034	8,550	8,550	8,550	8,550	8,550	8,550	8,550	8,550	8,550	8,550	8,550
Cali	Promedio	9,090	9,163	9,307	9,239	9,252	9,298	9,481	9,629	9,731	9,901	9,920	9,776	9,662	9,235	9,235	9,235	9,235	9,235	9,235	9,235	9,235	9,235	9,235	9,235
	Máximo	9,262	9,310	8,900	9,500	9,500	9,500	9,737	9,999	9,928	9,999	9,999	10,200	10,000	9,846	9,846	9,846	9,846	9,846	9,846	9,846	9,846	9,846	9,846	9,846
	Mínimo	8,900	9,040	9,169	9,099	9,100	9,115	9,164	9,280	9,415	9,515	9,515	9,305	8,910	8,850	8,850	8,850	8,850	8,850	8,850	8,850	8,850	8,850	8,850	8,850
Barranquilla	Promedio	9,308	9,340	9,490	9,416	9,653	9,942	10,111	10,278	10,324	10,500	10,556	10,443	10,227	9,389	9,389	9,389	9,389	9,389	9,389	9,389	9,389	9,389	9,389	9,389
	Máximo	9,402	9,439	9,250	9,505	9,805	10,140	10,510	10,400	10,500	10,650	10,650	10,799	10,650	10,799	10,799	10,799	10,799	10,799	10,799	10,799	10,799	10,799	10,799	10,799
	Mínimo	9,180	9,250	9,400	9,250	9,390	9,550	9,950	9,999	10,100	10,200	10,280	10,130	9,240	8,500	8,500	8,500	8,500	8,500	8,500	8,500	8,500	8,500	8,500	8,500
Bucaramanga	Promedio	8,751	8,784	8,916	8,933	9,049	9,228	9,343	9,508	9,577	9,678	9,905	9,497	9,481	8,339	8,339	8,339	8,339	8,339	8,339	8,339	8,339	8,339	8,339	8,339
	Máximo	8,879	8,886	8,528	9,010	9,100	9,394	9,479	9,604	9,699	9,890	9,980	9,849	9,849	9,370	9,370	9,370	9,370	9,370	9,370	9,370	9,370	9,370	9,370	9,370
	Mínimo	8,450	8,480	8,852	8,707	8,790	8,910	9,080	9,270	9,300	9,150	9,258	9,110	9,110	9,110	9,110	9,110	9,110	9,110	9,110	9,110	9,110	9,110	9,110	9,110
Pereira	Promedio	8,862	9,011	9,080	9,110	9,146	9,198	9,650	9,827	9,876	9,888	10,025	9,832	9,745	8,998	8,998	8,998	8,998	8,998	8,998	8,998	8,998	8,998	8,998	8,998
	Máximo	8,890	9,030	8,980	9,170	9,230	9,236	9,672	9,880	9,916	9,916	10,280	9,998	9,920	9,640	9,640	9,640	9,640	9,640	9,640	9,640	9,640	9,640	9,640	9,640
	Mínimo	8,804	8,980	9,034	9,000	9,055	9,100	9,565	9,672	9,806	9,866	9,806	9,610	9,610	8,690	8,690	8,690	8,690	8,690	8,690	8,690	8,690	8,690	8,690	8,690
Santa Marta	Promedio	9,689	9,745	9,940	9,814	9,814	9,926	10,078	10,406	10,613	10,516	10,744	10,706	10,537	9,808	9,808	9,808	9,808	9,808	9,808	9,808	9,808	9,808	9,808	9,808
	Máximo	9,790	9,870	9,640	9,999	9,999	10,450	10,700	10,860	10,850	11,100	11,100	11,000	10,900	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800
	Mínimo	9,560	9,560	9,807	9,640	9,793	9,895	9,999	9,999	9,999	9,999	9,999	9,999	9,999	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
Pasto	Promedio	7,445	7,498	7,589	7,588	7,687	7,759	8,040	8,239	8,340	8,409	8,463	8,356	8,341	8,090	8,090	8,090	8,090	8,090	8,090	8,090	8,090	8,090	8,090	8,090
	Máximo	7,535	7,540	7,494	7,652	7,800	7,800	8,220	8,420	8,440	8,570	8,640	8,570	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450
	Mínimo	7,365	7,370	7,540	7,494	7,494	7,680	7,777	7,990	8,079	8,274	8,299	8,019	8,169	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220	7,220
Valledupar	Promedio	7,883	7,865	8,080	7,980	8,148	8,444	8,578	8,725	8,766	8,959	9,000	8,934	8,845	8,139	8,139	8,139	8,139	8,139	8,139	8,139	8,139	8,139	8,139	8,139
	Máximo	7,976	8,066	7,909	8,100	8,251	8,740	8,800	8,842	8,842	9,074	9,074	9,074	9,052	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
	Mínimo	7,680	7,166	7,975	7,860	8,050	8,030	8,199	8,400	8,650	8,760	8,880	8,708	8,708	7,482	7,482	7,482	7,482	7,482	7,482	7,482	7,482	7,482	7,482	7,482
Villavicencio	Promedio	8,872	8,915	9,199	9,025	9,098	9,297	9,480	9,648	9,714	9,830	9,885	9,857	9,817	9,444	9,444	9,444	9,444	9,444	9,444	9,444	9,444	9,444	9,444	9,444
	Máximo	9,099	9,099	8,910	9,199	9,299	9,499	9,699	9,799	9,899	9,999	9,999	9,999	9,999	9,890	9,890	9,890	9,890	9,890	9,890	9,890	9,890	9,890	9,890	9,890
	Mínimo	8,650	8,790	8,984	8,940	8,940	8,940	9,240	9,390	9,490	9,540	9,540	9,540	9,290	7,499	7,499	7,499	7,499	7,499	7,499	7,499	7,499	7,499	7,499	7,499
Neiva	Promedio	9,009	9,034	9,176	9,141	9,199	9,245	9,544	9,695	9,775	9,890	9,918	9,579	9,391	9,250	9,250	9,250	9,250	9,250	9,250	9,250	9,250	9,250	9,250	9,250
	Máximo	9,200	9,107	9,010	9,251	9,336	9,436	9,715	9,919	9,997	9,991	10,080	10,080	9,940	9,940	9,940	9,940	9,940	9,940	9,940	9,940	9,940	9,940	9,940	9,940
	Mínimo	8,870	8,950	9,088	9,070	9,080	9,160	9,260	9,320	9,380	9,760	9,780	9,580	8,850	8,850	8,850	8,850	8,850	8,850	8,850	8,850	8,850	8,850	8,850	8,850
Tunja	Promedio	8,759	8,821	9,030	8,943	8,926	8,958	9,032	9,131	9,436	9,476	9,476	9,600	9,586	9,403	9,403	9,403	9,403	9,403	9,403	9,403	9,403	9,403	9,403	9,403
	Máximo	8,966	8,966	8,864	9,039	9,014	9,139	9,382	9,542	9,719	9,759	9,690	9,690	9,690	9,690	9,690	9,690	9,690	9,690	9,690	9,690	9,690	9,690	9,690	9,690
	Mínimo	8,590	8,690	8,921	8,864	8,800	8,850	8,850	8,890	9,100	9,140	9,140	9,550	9,518	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
Popayán	Promedio	9,169	9,203	9,274	9,303	9,360	9,409	9,793	9,892	10,059	10,186	10,190	10,014	10,032	9,171	9,171	9,171	9,171	9,171	9,171	9,171	9,171	9,171	9,171	9,171
	Máximo	9,187	9,210	9,207	9,350	9,429	9,895	9,929	10,320	10,320	10,320	10,320	10,060	10,106	9,550	9,550	9,550	9,550	9,550	9,550	9,550	9,550	9,550	9,550	9,550
	Mínimo	9,080	9,187	9,253	9,254	9,343	9,400	9,700	9,845	9,989	9,990	9,990	9,900	9,900	8,840	8,840	8,840	8,840	8,840	8,840	8,840	8,840	8,840	8,840	8,840

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

Elaboró: Subdirección de Información.

## ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA EXTRA PRINCIPALES CIUDADES

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	Dic
Bogotá	Promedio	3,065	3,103	3,184	3,219	3,219	3,285	3,291	3,296	3,348	3,398	3,477	3,553	3,635	3,719	3,745	3,780	3,813	3,811	3,840	3,872	3,921	3,945	4,039	
	Máximo	3,089	3,141	3,230	3,267	3,332	3,334	3,397	3,399	3,450	3,525	3,605	3,699	3,788	3,815	3,845	3,875	3,890	3,912	3,942	3,992	4,014	4,170		
	Mínimo	3,039	3,040	3,122	3,162	3,155	3,158	3,163	3,267	3,345	3,405	3,315	3,581	3,663	3,683	3,717	3,786	3,744	3,755	3,787	3,819	3,878	3,980		
Medellín	Promedio	3,027	3,061	3,148	3,195	3,282	3,294	3,297	3,344	3,390	3,478	3,551	3,637	3,728	3,751	3,778	3,815	3,823	3,848	3,879	3,936	3,956	4,112		
	Máximo	3,046	3,080	3,169	3,219	3,299	3,312	3,317	3,398	3,448	3,528	3,606	3,670	3,787	3,790	3,825	3,856	3,869	3,900	3,965	4,099	4,014	4,154		
	Mínimo	3,001	3,034	3,123	3,169	3,169	3,268	3,285	3,281	3,390	3,439	3,489	3,595	3,679	3,700	3,700	3,750	3,764	3,780	3,810	3,939	3,910	4,065		
Cali	Promedio	3,114	3,151	3,227	3,301	3,381	3,396	3,397	3,434	3,482	3,563	3,635	3,702	3,796	3,828	3,881	3,907	3,894	3,951	3,984	4,035	4,107	4,209		
	Máximo	3,146	3,187	3,260	3,352	3,420	3,430	3,447	3,486	3,536	3,619	3,699	3,788	3,876	3,899	3,933	3,963	3,991	4,023	4,045	4,099	4,107	4,270		
	Mínimo	3,057	3,094	3,176	3,240	3,307	3,319	3,319	3,383	3,427	3,480	3,517	3,638	3,729	3,790	3,790	3,830	3,841	3,888	3,889	3,939	3,951	4,094		
Barranquilla	Promedio	2,849	2,936	3,046	3,060	3,153	3,164	3,171	3,200	3,264	3,334	3,426	3,502	3,554	3,591	3,590	3,633	3,667	3,702	3,712	3,742	3,780	3,953		
	Máximo	2,955	3,015	3,135	3,135	3,170	3,185	3,252	3,230	3,290	3,362	3,495	3,555	3,620	3,645	3,630	3,689	3,725	3,770	3,775	3,820	3,856	4,040		
	Mínimo	2,470	2,830	3,030	2,960	3,100	3,150	3,160	3,099	3,203	3,150	3,348	3,440	3,476	3,490	3,520	3,590	3,620	3,620	3,633	3,670	3,636	3,770		
Bucaramanga	Promedio	3,025	3,074	3,161	3,198	3,261	3,271	3,271	3,315	3,364	3,451	3,544	3,644	3,726	3,732	3,765	3,792	3,798	3,825	3,854	3,885	3,908	3,850		
	Máximo	3,031	3,077	3,176	3,215	3,281	3,292	3,295	3,342	3,400	3,492	3,580	3,668	3,750	3,770	3,804	3,820	3,832	3,862	3,892	3,941	3,961	4,113		
	Mínimo	2,980	3,053	3,050	3,050	3,050	3,050	3,050	3,095	3,150	3,250	3,300	3,390	3,670	3,500	3,550	3,570	3,570	3,600	3,650	3,610	3,610	3,850		
Peretia	Promedio	3,109	3,142	3,211	3,247	3,352	3,370	3,377	3,431	3,497	3,588	3,669	3,772	3,871	3,896	3,929	3,952	3,962	3,980	4,019	4,065	4,098	4,237		
	Máximo	3,119	3,152	3,240	3,278	3,364	3,376	3,389	3,450	3,509	3,650	3,760	3,860	3,961	3,990	4,034	3,999	4,034	4,054	4,038	4,088	4,118	4,288		
	Mínimo	3,040	3,080	3,161	3,176	3,292	3,336	3,336	3,350	3,469	3,509	3,627	3,733	3,830	3,857	3,857	3,884	3,884	3,904	3,960	3,975	4,041	4,153		
Santa Marta	Promedio	2,951	3,018	3,088	3,122	3,169	3,184	3,197	3,233	3,291	3,451	3,456	3,520	3,639	3,661	3,718	3,739	3,767	3,756	3,846	3,893	3,884	4,039		
	Máximo	2,995	3,305	3,190	3,230	3,260	3,270	3,270	3,406	3,660	3,510	3,590	3,600	3,780	3,800	3,950	3,950	3,970	4,020	4,060	4,110	4,130	4,290		
	Mínimo	2,920	2,900	2,976	3,050	3,090	3,145	3,155	3,160	3,130	3,235	3,329	3,421	3,510	3,510	3,930	3,590	3,605	3,572	3,700	3,700	3,750	3,850		
Pasto	Promedio	2,557	2,588	2,664	2,688	2,771	2,801	2,790	2,842	2,906	2,983	3,060	3,150	3,238	3,259	3,294	3,319	3,328	3,344	3,387	3,417	3,417	3,603		
	Máximo	2,575	2,615	2,675	2,715	2,715	2,798	2,970	2,810	2,870	2,935	3,080	3,200	3,250	3,280	3,319	3,349	3,360	3,389	3,490	3,473	3,473	3,643		
	Mínimo	2,525	2,565	2,642	2,657	2,657	2,695	2,770	2,775	2,780	2,865	3,024	3,130	3,215	3,229	3,260	3,265	3,299	3,315	3,343	3,355	3,355	3,520		
Valledupar	Promedio	2,412	2,441	2,496	2,514	2,603	2,617	2,634	2,679	2,723	2,790	2,851	2,955	3,031	3,039	3,064	3,090	3,100	3,122	3,149	3,195	3,195	3,331		
	Máximo	2,426	2,455	2,510	2,547	2,620	2,637	2,646	2,690	2,733	2,799	2,856	2,958	3,040	3,058	3,070	3,091	3,110	3,160	3,190	3,240	3,240	3,357		
	Mínimo	2,320	2,417	2,450	2,499	2,553	2,560	2,625	2,674	2,718	2,785	2,830	2,952	3,020	3,030	3,050	3,090	3,090	3,108	3,140	3,180	3,180	3,306		
Villavicencio	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Neiva	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Tunja	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Riohacha	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Popayán	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA EXTRA PRINCIPALES CIUDADES

Ciudad	Esta- dís- tica	2006												2007											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Bogotá	Promedio	4,152	4,192	4,239	4,288	4,341	4,507	4,507	4,605	4,695	4,761	4,843	4,896	4,937	4,958	5,036	5,079	5,157	5,205	5,280	5,344	5,355	5,361	5,430	5,510
	Máximo	4,230	4,280	4,330	4,380	4,430	4,599	4,599	4,690	4,799	4,847	4,950	5,015	5,050	5,080	5,155	5,210	5,250	5,305	5,382	5,445	5,445	5,535	5,525	5,610
	Mínimo	4,035	4,116	4,136	4,182	4,232	4,371	4,371	4,470	4,540	4,645	4,715	4,785	4,820	4,851	4,921	4,958	5,031	5,093	5,154	5,200	5,237	5,199	5,250	5,330
Medellín	Promedio	4,172	4,323	4,251	4,311	4,359	4,536	4,536	4,634	4,739	4,808	4,879	4,940	4,965,0	4,998,2	5,069,1	5,118,5	5,183,1	5,234,1	5,319,7	5,384,4	5,401,3	5,404,6	5,478,5	5,560,3
	Máximo	4,215	4,268	4,320	4,347	4,395	4,600	4,600	4,676	4,795	4,867	4,966	5,036	5,056,0	5,069,0	5,180,0	5,268,0	5,331,0	5,404,0	5,470,0	5,571,0	5,576,0	5,667,0	5,752,0	5,836,0
	Mínimo	4,148	4,197	4,230	4,303	4,391	4,582	4,582	4,660	4,749	4,855	4,811	4,830	4,756,0	4,920,0	4,970,0	5,025,0	5,099,0	5,159,0	5,226,0	5,280,0	5,280,0	5,360,0	5,449,0	5,609,0
Cali	Promedio	4,268	4,323	4,373	4,425	4,470	4,653	4,653	4,740	4,833	4,920	4,976	5,027	5,083,5	5,114,8	5,186,6	5,244,4	5,322,1	5,383,8	5,464,8	5,526,6	5,542,2	5,545,4	5,622,6	5,702,1
	Máximo	4,328	4,389	4,460	4,497	4,543	4,719	4,719	4,809	4,899	4,969	5,059	5,124	5,174,0	5,206,0	5,288,0	5,358,0	5,436,0	5,501,0	5,576,0	5,656,0	5,666,0	5,761,0	5,836,0	
	Mínimo	4,148	4,197	4,230	4,303	4,391	4,582	4,582	4,660	4,749	4,855	4,811	4,830	5,040,0	5,070,0	5,078,0	5,149,0	5,230,0	5,300,0	5,337,0	5,400,0	5,400,0	5,449,0	5,609,0	
Barranquilla	Promedio	4,013	4,092	4,123	4,172	4,220	4,315	4,315	4,418	4,563	4,609	4,678	4,733	4,801	4,837	4,901	4,969	5,051	5,081	5,135	5,177	5,200	5,206	5,270	5,352
	Máximo	4,035	4,150	4,170	4,225	4,275	4,435	4,435	4,530	4,675	4,740	4,785	4,845	4,920	4,925	5,020	5,050	5,185	5,185	5,280	5,280	5,280	5,280	5,360	5,450
	Mínimo	4,152	4,152	4,044	4,030	4,030	4,030	4,030	4,223	4,380	4,380	4,380	4,380	4,640	4,657	4,713	4,867	4,889	4,999	4,999	4,999	5,099	5,130	5,150	5,230
Bucaramanga	Promedio	4,106	4,156	4,194	4,228	4,271	4,441	4,441	4,486	4,640	4,712	4,798	4,837	4,899	4,923	4,982	5,031	5,101	5,158	5,257	5,322	5,314	5,318	5,412	5,474
	Máximo	4,170	4,219	4,264	4,303	4,350	4,527	4,527	4,616	4,726	4,796	4,869	4,929	4,965	4,995	5,066	5,119	5,189	5,251	5,342	5,407	5,407	5,407	5,487	5,570
	Mínimo	3,880	3,895	3,910	3,950	3,970	4,130	4,130	4,180	4,360	4,450	4,540	4,600	4,680	4,700	4,700	4,750	4,880	4,880	4,950	5,115	5,115	5,115	5,190	5,260
Pereira	Promedio	4,305	4,363	4,422	4,475	4,524	4,680	4,680	4,789	4,910	4,978	5,054	5,119	5,135	5,194	5,268	5,333	5,398	5,422	5,485	5,547	5,554	5,555	5,646	5,729
	Máximo	4,352	4,408	4,460	4,510	4,552	4,704	4,704	4,807	4,926	4,999	5,077	5,134	5,177	5,215	5,293	5,352	5,420	5,450	5,534	5,599	5,599	5,599	5,679	5,762
	Mínimo	4,210	4,300	4,355	4,398	4,430	4,627	4,627	4,730	4,838	4,838	4,989	5,048	5,048	5,135	5,205	5,255	5,310	5,310	5,370	5,390	5,390	5,390	5,470	5,550
Santa Marta	Promedio	4,091	4,133	4,211	4,227	4,295	4,422	4,422	4,574	4,627	4,747	4,831	4,867	4,911	4,967	5,050	5,101	5,164	5,197	5,244	5,295	5,319	5,319	5,386	5,440
	Máximo	4,350	4,410	4,480	4,500	4,530	4,780	4,780	4,870	4,900	5,030	5,090	5,100	5,160	5,230	5,300	5,500	5,440	5,490	5,550	5,580	5,580	5,580	5,620	5,620
	Mínimo	3,900	3,900	4,100	3,900	4,100	4,150	4,150	4,440	4,530	4,580	4,680	4,680	4,680	4,840	4,900	4,960	4,960	5,000	5,000	5,140	5,200	5,190	5,250	5,240
Pasto	Promedio	3,674	3,731	3,756	3,794	3,832	3,949	3,949	4,039	4,153	4,217	4,274	4,327	4,354	4,390	4,440	4,485	4,560	4,570	4,585	4,632	4,642	4,648	4,708	4,784
	Máximo	3,735	3,731	3,798	3,838	3,883	3,988	3,988	4,088	4,176	4,250	4,365	4,370	4,420	4,432	4,499	4,556	4,616	4,637	4,660	4,685	4,685	4,685	4,754	4,827
	Mínimo	3,570	3,775	3,710	3,725	3,760	3,865	3,865	3,956	4,057	4,145	4,206	4,250	4,290	4,350	4,370	4,410	4,529	4,529	4,529	4,529	4,529	4,600	4,647	4,700
Valledupar	Promedio	3,440	3,511	3,557	3,618	3,643	3,716	3,716	3,789	3,860	3,940	4,009	4,048	4,112	4,125	4,162	4,197	4,273	4,301	4,346	4,395	4,397	4,401	4,474	4,555
	Máximo	3,440	3,608	3,563	3,640	3,680	3,750	3,750	3,850	3,920	3,980	4,050	4,100	4,150	4,170	4,222	4,270	4,325	4,360	4,390	4,446	4,450	4,451	4,521	4,592
	Mínimo	3,440	3,440	3,508	3,560	3,588	3,600	3,600	3,650	3,750	3,900	3,950	3,950	4,040	4,070	4,050	4,100	4,240	4,240	4,280	4,320	4,330	4,400	4,470	
Villavicencio	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Neiva	Promedio	4,164	4,215	4,260	4,313	4,366	4,558	4,558	4,642	4,744	4,817	4,885	4,956	4,993	5,026	5,119	5,175	5,341	5,453	5,573	5,651	5,667	5,756	5,840	
	Máximo	4,170	4,220	4,262	4,357	4,403	4,582	4,582	4,670	4,767	4,837	4,923	4,977	5,020	5,050	5,140	5,200	5,358	5,518	5,634	5,702	5,750	5,785	5,885	
	Mínimo	4,150	4,200	4,245	4,262	4,337	4,514	4,514	4,604	4,692	4,777	4,847	4,896	4,932	4,970	5,043	5,100	5,250	5,315	5,405	5,540	5,590	5,640	5,739	5,820
Tunja	Promedio													4,952	4,995	5,057	5,101	5,193	5,250	5,373	5,438	5,437	5,437	5,517	5,577
	Máximo													4,966	5,029	5,065	5,115	5,205	5,295	5,385	5,450	5,450	5,450	5,530	5,610
	Mínimo													4,919	4,970	5,040	5,069	5,170	5,170	5,252	5,422	5,422	5,422	5,502	5,445
Riohacha	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Popayán	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								

## ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA EXTRA PRINCIPALES CIUDADES

Ciudad	Estadística	2008												2009											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Bogotá	Promedio	5,611	5,698	5,764	5,817	5,900	9,246	6,086	6,164	6,229	6,291	6,307	6,311	6,307	6,308	6,308	6,308								
	Máximo	5,610	5,965	5,965	5,971	6,051	9,739	6,251	6,351	6,431	6,531	6,530	6,530	6,530	6,530	6,530	6,530								
	Mínimo	5,330	5,530	5,594	5,659	5,740	8,845	5,920	6,000	6,050	6,100	6,114	6,115	6,115	6,065	6,065	6,065								
Medellín	Promedio	5,644.9	5,730.0	5,799.8	5,861.3	5,930.3	9,403.0	6,129.3	6,215.2	6,252.4	6,316.7	6,330.7	6,341.8	6,327	6,631.6	6,631.6									
	Máximo	5,752.0	5,920.0	5,984.0	6,052.0	6,138.0	9,769.0	6,350.0	6,435.0	6,500.0	6,570.0	6,570.0	6,668.0	6,570.0	6,570.0	6,570.0	6,570.0								
	Mínimo	5,441.0	5,616.0	5,686.0	5,750.0	5,810.0	9,065.0	5,984.0	6,100.0	5,999.0	5,979.0	6,079.0	6,079.0	6,079.0	6,079.0	6,079.0	6,079.0								
Cali	Promedio	5,844.9	5,895.1	5,947.3	6,013.8	6,069.4	9,297.9	6,313.1	6,345.0	6,403.0	6,470.3	6,307.0	6,307.0	6,524.0	6,518.4	6,518.4									
	Máximo	5,836.0	6,012.0	6,116.0	6,192.0	6,272.0	9,500.0	7,074.0	6,473.0	6,523.0	6,580.0	6,580.0	6,409.0	6,575.0	6,590.0	6,590.0									
	Mínimo	5,609.0	5,794.0	5,813.0	5,814.0	5,864.0	9,115.0	6,134.0	6,154.0	6,259.0	6,334.0	6,350.0	6,300.0	6,360.0	6,350.0	6,350.0									
Barranquilla	Promedio	5,432	5,517	5,596	5,660	5,748	9,042	5,950	6,051	6,123	6,209	6,232	6,238	6,232	6,234	6,234									
	Máximo	5,450	5,625	5,760	5,840	5,940	10,140	6,130	6,225	6,277	6,350	6,350	6,350	6,350	6,390	6,390									
	Mínimo	5,230	5,335	5,339	5,339	5,447	9,550	5,599	5,679	5,769	5,840	5,920	5,920	5,920	5,920	5,920									
Bucaramanga	Promedio	5,572	5,640	5,735	5,774	5,845	9,228	6,038	6,125	6,176	6,246	6,267	6,294	6,280	6,255	6,255									
	Máximo	5,570	5,729	5,799	5,864	5,954	9,394	6,154	6,234	6,299	6,380	6,380	6,739	6,526	6,380	6,380									
	Mínimo	5,260	5,420	5,495	5,560	5,650	8,910	5,850	5,939	5,940	5,809	3,070	6,070	6,070	5,991	5,991									
Pereira	Promedio	5,777	5,899	5,946	6,021	6,058	9,198	6,291	6,392	6,473	6,522	6,540	6,539	6,541	6,538	6,538									
	Máximo	5,762	5,995	5,989	6,055	6,134	9,236	6,316	6,436	6,499	6,585	6,570	6,570	6,570	6,565	6,565									
	Mínimo	5,550	5,695	5,758	5,758	5,898	9,100	6,160	6,240	6,380	6,440	6,440	6,440	6,470	6,440	6,440									
Santa Marta	Promedio	5,548	5,604	5,704	5,750	5,832	10,078	6,034	6,161	6,199	6,261	6,264	6,285	6,292	6,278	6,278									
	Máximo	5,620	5,720	5,880	5,850	5,975	10,450	6,180	6,300	6,320	6,320	6,390	6,390	6,390	6,390	6,390									
	Mínimo	5,240	5,450	5,450	5,550	5,550	9,895	5,740	5,940	5,940	6,050	6,050	6,110	6,130	6,110	6,110									
Pasto	Promedio	4,870	4,938	4,993	5,051	5,118	7,759	5,295	5,372	5,446	5,495	5,517	5,531	5,540	5,535	5,535									
	Máximo	4,827	4,992	5,056	5,121	5,201	7,800	5,380	5,433	5,488	5,560	5,560	5,560	5,585	5,585	5,585									
	Mínimo	4,700	4,870	4,910	4,990	5,050	7,680	5,199	5,295	5,379	5,479	5,329	5,515	5,515	5,508	5,508									
Valledupar	Promedio	4,670	4,755	4,771	4,812	4,920	8,444	5,101	5,180	5,224	5,297	5,297	5,298	5,301	5,297	5,297									
	Máximo	4,592	4,810	4,850	4,860	4,970	8,740	5,190	5,250	5,300	5,363	5,363	5,363	5,363	5,379	5,379									
	Mínimo	4,470	4,670	4,720	4,760	4,820	8,030	4,999	5,089	5,150	5,190	5,225	5,250	5,250	5,232	5,232									
Villavicencio	Promedio	5,886	5,894	6,011	6,069	6,136	9,297	6,323	6,405	6,457	6,518	6,526	6,502	6,516	6,518	6,518									
	Máximo	5,810	5,967	6,037	6,101	6,185	9,499	6,370	6,435	6,508	6,578	6,578	6,578	6,578	6,578	6,578									
	Mínimo	5,742	5,473	5,969	6,034	5,999	8,940	6,179	6,299	6,299	6,399	6,399	6,310	6,399	6,399	6,399									
Neiva	Promedio	5,940	5,987	6,055	6,128	6,199	9,245	6,378	6,473	6,523	6,581	6,587	6,587	6,588	6,585	6,585									
	Máximo	5,885	6,086	6,130	6,169	6,254	9,436	6,434	6,514	6,564	6,629	6,630	6,630	6,630	6,630	6,630									
	Mínimo	5,820	5,885	5,954	6,110	6,118	9,160	6,309	6,444	6,484	6,550	6,560	6,560	6,570	6,560	6,560									
Tunja	Promedio	5,693	5,763	5,839	5,899	5,981	8,958	6,150	6,246	6,296	6,361	6,361	6,355	6,358	6,358	6,358									
	Máximo	5,640	5,775	5,913	5,994	6,139	9,190	6,270	6,320	6,385	6,385	6,360	6,360	6,369	6,369	6,369									
	Mínimo	5,445	5,747	5,803	5,880	5,960	8,850	6,079	6,230	6,280	6,345	6,345	6,345	6,345	6,345	6,345									
Rochacha	Promedio	3,000	3,075	3,000	4,500	3,000	3,000	3,000	3,000	3,500	3,800	3,800	4,000	4,000	4,156	4,156									
	Máximo	3,600	3,500	5,000	4,500	3,000	3,000	3,000	3,000	3,500	3,800	3,800	4,000	4,000	4,900	4,900									
	Mínimo	3,000	2,500	5,000	4,500	3,000	3,000	3,000	3,000	3,500	3,800	3,800	4,000	4,000	4,000	4,000									
Popayán	Promedio	6,036	6,106	6,177	6,236	6,325	9,409	6,525	6,606	6,668	6,738	6,741	6,738	6,738	6,740	6,740									
	Máximo	5,938	6,110	6,180	6,250	6,340	9,429	6,529	6,619	6,670	6,744	6,771	6,750	6,750	6,770	6,770									
	Mínimo	5,835	6,105	6,174	6,184	6,248	9,400	6,520	6,667	6,730	6,730	6,730	6,730	6,730	6,730	6,730									

Fuentes: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

Elaboró: Subdirección de Información.



ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DEL ACPM 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	Dic
Bogotá	Promedio	3.065	3.103	3.184	3.219	3.219	3.285	3.291	3.296	3.348	3.398	3.477	3.553	3.635	3.719	3.745	3.780	3.813	3.811	3.840	3.872	3.921	3.945	4.039	4.091
	Máximo	3.089	3.141	3.230	3.267	3.267	3.332	3.334	3.397	3.399	3.450	3.525	3.605	3.699	3.788	3.805	3.845	3.875	3.890	3.912	3.942	3.992	4.014	4.170	4.170
	Mínimo	3.039	3.040	3.122	3.162	3.155	3.158	3.163	3.267	3.345	3.405	3.315	3.581	3.663	3.683	3.717	3.786	3.744	3.755	3.787	3.819	3.878	3.980	3.980	
Medellín	Promedio	3.027	3.061	3.148	3.195	3.282	3.294	3.297	3.344	3.390	3.478	3.551	3.637	3.728	3.751	3.778	3.815	3.823	3.848	3.879	3.936	3.956	4.112	4.112	
	Máximo	3.046	3.080	3.169	3.219	3.299	3.312	3.317	3.398	3.348	3.528	3.606	3.670	3.787	3.790	3.825	3.856	3.869	3.900	3.965	4.099	4.014	4.154	4.154	
	Mínimo	3.001	3.034	3.123	3.169	3.169	3.268	3.282	3.285	3.281	3.390	3.489	3.595	3.679	3.700	3.700	3.750	3.764	3.780	3.810	3.939	3.910	4.065	4.065	
Cali	Promedio	3.114	3.151	3.227	3.301	3.381	3.396	3.397	3.434	3.482	3.563	3.635	3.702	3.796	3.828	3.881	3.907	3.894	3.951	3.984	4.035	4.107	4.209	4.209	
	Máximo	3.146	3.187	3.260	3.352	3.420	3.430	3.447	3.486	3.536	3.619	3.699	3.788	3.876	3.899	3.933	3.963	3.991	4.023	4.045	4.099	4.107	4.270	4.270	
	Mínimo	3.057	3.094	3.176	3.240	3.240	3.307	3.319	3.383	3.427	3.480	3.517	3.638	3.729	3.790	3.790	3.830	3.841	3.888	3.889	3.939	3.951	4.094	4.094	
Barranquilla	Promedio	2.849	2.936	3.046	3.060	3.060	3.153	3.164	3.171	3.200	3.264	3.334	3.426	3.504	3.554	3.591	3.590	3.633	3.667	3.702	3.742	3.780	3.953	3.953	
	Máximo	2.955	3.015	3.135	3.135	3.170	3.185	3.252	3.230	3.290	3.362	3.495	3.555	3.620	3.645	3.630	3.689	3.725	3.770	3.775	3.820	3.856	4.040	3.770	
	Mínimo	2.470	2.830	3.030	2.960	2.960	3.100	3.150	3.160	3.099	3.203	3.150	3.440	3.476	3.490	3.520	3.590	3.620	3.620	3.633	3.670	3.636	3.770	4.040	
Bucaramanga	Promedio	3.025	3.074	3.161	3.198	3.261	3.271	3.271	3.315	3.364	3.451	3.544	3.644	3.726	3.732	3.765	3.792	3.798	3.825	3.854	3.885	3.908	3.850	4.066	
	Máximo	3.031	3.077	3.176	3.215	3.281	3.292	3.295	3.342	3.400	3.492	3.580	3.668	3.750	3.770	3.804	3.820	3.832	3.862	3.892	3.941	3.961	4.113	4.113	
	Mínimo	2.980	3.053	3.050	3.050	3.050	3.050	3.050	3.095	3.150	3.250	3.300	3.590	3.670	3.500	3.550	3.570	3.570	3.600	3.600	3.650	3.610	3.850	3.850	
Pereira	Promedio	3.109	3.142	3.211	3.247	3.352	3.370	3.377	3.431	3.497	3.588	3.669	3.772	3.871	3.896	3.929	3.952	3.962	3.980	4.019	4.065	4.098	4.237	4.237	
	Máximo	3.119	3.152	3.240	3.278	3.364	3.376	3.389	3.450	3.509	3.650	3.760	3.860	3.961	3.990	4.034	3.999	4.034	4.054	4.038	4.088	4.118	4.288	4.288	
	Mínimo	3.040	3.080	3.161	3.176	3.176	3.292	3.336	3.350	3.469	3.509	3.627	3.733	3.830	3.857	3.884	3.857	3.884	3.904	3.960	3.975	4.041	4.153	4.153	
Santa Marta	Promedio	2.951	3.018	3.088	3.122	3.122	3.169	3.184	3.197	3.233	3.291	3.451	3.520	3.639	3.661	3.718	3.739	3.767	3.756	3.846	3.893	3.884	4.039	4.039	
	Máximo	2.995	3.305	3.190	3.230	3.230	3.260	3.270	3.270	3.406	3.660	3.510	3.600	3.780	3.800	3.800	3.950	3.970	4.020	4.060	4.110	4.130	4.290	4.290	
	Mínimo	2.920	2.900	2.976	3.050	3.050	3.090	3.145	3.155	3.160	3.130	3.235	3.421	3.510	3.510	3.930	3.590	3.605	3.372	3.700	3.700	3.750	3.850	3.850	
Pasto	Promedio	2.557	2.588	2.664	2.688	2.771	2.801	2.790	2.842	2.906	2.983	3.060	3.150	3.238	3.259	3.294	3.319	3.328	3.344	3.387	3.417	3.417	3.603	3.603	
	Máximo	2.575	2.615	2.675	2.715	2.798	2.970	2.810	2.870	2.935	3.005	3.080	3.200	3.250	3.280	3.319	3.349	3.360	3.389	3.490	3.473	3.473	3.643	3.643	
	Mínimo	2.525	2.565	2.642	2.657	2.695	2.770	2.775	2.780	2.865	2.930	3.024	3.130	3.215	3.229	3.260	3.265	3.299	3.315	3.343	3.355	3.355	3.520	3.520	
Valledupar	Promedio	2.412	2.441	2.496	2.514	2.514	2.603	2.617	2.634	2.679	2.723	2.790	2.955	3.031	3.039	3.064	3.090	3.100	3.122	3.149	3.195	3.195	3.331	3.331	
	Máximo	2.426	2.455	2.510	2.547	2.547	2.620	2.637	2.646	2.690	2.733	2.856	2.958	3.040	3.058	3.070	3.091	3.110	3.160	3.190	3.240	3.240	3.357	3.357	
	Mínimo	2.320	2.417	2.450	2.499	2.499	2.553	2.560	2.625	2.674	2.718	2.830	2.952	3.020	3.030	3.050	3.090	3.090	3.108	3.140	3.180	3.180	3.306	3.306	
Villavicencio	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Neiva	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Tunja	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Riohacha	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Popayán	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DEL ACPM PRINCIPALES CIUDADES**  
(\$/Galón)

Ciudad	Estadística	2006												2007											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Bogotá	Promedio	4.152	4.192	4.239	4.288	4.341	4.507	4.597	4.605	4.695	4.761	4.843	4.896	4.937	4.958	5.036	5.079	5.157	5.205	5.280	5.344	5.355	5.361	5.430	5.510
	Máximo	4.230	4.280	4.330	4.380	4.430	4.599	4.599	4.690	4.799	4.847	4.950	5.015	5.050	5.080	5.155	5.210	5.250	5.305	5.382	5.445	5.445	5.535	5.525	5.610
	Mínimo	4.035	4.116	4.136	4.182	4.232	4.371	4.371	4.470	4.540	4.645	4.715	4.785	4.820	4.851	4.921	4.958	5.031	5.093	5.154	5.200	5.237	5.199	5.250	5.330
Medellín	Promedio	4.172	4.323	4.251	4.311	4.359	4.536	4.536	4.634	4.739	4.808	4.879	4.940	4.965,0	4.998,2	5.069,1	5.185,5	5.234,1	5.319,7	5.384,4	5.401,3	5.404,6	5.478,5	5.560,3	
	Máximo	4.215	4.268	4.320	4.347	4.395	4.600	4.600	4.676	4.795	4.867	4.966	5.036	5.056,0	5.069,0	5.188,0	5.268,0	5.331,0	5.404,0	5.470,0	5.571,0	5.576,0	5.667,0	5.752,0	
	Mínimo	4.117	4.117	3.921	4.276	4.280	4.337	4.337	4.599	4.688	4.758	4.800	4.868	4.756,0	4.920,0	4.970,0	5.025,0	5.099,0	5.159,0	5.226,0	5.280,0	5.338,0	5.400,0	5.449,0	5.441,0
Cali	Promedio	4.268	4.323	4.373	4.425	4.470	4.653	4.653	4.740	4.833	4.920	4.976	5.027	5.083,5	5.114,8	5.180,6	5.244,4	5.322,1	5.383,8	5.464,8	5.526,6	5.542,2	5.545,4	5.624,6	5.712,1
	Máximo	4.328	4.389	4.460	4.497	4.543	4.719	4.719	4.809	4.899	4.969	5.059	5.124	5.174,0	5.206,0	5.288,0	5.358,0	5.436,0	5.501,0	5.576,0	5.656,0	5.666,0	5.676,0	5.761,0	5.836,0
	Mínimo	4.148	4.197	4.230	4.303	4.391	4.582	4.582	4.660	4.749	4.855	4.811	4.830	5.040,0	5.070,0	5.078,0	5.149,0	5.230,0	5.320,0	5.337,0	5.338,0	5.400,0	5.400,0	5.449,0	5.609,0
Barranquilla	Promedio	4.013	4.092	4.123	4.172	4.220	4.315	4.315	4.418	4.563	4.609	4.678	4.733	4.801	4.837	4.901	4.969	5.051	5.081	5.135	5.177	5.200	5.206	5.270	5.352
	Máximo	4.035	4.150	4.170	4.225	4.275	4.435	4.435	4.530	4.675	4.740	4.785	4.845	4.920	4.925	5.020	5.050	5.185	5.185	5.280	5.280	5.280	5.280	5.360	5.450
	Mínimo	4.152	4.152	4.044	4.030	4.030	4.030	4.030	4.223	4.380	4.380	4.380	4.380	4.640	4.657	4.713	4.867	4.889	4.999	4.999	4.999	5.099	5.099	5.130	5.230
Bucaramanga	Promedio	4.106	4.156	4.194	4.228	4.271	4.441	4.441	4.486	4.640	4.712	4.798	4.837	4.899	4.923	4.982	5.031	5.101	5.158	5.257	5.322	5.314	5.318	5.412	5.474
	Máximo	4.170	4.219	4.264	4.303	4.350	4.527	4.527	4.616	4.726	4.796	4.869	4.929	4.965	4.995	5.066	5.119	5.189	5.251	5.342	5.407	5.407	5.487	5.570	
	Mínimo	3.880	3.895	3.910	3.950	3.970	4.130	4.130	4.180	4.360	4.450	4.540	4.600	4.680	4.700	4.700	4.750	4.880	4.880	4.950	5.115	5.115	5.115	5.190	5.260
Pereira	Promedio	4.305	4.363	4.422	4.475	4.524	4.680	4.680	4.789	4.910	4.978	5.054	5.119	5.135	5.194	5.268	5.333	5.398	5.422	5.485	5.547	5.554	5.555	5.646	5.729
	Máximo	4.352	4.408	4.460	4.510	4.552	4.704	4.704	4.807	4.926	4.999	5.077	5.134	5.177	5.215	5.293	5.352	5.420	5.450	5.534	5.599	5.599	5.599	5.679	5.762
	Mínimo	4.210	4.300	4.355	4.398	4.430	4.627	4.627	4.730	4.838	4.838	4.989	5.048	5.048	5.135	5.205	5.255	5.310	5.310	5.370	5.390	5.390	5.390	5.470	5.550
Santa Marta	Promedio	4.091	4.133	4.211	4.227	4.295	4.422	4.422	4.574	4.627	4.747	4.831	4.867	4.911	4.967	5.050	5.101	5.164	5.197	5.244	5.295	5.319	5.315	5.386	5.440
	Máximo	4.350	4.410	4.480	4.500	4.550	4.780	4.780	4.870	4.900	5.030	5.090	5.100	5.160	5.230	5.300	5.500	5.440	5.490	5.550	5.580	5.580	5.580	5.620	5.620
	Mínimo	3.900	3.900	4.100	3.900	4.100	4.150	4.150	4.440	4.530	4.580	4.680	4.680	4.680	4.840	4.900	4.960	4.960	5.000	5.000	5.140	5.200	5.190	5.250	5.240
Pasto	Promedio	3.674	3.731	3.756	3.794	3.832	3.949	3.949	4.039	4.153	4.217	4.274	4.327	4.354	4.390	4.440	4.485	4.560	4.570	4.585	4.632	4.642	4.648	4.708	4.784
	Máximo	3.735	3.731	3.798	3.838	3.883	3.988	3.988	4.088	4.176	4.250	4.365	4.370	4.420	4.432	4.499	4.556	4.616	4.637	4.660	4.685	4.685	4.685	4.754	4.827
	Mínimo	3.570	3.775	3.710	3.725	3.760	3.865	3.865	3.956	4.057	4.145	4.206	4.250	4.290	4.350	4.370	4.410	4.529	4.529	4.529	4.591	4.600	4.600	4.647	4.700
Valledupar	Promedio	3.440	3.511	3.557	3.618	3.643	3.716	3.716	3.789	3.860	3.940	4.009	4.048	4.112	4.125	4.162	4.197	4.273	4.301	4.346	4.395	4.397	4.401	4.474	4.555
	Máximo	3.440	3.608	3.563	3.640	3.680	3.750	3.750	3.850	3.920	3.980	4.050	4.100	4.150	4.170	4.222	4.270	4.325	4.360	4.390	4.446	4.450	4.451	4.521	4.592
	Mínimo	3.440	3.440	3.508	3.560	3.588	3.600	3.600	3.650	3.750	3.900	3.950	3.950	4.040	4.070	4.050	4.100	4.240	4.240	4.280	4.320	4.330	4.400	4.470	4.545
Villavicencio	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Návia	Promedio	4.164	4.215	4.260	4.313	4.366	4.558	4.558	4.642	4.744	4.817	4.885	4.956	4.993	5.026	5.119	5.175	5.341	5.453	5.573	5.651	5.667	5.672	5.756	5.840
	Máximo	4.170	4.220	4.262	4.357	4.403	4.582	4.582	4.670	4.767	4.837	4.923	4.977	5.020	5.050	5.140	5.200	5.358	5.518	5.634	5.702	5.750	5.785	5.885	5.985
	Mínimo	4.150	4.200	4.245	4.262	4.337	4.514	4.514	4.604	4.692	4.777	4.847	4.896	4.932	4.970	5.043	5.100	5.250	5.315	5.405	5.540	5.590	5.640	5.739	5.820
Tunja	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Riohacha	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Popayán	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DEL ACPM PRINCIPALES CIUDADES  
(\$/Galón)

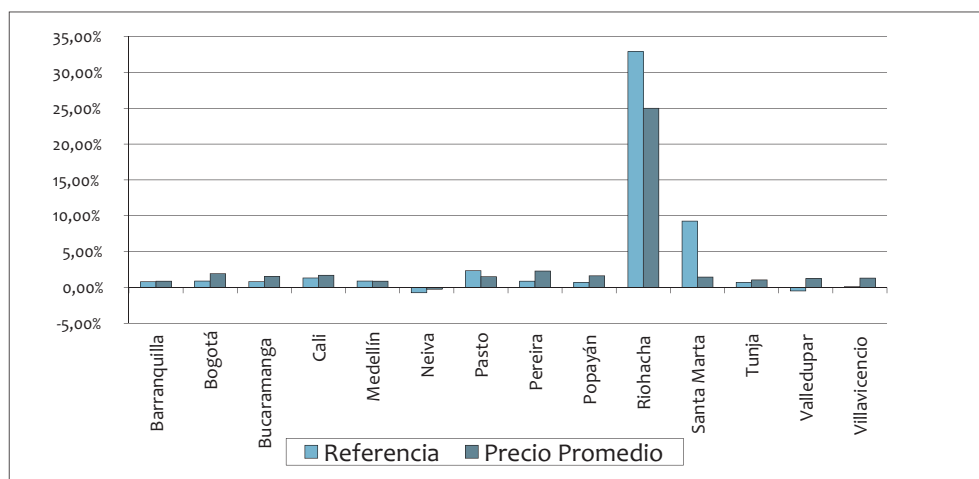
Ciudad	Estadística	2008												2009											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Bogotá	Promedio	5.611	5.698	5.764	5.817	5.900	9.246	6.086	6.164	6.229	6.291	6.307	6.311	6.307	6.308	6.308	6.308	6.308	6.308	6.308	6.308	6.308	6.308	6.308	6.308
	Máximo	5.610	5.965	5.971	5.971	6.051	9.739	6.251	6.351	6.431	6.531	6.530	6.530	6.530	6.530	6.530	6.530	6.530	6.530	6.530	6.530	6.530	6.530	6.530	6.530
	Mínimo	5.330	5.530	5.594	5.659	5.740	8.845	5.920	6.000	6.050	6.100	6.114	6.115	6.115	6.065	6.065	6.065	6.065	6.065	6.065	6.065	6.065	6.065	6.065	6.065
Medellín	Promedio	5.644,0	5.730,0	5.799,8	5.861,3	5.930,3	9.403,0	6.120,3	6.215,2	6.252,4	6.316,7	6.330,7	6.341,8	6.327	6.631,6	6.631,6	6.631,6	6.631,6	6.631,6	6.631,6	6.631,6	6.631,6	6.631,6	6.631,6	6.631,6
	Máximo	5.754,0	5.920,0	5.984,0	6.052,0	6.138,0	9.769,0	6.350,0	6.435,0	6.500,0	6.570,0	6.570,0	6.668,0	6.570,0	6.570,0	6.570,0	6.570,0	6.570,0	6.570,0	6.570,0	6.570,0	6.570,0	6.570,0	6.570,0	6.570,0
	Mínimo	5.441,0	5.616,0	5.686,0	5.750,0	5.801,0	9.065,0	5.984,0	6.100,0	6.199,0	6.279,0	6.279,0	6.409,0	6.079,0	6.079,0	6.079,0	6.079,0	6.079,0	6.079,0	6.079,0	6.079,0	6.079,0	6.079,0	6.079,0	6.079,0
Cali	Promedio	5.814,9	5.895,1	5.947,3	6.013,8	6.069,4	9.297,9	6.131,1	6.345,0	6.470,3	6.470,3	6.307,0	6.307,0	6.524,0	6.518,4	6.518,4	6.518,4	6.518,4	6.518,4	6.518,4	6.518,4	6.518,4	6.518,4	6.518,4	6.518,4
	Máximo	5.856,0	6.012,0	6.116,0	6.192,0	6.272,0	9.500,0	7.074,0	6.473,0	6.523,0	6.580,0	6.580,0	6.409,0	6.575,0	6.590,0	6.590,0	6.590,0	6.590,0	6.590,0	6.590,0	6.590,0	6.590,0	6.590,0	6.590,0	6.590,0
	Mínimo	5.609,0	5.794,0	5.813,0	5.814,0	5.864,0	9.115,0	6.134,0	6.154,0	6.259,0	6.334,0	6.350,0	6.300,0	6.360,0	6.350,0	6.350,0	6.350,0	6.350,0	6.350,0	6.350,0	6.350,0	6.350,0	6.350,0	6.350,0	6.350,0
Barranquilla	Promedio	5.432	5.517	5.596	5.660	5.748	9.942	5.950	6.051	6.123	6.209	6.232	6.238	6.232	6.234	6.234	6.234	6.234	6.234	6.234	6.234	6.234	6.234	6.234	6.234
	Máximo	5.450	5.625	5.760	5.840	5.940	10.140	6.130	6.225	6.277	6.350	6.350	6.350	6.350	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390
	Mínimo	5.230	5.335	5.339	5.339	5.447	9.550	5.999	5.679	5.769	5.840	5.920	5.920	5.920	5.920	5.920	5.920	5.920	5.920	5.920	5.920	5.920	5.920	5.920	5.920
Bucaramanga	Promedio	5.572	5.640	5.735	5.774	5.845	9.228	6.038	6.125	6.176	6.246	6.267	6.294	6.280	6.255	6.255	6.255	6.255	6.255	6.255	6.255	6.255	6.255	6.255	6.255
	Máximo	5.570	5.729	5.799	5.864	5.954	9.394	6.154	6.234	6.299	6.380	6.380	6.739	6.536	6.380	6.380	6.380	6.380	6.380	6.380	6.380	6.380	6.380	6.380	6.380
	Mínimo	5.260	5.420	5.495	5.560	5.650	8.910	5.850	5.939	5.940	5.809	3.070	6.070	6.070	5.991	5.991	5.991	5.991	5.991	5.991	5.991	5.991	5.991	5.991	5.991
Pereira	Promedio	5.777	5.899	5.946	6.021	6.058	9.198	6.291	6.392	6.473	6.522	6.540	6.539	6.541	6.538	6.538	6.538	6.538	6.538	6.538	6.538	6.538	6.538	6.538	6.538
	Máximo	5.762	5.995	5.989	6.055	6.134	9.236	6.316	6.436	6.499	6.585	6.570	6.570	6.570	6.565	6.565	6.565	6.565	6.565	6.565	6.565	6.565	6.565	6.565	6.565
	Mínimo	5.550	5.695	5.758	5.758	5.898	9.100	6.160	6.240	6.380	6.440	6.440	6.440	6.470	6.440	6.440	6.440	6.440	6.440	6.440	6.440	6.440	6.440	6.440	6.440
Santa Marta	Promedio	5.548	5.604	5.704	5.750	5.832	10.078	6.034	6.161	6.199	6.261	6.264	6.285	6.292	6.278	6.278	6.278	6.278	6.278	6.278	6.278	6.278	6.278	6.278	6.278
	Máximo	5.620	5.720	5.880	5.850	5.975	10.450	6.180	6.300	6.320	6.320	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390	6.390
	Mínimo	5.240	5.450	5.450	5.550	5.550	9.895	5.740	5.940	5.940	6.050	6.050	6.110	6.130	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110
Pasto	Promedio	4.870	4.938	4.993	5.051	5.118	7.759	5.295	5.372	5.446	5.495	5.517	5.531	5.540	5.535	5.535	5.535	5.535	5.535	5.535	5.535	5.535	5.535	5.535	5.535
	Máximo	4.827	4.992	5.056	5.121	5.201	7.800	5.380	5.433	5.488	5.560	5.560	5.560	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585	5.585
	Mínimo	4.700	4.870	4.910	4.990	5.050	7.680	5.199	5.295	5.379	5.479	5.329	5.515	5.515	5.508	5.508	5.508	5.508	5.508	5.508	5.508	5.508	5.508	5.508	5.508
Valledupar	Promedio	4.670	4.755	4.771	4.812	4.920	8.444	5.101	5.180	5.224	5.297	5.297	5.298	5.301	5.297	5.297	5.297	5.297	5.297	5.297	5.297	5.297	5.297	5.297	5.297
	Máximo	4.592	4.810	4.850	4.860	4.970	8.740	5.190	5.250	5.300	5.363	5.363	5.363	5.363	5.379	5.379	5.379	5.379	5.379	5.379	5.379	5.379	5.379	5.379	5.379
	Mínimo	4.470	4.670	4.720	4.760	4.820	8.030	4.999	5.089	5.150	5.190	5.225	5.250	5.250	5.232	5.232	5.232	5.232	5.232	5.232	5.232	5.232	5.232	5.232	5.232
Villavicencio	Promedio	5.886	5.894	6.011	6.069	6.136	9.297	6.323	6.405	6.457	6.518	6.526	6.502	6.516	6.518	6.518	6.518	6.518	6.518	6.518	6.518	6.518	6.518	6.518	6.518
	Máximo	5.810	5.967	6.037	6.101	6.185	9.499	6.370	6.435	6.508	6.578	6.578	6.578	6.578	6.578	6.578	6.578	6.578	6.578	6.578	6.578	6.578	6.578	6.578	6.578
	Mínimo	5.742	5.473	5.969	6.034	5.999	8.940	6.179	6.299	6.299	6.399	6.399	6.310	6.399	6.399	6.399	6.399	6.399	6.399	6.399	6.399	6.399	6.399	6.399	6.399
Neiva	Promedio	5.940	5.987	6.055	6.128	6.199	9.245	6.378	6.473	6.523	6.581	6.587	6.587	6.588	6.585	6.585	6.585	6.585	6.585	6.585	6.585	6.585	6.585	6.585	6.585
	Máximo	5.885	6.086	6.130	6.169	6.254	9.436	6.434	6.514	6.564	6.629	6.630	6.630	6.630	6.630	6.630	6.630	6.630	6.630	6.630	6.630	6.630	6.630	6.630	6.630
	Mínimo	5.820	5.885	5.954	6.110	6.118	9.160	6.309	6.444	6.484	6.550	6.560	6.560	6.570	6.560	6.560	6.560	6.560	6.560	6.560	6.560	6.560	6.560	6.560	6.560
Tunja	Promedio	5.693	5.763	5.839	5.899	5.981	8.958	6.150	6.246	6.296	6.361	6.361	6.355	6.358	6.358	6.358	6.358	6.358	6.358	6.358	6.358	6.358	6.358	6.358	6.358
	Máximo	5.610	5.775	5.913	5.994	6.190	9.139	6.190	6.270	6.320	6.385	6.385	6.360	6.369	6.369	6.369	6.369	6.369	6.369	6.369	6.369	6.369	6.369	6.369	6.369
	Mínimo	5.445	5.747	5.803	5.880	5.960	8.850	6.079	6.230	6.280	6.345	6.345	6.345	6.345	6.345	6.345	6.345	6.345	6.345	6.345	6.345	6.345	6.345	6.345	6.345
Riohacha	Promedio	3.000	3.075	5.000	4.500	3.000	3.000	5.200	3.800	3.800	3.800	3.800	4.000	4.000	4.156	4.156	4.156	4.156	4.156	4.156	4.156	4.156	4.156	4.156	4.156
	Máximo	3.600	3.500	5.000	4.500	3.000	3.000	5.200	3.800	3.800	3.800	3.800	4.000	4.000	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900
	Mínimo	3.000	2.500	5.000	4.500	3.000	3.000	5.200	3.800	3.800	3.800	3.800	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Popayán	Promedio	6.036	6.106	6.177	6.236	6.325	9.409	6.525	6.606	6.668	6.738	6.741	6.738	6.738	6.740	6.740	6.740	6.740	6.740	6.740	6.740	6.740	6.740	6.740	6.740
	Máximo	5.938	6.110	6.180	6.250	6.340	9.429	6.529	6.619	6.670	6.744	6.771	6.750	6.750	6.770	6.770	6.770	6.770	6.770	6.770	6.770	6.770	6.770	6.770	6.770
	Mínimo	5.835	6.105	6.174	6.184	6.248	9.400	6.520	6.525	6.667	6.730	6.730	6.730	6.730	6.730	6.730	6.730	6.730	6.730	6.730	6.730	6.730	6.730	6.730	6.730

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.  
Elaboró: Subdirección de Información.

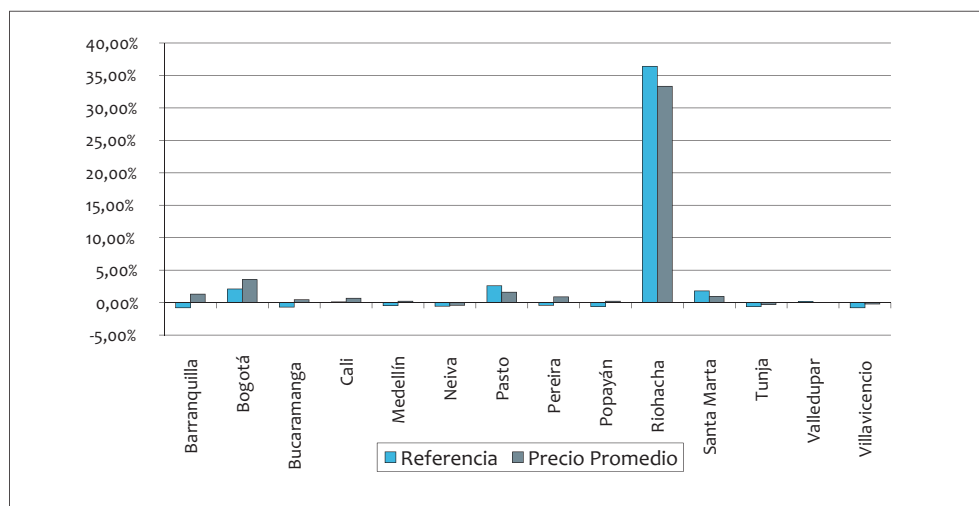
COMPARACIÓN PRECIOS MAYO 2008 - MAYO 2009												
	Gasolina Motor Corriente %		ACPM %		Gasolina Motor Corriente Incrementos de Precios (\$/galón)				ACPM Incrementos de Precios (\$/galón)			
	Referencia	Promedio	Referencia	Promedio	Referencia	Máximo	Mínimo	Promedio	Referencia	Máximo	Mínimo	Promedio
Barranquilla	0,79%	0,88%	-0,79%	1,32%	\$ 54,98	\$ 90,00	\$ 62,00	\$ 63,36	\$ 44,83	\$ 10,00	\$ 73,00	\$ 75,99
Bogotá	0,89%	1,94%	2,10%	3,56%	\$ 62,09	\$ 494,00	\$ 14,00	\$ 137,16	\$ 24,99	\$ 409,00	\$ 75,00	\$ 69,07
Bucaramanga	0,81%	1,53%	-0,69%	0,46%	\$ 55,97	\$ 203,00	\$ 80,00	\$ 108,67	\$ 39,19	\$ 46,00	\$ 20,00	\$ 26,91
Cali	1,31%	1,69%	0,13%	0,69%	\$ 92,02	\$ 196,00	\$ 85,00	\$ 123,03	\$ 7,52	\$ 65,00	\$ 25,00	\$ 41,60
Medellín	0,89%	0,87%	-0,44%	0,23%	\$ 62,95	\$ 121,00	\$ 51,00	\$ 62,63	\$ 25,93	\$ 70,00	\$ 19,00	\$ 13,35
Neiva	-0,74%	-0,25%	-0,56%	-0,42%	\$ 53,06	\$ 18,00	\$ 9,00	\$ 18,95	\$ 32,94	\$ 24,00	\$ 32,00	\$ 25,92
Pasto	2,34%	1,52%	2,59%	1,62%	\$ 137,24	\$ 92,00	\$ 131,00	\$ 93,45	\$ 126,47	\$ 89,00	\$ 50,00	\$ 82,81
Pereira	0,86%	2,29%	-0,42%	0,89%	\$ 60,38	\$ 155,00	\$ 65,00	\$ 166,04	\$ 24,57	\$ 31,00	\$ 48,00	\$ 53,79
Popayán	0,69%	1,62%	-0,60%	0,22%	\$ 48,95	\$ 131,00	\$ 197,00	\$ 122,76	\$ 35,55	\$ 50,00	\$ 81,00	\$ 13,92
Riohacha	32,91%	25,00%	36,40%	33,33%	\$ 906,77	\$ 800,00	\$ 800,00	\$ 800,00	\$ 896,57	\$ 1.000,00	\$ 1.000,00	\$ 1.000,00
Santa Marta	9,26%	1,45%	1,80%	0,95%	\$ 594,70	\$ 384,00	\$ 145,00	\$ 108,07	\$ 100,37	\$ 135,00	\$ 230,00	\$ 55,13
Tunja	0,72%	1,04%	-0,62%	-0,30%	\$ 50,68	\$ 80,00	\$ 75,00	\$ 74,65	\$ 36,93	\$ 4,00	\$ 15,00	\$ 17,97
Valledupar	-0,48%	1,25%	0,19%	0,05%	\$ 27,81	\$ 391,00	\$ 60,00	\$ 74,47	\$ 8,92	\$ 300,00	\$ 10,00	\$ 2,46
Villavicencio	0,12%	1,30%	-0,79%	-0,21%	\$ 8,41	\$ 158,00	\$ 87,00	\$ 95,95	\$ 46,93	\$ 14,00	\$ 0,00	\$ 13,09

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. Estudio de recolección de precios en E/S.

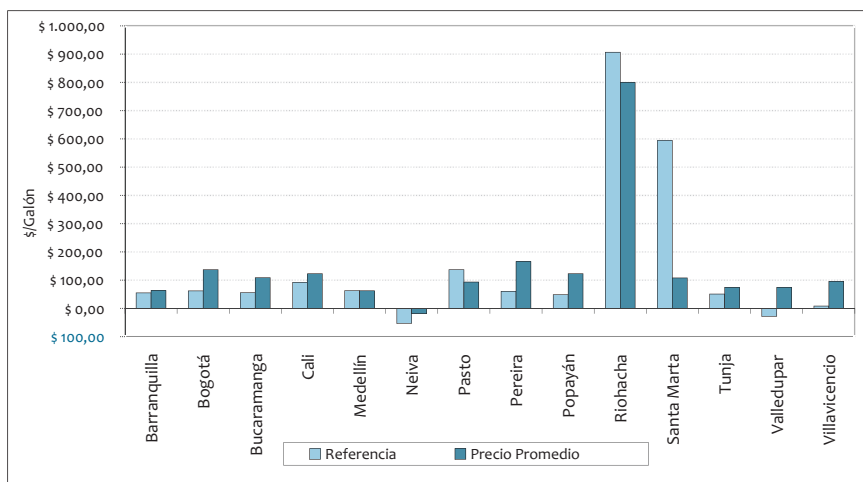
## INCREMENTO PORCENTUAL GASOLINA MOTOR CORRIENTE 2009



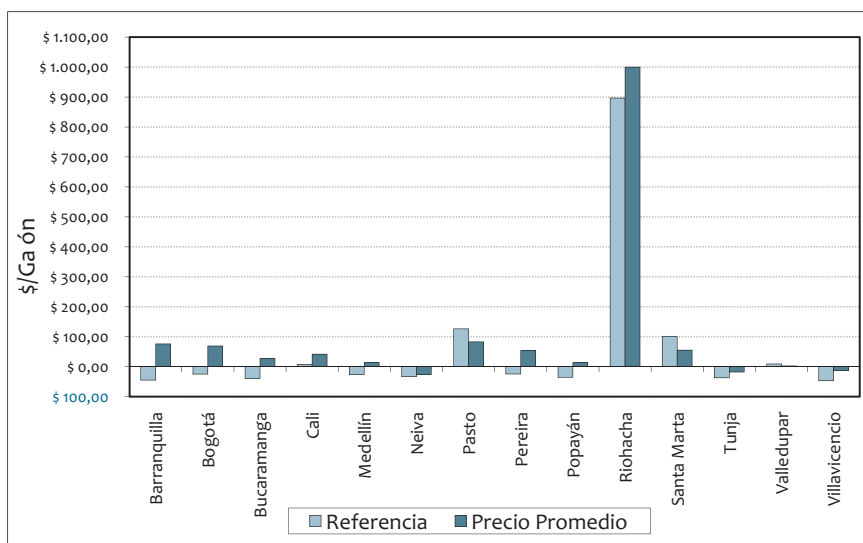
## INCREMENTO PORCENTUAL ACPM 2009



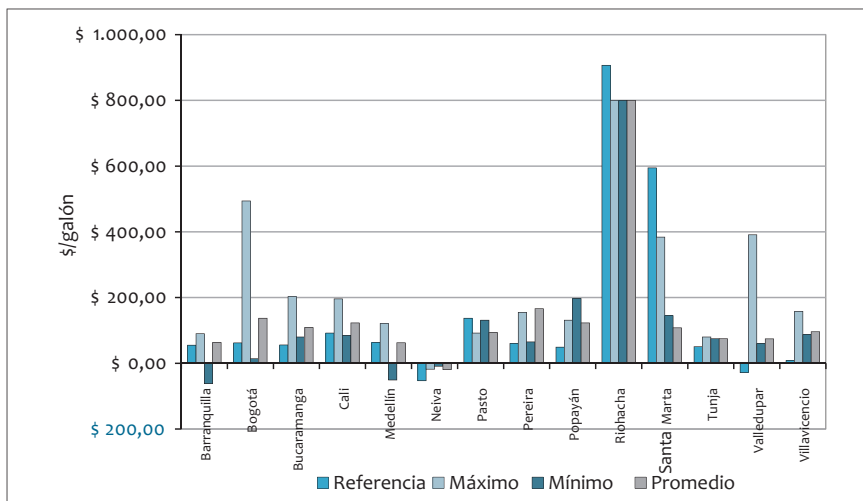
VARIACIÓN NETA GMC - MAYO 2008 VS MAYO 2009



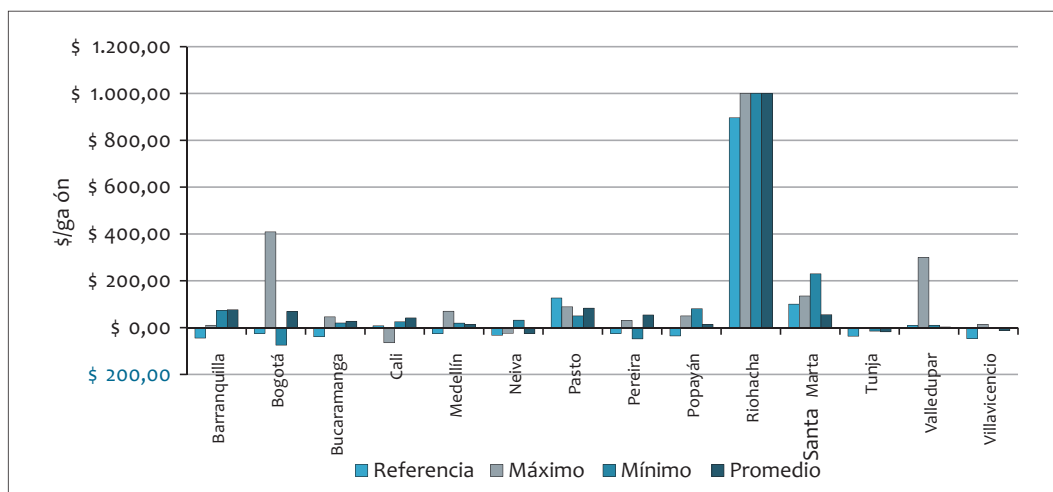
VARIACIÓN NETA ACPM- MAYO 2008 VS MAYO 2009



INCREMENTO DE PRECIOS GASOLINA MOTOR CORRIENTE

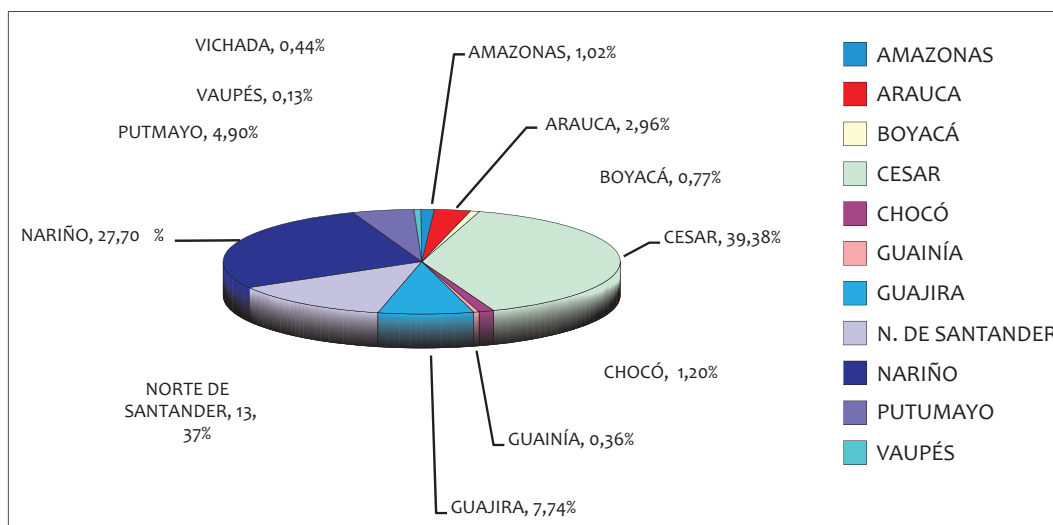


INCREMENTO DE PRECIOS ACPM



ESTACIONES DE SERVICIO		
Periodo del II Semestre de 2008 a Mayo 2009		
DEPARTAMENTO	CUPO (gl/mes)	PORCENTAJE
AMAZONAS	260.830	1,02%
ARAUCA	755.492	2,96%
BOYACÁ	197.605	0,77%
CESAR	10.046.624	39,38%
CHOCÓ	307.037	1,20%
GUAINÍA	93.067	0,36%
GUAJIRA	1.975.763	7,74%
N. DE SANTANDER	3.412.051	13,37%
NARIÑO	7.067.509	27,70%
PUTUMAYO	1.250.731	4,90%
VAUPÉS	32.666	0,13%
VICHADA	113.515	0,44%
<b>TOTAL</b>	<b>25.512.889</b>	

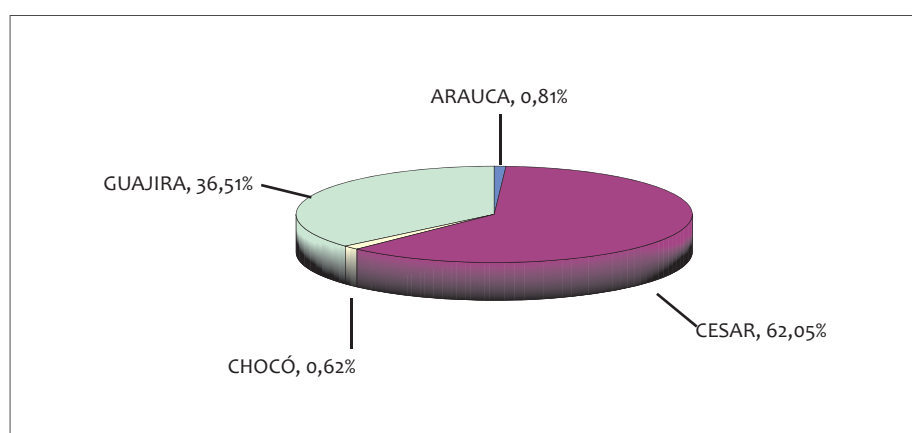
PORCENTAJE CUPO ASIGNADO POR DEPARTAMENTO



GRANDES CONSUMIDORES		
DEPARTAMENTO	CUPO (gl/mes)	PORCENTAJE
ARAUCA	174.681	0,81%
CESAR	13.378.533	62,05%
CHOCÓ	134.657	0,62%
GUAJIRA	7.872.017	36,51%
TOTAL	21.559.888	

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

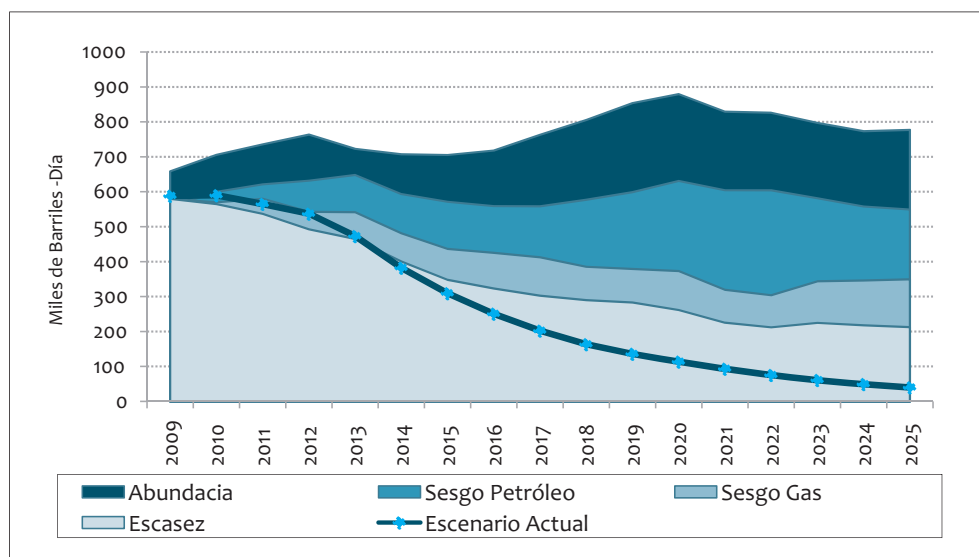
### PORCENTAJE CUPO ASIGNADO GRANDES CONSUMIDORES



ESCENARIOS DE OFERTA DE PETRÓLEO									
Miles de Barriles / día									
Años/Escenario	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Abundancia	659	706	736	764	723	708	705	718	763
Sesgo Petróleo	557	600	621	632	648	594	572	559	559
Sesgo Gas	580	570	580	543	542	481	437	425	413
Escasez	580	565	537	493	465	400	348	323	303
Escenario Actual	588	590	565	537	473	382	309	251	202
Años/Escenario	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Abundancia	805	854	880	829	826	797	774	777	
Sesgo Petróleo	577	599	631	604	604	582	558	549	
Sesgo Gas	385	379	373	319	304	344	346	350	
Escasez	290	283	262	225	212	225	218	213	
Escenario Actual	163	136	113	93	75	61	49	40	

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

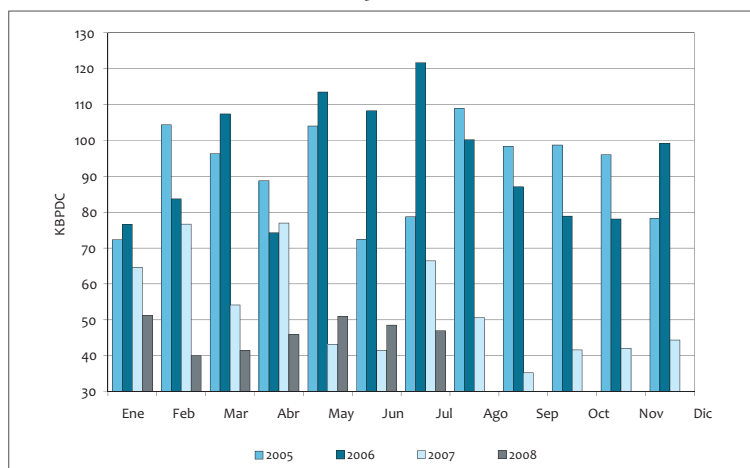
## ESCENARIOS DE OFERTA DE PETRÓLEO



VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE DERIVADOS *							
2003- 2009 (a Marzo)							
Miles de Barriles por día calendario							
Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	97,87	94,26	72,33	76,63	64,66	51,25	55,25
Febrero	52,40	85,18	104,36	83,72	76,66	39,99	55,59
Marzo	96,31	116,03	96,33	107,39	54,15	41,49	50,58
Abril	78,76	72,11	88,79	74,30	76,95	45,93	
Mayo	90,68	93,77	104,01	113,50	43,14	51,00	
Junio	107,03	108,10	72,43	108,30	41,51	48,50	
Julio	89,32	108,19	78,76	121,70	66,46	47,00	
Agosto	82,17	108,87	108,91	100,20	50,63	61,00	
Septiembre	92,32	112,15	98,37	87,10	35,24	59,00	
Octubre	91,41	93,00	98,72	78,90	41,62	54,00	
Noviembre	99,43	111,99	96,03	78,10	42,04	57,00	
Diciembre	81,52	113,05	78,30	99,20	44,39	73,00	
<b>Total</b>	<b>88,50</b>	<b>101,48</b>	<b>91,37</b>	<b>94,25</b>	<b>52,97</b>	<b>52,43</b>	<b>53,81</b>



### VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE DERIVADOS\* 2005 - 2008



Fuente: Ecopetrol Estadísticas

\*: No incluye petróleo

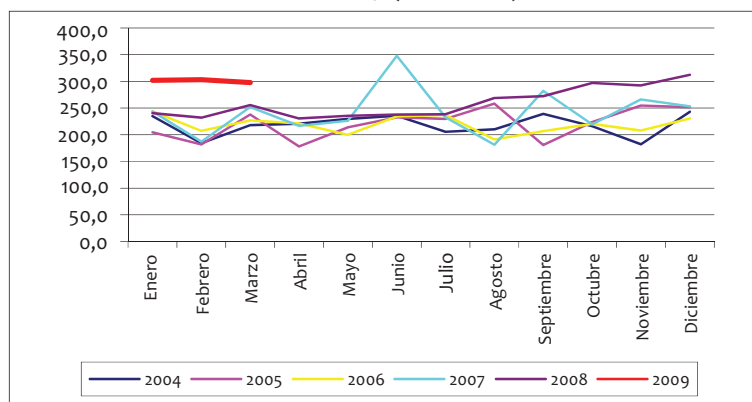
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

### VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO 2003 - 2008 a (Marzo) Miles de Barriles por día calendario

Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	235,0	204,8	244,1	243,7	240,4	302,0
Febrero	184,4	181,9	207,4	187,2	231,9	303,0
Marzo	218,0	238,0	227,0	251,9	255,8	298,0
Abril	220,6	178,2	221,3	216,7	230,5	
Mayo	229,8	214,0	200,0	226,1	235,6	
Junio	235,7	232,8	234,4	347,8	237,9	
Julio	205,5	229,7	237,2	232,7	238,5	
Agosto	210,3	258,4	191,2	181,3	268,7	
Septiembre	239,1	180,7	206,7	282,1	272,3	
Octubre	216,0	223,6	220,6	219,5	297,3	
Noviembre	182,2	254,8	207,8	266,2	292,5	
Diciembre	243,2	251,7	230,8	253,4	312,4	
<b>Total</b>	<b>218,5</b>	<b>221,1</b>	<b>219,1</b>	<b>242,4</b>	<b>259,5</b>	<b>301,0</b>

Nota: Cifras 2008 jun dic en revisión y 2009 enero marzo

### VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO 2004 - 2009 (A MARZO)



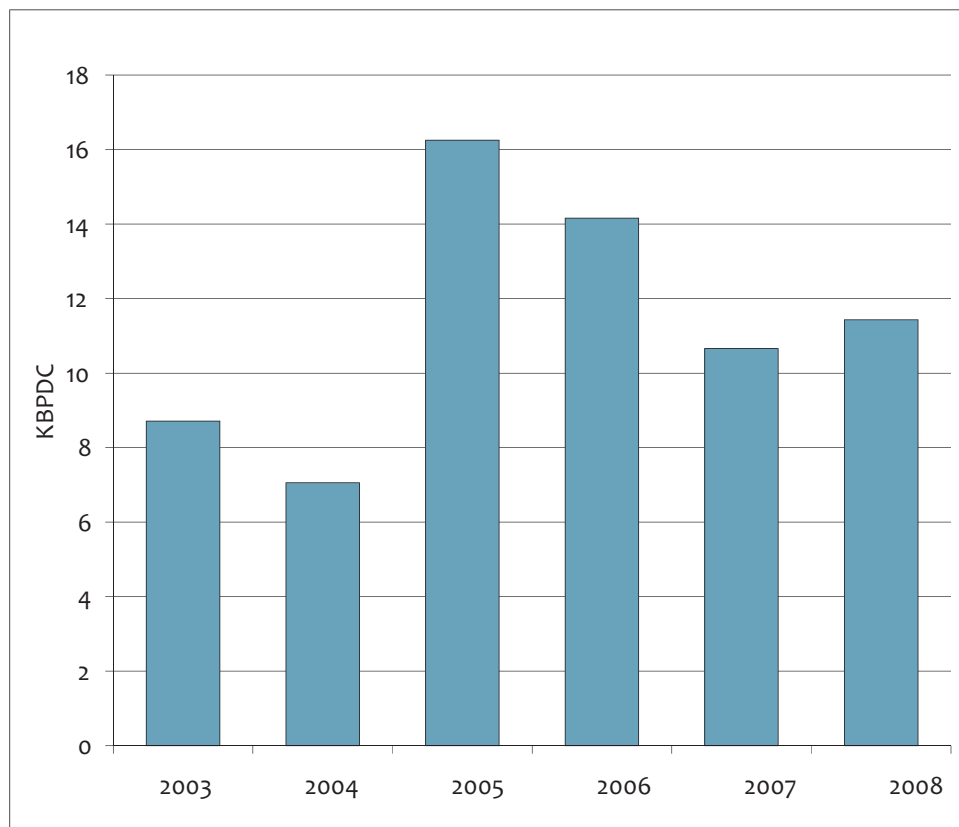
Fuente: Ecopetrol - Estadísticas Mensuales

Elaboró: UPME - Subdirección de Información, datos en revisión 2008 y 2009

VOLUMEN DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS							
2003 julio 2008							
Miles de Barriles por día Calendario							
Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	6,72	12,6	0,4	12,0	0,6	0,3	14,2
Febrero	9,18	3,3	8,6	18,2	26,7	20,7	32,4
Marzo	31,38	8,0	26,3	16,5	24,2	24,9	50,0
Abril	8,85	26,9	21,5	12,5	24,0	27,9	
Mayo	0,31	0,7	10,9	25,1	0,3	12,0	
Junio	0,22	15,5	16,9	0,3	0,3	0,8	
Julio	12,74	0,3	28,6	0,2	0,0	0,5	
Agosto	12,96	0,1	0,9	15,5	15,8	9,8	
Septiembre	0,27	0,6	16,7	25,1	23,6	18,5	
Octubre	0,57	0,3	8,1	9,7	0,2	2,5	
Noviembre	12,66	16,4	27,7	10,1	7,2	12,3	
Diciembre	8,31	0,7	28,3	24,8	7,1	6,9	
<b>Promedio</b>	<b>8,71</b>	<b>7,06</b>	<b>16,25</b>	<b>14,16</b>	<b>10,66</b>	<b>11,43</b>	<b>32,22</b>

Nota: Cifras 2008 y 2009 en revisión

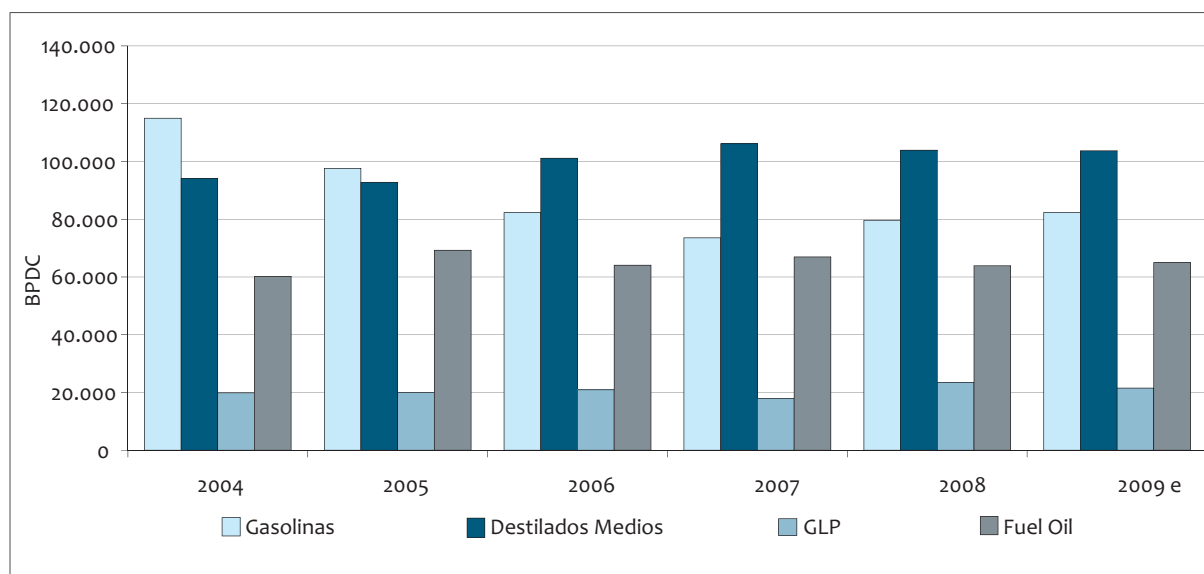
### VOLUMEN DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS 2003 - 2008



Fuente: Ecopetrol - Estadísticas mensuales de la industria petrolera  
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

PRODUCCIÓN MENSUAL DE COMBUSTIBLES												
2003 2008												
Barriles por Día Calendario												
Año	Blancos											Negros
	Gasolinas				Destilados Medios							Fuel-Oil **
	Gasolina Motor Regular	Gasolina Extra *	Bencina & Cocinol	Total	Díesel (ACPM)	Queroseno	JP-A	Total	Avigas	Propano	Total	
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	114.940	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	82.261	83.222	307	17.592	101.121	1.064	20.957	269.454	64.051
2007	69.237	4.273	59	73.569	89.828	331	15.980	106.139	373	17.952	264.982	66.947
2008	70.090	7.298	2.250	79.638	82.900	275	20.710	103.885	290	23.500	271.183	63.870
2009 e	71.069	8.344	2.903	82.316	80.894	295	22.535	103.724	294	21.505	272.840	65.001

### PRODUCCIÓN DE DERIVADOS 2004 - 2009 e



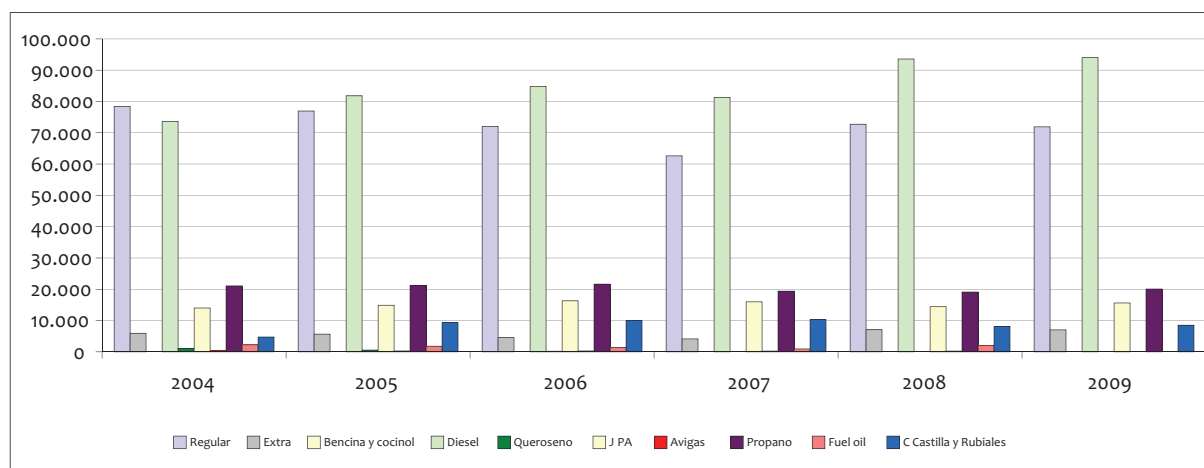
Fuente : Ecopetrol - Estadísticas de la Industria Petrolera

\*\* Fuel Oil o Combustóleo, Crudo Castilla y Crudo Rubiales con destino a la industria

Año 2009: Estimado UPME

Elaboró : UPME - Subdirección de Información

## CONSUMO DE COMBUSTIBLES



\*\* Fuel Oil o Combustóleo

\*\*\* Incluye Crudo de Rubiales a partir de 2001 hasta 2006 (marzo) mezclas de los campos Jazmin y Cocorna y IFO y Crudo de Rubiales a partir del 2004

Fuente: Ecopetrol - Estadísticas Mensuales de la Industria Petrolera y Ministerio de Minas y Energía

Año 2009: estimado UPME

Elaboró: UPME - Subdirección de Información

## PRODUCCION Y DESPACHOS DE BIODIESEL

Fecha	OLEOFLORES S.A.		ODIN		TOTAL AÑO 2008	
	Producción Gls	Despachos Gls	Producción Gls	Despachos Gls	Producción Gls	Despachos Gls
Ene 08	1.232.840	1.961.650			1.232.840	1.961.650
Feb 08	2.056.354	2.222.150	37.246	0	2.093.600	2.222.150
Mar 08	2.118.395	1.823.190	82.352	0	2.200.747	1.823.190
Abr 08	1.627.261	2.433.200	28.833	12073	1.656.094	2.445.273
May 08	2.353.703	2.410.910	65.718	157921	2.419.421	2.568.831
Jun 08	3.582.828	3.552.420	46.850	59736	3.629.678	3.612.156
Jul 08	3.684.762	2.995.810	128.436	88933	3.813.198	3.084.743
Ago 08	2.156.091	2.573.630	225.150	165887	2.381.241	2.739.517
Sep 08	2.463.844	3.043.720	193.389	237404	2.657.233	3.281.124
Oct 08	3.843.196	4.080.450	84.027	131694	3.927.223	4.212.144
Nov 08	3.613.173	3.363.770	31.623	21009	3.644.796	3.384.779
Dic 08	3.702.171	3.813.750	43.362	0	3.745.533	3.813.750
<b>TOTAL Gls</b>	<b>32.434.618</b>	<b>34.274.650</b>	<b>966.986</b>	<b>874.657</b>	<b>32.168.764</b>	<b>33.187.657</b>
<b>TOTAL Bbl/d</b>	<b>2.116</b>	<b>2.236</b>	<b>63</b>	<b>57</b>	<b>2.098</b>	<b>2.165</b>

Fecha	OLEOFLORES S.A.		ODIN		BIO SC		TOTAL AÑO 2009	
	Producción Gls	Despachos Gls	Producción Gls	Despachos Gls	Producción Gls	Despachos Gls	Producción Gls	Despachos Gls
Ene 09	2.907.306	2.817.590	13.211				2.920.517	2.817.590
Feb 09	3.156.396	2.367.270	9.575	79.323			3.165.971	2.446.593
Mar 09	4.351.085	3.847.940	121.171	61.611	1.022.521		5.494.777	3.909.551
Abr 09	3.730.891	4.760.290			622.473	684.026	4.353.364	5.444.316
May 09					958.322	927.849		
Jun 09								
<b>TOTAL Gls</b>	<b>14.145.678</b>	<b>13.793.090</b>	<b>130.746</b>	<b>140.934</b>	<b>2.603.316</b>	<b>1.611.875</b>	<b>15.934.629</b>	<b>14.618.050</b>
<b>TOTAL Bbl/d</b>	<b>2.830</b>	<b>2.760</b>	<b>35</b>	<b>37</b>	<b>689</b>	<b>629</b>	<b>3.162</b>	<b>2.900</b>

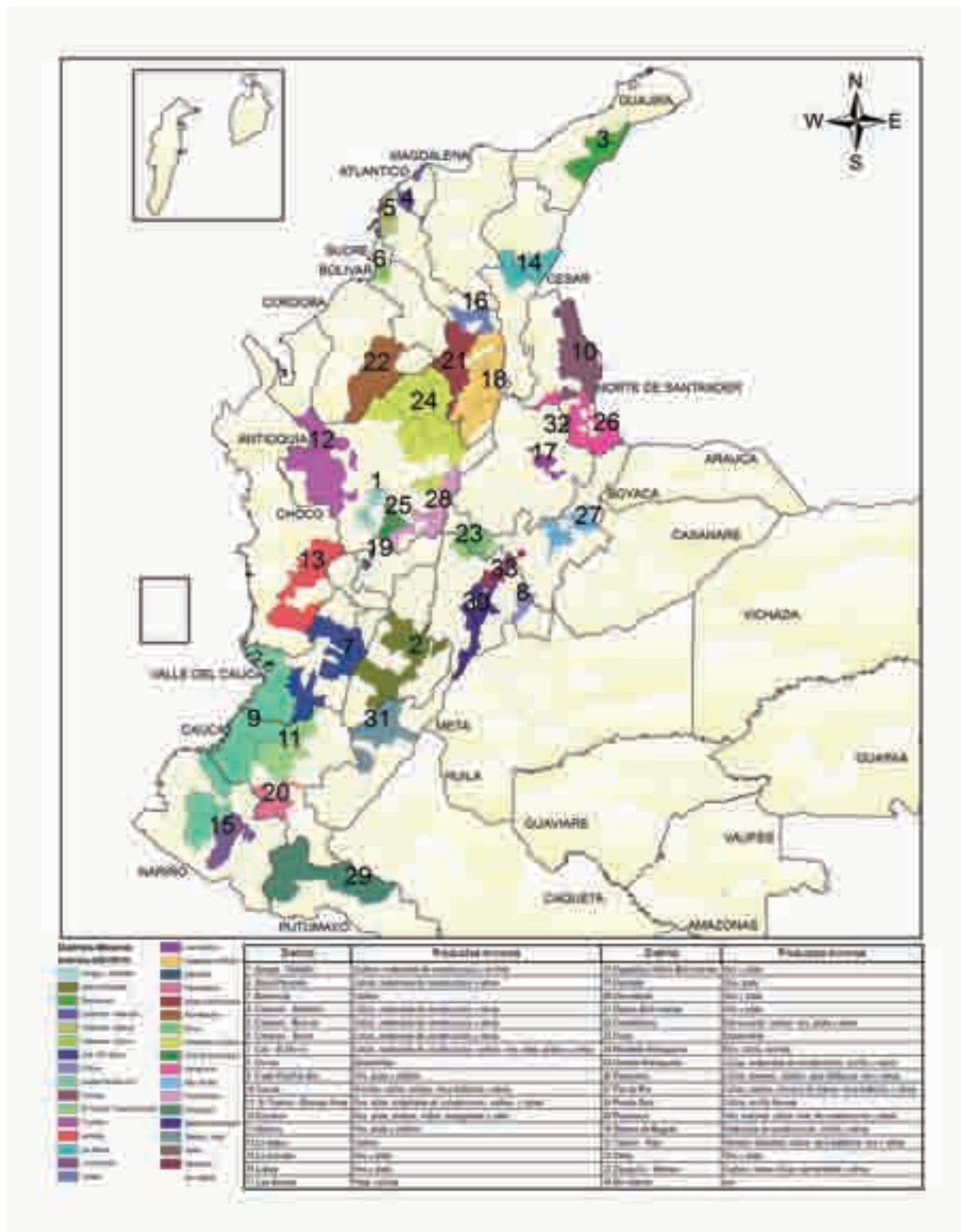
Fuente: Información Empresas productoras y Ministerio de Minas y Energía

Nota: Información sujeta a revisión y ajuste

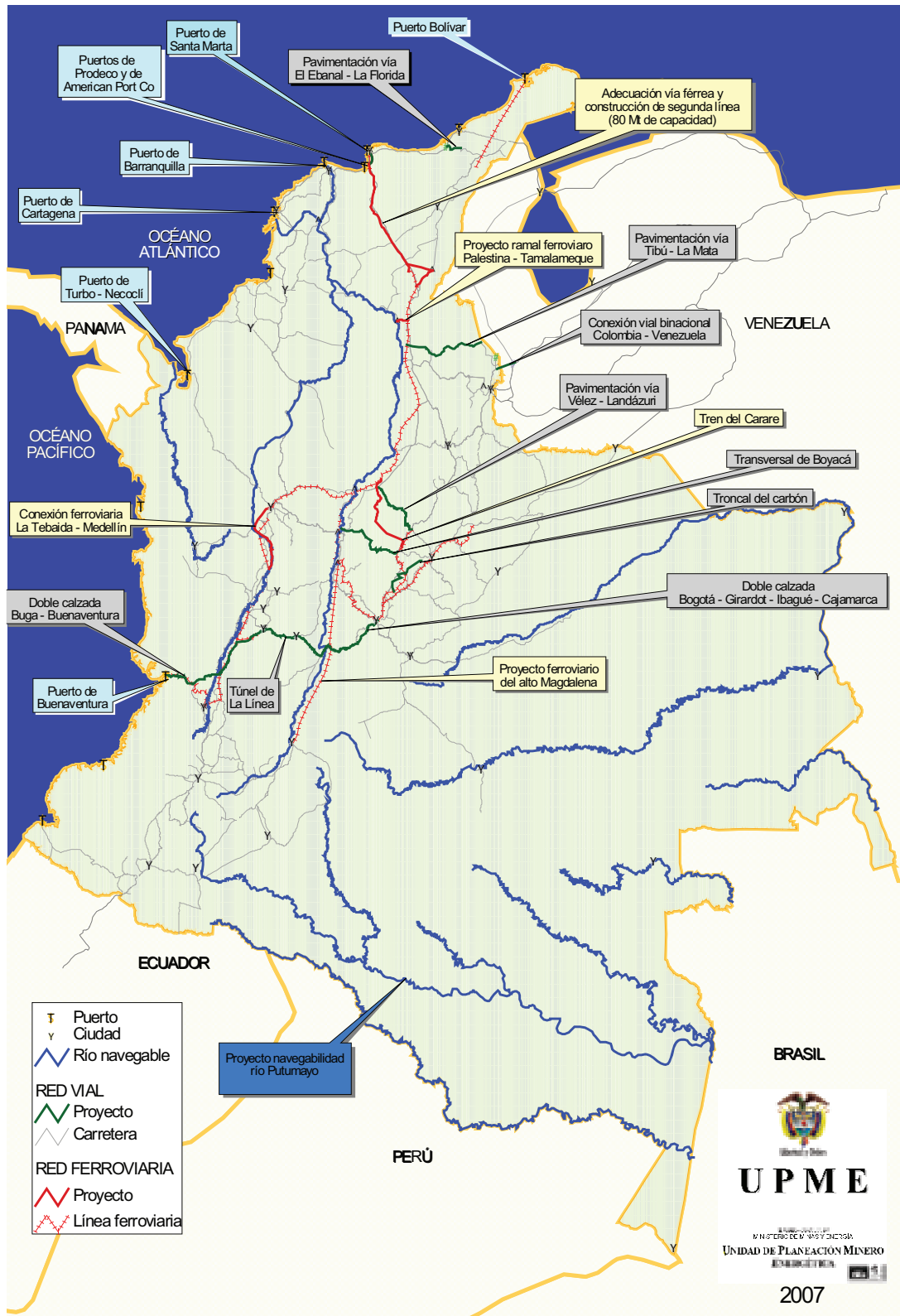
Elaboro: Subdirección de Información-UPME

**MINAS**

DISTRITOS MINEROS EN COLOMBIA



PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE

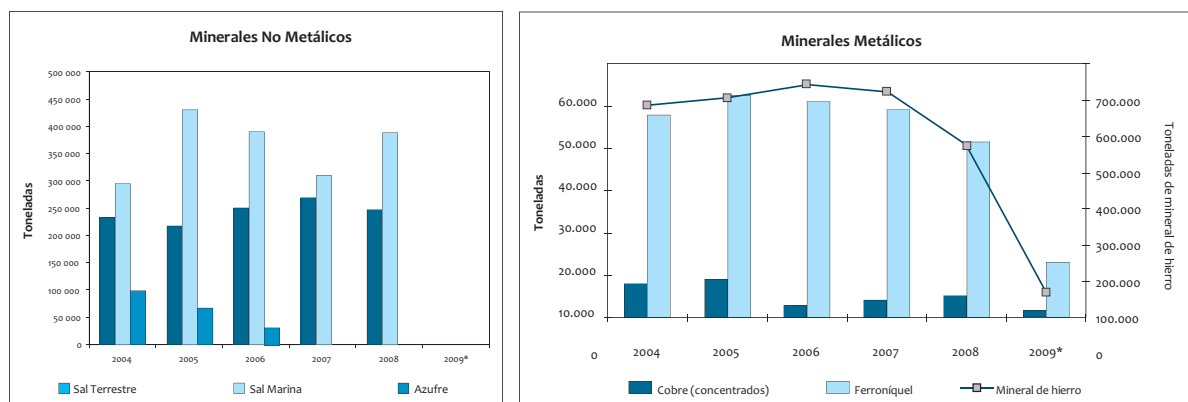


### PRODUCCIÓN MINERA NACIONAL 2004 - 2009

Mineral	Unidad	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
<b>MINERALES PRECIOSOS</b>							
Oro (1)	Kilogramos	37.738	35.783	15.683	15.482	34.321	11.418
Plata (1)	Kilogramos	8.542	7.142	8.399	9.765	9.162	1.931
Platino (1)	Kilogramos	1.209	1.082	1.438	1.526	1.370	209
<b>MINERALES NO METÁLICOS</b>							
Sal Terrestre (2)	Toneladas	231.721	215.962	248.245	266.941	245.170	no reporta
Sal Marina (2)	Toneladas	294.343	428.957	389.630	309.557	386.461	no reporta
Azufre (3)	Toneladas	97.586	64.660	30.018	* no reporta	no reporta	no reporta
Calizas (para cemento) (4)	Toneladas (**)	10.086.950	12.017.866	11.992.615	13.229.235	7.418.415	no reporta
<b>MINERALES METÁLICOS</b>							
Cobre (concentrados) (5)	Toneladas	7.840	8.756	2.902	4.196	5.248	1.722
Mineral de Hierro (6)	Toneladas	587.222	607.559	644.151	623.930	475.273	69.971
Ni contenido en Ferroniquel (7)	Toneladas (***)	48.016	52.749	51.137	49.248	41.636	13.105
<b>MINERALES COMBUSTIBLES</b>							
Carbón (1)	Miles de Toneladas	53.888	59.675	65.507	69.902	73.502	18.102
<b>PIEDRAS PRECIOSAS</b>							
Esmeraldas ****	Miles de Quilates	9.825	6.746	5.734	3.389	2.122	802

\* Primer trimestre 2009

### PRODUCCIÓN DE MINERALES INDUSTRIALES 2004 - 2009



Nota: series de carbón y caliza para cemento fueron actualizados, acorde con los reportes del último trimestre 2007 de Ingeominas e ICPC respectivamente

Fuente: 1. 1994 - 2000 Histórico MME; 2001 - 2003 Minercol 2004 en adelante Ingeominas. 2. IFI Concesión Salinas 3. Emicauca 4. ICPC 5. Miner S.A. 6. Acerías Paz del Río, Ingeominas 2004 en adelante. Según Banrep y Paz del Río la producción 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.

\*\* Resultado de multiplicar la producción de clinker reportada por el ICPC por un factor de 1,56.

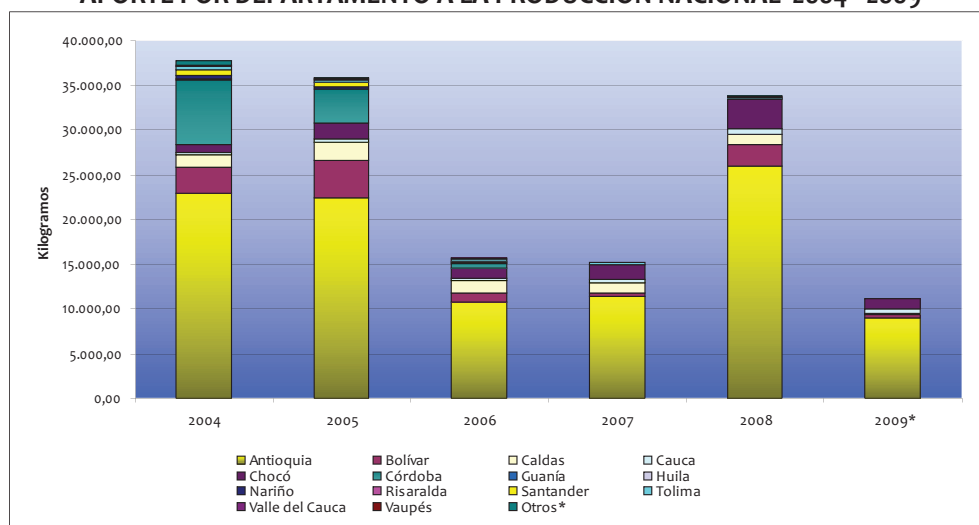
\*\*\* Factor de conversión de libras a toneladas: 1 lb = 453,6 g. La serie cambia acorde con los reportes hechos por Cerromatoso S.A.

\*\*\*\* Corresponde únicamente a registros de exportación de esmeraldas.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - mayo de 2009.



**APORTE POR DEPARTAMENTO A LA PRODUCCIÓN NACIONAL 2004 - 2009**



Fuente: 1994-2000 Histórico MME; 2001-2003 Minercol; 2004y 2005 a IV trimestre Ingeominas.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - mayo de 2009.

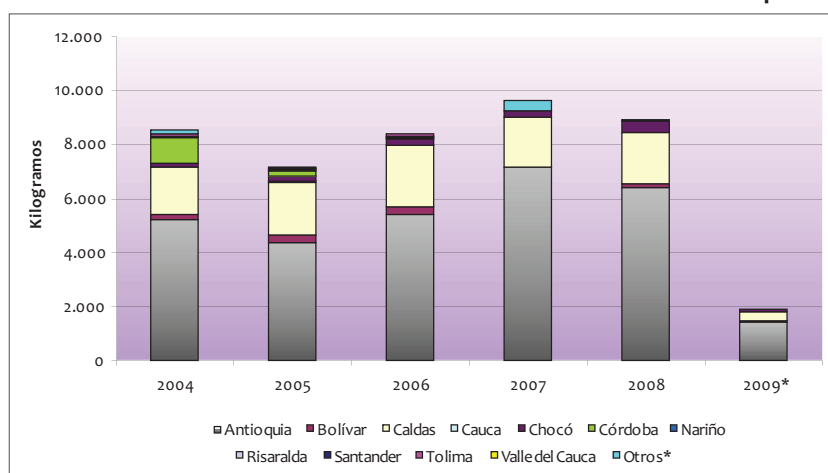
\* En 2004, se reportó en el departamento de Sucre una producción de 521,1 kg .

**PRODUCCIÓN DE PLATA POR DEPARTAMENTO 2004 - 2009**  
Kilogramos

Departamento	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Antioquia	5.197,85	4.363,55	5.429,39	7.151,53	6.392,72	1.437,35
Bolívar	204,29	269,20	285,54	9,50	130,15	24,94
Caldas	1.749,86	1.982,80	2.246,76	1.859,61	1.934,80	343,88
Cauca	33,55	11,39	19,20	9,90	101,98	2,24
Chocó	117,66	184,77	217,49	226,18	395,17	97,37
Córdoba	926,65	200,35	61,21	2,09	2,02	1,95
Nariño	13,97	14,36	6,52	11,85	18,00	4,21
Risaralda	12,51	9,07	10,02	11,13	9,36	2,83
Santander	45,00	20,97	20,50	8,13	26,58	1,29
Tolima	77,65	68,92	93,31	112,31	96,05	12,72
Valle del Cauca	2,85	1,75	1,24	0,68	5,40	1,25
Otros*	160,32	15,62	7,85	361,80	49,32	0,86
<b>Total Nacional</b>	<b>8.542,16</b>	<b>7.142,75</b>	<b>8.399,04</b>	<b>9.764,71</b>	<b>9.161,55</b>	<b>1.930,91</b>

\* Primer trimestre 2009

**APORTE POR DEPARTAMENTO A LA PRODUCCIÓN NACIONAL 2004 - 2009**



Fuente: 1994 - 2000 Histórico MME; 2001 - 2003 Minercol. 2004 en adelante Ingeominas.

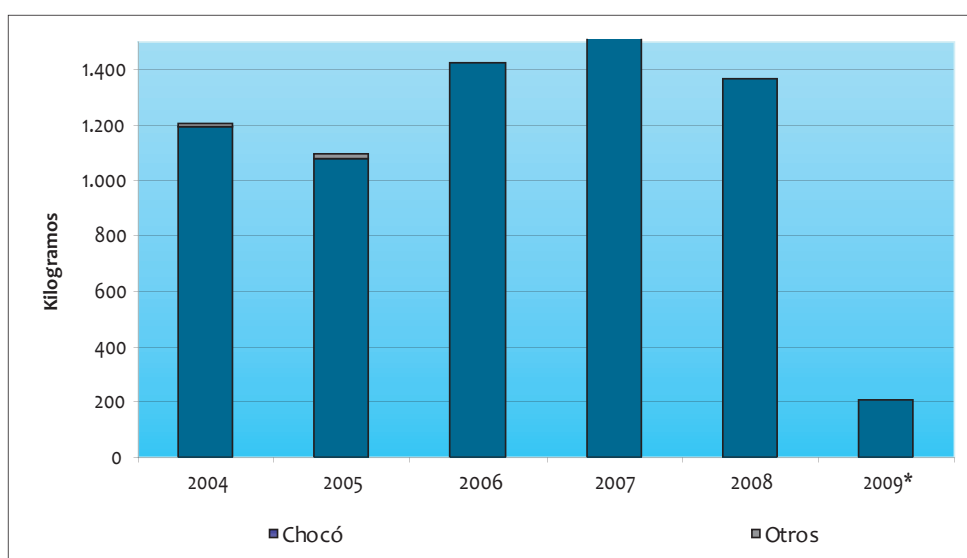
Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - mayo de 2009.

\* en otros se incluyen Guanía y Huila (con 3.297 y 4.357 respectivamente) y el resto lo producido por Caquetá, Putumayo, Quindío y Vaupes.

**PRODUCCIÓN DE PLATINO POR DEPARTAMENTO 2004 - 2009**  
Kilogramos

Departamento	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Antioquia	4,68	1,39	12,95	3,46	1,65	1,07
Bolívar	1,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cauca	1,68	1,44	1,22	1,01	0,69	0,00
Chocó	1.193,05	1.078,60	1.423,50	1.521,04	1.367,30	207,50
Córdoba	0,00	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00
Nariño	0,00	0,18	0,00	0,03	0,00	0,00
Valle del Cauca	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros	8,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total Nacional</b>	<b>1.208,95</b>	<b>1.082,35</b>	<b>1.437,67</b>	<b>1.525,54</b>	<b>1.369,64</b>	<b>208,57</b>

\* Primer trimestre 2009



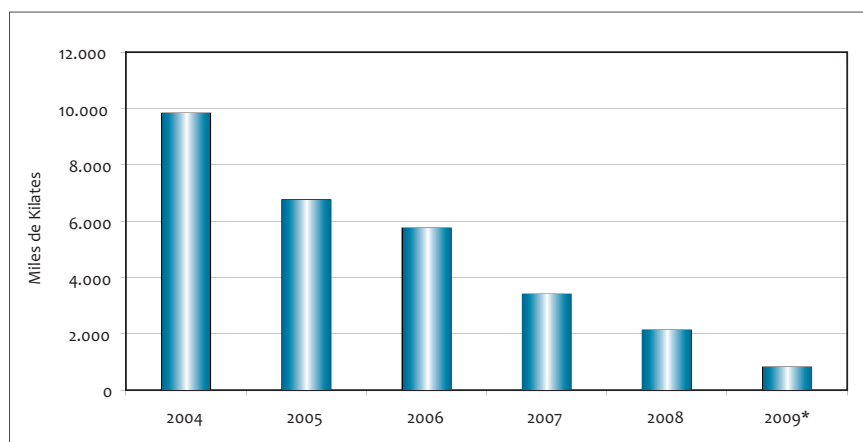
Fuente: 1994 - 2000 Histórico Ministerio de Minas y Energía. 2001 - 2003 Minercol - 2004. A IV Trim 2005 (pago de regalías).  
Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - mayo de 2009.

**EXPORTACIONES DE ESMERALDAS 2004 - 2009**  
Miles de quilates

Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Enero	1.486,59	1.582,13	1.320.924,30	870.950,36	67.844,99	79.979,99
Febrero	819,34	880,43	395.884,36	712.134,28	359.486,24	699.520,38
Marzo	705,46	418,58	271.717,20	220.089,38	31.146,36	22.506,86
Abril	426,28	426,52	137.910,52	153.524,23	646.809,19	
Mayo	821,86	58,64	808.756,94	102.119,42	105.483,23	
Junio	263,62	411,72	539.837,82	111.055,57	116.496,95	
Julio	1.235,86	403,29	211.486,21	26.122,46	78.287,95	
Agosto	1.098,79	586,95	205.599,60	59.299,63	200.283,58	
Septiembre	883,48	1.063,71	628.150,72	645.501,69	151.342,07	
Octubre	1.000,05	230,69	459.950,43	141.655,69	144.905,77	
Noviembre	714,43	320,78	585.658,48	264.713,17	133.097,26	
Diciembre	369,37	362,73	168.424,54	81.780,85	86.378,53	
<b>Total</b>	<b>9.825</b>	<b>6.746</b>	<b>5.734</b>	<b>3.389</b>	<b>2.122</b>	<b>802</b>

\* Primer trimestre 2009

## EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES 2004 - 2009



Fuente: 1994 - 1997 Mineralco. 1998 - 2003 Minercol Ltda. 2004, 2005 a IV Trimestre, Ingeominas con base en pago de regalías.  
Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - mayo de 2009.

**IMPUESTOS Y REGALÍAS RECAUDADOS DE LOS PRINCIPALES MINERALES 2004 - 2009**  
 Millones de pesos corrientes

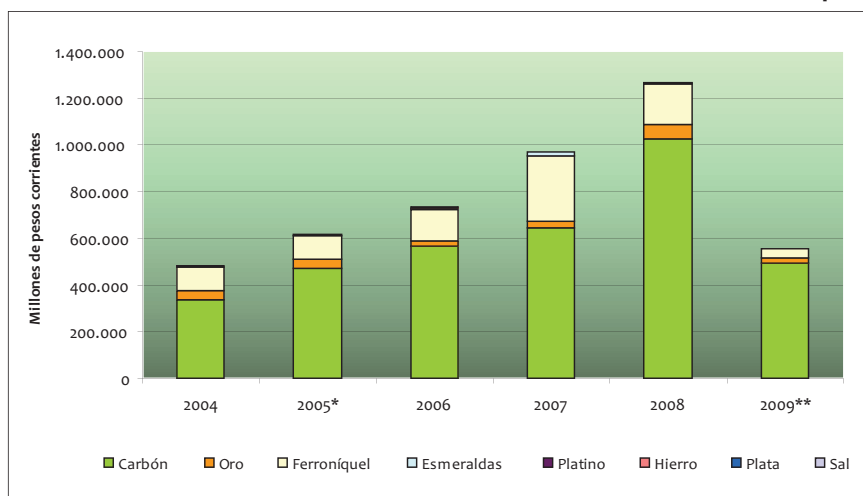
MINERAL	2004*	2005*	2006	2007	2008	2009**
Carbón	334.168	468.327	563.119	643.221	1.027.036	491.321
Oro(1)	39.154	38.568	26.329	29.765	56.589	24.614
Ferróniquel	76.488	106.271	134.917	281.779	174.063	38.415
Esmeraldas	2.205	3.661	5.623	12.297	6.749	873
Platino	3.418	i.m.p	i.m.p	i.m.p	i.m.p	i.m.p
Hierro	1.058	1.919	3.866	4.164	2.213	537
Plata	129	i.m.p	i.m.p	i.m.p	i.m.p	i.m.p
Sal***	1.550	1.855	1.973	1.883	1.829	No reporta
<b>Total</b>	<b>458.170</b>	<b>620.601</b>	<b>735.828</b>	<b>973.110</b>	<b>1.268.479</b>	<b>555.760</b>

i.m.p incluido en metales preciosos.

\*\* A abril de 2009.

\*\*\* Regalías de sal 2008 son generadas no giradas .

## EVOLUCIÓN DE APOORTE DE IMPUESTOS Y REGALÍAS POR MINERAL 2004 - 2009



Fuente: 1994 - 1995 Estimado Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 1996 - 2002 Memorias al Congreso (2000 - 2002, 2002 - 2003, 2003 - 2004). 2003, 2004 y a IV Trim 2005, Ingeominas.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - mayo de 2009.

nd: no disponible.

(1) total metales preciosos.

\* Dato corregido para ferróniquel, esmeraldas.

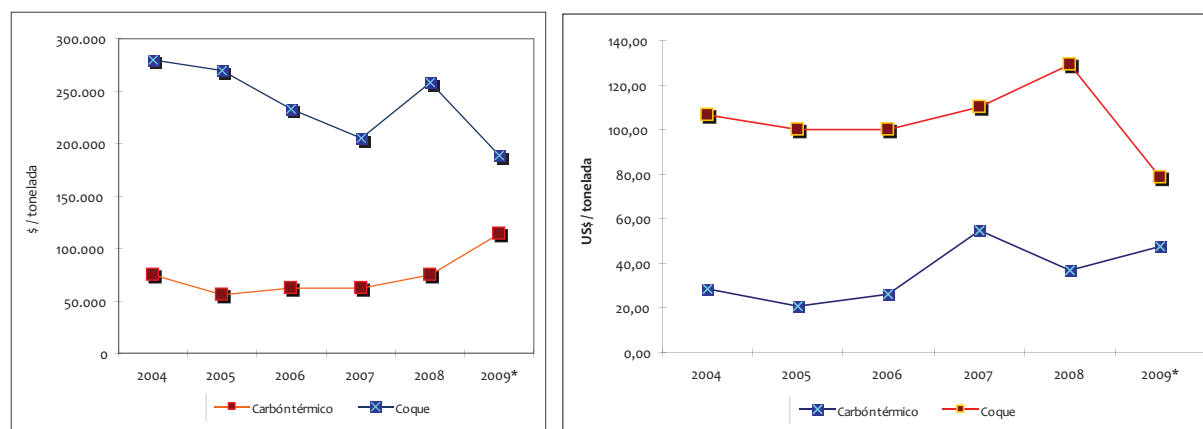
\*\* A abril de 2009.

\*\*\* Regalías liquidadas por producción directa de sal, reporte de IFI concesión de salinas.

## PRECIOS INTERNOS DE CARBÓN Y COQUE 2003 - 2008

Mineral	Unidades	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Carbón Térmico (1)	Corrientes / t	75.040	55.762	62.000	62.000	75.233	114.218
	US\$ / t (2)	28,57	20,66	26,00	55,00	37,00	47,42
Coque	Corrientes / t	280.000	270.000	233.000	205.000	258.000	189.000
	US\$ / t (2)	106,62	100,05	100,00	110,00	129,00	78,47

## EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS INTERNOS 2003 - 2008



Fuente 1994 - 1995: Estimado Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. 1996 - 2000 ISA y DANE (Encuesta Anual Manufacturera). 1999 - 2000 Memorias al Congreso. 2001 - 2005 Comercializadoras y Termoeléctricas.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - mayo de 2009.

\* Primer trimestre.

(1) Precio promedio reportado por termoeléctricas.

(2) Cálculo Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, con base en la TRM promedio de cada año.

PRECIOS FOB DE EXPORTACIÓN DE CARBÓN 2003 - 2008  
Dólares por tonelada (US\$/t)

Tipo de Carbón	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Antracitas	91,91	76,44	91,60	107,50	78,33	91,48	100,30	107,05	116,65	121,50
Hullas Térmicas	27,68	26,11	31,15	32,00	27,84	35,11	45,16	46,37	48,56	74,28
Las demás Hullas Térmicas	28,19	23,78	23,40	30,00	22,54	33,41	60,93	72,97	68,27	126,97
Coque y Semicoque	89,32	79,85	74,60	79,80	67,11	111,16	151,19	128,83	135,39	191,54

## POR PARTIDA ARANCELARIA

EXPORTACIONES - Por Partida Arancelaria - Período enero 1 de 2007 a diciembre 31 de 2008

## Grupo CARBONES

CARBONES	2007			2008		
	Fob_Dolares	Fob_Pesos	Total Kilos Neto	Fob_Dolares	Fob_Pesos	Total Kilos Neto
Bruto	639.947	1.310.691.971	5.485.837	720.938	1.393.397.480	5.932.590
2701110000 - Carbon antracita en bruto						
2701120010 - Carbón en bruto	3.068.169.001	6.428.028.702.183	63.372.272.330	4.481.080.573	8.743.322.051.270	60.326.970.621
2701120090 - Carbón metalúrgico	47.362.423	97.991.441.066	688.429.793	96.801.423	198.450.734.952	762.392.530
2701190000 - Otros carbones	10.877.724	23.308.421.890	101.988.195	14.967.230	27.725.488.010	72.927.612
2701200000 - Carbón procesado	29.395	58.530.542	119.980			
2704001000 - Coques y semicoques	153.660.773	315.862.195.381	1.147.776.753	449.474.785	857.784.087.585	2.346.598.498
2704002000 - Coques y semicoques				100	216.008	197
2704003000 - Carbón procesado	174.163	363.266.347	423.036	285.445	576.298.348	560.492

## EVOLUCIÓN PRECIOS FOB DE EXPORTACIÓN DE CARBÓN 2003 - 2008

	Antracitas	Hullas Térmicas	Las demás Hullas Térmicas	Coque y Semicoque
1996	79,50	34,32	30,50	75,00
1997	123,00	34,63	30,00	70,40
1998	93,30	30,46	28,00	89,60
1999	91,91	27,68	28,19	89,32
2000	76,44	26,11	23,78	79,85
2001	91,60	31,15	23,40	74,60
2002	107,50	32,00	30,00	79,80
2003	78,33	27,84	22,54	67,11
2004	91,48	35,11	33,41	111,16
2005	100,30	45,16	60,93	151,19
2006	107,05	46,37	72,97	128,83
2007	116,65	48,56	68,27	135,39
2008	#¡REF!	#¡REF!	#¡REF!	#¡REF!

FLUJOS DE INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA EN COLOMBIA SEGÚN ACTIVIDAD ECONÓMICA  
BALANZA DE PAGOS  
Millones de US\$

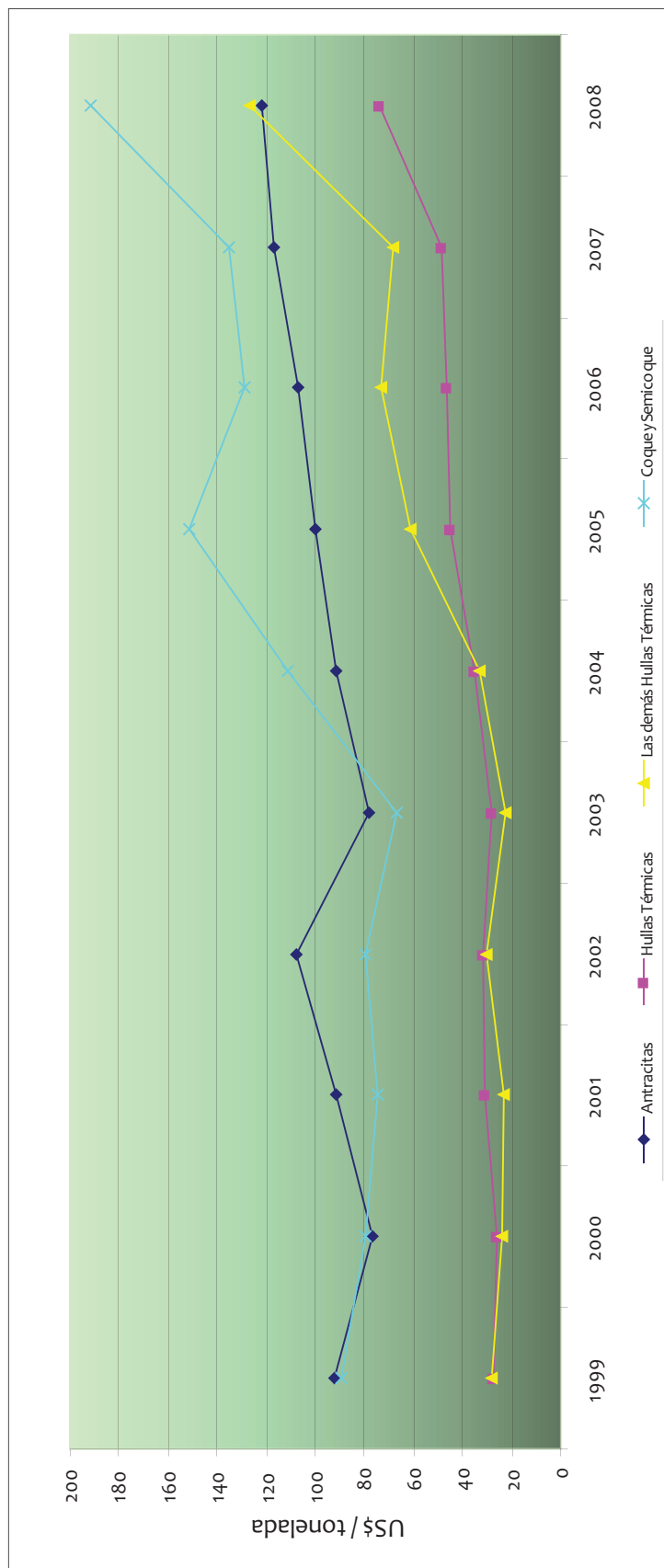
AÑOS		TOTAL	Sector petrolero	Subtotal Resto de sectores	Agricultura, Caza, Silvicultura Y Pesca	Minas y Canteras (incluye carbón)	Manufacturera	Electricidad, Gas y Agua	Construcción	Comercio, Restaurantes y Hoteles	Transportes, Almacenamiento y Comunicaciones	Establecimientos Financieros	Servicios Comunales
2006 p	I TRIM	1.199	348	851	3	423	197	5	38	107	137	29	13
	II TRIM	1.786	590	1.196	1	321	203	69	46	121	428	140	6
	III TRIM	1.666	529	1.137	2	484	222	8	48	121	92	157	2
	IV TRIM	2.006	528	1.477	10	554	181	74	23	175	403	196	8
	TOTAL	6.656	1.995	4.661	8	1.783	803	141	156	523	1.061	464	4
2007 p	I TRIM	2.059	663	1.396	14	3	877	6	48	247	69	131	7
	II TRIM	2.226	1.282	944	4	84	263	27	60	281	60	377	10
	III TRIM	2.364	710	1.654	12	535	424	16	46	98	121	393	9
	IV TRIM	2.400	679	1.721	10	652	303	74	56	177	165	418	14
	TOTAL	9.049	3.333	5.716	40	1.100	1.867	79	210	803	414	1.319	40
2008 p	I TRIM	2.822	692	2.129	13	740	282	20	69	450	302	281	13
	II TRIM	2.623	1.406	1.217	19	186	471	14	78	156	100	175	19
	III TRIM	2.606	688	1.918	20	730	281	16	112	195	181	356	27
	IV TRIM	2.513	785	1.729	16	460	340	19	65	229	162	424	14
	TOTAL	10.564	3.571	6.993	67	2.116	1.374	29	324	1.029	746	1.235	73

Fuente: Banco de la República - Subgerencia de Estudios Económicos.

pr: provisional. p: preliminar.

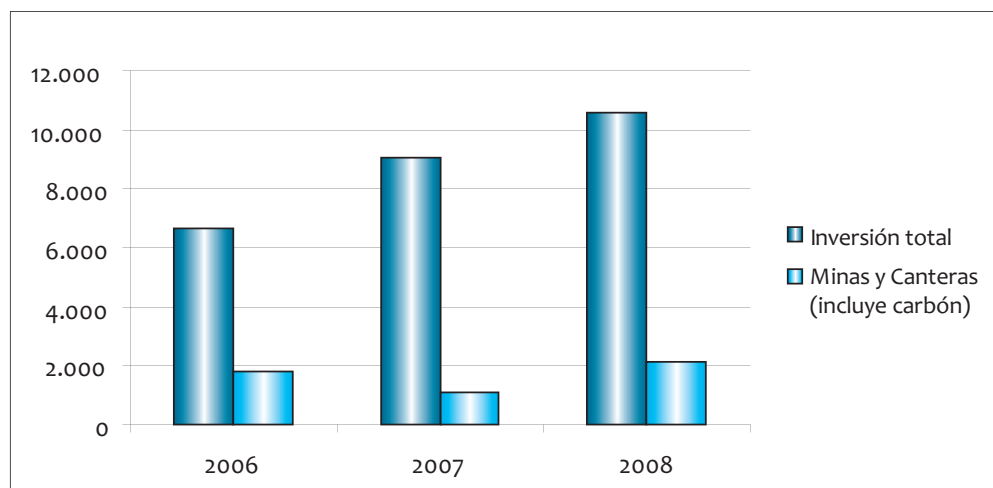
1/ El flujo de inversión reportado en balanza de pagos no coincide con la variación del saldo de registros, porque en la balanza se incorporan las estadísticas según la fecha de realización y no la de registro.

PRECIOS DE EXPORTACIÓN US\$ / ton



Fuente: datos de comercio exterior, Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE.  
 Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - mayo 2009.  
 \* Primer semestre.

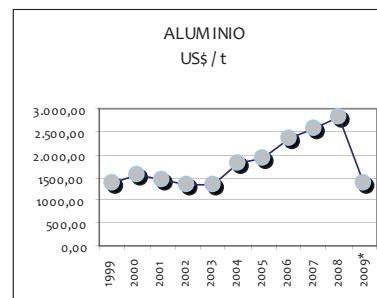
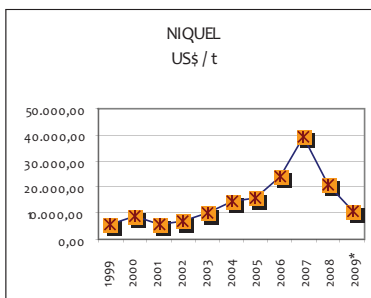
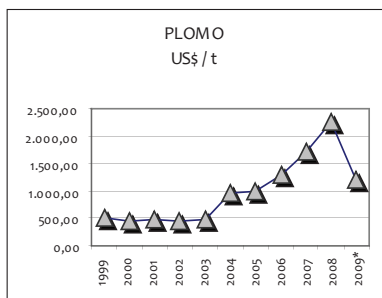
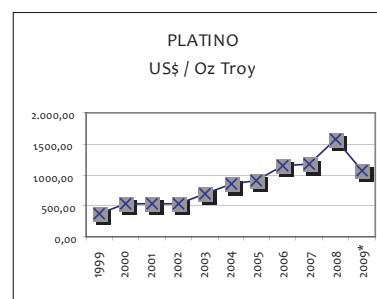
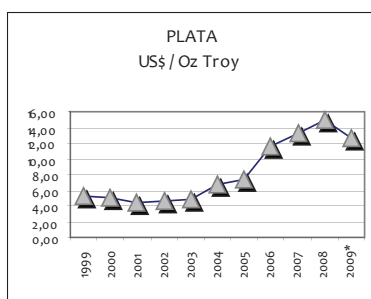
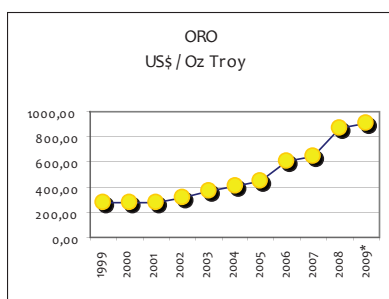
### INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA EN COLOMBIA Millones de US\$

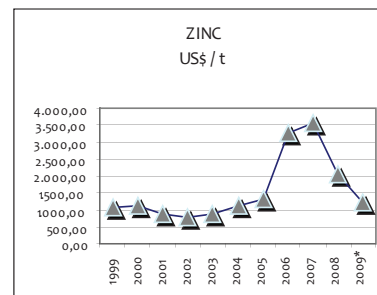
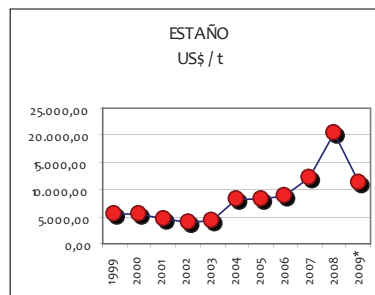
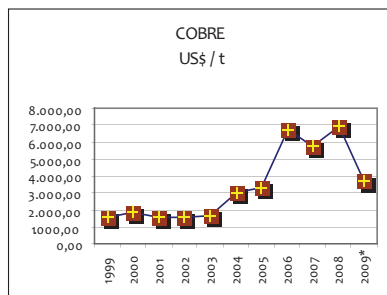


### PRECIOS INTERNACIONALES DE MINERALES PROMEDIO ANUAL 2003 - 2009

MINERAL	ORO	PLATA	PLATINO	ESTAÑO	PLOMO	ALUMINIO	COBRE	ZINC	NIQUEL
Año	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	529,60	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	1.142,31	8.764,00	1.288,00	2.363,00	6.718,00	3.273,00	24.232,00
2007	647,46	13,35	1.173,43	12.129,00	1.720,00	2.568,00	5.760,00	3.546,00	38.968,00
2008	871,79	14,96	1.569,75	20.325,82	2.256,15	2.826,27	6.927,40	2.024,70	20.936,69
2009*	904,02	12,58	1.056,57	11.183,85	1.211,95	1.374,30	3.682,16	1.223,03	10.643,98

\* Primer trimestre 2009





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](http://www.kitco.com/scripts/hist_charts/yearly_graphs.plx)

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - mayo de 2009.

nd: no disponible.

\* a abril.

**PRODUCTO INTERNO BRUTO TRIMESTRAL POR RAMAS DE ACTIVIDAD ECONÓMICA  
A PRECIOS CONSTANTES DEL AÑO 2000 SERIES DESESTACIONALIZADAS**  
Millones de pesos

Ramas de actividad	2.005					2.006				
	I	II	III	IV	ANUAL	I	II	III	IV	ANUAL
PIB Minas e Hidrocarburos	2.918.120	2.951.719	2.917.826	2.973.479	11.761.144	3.034.311	2.973.754	3.062.381	3.061.800	12.132.246
PIB Minas sin Hidrocarburos	931.474	933.926	900.758	954.036	3.720.194	995.690	909.404	1.012.033	1.029.678	3.946.805
Carbón mineral	400.089	407.829	395.520	419.418	1.622.856	455.050	386.946	450.109	481.435	1.773.540
Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio	1.986.646	2.017.793	2.017.068	2.019.443	8.040.950	2.038.621	2.064.350	2.050.348	2.032.122	8.185.441
Minerales metálicos	319.631	322.683	292.594	311.008	1.245.916	312.588	296.444	319.254	302.270	1.230.556
Minerales no metálicos	211.754	203.414	212.644	223.610	851.422	228.052	226.014	242.670	245.973	942.709
PRODUCTO INTERNO BRUTO	58.144.382	59.469.005	59.775.235	60.593.675	237.982.297	61.819.995	62.906.066	64.719.493	65.059.994	254.505.548

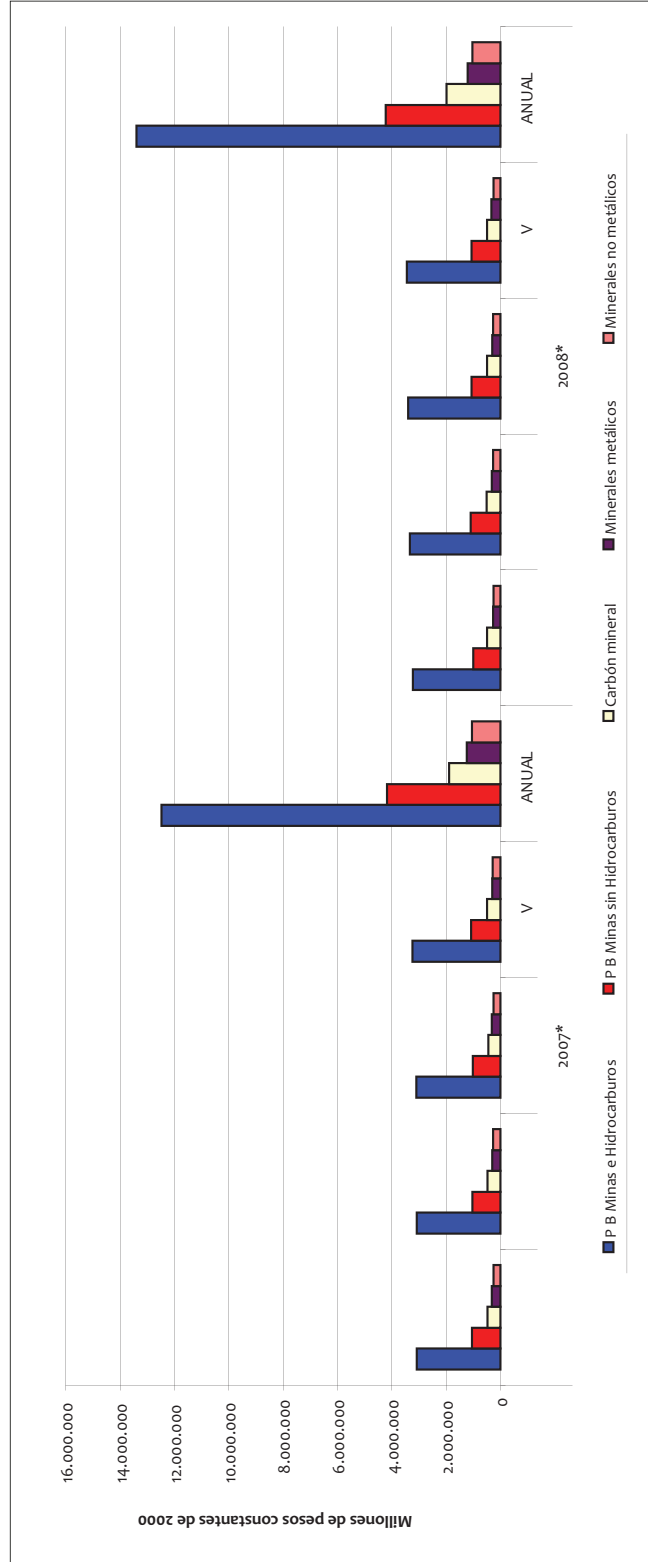
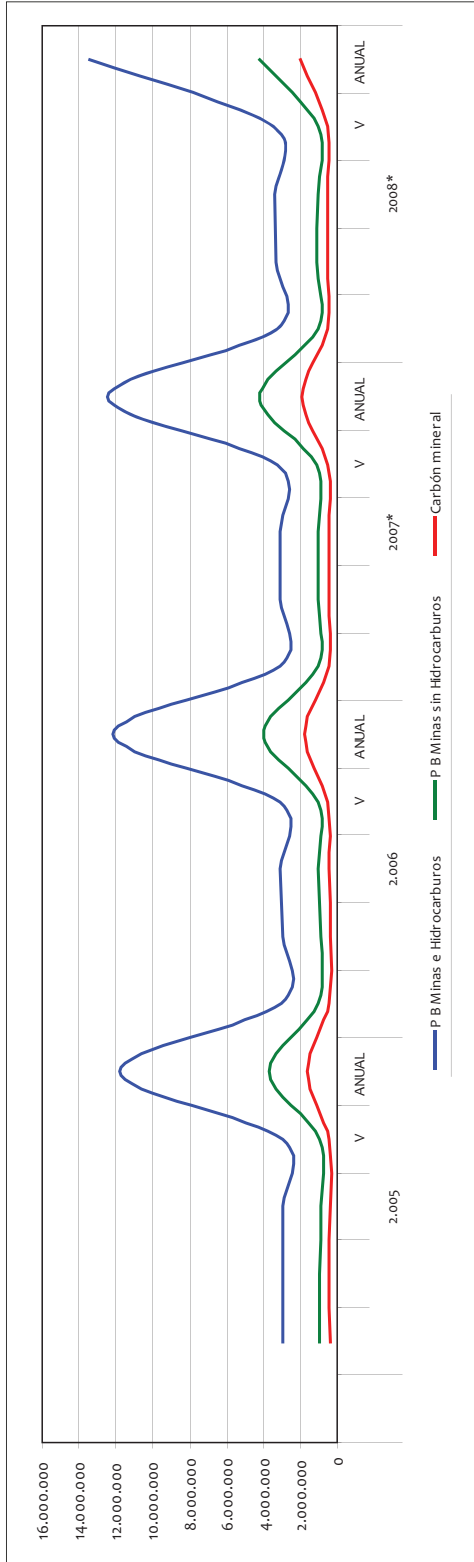
Ramas de actividad	2007*					2008*				
	I	II	III	IV	ANUAL	I	II	III	IV	ANUAL
PIB Minas e Hidrocarburos	3.084.228	3.077.859	3.088.641	3.231.464	12.482.192	3.223.182	3.328.506	3.397.142	3.445.158	13.393.988
PIB Minas sin Hidrocarburos	1.040.591	1.036.076	1.011.714	1.080.204	4.168.585	1.006.782	1.087.858	1.060.358	1.069.071	4.224.069
Carbón mineral	468.752	473.912	449.453	493.789	1.885.906	495.790	504.190	488.722	487.892	1.976.594
Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio	2.043.637	2.041.783	2.076.927	2.151.260	8.313.607	2.216.400	2.240.648	2.336.784	2.376.087	9.169.919
Minerales metálicos	319.139	297.974	315.709	298.299	1.231.121	264.560	312.328	307.827	325.903	1.210.618
Minerales no metálicos	252.700	264.190	246.552	288.116	1.051.558	246.432	271.340	263.809	255.276	1.036.857
PRODUCTO INTERNO BRUTO	67.055.004	67.720.280	68.611.527	70.323.446	273.710.257	69.813.617	70.378.934	70.588.197	69.852.258	280.633.006

Variación Anual	2.005	2006	2007	2008
	ANUAL	ANUAL	ANUAL	ANUAL
PIB Minas e Hidrocarburos	1,75%	3,16%	2,88%	7,30%
PIB Minas sin Hidrocarburos	7,54%	6,09%	5,62%	1,33%
Carbón mineral	9,12%	9,29%	6,34%	4,81%
Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio	-0,73%	1,80%	1,57%	10,30%
Minerales metálicos	3,19%	-1,23%	0,05%	-1,67%
Minerales no metálicos	11,35%	10,72%	11,55%	-1,40%
PRODUCTO INTERNO BRUTO	5,72%	6,94%	7,55%	2,53%

Variación Trimestral	2.005			2.006				2.007				2.008			
	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
PIB Minas e Hidrocarburos	1,15%	-1,15%	1,91%	2,0%	-2,0%	3,0%	0,0%	0,73%	-0,21%	0,35%	4,62%	-0,3%	3,27%	2,06%	1,41%
PIB Minas sin Hidrocarburos	0,26%	-3,55%	5,91%	4,4%	-8,7%	11,3%	1,7%	1,06%	-0,43%	-2,35%	6,77%	-6,8%	8,05%	-2,53%	0,82%
Carbón mineral	1,93%	-3,02%	6,04%	8,5%	-15,0%	16,3%	7,0%	-2,63%	1,10%	-5,16%	9,86%	0,4%	1,69%	-3,07%	-0,17%
Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio	1,57%	-0,04%	0,12%	0,9%	1,3%	-0,7%	-0,9%	0,57%	-0,09%	1,72%	3,58%	3,0%	1,09%	4,29%	1,68%
Minerales metálicos	0,95%	-9,32%	6,29%	0,5%	-5,2%	7,7%	-5,3%	5,58%	-6,63%	5,95%	-5,51%	-11,3%	18,06%	-1,44%	5,87%
Minerales no metálicos	-3,94%	4,54%	5,16%	2,0%	-0,9%	7,4%	1,4%	2,73%	4,55%	-6,68%	16,86%	-14,5%	10,11%	-2,78%	-3,23%
PRODUCTO INTERNO BRUTO	2,28%	0,51%	1,37%	2,0%	1,8%	2,9%	0,5%	3,07%	0,99%	1,32%	2,50%	-0,7%	0,81%	0,30%	-1,04%



PIB MINAS E HIDROCARBUROS

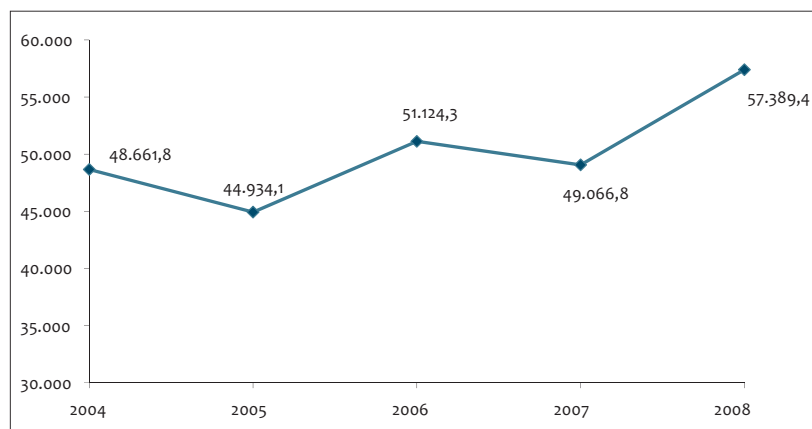


# ENERGÍA ELÉCTRICA

APORTES HÍDRICOS ACUMULADOS 2004 abril 2009						
GWh						
Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	2.093,6	2.225,7	2.363,8	2.209,9	2.623,5	3.400,4
Febrero	1.563,2	2.005,3	1.828,3	1.222,6	2.551,3	2.652,8
Marzo	2.355,9	1.904,9	3.460,1	2.178,3	2.914,2	3.471,6
Abril	3.688,0	3.488,9	5.387,1	4.208,9	3.236,4	4.057,2
Mayo	5.936,8	5.618,0	6.873,4	5.575,7	5.651,7	
Junio	6.496,2	4.844,5	6.119,2	6.025,2	6.640,7	
Julio	5.187,1	3.540,1	4.811,2	4.254,2	7.292,2	
Agosto	4.685,3	3.909,7	3.640,5	4.740,8	5.632,0	
Septiembre	4.100,3	4.112,1	3.258,7	4.256,6	4.645,1	
Octubre	4.526,1	4.801,0	4.834,9	5.849,9	5.416,6	
Noviembre	5.062,1	5.613,9	5.159,4	4.741,0	6.903,8	
Diciembre	2.967,3	2.870,0	3.387,7	3.803,7	3.881,8	
<b>Total</b>	<b>48.661,8</b>	<b>44.934,1</b>	<b>51.124,3</b>	<b>49.066,8</b>	<b>57.389,4</b>	<b>13.582,0</b>

#### APORTES HÍDRICOS ACUMULADOS 2004 - 2008

GWh

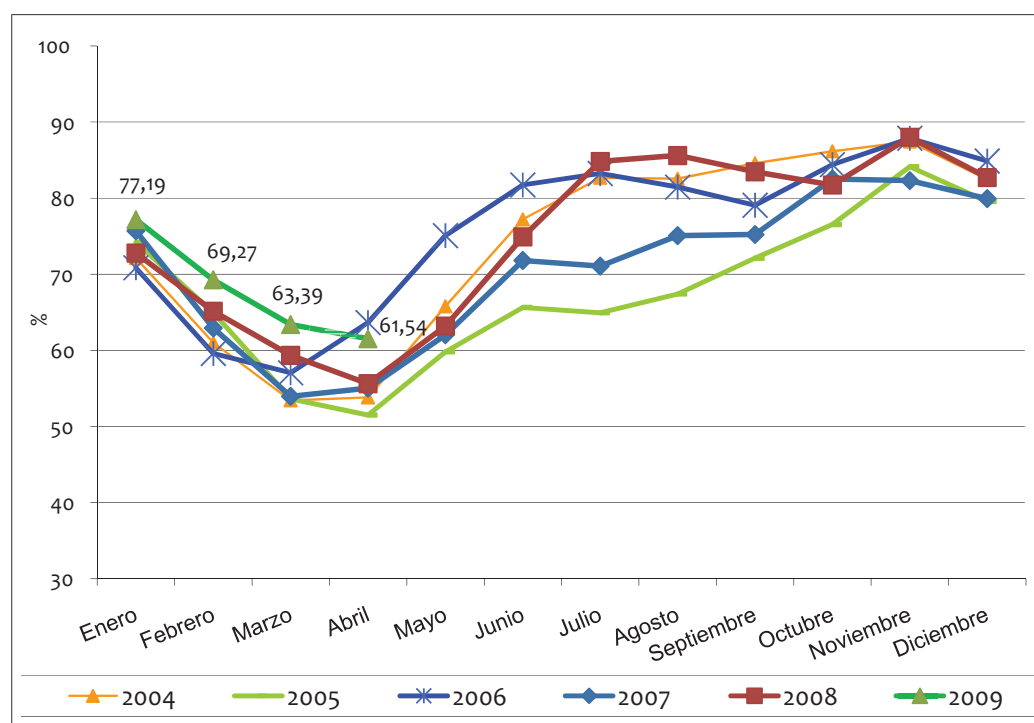


Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2009.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

EVOLUCIÓN MENSUAL DEL EMBALSE AGREGADO NACIONAL 2004 abril 2009						
(%)						
Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	72,14	74,22	70,86	75,70	72,79	77,19
Febrero	61,02	64,99	59,61	62,95	65,16	69,27
Marzo	53,44	53,64	57,06	53,97	59,35	63,39
Abril	53,83	51,52	63,67	55,05	55,64	61,54
Mayo	65,79	59,83	75,09	62,06	63,21	
Junio	77,23	65,65	81,74	71,81	74,93	
Julio	82,67	64,95	83,24	71,07	84,83	
Agosto	82,55	67,41	81,46	75,08	85,61	
Septiembre	84,59	72,11	79,07	75,23	83,47	
Octubre	86,16	76,54	84,41	82,51	81,73	
Noviembre	87,43	84,14	87,87	82,31	88,01	
Diciembre	82,47	79,56	84,88	79,93	82,72	
<b>Promedio año</b>	<b>74,1</b>	<b>67,9</b>	<b>75,7</b>	<b>70,6</b>	<b>74,8</b>	<b>67,8</b>

## EVOLUCIÓN MENSUAL DEL EMBALSE AGREGADO NACIONAL SIN 2004 - abril 2009



(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., mayo 2009.

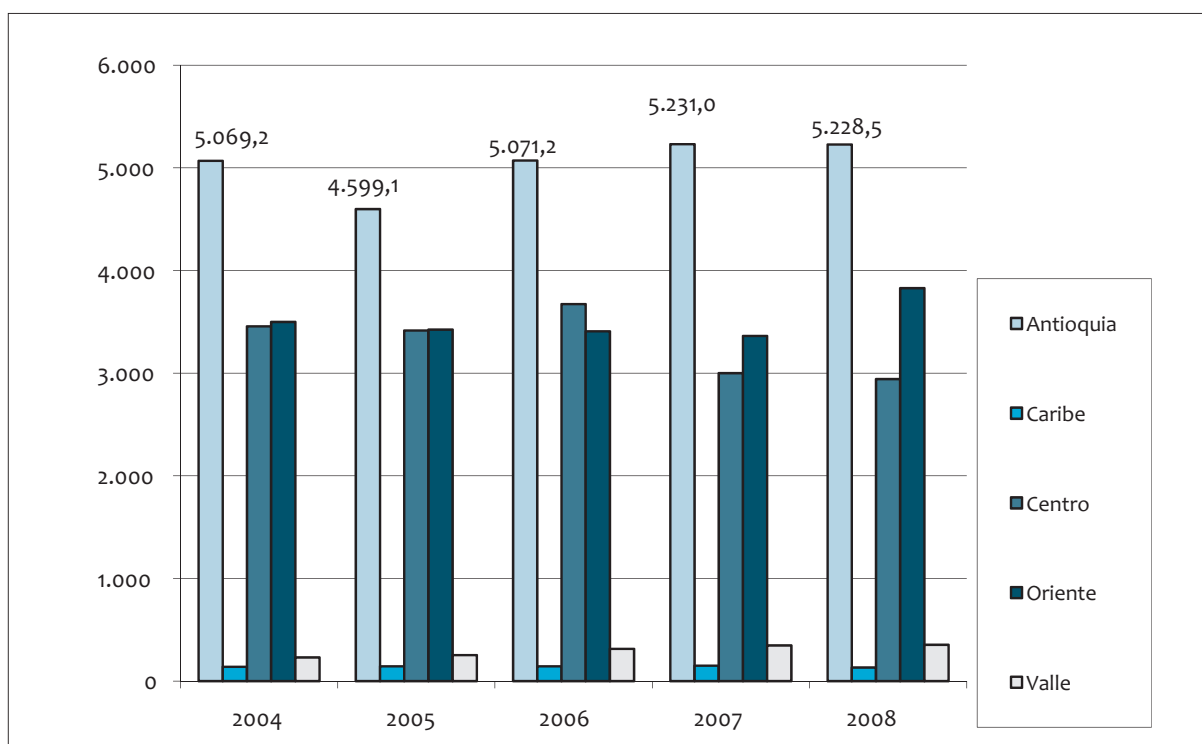
Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

VOLUMEN ÚTIL DE ENERGÍA POR EMBALSE (1) 2004 - 2008						
GWh						
Región	Embalse	2004	2005	2006	2007	2008
Antioquia	Miel I	195,2	174,0	117,3	124,3	174,3
	Miraflores	237,2	184,0	239,8	229,0	218,6
	Peñol	3.753,4	3.449,6	3.841,4	3.995,5	4.017,3
	Playas	69,8	72,5	64,1	85,9	48,2
	Porce II	34,9	25,7	25,6	41,7	13,8
	Punchiná	51,2	15,9	29,1	35,5	58,1
	Riogrande 2	336,1	326,6	364,3	366,2	314,7
	San Lorenzo	353,0	326,6	349,2	310,4	383,5
	Troneras	38,5	24,2	40,3	42,5	14,74
	<b>Total</b>	<b>5.069,2</b>	<b>4.599,1</b>	<b>5.071,2</b>	<b>5.231,0</b>	<b>5.228,5</b>
Caribe	Urrá 1	140,2	144,1	144,0	149,8	132,6
Centro	Agregado Bogotá	3.219,6	3.206,5	3.434,6	2.750,8	2.698,9
	Betania	138,5	111,7	125,5	131,1	129,3
	Muña	52,3	47,3	59,5	59,2	56,1
	Prado	45,6	49,8	54,1	59,6	58,2
		<b>Total</b>	<b>3.455,9</b>	<b>3.415,2</b>	<b>3.673,7</b>	<b>3.000,7</b>
Oriente	Chuza	714,6	623,8	660,4	792,3	946,6
	Esmeralda	1.005,0	1.057,0	1.079,5	1.000,8	1.051,9
	Guavio	1.779,6	1.744,2	1.668,5	1.568,7	1.830,0
		<b>Total</b>	<b>3.499,2</b>	<b>3.425,0</b>	<b>3.408,3</b>	<b>3.361,8</b>

Continúa

Valle	Alto Anchicayá	9,8	3,4	26,4	3,1	11,8
	Calima 1	102,3	105,1	142,7	204,0	192,4
	Salvajina	118,2	145,2	145,5	140,1	149,0
	<b>Total</b>	<b>230,3</b>	<b>253,6</b>	<b>314,5</b>	<b>347,2</b>	<b>353,1</b>
<b>Total SIN</b>		<b>12.394,8</b>	<b>11.837,0</b>	<b>12.611,7</b>	<b>12.090,4</b>	<b>12.485,1</b>

**VOLUMEN ÚTIL DE ENERGÍA POR EMBALSE (1)**  
2004 - 2008  
GWh



(1) Volumen Útil Diario: volumen almacenado por encima del Nivel Mínimo Técnico último día del mes de diciembre de año, reportado por los agentes.

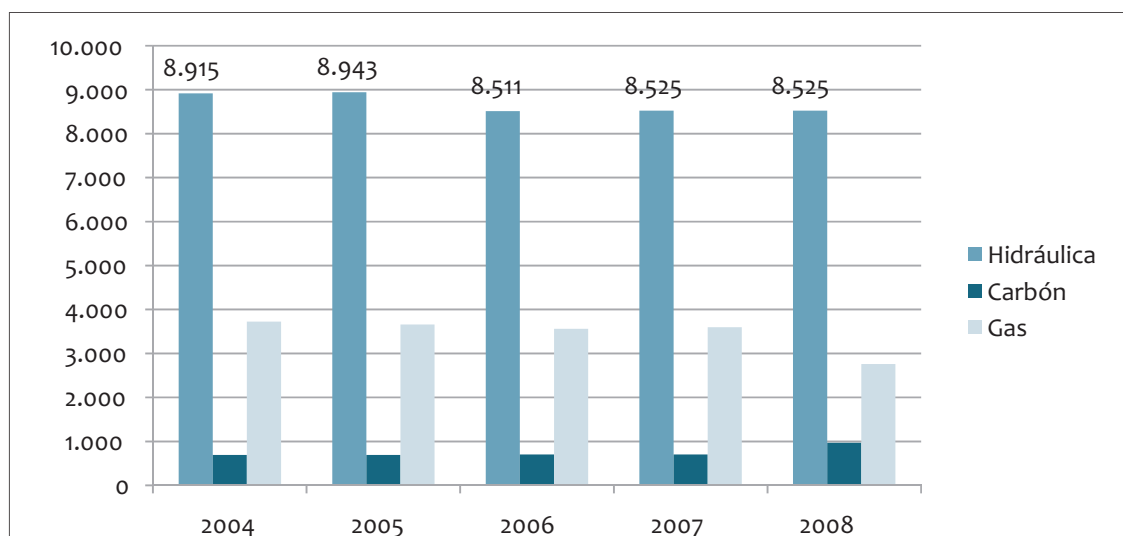
Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2009.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA POR TIPO DE FUENTE (1)								
2004 2008								
MW								
Año	Hidráulica	%	Carbón	Gas	Eólica	Otros*	%	Total
2004	8.915	66,5	692	3.724	19,5	48	33,5	13.399
2005	8.943	67,0	694	3.659	9,8	43	33,0	13.348
2006	8.511	64,1	700	3.562	18,4	486	35,9	13.277
2007	8.525	63,6	700	3.598	18,4	569	36,0	13.410
2008	8.525	63,4	967	2.757	18,4	1.189	37,0	13.456

\*: Para el año 2008 otros incluye Combustóleo, ACPM y Fuel Oil.

**CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA POR TIPO DE FUENTE (1) 2004 - 2008**  
MW



Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2009.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

CAPACIDAD EFECTIVA NETA 2008					
MW					
Empresa	Hidráulica	Térmica	Menor Cogenerador	Participación	TOTAL
Emgesa	2.340	411	110	0,21	2.861
EPM	1.984	460	171	0,19	2.615
Isagen	1.806	280	20	0,16	2.106
Gecelca		1.178		0,09	1.178
Epsa	892	205	27	0,08	1.124
Aes Chivor	1.000			0,07	1.000
Flores		441		0,03	441
Urrá	338			0,03	338
Gestión Energética		321		0,02	321
Termocandelaria		312		0,02	312
Chec	165	51	35	0,02	251
Termoemcali		229		0,02	229
Merilétrica		167		0,01	167
Termotasajero		155		0,01	155
Proeléctrica		90		0,01	90
El Morro			54	0,00	54
Essa		13	20	0,00	33
Termoyopal		30		0,00	30
Otras			152	0,01	152
<b>Total</b>	<b>8.525</b>	<b>4.343</b>	<b>589</b>		<b>13.457</b>

Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2009.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME Subdirección de Información.

## MEMORIAS AL CONGRESO DE LA REPÚBLICA 2008 - 2009

GENERACIÓN REAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2004 - 2008							
Gwh							
Mes	GENERACIÓN HIDRÁULICA SIN	GENERACIÓN TÉRMICA CARBÓN	GENERACIÓN TÉRMICA GAS	GENERACIÓN TÉRMICA SIN	GENERACIÓN DE COGENERADORES	GENERACIÓN DE MENORES	GENERACIÓN REAL
Ene	3.115,7	189,7	534,1	723,8	8,5	127,2	3.975,2
Feb	2.949,6	207,8	616,9	824,7	9,3	111,7	3.895,3
Mar	3.048,0	233,9	759,0	993,0	10,4	121,7	4.173,1
Abr	3.002,8	209,9	585,9	795,8	6,0	135,5	3.940,2
May	3.250,5	181,8	447,9	629,7	10,4	172,1	4.062,7
Jun	2.915,9	112,6	643,4	756,0	10,9	195,0	3.877,8
Jul	3.242,8	120,6	494,6	615,2	10,9	169,4	4.038,2
Ago	3.296,6	84,9	566,0	650,9	11,6	175,0	4.134,0
Sep	3.052,0	68,6	714,9	783,5	10,5	167,1	4.013,1
Oct	3.367,9	73,1	521,8	594,9	10,4	174,3	4.147,5
Nov	3.465,9	81,7	315,4	397,1	9,8	201,2	4.074,0
Dic	3.401,5	69,8	594,3	664,0	11,1	161,8	4.238,5
<b>2004</b>	<b>38.109,4</b>	<b>1.634,3</b>	<b>6.794,2</b>	<b>8.428,4</b>	<b>119,7</b>	<b>1.912,0</b>	<b>48.569,5</b>
Ene	3.245,7	158,9	543,3	702,2	10,8	152,9	4.111,5
Feb	3.022,4	90,0	573,3	663,4	10,3	139,8	3.835,9
Mar	3.301,3	71,6	630,3	701,9	10,8	169,8	4.183,8
Abr	3.119,2	81,6	747,5	829,1	10,0	184,1	4.142,4
May	3.411,7	158,0	447,9	605,9	5,4	217,4	4.240,4
Jun	3.243,1	105,3	552,0	657,3	10,1	203,0	4.113,5
Jul	3.270,2	213,1	590,3	803,4	10,1	158,6	4.242,3
Ago	3.211,6	311,4	700,0	1.011,5	10,4	124,2	4.357,6
Sep	3.009,3	304,2	795,6	1.099,8	9,8	144,2	4.263,0
Oct	3.430,8	218,0	454,9	672,9	8,6	213,8	4.326,1
Nov	3.413,7	96,7	508,6	605,3	9,5	214,5	4.243,1
Dic	3.315,4	277,0	583,8	860,7	7,9	186,2	4.370,2
<b>2005</b>	<b>38.994,4</b>	<b>2.085,6</b>	<b>7.127,6</b>	<b>9.213,2</b>	<b>113,7</b>	<b>2.108,6</b>	<b>50.429,8</b>
Ene	3.405,8	318,7	334,1	652,7	8,1	186,0	4.252,7
Feb	3.249,0	222,2	375,8	598,0	8,6	165,8	4.021,4
Mar	3.235,3	261,6	692,6	954,1	8,0	201,9	4.399,3
Abr	3.249,0	108,4	572,6	681,0	6,3	220,4	4.156,7
May	3.428,3	135,6	566,8	702,4	8,1	225,4	4.364,2
Jun	3.464,5	129,9	431,6	561,6	7,4	226,6	4.260,0
Jul	3.645,7	180,0	404,7	584,6	8,1	218,4	4.456,9
Ago	3.513,6	180,5	609,5	790,0	8,5	188,5	4.500,6
Sep	3.188,4	343,5	711,2	1.054,8	9,4	181,7	4.434,3
Oct	3.198,3	269,6	898,8	1.168,5	8,7	197,2	4.572,6
Nov	3.246,3	180,6	741,1	921,7	7,1	233,1	4.408,2
Dic	3.464,5	257,5	547,2	804,6	5,9	238,1	4.513,1
<b>2006</b>	<b>40.288,8</b>	<b>2.588,0</b>	<b>6.886,0</b>	<b>9.474,0</b>	<b>94,1</b>	<b>2.483,2</b>	<b>52.340,0</b>
Ene	3.361,0	301,9	554,7	856,6	5,5	194,7	4.417,8
Feb	2.930,9	347,5	729,7	1.077,2	5,7	153,1	4.166,8
Mar	3.154,6	381,1	848,4	1.229,5	6,0	201,0	4.591,2
Abr	3.307,4	269,9	443,8	713,7	3,9	236,6	4.261,6
May	3.624,0	268,3	378,3	646,5	4,9	235,8	4.511,2
Jun	3.431,6	198,8	443,0	641,7	6,1	263,9	4.343,4
Jul	3.595,5	215,6	503,4	719,0	7,4	227,5	4.549,4
Ago	3.568,7	246,5	522,8	769,3	7,8	225,5	4.571,3
Sep	3.657,8	167,7	442,7	610,4	7,3	205,2	4.480,7
Oct	3.635,5	134,7	572,6	707,3	7,1	234,7	4.584,4
Nov	3.934,9	84,5	245,4	329,9	6,0	243,1	4.513,9
Dic	3.620,7	287,3	453,2	740,4	4,9	268,5	4.634,6
<b>2007</b>	<b>41.822,6</b>	<b>2.903,7</b>	<b>6.137,8</b>	<b>9.041,5</b>	<b>72,6</b>	<b>2.689,9</b>	<b>53.626,1</b>
Ene	3.437,9	309,8	515,8	825,6	4,2	217,7	4.485,4
Feb	3.395,1	358,0	368,8	726,8	4,4	198,4	4.324,8
Mar	3.356,0	290,9	474,8	765,7	4,9	237,6	4.364,1
Abr	3.335,2	334,8	569,2	904,0	3,7	224,9	4.467,8
May	3.319,4	300,1	634,0	934,1	2,2	251,5	4.507,2
Jun	3.511,8	189,3	402,3	591,6	4,4	285,3	4.393,1
Jul	3.771,5	137,4	383,7	521,2	6,7	295,6	4.594,9
Ago	3.882,8	99,7	332,9	432,6	6,8	288,9	4.611,2
Sep	3.836,8	80,6	443,1	523,7	4,0	268,5	4.633,0
Oct	3.982,2	106,9	407,3	514,1	1,6	276,7	4.774,6
Nov	3.757,4	125,8	361,9	487,8	4,1	264,4	4.513,7
Dic	3.933,8	152,8	353,3	506,1	4,8	280,6	4.725,3
<b>2008</b>	<b>43.520,0</b>	<b>2.486,1</b>	<b>5.247,1</b>	<b>7.733,2</b>	<b>51,9</b>	<b>3.089,9</b>	<b>54.395,0</b>

Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2009.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

COSTO EQUIVALENTE EN ENERGÍA ESTIMADO DEL CARGO POR CAPACIDAD CEE 2004 abril 2009						
\$/kWh						
Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	32,56	28,60	26,58	28,94	26,45	29,37
Febrero	33,12	30,13	28,14	29,29	25,97	31,00
Marzo	29,96	27,16	25,03	28,77	25,04	34,84
Abril	31,80	28,24	26,75	26,70	24,07	33,55
Mayo	29,93	27,56	26,79	27,15	23,47	
Junio	32,64	27,87	28,79	24,89	23,62	
Julio	30,55	27,14	29,05	25,20	24,41	
Agosto	29,54	25,95	26,51	25,52	24,30	
Septiembre	29,14	26,76	26,85	27,20	25,72	
Octubre	28,88	25,95	26,12	25,88	28,88	
Noviembre	29,33	26,51	25,68	26,19	32,42	
Diciembre	28,37	25,58	29,77	27,25	31,11	

COSTO EQUIVALENTE REAL DE ENERGÍA CERE 2004 abril 2009						
\$/kWh						
Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	32,94	26,42	24,35	29,54	26,77	33,74
Febrero	35,84	27,60	25,72	28,97	25,82	36,46
Marzo	31,49	25,95	24,05	28,47	26,53	36,24
Abril	32,85	25,78	26,50	28,80	25,16	32,70
Mayo	31,63	25,43	26,29	26,01	24,90	
Junio	32,51	25,36	28,67	26,74	27,74	
Julio	31,07	24,04	25,11	26,04	26,01	
Agosto	30,16	23,46	24,14	29,25	27,71	
Septiembre	30,94	23,51	23,98	26,85	30,59	
Octubre	30,25	23,38	22,35	26,82	33,02	
Noviembre	30,55	23,71	23,55	27,89	33,33	
Diciembre	30,71	23,82	29,34	27,74	31,47	

COSTO DE RACIONAMIENTO 2004 abril 2009						
\$/kWh						
Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	453,65	478,60	497,65	524,31	554,16	596,69
Febrero	457,67	482,55	497,65	528,33	560,02	600,21
Marzo	463,18	487,47	507,87	534,52	568,47	605,23
Abril	467,73	491,24	511,44	541,00	573,06	608,25
Mayo	469,88	493,39	513,73	545,87	577,14	610,21
Junio	471,65	495,41	515,41	547,50	582,51	
Julio	474,49	497,40	516,98	548,18	587,54	
Agosto	474,36	497,62	519,12	549,08	590,37	
Septiembre	474,49	497,65	521,15	548,35	591,50	
Octubre	475,89	499,77	522,65	548,80	590,37	
Noviembre	475,86	500,92	521,89	548,84	592,41	
Diciembre	477,16	501,48	523,13	551,44	594,07	

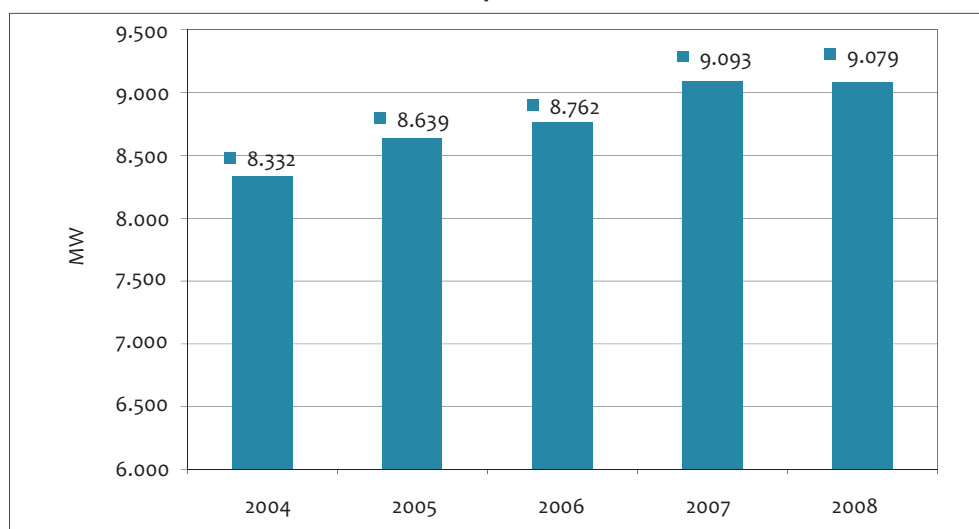
Fuente: XM, mayo 2009.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME Subdirección de Información.



DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA 2004 abril 2009						
MW						
Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	7.817	7.797	8.113	8.429	8.474	8.493
Febrero	7.970	7.943	8.104	8.509	8.678	8.568
Marzo	8.221	8.085	8.165	8.503	8.529	8.500
Abril	7.925	8.103	8.183	8.515	8.638	8.596
Mayo	8.081	7.999	8.196	8.505	8.707	
Junio	7.883	7.928	8.074	8.411	8.541	
Julio	7.813	7.951	8.225	8.373	8.524	
Agosto	7.773	8.107	8.266	8.419	8.540	
Septiembre	7.761	8.109	8.413	8.614	8.709	
Octubre	7.797	8.078	8.494	8.784	8.763	
Noviembre	7.969	8.228	8.447	8.833	8.800	
Diciembre	8.332	8.639	8.762	9.093	9.079	
<b>Maxima</b>	<b>8.332</b>	<b>8.639</b>	<b>8.762</b>	<b>9.093</b>	<b>9.079</b>	<b>8.596</b>

DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA  
2004 - 2008



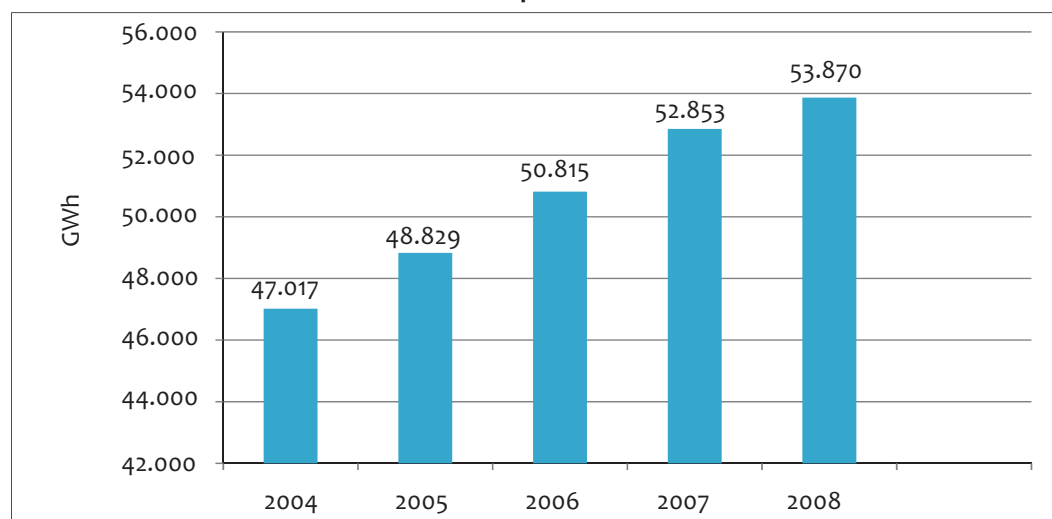
Fuente: XM, mayo 2009.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL* 2004 abril 2009						
GWh						
Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	3.810,4	3.946,8	4.096,6	4.309,5	4.418,5	4.464,7
Febrero	3.743,7	3.708,7	3.880,9	4.067,0	4.314,8	4.177,2
Marzo	4.027,5	4.089,0	4.268,5	4.511,3	4.363,5	4.560,1
Abril	3.790,6	4.056,0	4.039,6	4.242,7	4.470,3	4.406,1
Mayo	3.931,1	4.110,8	4.287,5	4.474,8	4.513,1	
Junio	3.835,6	4.003,6	4.152,4	4.314,8	4.377,9	
Julio	3.937,5	4.090,5	4.324,5	4.468,6	4.595,4	
Agosto	4.027,2	4.195,7	4.369,1	4.507,8	4.546,6	
Septiembre	3.903,6	4.136,0	4.281,9	4.414,7	4.544,0	
Octubre	4.000,4	4.167,1	4.428,2	4.541,9	4.682,5	
Noviembre	3.921,7	4.083,9	4.272,2	4.453,6	4.459,6	
Diciembre	4.088,1	4.240,8	4.413,2	4.547,0	4.583,5	
<b>Total</b>	<b>47.017,3</b>	<b>48.828,9</b>	<b>50.814,6</b>	<b>52.853,4</b>	<b>53.869,7</b>	<b>17.608,1</b>

\* : Generación + importaciones + demanda no atendida - exportaciones

### EVOLUCIÓN DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2004 - 2008



Fuente : XM, mayo 2009.

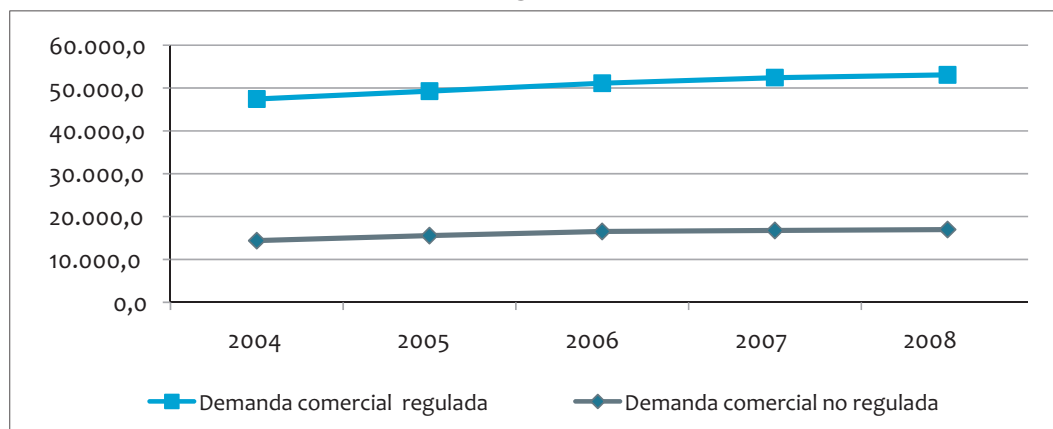
Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

DEMANDA REAL NO REGULADA * 2004 abril 2009						
GWh						
Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	1.126,2	1.215,2	1.305,6	1.342,3	1.397,5	1.368,1
Febrero	1.134,9	1.166,5	1.273,6	1.298,5	1.398,1	1.318,9
Marzo	1.210,2	1.270,5	1.406,8	1.447,1	1.317,7	1.410,0
Abril	1.138,0	1.282,1	1.310,1	1.341,3	1.422,6	1.351,8
Mayo	1.209,3	1.312,3	1.414,1	1.431,7	1.440,6	
Junio	1.194,9	1.278,4	1.372,6	1.385,4	1.398,6	
Julio	1.228,5	1.313,9	1.427,5	1.424,2	1.476,8	
Agosto	1.253,0	1.362,4	1.435,3	1.452,0	1.434,7	
Septiembre	1.224,9	1.349,5	1.405,2	1.402,7	1.456,9	
Octubre	1.238,7	1.357,2	1.452,4	1.457,1	1.501,3	
Noviembre	1.232,5	1.343,2	1.393,5	1.411,8	1.404,1	
Diciembre	1.202,1	1.320,7	1.348,1	1.384,8	1.351,1	
<b>Total</b>	<b>14.393,2</b>	<b>15.571,7</b>	<b>16.544,8</b>	<b>16.778,9</b>	<b>16.999,8</b>	<b>5.448,8</b>

\*Demanda de los comercializadores para atender sus clientes finales no regulados o grandes consumidores de electricidad.

DEMANDA REAL REGULADA * 2004 abril 2009						
GWh						
Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	2.750,0	2.798,8	2.835,0	2.978,6	2.989,7	3.082,8
Febrero	2.650,2	2.579,4	2.645,4	2.771,0	2.831,3	2.833,6
Marzo	2.841,4	2.823,2	2.900,1	3.031,1	2.953,4	3.210,8
Abril	2.700,3	2.770,4	2.760,5	2.831,9	2.963,9	3.063,2
Mayo	2.770,0	2.831,3	2.861,5	2.983,3	2.978,5	
Junio	2.618,2	2.745,2	2.787,1	2.866,2	2.901,7	
Julio	2.715,7	2.830,5	2.903,5	3.022,6	3.011,6	
Agosto	2.784,1	2.897,0	2.957,6	3.018,0	3.060,5	
Septiembre	2.704,2	2.804,1	2.926,9	2.974,5	3.046,9	
Octubre	2.803,0	2.860,1	3.010,1	3.018,4	3.124,3	
Noviembre	2.745,2	2.791,7	2.917,1	3.004,7	2.974,3	
Diciembre	2.938,5	2.964,9	3.062,6	3.146,5	3.234,9	
<b>Total</b>	<b>33.020,7</b>	<b>33.696,6</b>	<b>34.567,4</b>	<b>35.646,7</b>	<b>36.071,0</b>	<b>12.190,4</b>

### EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA REAL REGULADA Y NO REGULADA 2004 - 2008 GWh

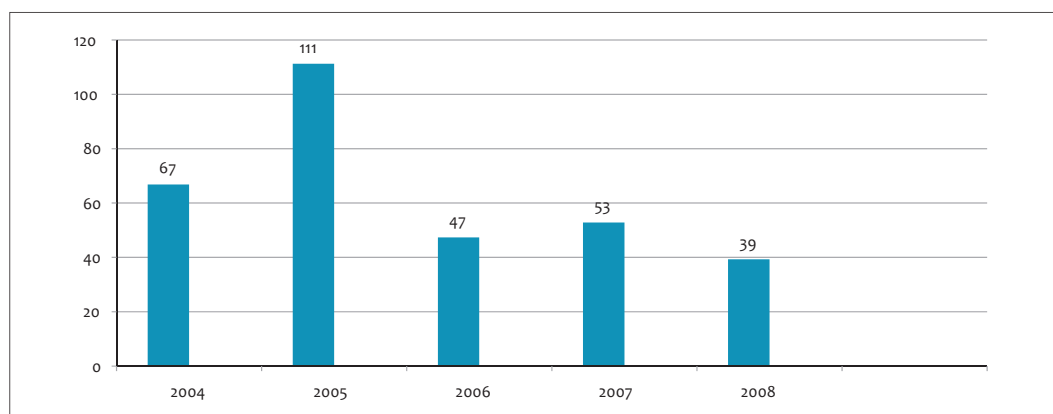


Fuente: XM, mayo 2009.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA NO ATENDIDA 2004 abril 2009 GWh												
Mes	2004		2005		2006		2007		2008		2009	
	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	2,82	0,41	7,34	0,46	3,75	1,16	1,99	1,3	4,2	0,1	1,9	1,6
Febrero	8,74	1,90	9,99	0,67	2,82	0,61	2,68	1,08	2,8	0,7	1,5	0,9
Marzo	2,81	0,56	13,80	0,68	5,72	0,25	3,04	0,97	2,7	0,9	2,1	0,9
Abril	2,44	1,84	15,65	1,44	3,18	0,81	19,76	0,88	2,9	0,6	1,8	0,5
Mayo	4,92	1,44	10,90	0,55	4,8	0,44	4,59	0,56	4,8	0,5		
Junio	4,74	0,48	5,00	0,70	5,39	0,64	1,4	0,27	2,6	0,3		
Julio	3,49	1,59	5,57	0,17	3,1	0,47	2,92	0,93	3,8	1,2		
Agosto	3,89	1,02	4,40	1,10	4,85	0,45	2,05	0,66	3	0,6		
Septiembre	8,30	0,83	8,36	1,04	2,94	0,45	3,31	2,34	3	1,1		
Octubre	2,67	1,08	17,17	0,54	2,43	1,37	3,41	0,61	4,6	2,6		
Noviembre	6,53	2,10	6,98	0,85	2,58	0,68	3,18	1,34	2,6	1		
Diciembre	15,48	1,83	6,11	0,66	5,82	0,39	4,51	0,49	2,3	0,4		
<b>Total</b>	<b>66,84</b>	<b>15,08</b>	<b>111,26</b>	<b>8,85</b>	<b>47,38</b>	<b>7,72</b>	<b>52,84</b>	<b>11,43</b>	<b>39,3</b>	<b>10</b>	<b>7,3</b>	<b>3,9</b>

### DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA NO ATENDIDA POR CAUSAS NO PROGRAMADAS 2004 - 2008 GWh



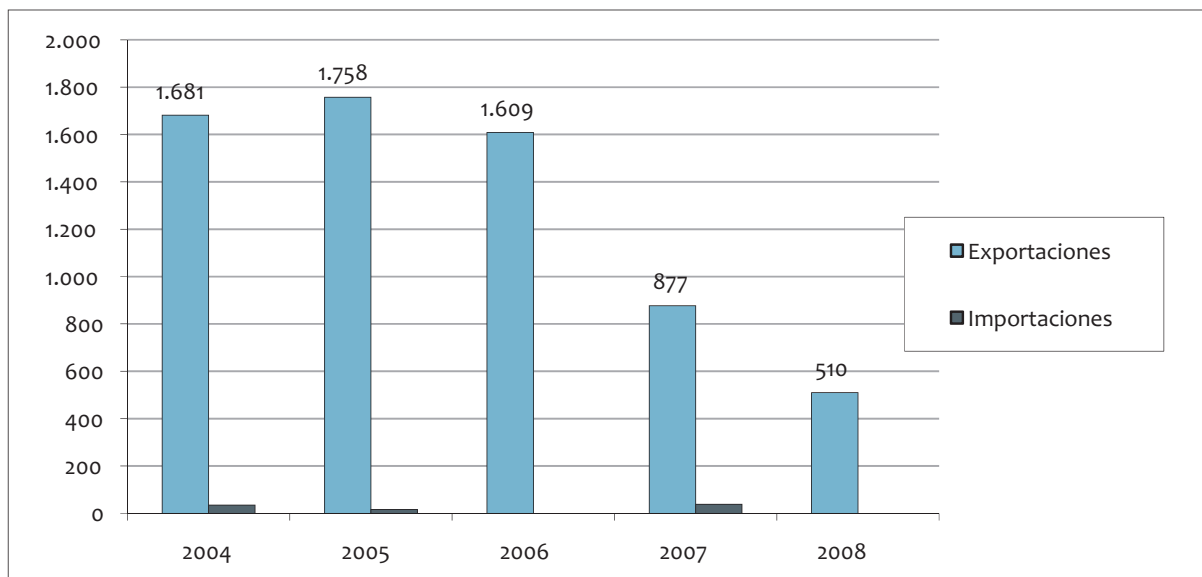
Fuente: XM, mayo 2009.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES TIE PARA COLOMBIA Y ECUADOR 2004 abril 2009					
Mes	Energía (GWh)		Valor (millones de US\$)		
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones	Rentas Congestión
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
<b>Total 2004</b>	<b>1.681,09</b>	<b>34,97</b>	<b>135,11</b>	<b>0,74</b>	<b>76,83</b>
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
<b>Total 2005</b>	<b>1.757,88</b>	<b>16,03</b>	<b>151,73</b>	<b>0,51</b>	<b>75,56</b>
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
<b>Total 2006</b>	<b>1.608,63</b>	<b>1,07</b>	<b>127,10</b>	<b>0,05</b>	<b>56,62</b>
ene 07	113,03	0,58	9,61	0,03	3,98
feb 07	103,73	0,02	9,58	0,00	3,34
mar 07	84,23	0,39	6,85	0,04	2,02
abr 07	46,00	6,21	3,18	0,22	0,62
may 07	50,50	8,93	3,35	0,28	0,96
jun 07	34,70	4,35	2,49	0,15	0,73
jul 07	86,90	2,22	6,46	0,08	1,67
ago 07	69,70	3,58	5,24	0,10	1,46
sep 07	72,80	1,17	4,68	0,04	1,33
oct 07	47,40	0,80	3,29	0,04	0,87
nov 07	73,70	8,80	4,86	0,30	1,82
dic 07	94,00	1,35	6,70	0,05	1,59
<b>Total 2007</b>	<b>876,69</b>	<b>38,39</b>	<b>66,27</b>	<b>1,34</b>	<b>20,40</b>

ene 08	72,50	1,32	4,97	0,06	0,06
feb 08	19,70	6,31	1,60	0,33	0,33
mar 08	7,20	2,99	0,53	0,14	0,14
abr 08	12,30	11,7	0,9	0,66	0,0
may 08	5,00	5,8	0,4	0,58	0,0
jun 08	23,40	5,3	1,5	0,32	0,3
jul 08	5,90	1,5	0,4	0,09	0,0
ago 08	68,60	0,4	5,4	0,03	1,6
sep 08	78,40	0,2	5,9	0,01	1,4
oct 08	70,30	1,1	4,9	0,04	1,5
nov 08	29,00	0,6	1,7	0,03	0,2
dic 08	117,30	0,3	7,6	0,03	1,5
<b>Total 2008</b>	<b>509,8</b>	<b>37,5</b>	<b>35,9</b>	<b>2,3</b>	<b>7,2</b>
ene 09		0,6	8,1	0,03	0,5
feb 09	74,4	0,1	5,1	0,01	0,4
mar 09	178,2	0,8	14,7	0,07	4,1
abr 09	119,0	4,6	9,4	0,42	3,0
<b>Total al mes de abril 2009</b>	<b>371,7</b>	<b>6,1</b>	<b>37,3</b>	<b>0,5</b>	<b>8,0</b>

#### INTERCONEXIONES INTERNACIONALES TIE 2004 - 2008 GWh



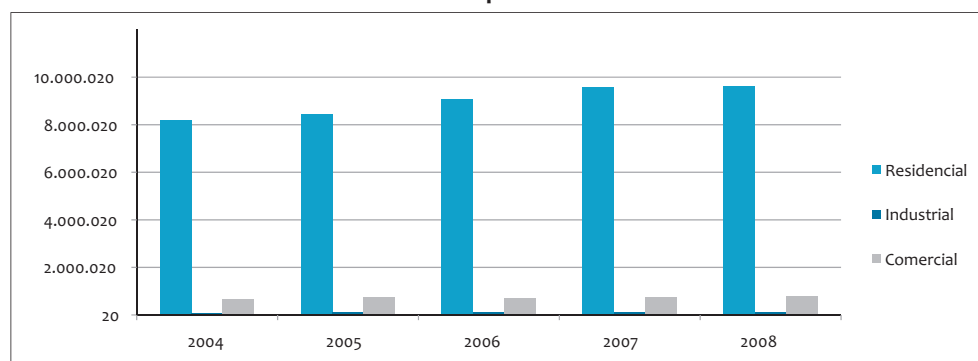
Inicio TIE marzo 2003.

Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2009.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

TOTAL USUARIOS O (NÚMERO DE FACTURAS) DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES 2004 - 2008							
Año	Industrial	Comercial	Oficial	Otros	Total No Residencial	Residencial	Total
2004	73.786	642.919	57.367	22.801	796.873	8.197.212	8.994.085
2005	82.361	710.657	65.449	26.272	884.739	8.450.850	9.335.589
2006	79.978	691.770	57.047	27.321	856.116	9.049.750	9.905.866
2007	81.049	723.673	53.129	29.461	887.312	9.569.449	10.456.761
2008	82.192	770.776	57.276	38.315	948.559	9.589.144	10.537.703

**USUARIOS O (NÚMERO DE FACTURAS) DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
SECTOR INDUSTRIAL COMERCIAL Y RESIDENCIAL  
2004 - 2008**



Inicio TIE marzo 2003.

Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2009.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA SECTOR RESIDENCIAL POR ESTRATO 2004 2008							
Gwh							
Año	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Total
2004	2.998	5.188	4.128	1.362	781	659	15.116
2005	3.569	5.543	4.243	1.438	830	715	16.339
2006	3.653	5.558	4.194	1.425	815	719	16.364
2007	3.957	6.052	4.454	1.552	863	774	17.652
2008	4.352	6.611	4.640	1.621	874	781	18.877

Fuente: Sistema Único de Información SU1, 27 de mayo 2009.

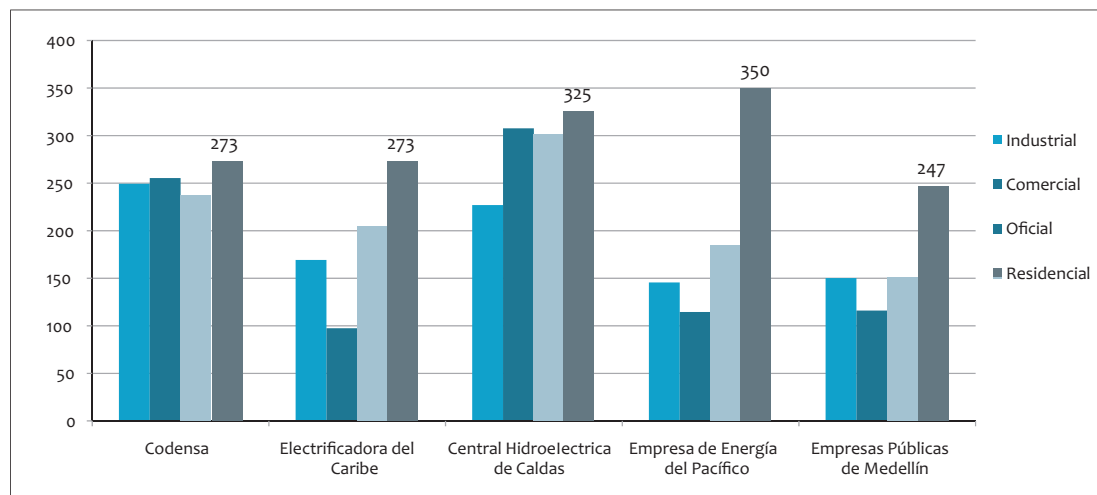
Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

TARIFA MEDIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ALGUNAS EMPRESAS (\$/kWh)						
2004 2008						
Empresa	Año	Residencial	Industrial	Comercial	Oficial	Otros
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P	2004	247,69	123,12	155,57	186,72	231,97
	2005	275,29	191,69	262,42	253,25	253,76
	2006	287,88	199,11	270,40	261,45	257,95
	2007	291,30	196,87	272,38	267,01	261,10
	2008	325,18	226,95	307,71	301,77	289,04
CODENSA S.A. ESP	2004	223,05	217,08	220,90	208,89	204,78
	2005	229,60	220,71	226,02	211,99	195,90
	2006	231,04	222,02	227,11	213,26	202,58
	2007	233,12	223,68	228,45	212,20	203,23
	2008	260,55	249,30	255,45	236,66	232,46
ELECTRIFICADORA DE LA COSTA ATLÁNTICA S.A. ESP	2004	242,71	143,55	169,67	185,53	178,67
	2005	238,54	127,28	99,99	148,68	157,55
	2006	249,73	138,57	80,88	143,06	169,47
	2007	268,26	168,48	100,44	156,82	183,28
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. ESP	2004	221,47	144,72	84,83	169,77	155,54
	2005	217,88	132,05	90,08	156,06	168,23
	2006	228,64	112,63	80,74	170,73	177,52
	2007	272,64	169,24	97,48	205,41	199,68
	2008	272,64	169,24	97,48	205,41	199,68
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	2004	284,88	123,74	186,62	244,76	210,53
	2005	300,85	165,03	197,15	258,37	218,70
	2006	300,09	154,13	133,74	233,62	220,83
	2007	302,32	154,81	157,05	231,48	230,70
	2008	334,29	145,61	114,50	184,99	256,59

Continúa

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	2004	198,14	130,16	123,38	150,66	153,61
	2005	205,18	122,12	88,19	92,16	118,23
	2006	207,52	128,70	81,33	97,74	131,74
	2007	219,37	128,22	94,96	125,71	140,70
	2008	247,32	150,17	116,09	151,95	161,71

**TARIFA MEDIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ALGUNAS EMPRESAS 2008**  
(\$/kWh)



Información año 2008 preliminar

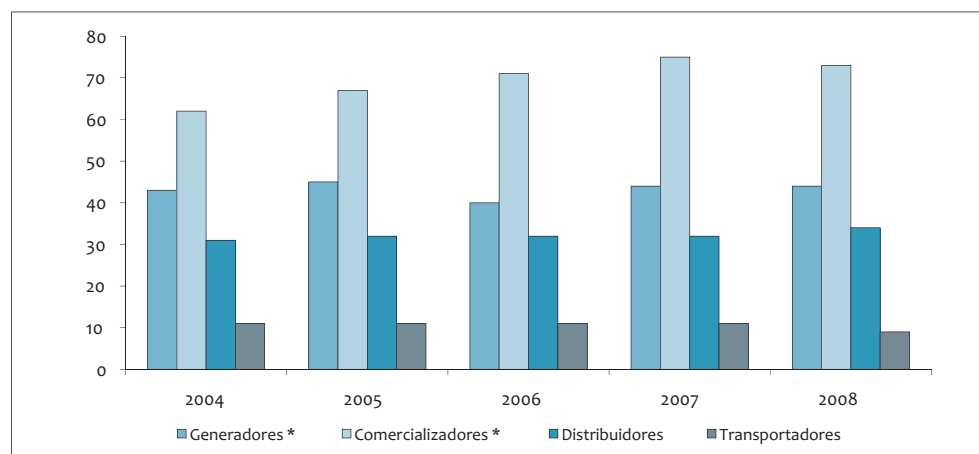
Fuente : Sistema Único de Información, SUI, abril 2009.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

NÚMERO DE AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO POR ACTIVIDAD					
2004 2008					
Agentes	2004	2005	2006	2007	2008
Generadores *	43	45	40	44	44
Comercializadores *	62	67	71	75	73
Distribuidores	31	32	32	32	34
Transportadores	11	11	11	11	9

\* Agentes que han realizado transacciones en el Mercado Mayorista

**AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO POR ACTIVIDAD**  
2004 - 2008

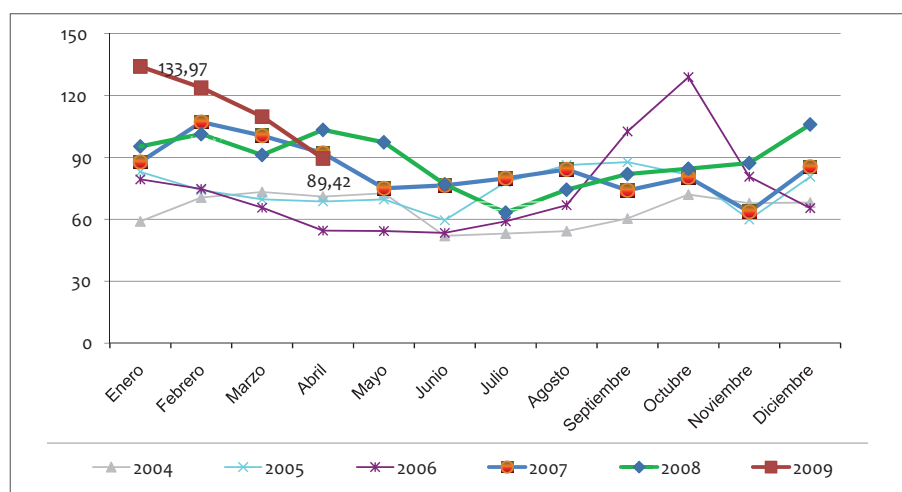


Fuente: XM, Información a diciembre 31 de cada año, abril 2009.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

EVOLUCIÓN PRECIO PROMEDIO EN BOLSA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2004 abril 2009						
\$/kWh						
Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	58,97	82,90	79,30	87,71	95,30	133,97
Febrero	70,50	74,06	74,70	107,05	101,22	123,73
Marzo	73,16	69,61	65,60	100,47	91,13	109,71
Abril	70,97	68,60	54,50	92,09	103,29	89,42
Mayo	72,53	69,56	54,30	74,98	97,27	
Junio	51,94	59,51	53,40	76,44	76,88	
Julio	53,07	77,92	59,00	79,81	63,23	
Agosto	54,23	86,22	66,80	84,11	74,34	
Septiembre	60,33	87,67	102,50	74,00	81,88	
Octubre	71,97	81,46	128,80	80,32	84,48	
Noviembre	67,76	59,82	80,60	63,61	87,22	
Diciembre	68,07	80,56	65,40	85,41	105,89	

**PRECIO PROMEDIO EN BOLSA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**  
2004 - abril 2009  
\$/kWh



Nota: La Bolsa de Energía Eléctrica se creó a partir de julio de 1995.

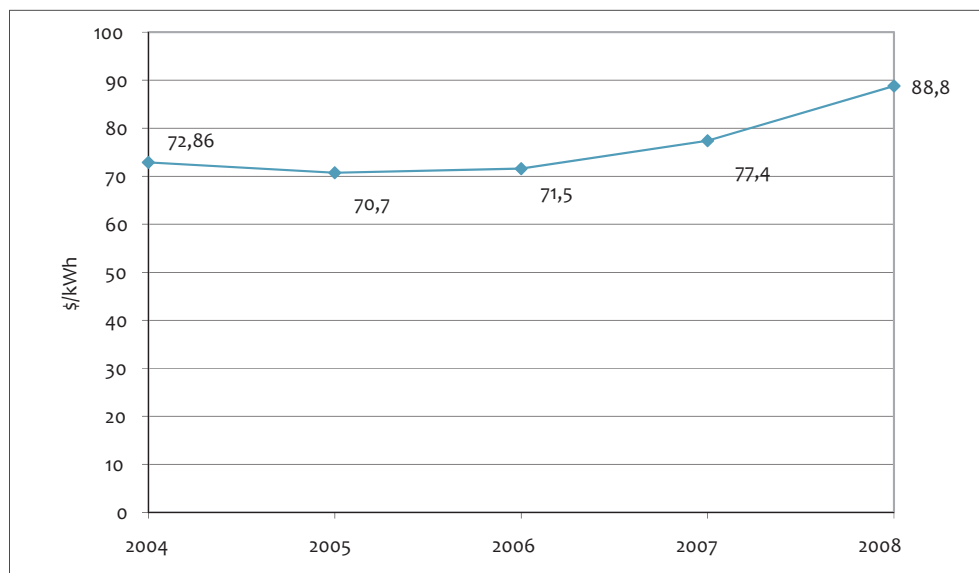
Fuente : XM S.A. E.S.P., mayo 2009.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

PRECIO PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CONTRATOS 2004 abril 2009						
\$/kWh						
Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	72,55	71,39	71,35	78,34	86,21	105,33
Febrero	73,51	71,89	71,71	80,60	88,12	107,15
Marzo	73,96	72,01	70,78	81,05	87,46	107,12
Abril	73,89	71,69	69,12	79,43	87,79	106,04
Mayo	72,15	70,70	68,91	75,60	86,51	
Junio	72,18	68,70	70,06	75,14	87,26	
Julio	72,44	70,58	70,10	75,45	87,29	
Agosto	72,05	70,48	71,77	75,59	87,46	
Septiembre	72,85	70,41	74,55	75,20	89,52	
Octubre	73,59	70,71	74,04	76,17	90,93	
Noviembre	72,48	68,31	73,00	75,69	91,40	
Diciembre	72,66	71,47	73,18	80,16	95,31	
<b>Promedio</b>	<b>72,86</b>	<b>70,7</b>	<b>71,5</b>	<b>77,4</b>	<b>88,8</b>	<b>106,4</b>



**PRECIO PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CONTRATO  
2004 - 2009**



Fuente : XM S.A. E.S.P., mayo 2009.

Nota: La Bolsa de Energía Eléctrica se creó a partir de julio de 1995.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME Subdirección de Información.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR EMPRESAS ADMINISTRADORAS a marzo 2009		
TRANSMISIÓN 110 115 kV		
NOMBRE EMPRESA	CIRCUITOS (km)	%
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	508,9	5,1
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	476,5	4,8
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	344,9	3,4
CODENSA S.A. E.S.P.	1.047,1	10,5
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DEL CAUCA S.A. E.S.P.	458,5	4,6
COMPAÑIA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	487,5	4,9
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	438,9	4,4
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	54,5	0,5
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	1.418,9	14,2
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	376,4	3,8
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	266,9	2,7
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACA S.A. E.S.P.	510,5	5,1
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P.	258,5	2,6
EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.	106,6	1,1
EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	102,0	1,0
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. "EPSA E.S.P."	982,4	9,8
EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	17,0	0,2
EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL ARAUCA	60,0	0,6
EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S	187,0	1,9
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	331,8	3,3
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P.	3,4	0,0
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	1.241,6	12,4
INTERNATIONAL COLOMBIA RESOURCES CORPORATION	304,0	3,0
TERMOFLORES S.A. E.S.P.	3,2	0,0
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A. E.S.P.	13,7	0,1
TRANSELCA S.A. E.S.P.	12,6	0,1
<b>TOTAL</b>	<b>10.013,2</b>	<b>41,55</b>

TRANSMISIÓN 138 kV		
NOMBRE EMPRESA	CIRCUITOS (km)	%
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P	15,5	100,0
<b>TOTAL</b>	<b>15,5</b>	<b>0,06</b>
TRANSMISIÓN 230 220 kV		
NOMBRE EMPRESA	CIRCUITOS (km)	%
DISTASA S.A E.S.P.	27,3	0,2
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	122,9	1,1
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTÁ E.S.P.	1.451,1	12,4
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. "EPSA E.S.P."	269,8	2,3
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	792,5	6,8
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P	7.478,2	64,1
TRANSELCA S.A. E.S.P.	1.532,2	13,1
<b>TOTAL</b>	<b>11.673,9</b>	<b>48,44</b>
No se incluyen en las líneas 220 230 kV, las líneas de Interconexión Internacional ni líneas de conexión al STN.		
TRANSMISIÓN 500 kV		
NOMBRE EMPRESA	CIRCUITOS (km)	%
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P	2.399,3	100,0
<b>TOTAL</b>	<b>2.399,3</b>	<b>9,95</b>
<b>TOTAL SIN</b>	<b>24.101,9</b>	<b>100</b>

Fuente : XM S.A. E.S.P., abril 2009.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME Subdirección de Información.

### SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL A 2023



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. Documento plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión, 2009 - 2023.

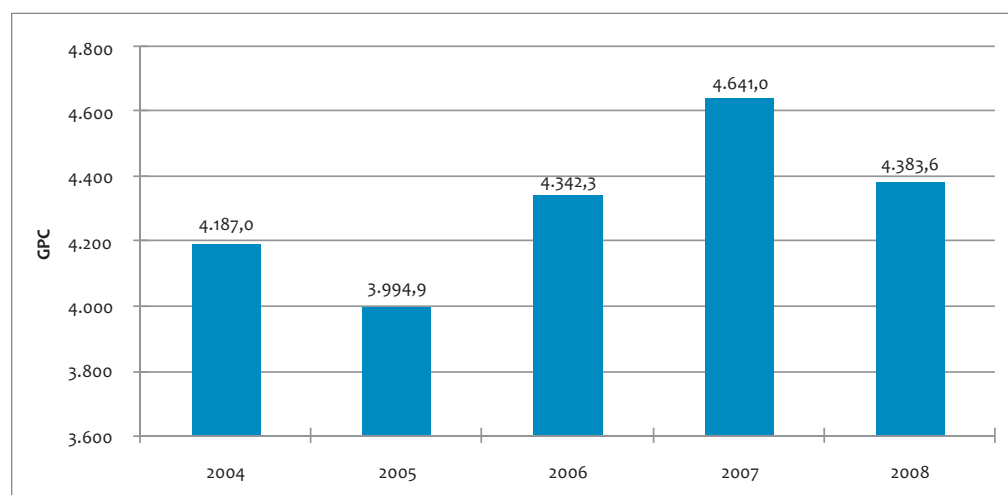
**GAS COMBUSTIBLE**

RESERVAS PROBADAS DE GAS COMERCIAL 2004 2008			
Contrato	Ecopetrol	Asociación	Total
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	278,5	4.362,5	4.641,0
2008	263,0	4.120,6	4.383,6

Las reservas del 2007, incluyen 2056, 20 GPC remanentes de gas comercial. Próximo a comercializar 1683,4, incluyen 901,4 para consumo propio.

Las reservas del 2008: incluyen 2180,51 GPC reservas probadas desarrolladas comercializables y No desarrolladas probadas de 2203,08 GPC.

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH - Ecopetrol.



Fuente: Ecopetrol - Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

OFERTA DE GAS NATURAL													
Oferta de Gas Natural GBTU	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	I Trim 2009*
<b>TOTAL PAÍS</b>	100,1	142,9	99,0	90,0	84,4	70,9	69,8	70,9	74,3	84,4	94,5	85,8	90,9
+ Guajira	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Otros Costa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Cusiana, Cupiagua	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Otros Interior	100,1	142,9	99,0	90,0	84,4	70,9	69,8	70,9	74,3	84,4	94,5	85,8	90,9
<b>Costa Atlántica</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Guajira	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Guepajé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Creciente	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Otros Costa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Barranca y Bucaramanga</b>	76	114	75	70	64	51	49	49	52	60	52	37,2	37,0
+ Payoa, Provincia, Cantagallo, Llanito, El Centro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Bogotá, GBS y Llanos</b>	22	24	23	21	21	25	53	82	122	177	223	224,4	222,3
+ Cusiana, Cupiagua	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Apiay	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Pauto Floreña											15	20,7	24,9
+ Otros Llanos												1,3	

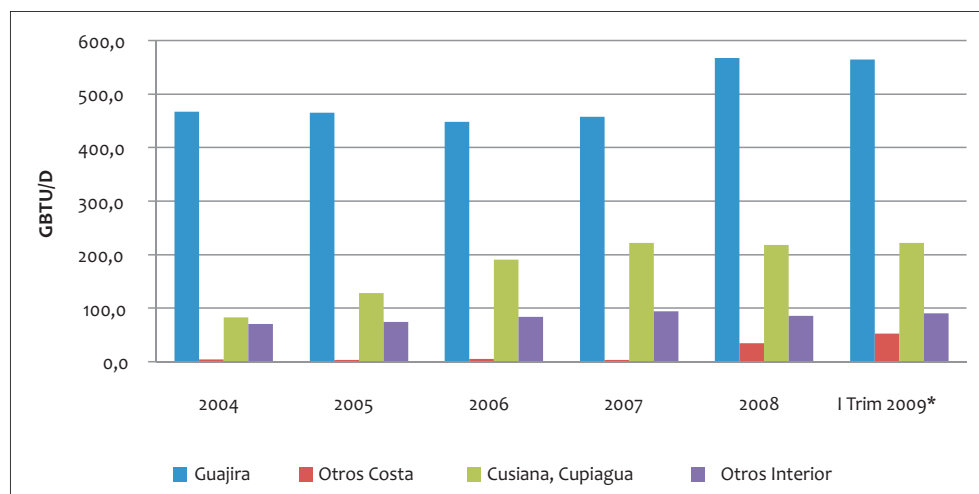
Continúa

Tolima y Huila	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Montañuelo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Otros Sur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Intercambios de Gas Natural</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2.008</b>	<b>I Trim 2009</b>
Exportaciones a Venezuela												147,0	205,5
Ballenas Costa Atlántica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ballenas Interior	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Sistemas aislados</b>												<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
+ Cerrito												0,0	0,0
+ Pauto Floreña												0,0	0,0
+ Otros Llanos												0,0	0,0

Fuente: Ecopetrol; Unidad de Planeación Minero Energética, UPME y CNO-Gas

\* Información preliminar 2009.

## OFERTA DE GAS NATURAL



DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES													
Demanda de Gas Natural - GBTU/dMPCD	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	I Trim 2009 *
<b>TOTAL PAÍS</b>	<b>565</b>	<b>592</b>	<b>534</b>	<b>561</b>	<b>576</b>	<b>587</b>	<b>567</b>	<b>593</b>	<b>636</b>	<b>694</b>	<b>730</b>	<b>754</b>	<b>720</b>
+ Sectores No Eléctricos	292	303	320	334	367	377	401	435	469	535	604	619	574
Refinería	117	116	123	123	103	91	92	91	88	97	102	97	90
Petroquímico	11	12	10	11	11	12	15	11	11	12	13	12	9
Industrial	110	110	107	116	144	166	182	206	224	240	268	276	243
<b>Doméstico</b>	<b>47</b>	<b>58</b>	<b>71</b>	<b>75</b>	<b>88</b>	<b>95</b>	<b>99</b>	<b>103</b>	<b>112</b>	<b>134</b>	<b>142</b>	<b>150</b>	<b>150</b>
GNC	7	8	8	9	11	13	13	24	35	52	78	83	82
+ Sector Eléctrico	287	304	231	243	239	228	184	179	191	187	159	135	146
<b>Costa Atlántica</b>	<b>387</b>	<b>386</b>	<b>317</b>	<b>358</b>	<b>349</b>	<b>356</b>	<b>329</b>	<b>322</b>	<b>322</b>	<b>327</b>	<b>303</b>	<b>293</b>	<b>270</b>
+ Sectores No Eléctricos	146	147	141	143	144	165	159	162	166	169	176	174	157
Refinería	13	12	14	15	12	12	14	13	12	14	14	13	13
Petroquímico	8	9	7	8	8	9	11	8	8	10	10	10	8
Industrial	95	94	90	88	91	109	98	103	105	103	106	102	87
Doméstico	23	25	23	24	24	25	25	27	27	28	29	31	31
GNC	7	7	7	8	9	10	11	12	13	14	18	18	18
+ Sector Eléctrico	241	239	176	215	205	191	170	160	155	158	127	120	113
<b>Interior País</b>	<b>179</b>	<b>205</b>	<b>217</b>	<b>203</b>	<b>227</b>	<b>231</b>	<b>238</b>	<b>271</b>	<b>314</b>	<b>367</b>	<b>427</b>	<b>461</b>	<b>450</b>

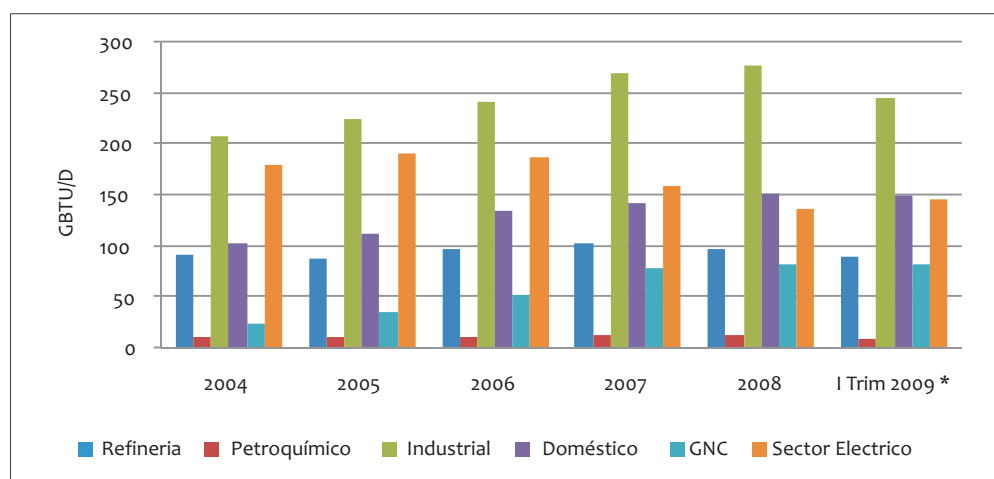
Continúa

<b>+ Sectores No Eléctricos</b>	146	156	179	190	223	212	243	273	303	366	428	445	417
Refinería	105	104	110	108	91	79	78	78	75	83	88	85	76
Petroquímico	3	2	3	3	3	4	4	3	3	2	3	2	1
<b>Industrial</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>28</b>	<b>53</b>	<b>57</b>	<b>84</b>	<b>103</b>	<b>118</b>	<b>138</b>	<b>163</b>	<b>175</b>	<b>156</b>
Doméstico	24	33	48	51	64	70	74	76	85	106	113	120	119
<b>GNC</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>12</b>	<b>22</b>	<b>38</b>	<b>61</b>	<b>64</b>	<b>64</b>
<b>+ Sector Eléctrico</b>	<b>46</b>	<b>65</b>	<b>55</b>	<b>28</b>	<b>33</b>	<b>37</b>	<b>14</b>	<b>19</b>	<b>36</b>	<b>29</b>	<b>32</b>	<b>16</b>	<b>33</b>

Fuente: Ecopetrol, Unidad de Planeación Minero Energética, UPME y CON - Gas.

\* Información preliminar 2009.

## DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES



RELACIÓN DE VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR TOTAL PAÍS Consolidado a marzo 30 de 2009									
CIUDAD	TOTAL AÑO 2004	TOTAL AÑO 2005	TOTAL AÑO 2006	TOTAL AÑO 2007	ACUMULADO A DIC. 31/2008	ENE	FEB	MAR	TOTAL PROGRAMA A MARZO 2009
Acacias				41	103	2	5	7	117
Aguachica	-	-	-	0	38	-	9	2	49
Armenia	824	1.644	2.956	3899	4.600	40	32	52	4.724
Barbosa	0	0	610	747	803	1	1	3	808
Barrancabermeja	0	0	100	748	875	2	1	0	878
Barranquilla	10.517	15.153	20.536	25826	28.880	162	148	184	29.374
Bogotá	17.170	32.495	62.024	83479	95.651	1.913	496	652	98.712
Bucaramanga	2.992	5.084	8.683	11868	14.459	111	144	150	14.864
Buga	0	0	0	522	655	2	1	2	660
Cali/Yumbo	4.690	10.134	19.598	27780	34.052	331	379	312	35.074
Cartagena	4.058	6.080	8.487	10750	12.789	90	126	102	13.107
Cartago	0	0	783	1188	1.341	4	8	6	1.359
Caucasia				0	28	0	0	0	28
Cerrejón	233	233	293	293	293	0	0	0	293
Chiquinquirá	0	0	299	577	736	7	7	8	758
Duitama	0	0	0	826	1112	15	16	14	1.157
Espinal				91	163	1	6	11	181
Fusagasagá	0	0	0	0	146	49	5	7	207
Granada				7	145	20	6	3	174
Girardot	0	94	203	330	511	2	13	6	532
La Dorada				25	328	52	7	4	391
Ibagué	167	1.532	3.122	4933	6.194	63	55	93	6.405

Continúa

Jamundí	0	0	0	46	46	0	0	0	46
Manizales			1.952	3465	4.546	58	62	72	4.738
Medellín	5.290	9.906	16.090	22635	28.918	338	177	160	29.593
Montería	1.519	2.142	2.702	3335	4.329	48	48	55	4.480
Neiva	584	1.048	1.345	1785	2.644	378	56	43	3.121
Palmira	265	901	1.795	2327	2.616	22	13	13	2.664
Pereira	249	1.192	3.433	6367	8.220	85	94	93	8.492
Roldanillo				0	27	0	0	0	27
Santa Marta	2.030	2.995	4.212	5547	6.446	46	47	45	6.584
Sincelejo	806	1.233	1.600	2155	2.637	25	33	37	2.732
Sogamoso	0	0	249	1059	1362	15	9	12	1.398
Tuluá	345	1.154	1.997	2601	2.962	23	13	16	3.014
Tunja	0	0	48	914	1290	21	16	16	1.343
Valledupar	53	465	1.083	1601	1.805	4	18	14	1.841
Villanueva				38	70	1	6	4	81
Villavicencio	1.377	2.432	4.919	7041	8.294	193	76	71	8.634
Yopal				212	524	34	34	50	642
<b>Total</b>	<b>53.169</b>	<b>95.917</b>	<b>169.119</b>	<b>235.058</b>	<b>280.638</b>	<b>4.158</b>	<b>2.167</b>	<b>2.319</b>	<b>289.282</b>

Fuente: Empresas Distribuidoras y/o Comercializadoras de gas natural comprimido vehicular.  
Consolidada : Dirección de Gas del Ministerio de Minas y Energía.

RELACIÓN DE VEHICULOS CONVERTIDOS A GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR TOTAL PAÍS																
Consolidado a Diciembre 31 de 2008																
	ACUMULADO A DIC. 31/2007	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL AÑO 2008	"2009 ENERO "	TOTAL PRO- GRAMA
Acacias	41	9	2	5	3	10	0	3	4	12	5	8	1	62		103
Aguachica	0	0	0	0	0	0	25	8	3	1	1	0	0	38		38
Armenia	3.899	70	68	71	67	62	45	43	61	64	56	52	42	701		4.600
Barbosa	747	4	11	8	0	0	0	14	10	1	5	0	3	56		803
Bar rancabermeja	748	6	31	14	17	13	3	9	7	10	8	6	3	127		875
Bar ranquilla	25.826	368	381	204	278	265	270	296	237	204	228	155	168	3.054		28.880
Bogotá	83.479	1.485	793	870	921	774	655	753	994	1201	1272	1443	1011	12.172		95.651
Bucar amanga	11.868	185	234	231	241	183	169	205	195	245	261	191	251	2.591		14.459
Buga	522	15	14	21	16	10	10	20	8	6	8	5	0	133		655
Cali	27.780	542	578	553	673	480	479	598	533	525	612	430	269	6.272		34.052
Car tagena	10.750	159	269	137	182	249	208	196	155	170	150	78	86	2.039		12.789
Cartago	1.188	14	22	13	24	10	12	18	5	2	19	8	6	153		1.341
Caucacia	0	0	0	0	9	5	0	5	2	7	0	0	0	28		28
Cerrejón	293	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		293
Ch iquiquirá	577	8	13	16	14	10	13	15	11	15	15	13	16	159		736
Duitama	826	28	34	31	25	27	22	18	21	24	26	16	14	286		1.112
Espinal	91	8	22	4	5	4	5	4	2	4	5	6	3	72		163
Fusagasugá	0	0	0	8	15	27	16	22	15	17	14	8	4	146		146
Girardot	330	18	19	14	12	14	16	26	17	13	12	9	11	181		511
Granada	7	2	0	9	0	0	46	27	12	12	20	6	4	138		145
Ibagué	4.933	163	109	119	109	111	78	91	128	89	116	67	81	1.261		6.194
Jamundí	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		46
La Dorada	25	60	71	25	19	21	15	19	13	25	9	11	15	303		328
Manizales	3.465	85	118	81	102	73	75	111	102	84	101	79	70	1.081		4.546
Medellín	22.635	306	441	346	430	360	419	762	845	836	664	452	422	6.283		28.918
Montería	3.335	27	123	34	79	82	48	88	133	111	95	105	69	994		4.329
Neiva	1.785	56	93	107	97	73	64	65	62	85	59	52	46	859		2.644
Palmira	2.327	26	39	20	34	23	25	22	24	22	33	10	11	289		2.616
Pereira	6.367	201	204	187	200	133	160	160	122	143	143	105	95	1.853		8.220
Roldanillo	0	0	0	2	4	9	6	6	0	0	0	0	0	27		27
	5.547	110	200	39	50	44	59	64	47	83	92	60	51	899	46	6.492

Fuente: Organismos Certificadores.  
Consolidada : Dirección de Gas del Ministerio de Minas y Energía.



No	POBLACIONES CON SERVICIO	Departamento	CATASTRO	TOTAL USUARIOS RESIDENCIALES ANILLADOS	USUARIOS RESIDENCIALES CONECTADOS POR ESTRATO						TOTAL USUARIOS RESIDENCIALES CONECTADOS	TOTAL USUARIOS INDUSTRIALES	TOTAL USUARIOS COMERCIALES	TOTAL USUARIOS GAS NATURAL	COBERTURA RESIDENCIAL %	
					1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
<b>Alcancos de Colombia (Zona Centro Tolima)</b>																
1	bagué	TOL MA	117.955	108625	11696	46377	25761	4.788	591	150	564	89.363	89.957	92.1%	75.8%	
2	Puerto Boyacá	BOYACÁ	7.375	6893	613	2951	1231	-	-	-	43	4.795	4.838	93.3%	65.0%	
3	Espinal	TOL MA	14.582	12983	1727	4548	2185	255	1	-	62	8.716	8.786	89.0%	59.8%	
4	La dorada	CALDAS	17.267	15735	1887	6020	1469	59	1	-	47	9.436	9.484	91.1%	54.6%	
5	Chicoral	TOL MA	1.607	1403	177	806	133	-	-	-	2	1.116	1.121	87.3%	69.4%	
6	Amibalema	TOL MA	1.764	1575	550	516	55	-	-	-	2	1.121	1.123	89.3%	63.5%	
7	Venadillo	TOL MA	2.775	2369	807	1088	5	-	-	-	6	1.906	1.906	85.4%	68.5%	
8	Piedras	TOL MA	576	567	110	328	-	-	-	-	1	438	439	98.4%	76.0%	
9	Alvarado	TOL MA	897	821	140	470	1	-	-	-	61	611	611	91.5%	68.1%	
10	Armero-Guayabal	TOL MA	2.945	2576	836	1029	5	-	-	-	8	1.870	1.878	87.5%	65.5%	
11	Doima	TOL MA	182	182	35	99	-	-	-	-	134	134	100.0%	73.6%		
12	Puerto Salgar	CUND NAMARCA	3.150	2719	898	526	92	-	-	-	11	1.527	1.527	86.3%	48.1%	
13	Herveo	TOL MA	759	725	82	491	3	-	-	-	3	576	579	95.5%	75.9%	
14	Lérida	TOL MA	4.091	3979	554	2614	46	-	-	-	13	3.214	3.227	97.3%	78.6%	
15	La Sierra	TOL MA	417	397	260	65	-	-	-	-	1	325	326	95.2%	77.9%	
16	Manzanares	CALDAS	2.499	2162	207	907	207	11	-	-	13	1.332	1.345	86.5%	53.3%	
17	Maniquita	TOL MA	7.827	6615	1863	2662	285	31	-	-	38	4.841	4.881	84.5%	61.9%	
18	Fresno	TOL MA	3.152	3044	451	1567	630	-	-	-	20	2.649	2.669	96.6%	84.0%	
19	Flandes	TOL MA	14.273	8641	130	2237	1578	1	-	-	21	3.946	3.969	60.5%	27.6%	
20	Victoria	CALDAS	1.325	1261	422	385	167	-	-	-	3	974	977	95.2%	73.5%	
21	Libano	TOL MA	6.935	6417	494	2941	1275	103	-	-	20	4.833	4.833	92.5%	69.4%	
22	San Luis	TOL MA	1.175	1093	505	326	1	-	-	-	2	832	834	93.0%	70.8%	
23	Honda	TOL MA	8.129	6413	1013	2644	412	33	-	-	30	4.102	4.133	78.9%	50.5%	
24	Ricaurte	CUND NAMARCA	3.563	1356	65	284	63	34	1	-	7	447	454	38.1%	12.5%	
25	Cirandot	CUND NAMARCA	25.570	19664	982	4353	4283	307	45	-	63	9.970	10.036	76.9%	39.0%	
26	Tierradentro	TOL MA	58	58	11	21	-	-	-	-	32	32	100.0%	55.2%		
	<b>Subtotal</b>		<b>250.848</b>	<b>218.273</b>	<b>26.575</b>	<b>86.034</b>	<b>40.108</b>	<b>5.623</b>	<b>639</b>	<b>150</b>	<b>982</b>	<b>159.069</b>	<b>160.099</b>	<b>87.0%</b>	<b>63.4%</b>	
<b>Alcancos de Colombia (Zona Huila - Sur Tolima)</b>																
1	Neiva	HU LA	98.231	98.132	15222	41711	9362	4767	1.063	121	716	72.246	72.999	99.9%	73.5%	
2	Alpe	HU LA	2.668	2.604	449	1589	215	6	-	-	6	2.259	2.265	97.6%	84.7%	
3	Yaguara	HU LA	2.174	1.822	452	1142	171	1	-	-	13	1.766	1.779	83.8%	81.2%	
4	Palermo	HU LA	3.280	3.055	981	1147	493	5	-	-	41	2.626	2.669	93.1%	80.1%	
5	Rivera	HU LA	3.628	3.589	783	2191	423	37	21	1	35	3.456	3.495	98.9%	95.3%	
6	Tello	HU LA	1.572	1.140	674	347	95	-	-	-	5	1.116	1.121	72.5%	71.0%	
7	Juncal	HU LA	663	662	82	463	5	-	-	-	1	550	551	99.8%	83.0%	
8	Fortalecidas	HU LA	654	648	238	369	4	-	-	-	7	611	621	99.1%	93.4%	
9	Baraya	HU LA	1.017	872	502	344	43	-	-	-	3	789	793	85.7%	77.6%	
10	San Francisco	HU LA	90	89	68	19	-	-	-	-	-	87	87	98.9%	96.7%	
11	Campoalegre	HU LA	6.240	6.222	2366	2590	535	-	-	-	25	5.491	5.518	99.7%	88.0%	
12	Terral	HU LA	1.031	1.028	309	498	118	-	-	-	3	925	928	99.7%	89.7%	
13	Betania	HU LA	168	167	42	65	2	-	-	-	1	109	110	99.4%	64.9%	
14	Paicol	HU LA	661	660	130	410	104	-	-	-	1	644	645	99.8%	97.4%	
15	Hobo	HU LA	1.337	1.302	517	542	3	-	-	-	8	1.062	1.071	97.4%	79.4%	
16	Tesalia	HU LA	1.289	1.284	810	437	41	-	-	-	4	1.288	1.292	99.6%	99.9%	
17	Villavieja	HU LA	801	738	225	409	2	-	-	-	1	636	637	92.1%	79.4%	
18	Gigante	HU LA	2.676	2.452	655	1569	124	-	-	-	7	2.348	2.356	91.6%	87.7%	







		658,323	636,047	165,298	185,363	121,473	38,744	20,780	18,885	550,483	9,516	387	560,586	96,6%	83,6%
<b>Subtotal Gases del Cuzco</b>															
1	Yopal														
2	AGUAYZUL	23,180	19,000	5,200	6,011	3,669	946	16		15,845	264	4	16,113	81,97%	68,36%
3	MONTERREY	5,442	5,200	746	3,721	367	1			4,835	45	1	4,881	95,55%	88,85%
4	Tauramena	2,766	2,000	375	1,077	3	3			1,455	28		1,483	72,31%	52,60%
5	Villanueva	2,452	2,200	771	779	377				1,927	44		1,971	89,72%	78,59%
6	Candelaria	4,559	4,000	791	1,876	584	20			3,271	50		3,321	87,74%	71,75%
7	Cartago	24,693	22,119	3,165	5,707	10,274	1,063	416	137	20,762	195	3	20,900	89,6%	84,1%
8	Cerrito	5,362	6,293	721	3,518	799	16			5,054	41	2	5,097	117,4%	94,3%
9	Florida	7,201	6,584	4,072	1,815	227				6,114	30		6,144	91,4%	84,9%
10	Ginebra	948	1,486	217	872	338	4			1,431	15	1	1,447	156,8%	150,9%
11	Guacarí	3,034	3,166	179	2,812	153				3,144	23	1	3,168	104,4%	103,6%
12	Jamundí	14,000	12,194	466	6,621	3,744	953			11,784	114	2	11,900	87,1%	84,2%
13	La Unión	4,117	5,417	1,446	2,397	504				4,371	24		4,395	131,6%	105,6%
14	La Victoria	2,251	2,142	599	1,447	61				2,107	9		2,116	95,2%	93,6%
15	Obando	1,439	2,040	914	633	14				1,561	8		1,569	141,8%	108,5%
16	Palмира	43,926	46,026	1,604	21,764	12,901	2,082	347	33	38,731	362	13	39,106	104,8%	88,2%
17	Prañera	8,032	6,796	1,951	3,565	990				6,506	61		6,567	84,6%	81,0%
18	Roldanillo	4,294	5,481	949	2,641	1,057	37			4,684	31	1	4,716	127,6%	109,1%
19	San Pedro	916	1,103	214	1,006	198	3			1,421	11	2	1,434	120,4%	155,1%
20	Sevilla	6,979	6,629	1,497	2,720	1,120	19			5,356	73	1	5,430	95,0%	76,7%
21	Tuluá	27,589	32,090	1,911	14,486	10,648	2,280	747	6	30,078	254	11	30,343	116,3%	109,0%
22	Yumbo	12,687	11,137	1,237	6,702	3,661	1			10,601	140	74	10,815	87,8%	83,6%
23	Zarzal	5,161	7,980	748	3,776	815	1			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	191,461	102,4%	90,4%
<b>Gases del Oriente</b>															
1	Cúcuta	115,019	96,931	6,900	28,413	16,179	6,992	461	1	58,946	81	4	59,031	84,3%	51,2%
2	Villa del Rosario	13,272	5,405	506	937	183	1			1,627			1,627	40,7%	13,3%
3	Los Patios	13,709	8,866	386	3,729	1,186	1			5,302			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%
<b>Gases del Quindío</b>															
1	Armenia	55,194	61,075	8,693	13,178	11,972	2,003	2,254	274	38,374	526	12	38,912	114,8%	75,1%
2	Circasia	3,590	4,017	797	1,747	574	15	1		3,134	37		3,171	111,9%	87,3%
3	La Tebaida	4,035	7,218	1,136	2,607	478	7	5		4,233	58	2	4,293	179,3%	105,2%
4	Quimbaya	5,193	4,663	345	2,277	294				2,916	50		2,966	89,8%	56,2%
5	Calarcá	9,782	11,545	526	4,261	1,791	315	1		6,694	83	2	6,979	118,0%	70,5%
6	Montenegro	5,933	7,294	1,311	2,381	430	4			4,126	53	1	4,180	122,9%	69,5%
7	Filandia	1,292	1,805	239	856	239	1			1,344	23		1,397	139,7%	102,2%
8	Salento	652	981	39	433	218	1			691	16		707	150,5%	106,0%
Subtotal		83,661	98,598	13,086	27,740	15,983	2,345	2,261	274	61,689	846	17	62,552	117,9%	73,7%
<b>Gases del Risaralda</b>															
1	Balboa	379	341	38	87	156	3			264	10		274	90,0%	69,7%
2	Dos Quebradas	38,549	38,317	2,450	12,335	11,579	1,172	32		27,568	328	21	27,917	99,4%	71,5%
3	La Celia	599	846	34	396	174	3			507	22		529	141,2%	84,6%

4	La Virgínia	R SARALDA	6.773	6.887	1.324	1.552	1.894	103	2.789	1.716	4.873	74	4.947	101,7%	71,9%
5	Periira	R SARALDA	106.016	71.928	8.111	16.737	11.218	5.473	2.789	1.716	46.044	683	46.741	67,8%	43,4%
6	Marsella	R SARALDA	2.260	1.774	312	870	330	5	1.577	1.577	1.577	46	1.563	78,5%	67,1%
7	Santa Rosa de Cabal	R SARALDA	11.357	9.458	732	2.660	2.338	262	41	6.033	6.033	126	6.160	83,3%	53,1%
	<b>Subtotal</b>		<b>165.933</b>	<b>129.550</b>	<b>13.001</b>	<b>34.537</b>	<b>27.669</b>	<b>7.031</b>	<b>2.862</b>	<b>1.716</b>	<b>86.806</b>	<b>1.289</b>	<b>88.131</b>	<b>78,1%</b>	<b>54,3%</b>
<b>Gas Natural</b>															
1	Santafé de Bogotá	D.C.	1.447.374	1.418.427	101.878	473.767	530.515	151.554	52.137	36.659	1.346.510	26.787	1.373.794	98,0%	93,0%
2	Soacha	CUND NAMARCA	103.394	85.218	14.231	37.178	22.817	1	74.227	74.227	74.227	739	74.992	82,5%	71,9%
3	Sibaté	CUND NAMARCA	3.812	3.774	275	2.518	955	151.555	52.137	36.659	1.424.485	27.577	1.452.587	97,0%	91,6%
	<b>Subtotal</b>		<b>1.554.480</b>	<b>1.507.418</b>	<b>116.384</b>	<b>513.463</b>	<b>554.287</b>								
<b>Gas Natural Cundiboyacense</b>															
1	Albania	SANTANDER	120	93	3	81	2	3			89	6	95	77,5%	74,2%
2	Belén	BOYACÁ	1.413	1.012	9	823	18	8			850	38	888	71,6%	60,2%
3	Nazareth-Belencito	BOYACÁ	695	524	171	317	8				496	14	510	75,4%	71,4%
4	Bojacá	CUND NAMARCA	1.068	742	42	460	104				606	17	623	69,5%	56,7%
5	Briencio	BOYACÁ	111	116	1	93					94	2	96	104,5%	84,7%
6	Calicá	CUND NAMARCA	3.126	4.424	344	1.935	1.631	191	19	4.139	4.139	138	4.291	141,5%	132,4%
7	Caldas	BOYACÁ	58	50		52					52	2	54	86,2%	89,7%
8	Capellania	CUND NAMARCA	116	88		5	43				48	2	50	75,9%	41,4%
9	Cerinza	BOYACÁ	792	385	113	174	9				296	7	303	48,6%	37,4%
10	Cogua	CUND NAMARCA	904	1.051	269	476	272				1.017	35	1.053	116,3%	112,5%
11	Cómbita	BOYACÁ	280	170	6	113	67	40			113	5	118	60,7%	40,4%
12	Cota	CUND NAMARCA	1.589	1.573	4	201	658	33	35	931	42	974	99,0%	58,6%	
13	Cucuta	BOYACÁ	200	95		62	1				63	3	66	47,5%	31,5%
14	Cucunubá	CUND NAMARCA	340	266	3	160	91				254	6	260	78,2%	74,7%
15	Chía	CUND NAMARCA	16.196	14.417	518	4.485	4.595	1.952	272	80	11.902	370	12.281	89,0%	73,5%
16	Chiquinquirá	BOYACÁ	9.100	7.254	397	2.306	3.461	5			6.169	155	6.324	79,7%	67,8%
17	Duitama	BOYACÁ	21.581	15.868	1.001	5.699	5.186	1.256	148		13.290	361	13.653	73,5%	61,6%
18	Facatativá	CUND NAMARCA	18.746	16.720	2.029	5.397	3.227	1.494			12.147	168	12.319	89,2%	64,8%
19	Floresta	BOYACÁ	289	203	1	167	19				187	7	194	70,2%	64,7%
20	Floridán	SANTANDER	220	363	6	257	12				275	5	280	165,0%	125,0%
21	Funza	CUND NAMARCA	8.500	9.830	718	2.246	5.355	72			8.391	185	8.583	115,6%	98,7%
22	Fúquene	CUND NAMARCA	56	54		31					31	2	33	96,4%	55,4%
23	Gachancipá	CUND NAMARCA	644	352	85	222	31	1			339	6	345	54,7%	52,6%
24	Guatuncuy	CUND NAMARCA	83	38	1	35					36		36	45,8%	43,4%
25	La Belleza	SANTANDER	468	565	81	342	12				435	7	442	120,7%	93,9%
26	Madrid	CUND NAMARCA	7.066	8.310	330	3.766	2.978	8			7.082	147	7.231	117,6%	100,2%
27	Mosquera	CUND NAMARCA	10.152	11.380	280	5.062	3.082	1.417			9.841	128	9.982	112,1%	96,9%
28	Motavita	BOYACÁ	75	52	7	46	1				46	5	51	69,3%	61,3%
29	Nemacón	CUND NAMARCA	1.158	756	66	348	132	2			548	27	575	65,3%	47,3%
30	Nobsa	BOYACÁ	894	828	67	540	90	37			734	14	749	92,6%	82,1%
31	Oicatá	BOYACÁ	48	56	11	33					44	3	47	116,7%	91,7%
32	Paipa	BOYACÁ	5.194	3.079	60	2.758	355	23			3.196	116	3.314	59,3%	61,5%
33	Ráquira	BOYACÁ	400	254		58	111				169	32	201	63,5%	42,3%
34	Sáchica	BOYACÁ	400	424	122	108	8				238	8	246	106,0%	59,5%
35	Samacá	BOYACÁ	1.333	844	115	409	319				843	19	862	63,3%	63,2%
36	Santa Rosa de Viterbo	BOYACÁ	1.520	1.420	55	831	308				1.194	28	1.222	93,4%	78,6%
37	Santa Sofía	BOYACÁ	186	213	2	119	49				170	5	175	114,5%	91,4%
38	Simijaca	CUND NAMARCA	1.644	1.108	101	324	454	4			883	27	912	67,4%	53,7%
39	Sogamoso	BOYACÁ	23.313	14.036	144	7.449	3.529	342			11.464	240	11.710	60,2%	49,2%
40	Sopó	CUND NAMARCA	1.564	1.377	362	867	129				1.358	50	1.408	88,0%	86,0%
41	Sora	BOYACÁ	129	90	19	26					45	4	49	69,8%	34,9%

42	Susa	CUND NAMARCA	536	193	3	114	83					200	8			208	36,0%	37,3%
43	Sutamarchán	BOYACÁ	512	326	4	75	169					248	22			270	63,7%	48,4%
44	Sukatausa	CUND NAMARCA	250	255	1	91	112					204				204	102,0%	81,6%
45	Talibó	CUND NAMARCA	1.006	647		40	365		149			554	28			582	64,3%	55,1%
46	Tausa	CUND NAMARCA	178	162	36	34	50					120	6			126	91,0%	67,4%
47	Tenjo	CUND NAMARCA	1.259	594	5	442	87					534	15			549	47,2%	44,4%
48	Tibasosa	BOYACÁ	849	724	4	292	306	10				612	12			624	85,3%	72,1%
49	Tinjacá	BOYACÁ	115	120	1	51	36					88	4			92	104,3%	76,5%
50	Tocancipá	CUND NAMARCA	1.597	924	5	636	146	5				792	23			824	57,9%	49,6%
51	Tunjá	BOYACÁ	26.000	27.416	2.544	6.647	10.012	1.746	629			21.578	465	2		22.045	105,4%	83,0%
52	Tunungua	BOYACÁ	90	50	31	26						57	2			59	55,6%	63,3%
53	Tuta	BOYACÁ	323	334	126	271	22					419	19			438	103,4%	129,7%
54	Ubaté	CUND NAMARCA	2.835	3.073	917	1.229	237	34				2.517	90	2		2.609	108,4%	88,8%
55	Villa de Leyva	BOYACÁ	1.700	949	115	284	215	125				739	38	1		778	55,8%	43,5%
56	Zipacón	CUND NAMARCA	450	274	4	147	64					215	13			228	60,9%	47,8%
57	Zipacón	CUND NAMARCA	18.180	12.851	1.090	6.075	3743	996	1			11.905	273	2		12.180	70,7%	65,5%
	<b>Subtotal</b>		<b>197.651</b>	<b>169.372</b>	<b>12.429</b>	<b>65.383</b>	<b>51.967</b>	<b>9.905</b>	<b>1.069</b>	<b>134</b>	<b>140.887</b>	<b>3.454</b>	<b>80</b>	<b>144.421</b>	<b>85,7%</b>	<b>71,3%</b>		
<b>Gas Natural del Centro</b>																		
1	Chinchiná	CALDAS	6.708	6.228	640	2.840	1.451	893	82	1		5.907	80	5		5.992	91,4%	88,1%
2	Manizales	CALDAS	76.661	67.666	3.232	15.700	23.233	8.845	2.808	4.040		57.858	995	52		58.905	88,3%	75,5%
3	Villamaría	CALDAS	9.583	7.023	838	2.612	2.793	218				6.451	72	6		6.529	73,3%	67,3%
4	Nelra	CALDAS	1.917	1.234	2	287	738					1.027	31			1.058	64,4%	53,6%
5	Palestina	CALDAS	958	809	52	545	106					703	20	1		724	84,4%	73,4%
	<b>Subtotal</b>		<b>95.827</b>	<b>82.860</b>	<b>4.754</b>	<b>21.984</b>	<b>28.321</b>	<b>9.956</b>	<b>2.890</b>	<b>4.041</b>	<b>71.946</b>	<b>1.198</b>	<b>64</b>	<b>73.208</b>	<b>86,5%</b>	<b>75,1%</b>		
<b>Gas Natural del Cesar</b>																		
1	Aguachica	CESAR	15.630	13.594	4.081	4.852	1.691	338	3			10.965	64	14		11.043	87,0%	70,2%
2	Agustín Coazzi	CESAR	6.787	5.720	656	2.609	472	518				4.255	26	13		4.294	84,3%	62,7%
3	Chiriguáná	CESAR	2.605	2.714	562	706	768	1				2.037	1			2.038	104,2%	78,2%
4	Curumani	CESAR	3.650	3.317	815	1.762	2					2.579	20	4		2.603	90,9%	70,7%
5	El Banco	MAGDALENA	6.139	5.394	1.431	1.639	353	187				3.610	47	12		3.669	87,9%	58,8%
6	Gamarra	CESAR	1.526	1.217	239	698	41					978	4			982	79,8%	64,1%
7	La Gloria	CESAR	1.091	844	363	384						747	3			750	77,4%	68,5%
8	La Jagua de Ibribo	CESAR	3.047	1.878	328	1.040	18					1.386	11	2		1.399	61,6%	45,5%
9	Pailitas	CESAR	3.041	1.901	511	1.073						1.584	9	3		1.596	62,5%	53,1%
10	Peñayá	CESAR	2.282	1.879	1.285	335	38					1.658	4	1		1.663	82,3%	72,7%
11	San Alberto	CESAR	3.114	3.029	947	1.180	664	1				2.792	24	4		2.820	97,3%	89,7%
12	San Diego	CESAR	2.059	1.432	308	900	126					1.334	5	2		1.341	69,5%	64,8%
13	Tamalameque	CESAR	988	988	593	244						837	1			838	100,0%	84,7%
14	Becerril	CESAR	2.054	1.985	603	948						1.551	3	1		1.555	96,6%	75,5%
15	Casacará	CESAR	894	402	96	218						314				314	45,0%	35,1%
16	San Roque	CESAR	575	400	318	318						208				318	69,6%	55,3%
17	Rincón Hondo	CESAR	600	235	126	82						208	1			209	39,2%	34,7%
18	La Mata	CESAR	209	190	105	105						105				105	62,2%	50,2%
19	La Palmita	CESAR	220	144	105							105				105	65,5%	47,7%
20	Sabanagrande	CESAR	178	67	52							52				52	37,6%	29,2%
21	El Burro	CESAR	67	56	45							45				45	83,6%	67,2%
	<b>Subtotal</b>		<b>56.756</b>	<b>47.326</b>	<b>13.569</b>	<b>18.670</b>	<b>4.173</b>	<b>1.045</b>	<b>3</b>	<b>1045</b>	<b>37.460</b>	<b>222</b>	<b>57</b>	<b>37.739</b>	<b>83,4%</b>	<b>66,0%</b>		
<b>Empresas Públicas de Medellín</b>																		
1	Bello	ANT OQU A	91.548	81.242	5.036	15.990	16.974	1.603	3	11		39.618	160	29		39.806	88,7%	43,3%
2	Caldas	ANT OQU A	17.116	7.300	61	1.362	1.206	1				2.652	50	8		2.690	42,7%	15,4%
3	Copacabana	ANT OQU A	17.734	17.734		1.216	933		26			2.175	11	13		2.199	43,3%	13,3%
4	Envigado	ANT OQU A	47.465	47.432	483	4.281	12.699	6.428	5.902	942		30.736	277	56		31.069	99,9%	64,8%
5	Estrella	ANT OQU A	13.767	5.805	24	3.210	689	1	2	8		3.934	32	10		3.976	42,2%	28,6%

6	Girardota	ANT OQU A	10.844	52.409	817	10.656	11.647	681	2	34	33.816	229	192	24.237	483,3%	319,6%
7	tagüí	ANT OQU A	63.604	6.834		772	1.186	347	146	3	2.454	42	26	2.522	10,7%	3,9%
8	Medellín	ANT OQU A	594.553	429.814	1.571	48.084	69.727	29.095	28.657	20.940	198.074	2.194	471	200.739	72,3%	33,3%
9	Sabanaeta	ANT OQU A	12.194	9.209		923	2.824	714	24	9	4.494	102	62	4.658	75,5%	36,9%
	<b>Subtotal</b>		<b>868.825</b>	<b>647.719</b>	<b>7.992</b>	<b>86.475</b>	<b>117.886</b>	<b>38.871</b>	<b>34.737</b>	<b>21.974</b>	<b>307.933</b>	<b>3.097</b>	<b>867</b>	<b>311.897</b>	<b>74,6%</b>	<b>35,4%</b>
<b>Llanogás</b>																
1	Villavicencio	META	84.851	84.540	9.294	24.681	38.529	7.993	2.885	751	84.133	1.564	17	85.714	99,6%	99,2%
2	Acadías	META	8.727	8.682	1.551	1.937	854	91			4.433	93	2	4.528	99,5%	50,8%
3	Restrepo	META	1.711	1.709	517	494	696			1	1.708	52		1.760	99,9%	99,8%
4	Cumará	META	2.334	2.333	217	1.257	845				2.319	43		2.362	100,0%	99,4%
5	Guayabeta	CUND NAMARCA	323	314	11	212	212	46			311	7		318	97,2%	96,3%
6	Quetame	CUND NAMARCA	273	273	14	128	128	18			146	6		152	100,0%	99,3%
7	Puente Quetame	CUND NAMARCA	147	147												
8	Cáqueza	CUND NAMARCA	895	893	41	646	202	3			892	29		921	99,8%	99,7%
9	Une	CUND NAMARCA	568	567	4	329	233				566	37		603	99,8%	99,6%
10	Chipaqué	CUND NAMARCA	325	323	2	85	235				322	16		338	99,4%	99,1%
11	Fosca	CUND NAMARCA	287	286	26	350	10				286	7		293	99,7%	99,7%
	<b>Subtotal</b>		<b>100.441</b>	<b>100.067</b>	<b>11.677</b>	<b>30.318</b>	<b>41.669</b>	<b>8.087</b>	<b>2.885</b>	<b>752</b>	<b>95.388</b>	<b>1.857</b>	<b>19</b>	<b>97.264</b>	<b>99,6%</b>	<b>95,0%</b>
<b>Madigas Ingenieros</b>																
1	Acadías	META	12.000	10.234	2.925	3.424	858	118			7.325	78	1	7.404	85,3%	61,0%
2	Paratebueno	CUND NAMARCA	450	450	61	337	17				415	13		428	100,0%	92,2%
3	Medina	CUND NAMARCA	975	730	40	607	21				668	8		676	76,9%	68,5%
	<b>Subtotal</b>		<b>13.425</b>	<b>11.434</b>	<b>3.026</b>	<b>4.368</b>	<b>896</b>	<b>118</b>			<b>8.408</b>	<b>99</b>	<b>1</b>	<b>8.508</b>	<b>85,2%</b>	<b>62,6%</b>
<b>Metrogas</b>																
1	Floridablanca	SANTANDER	57.567	55.931	5.376	20.278	18.171	7.874	3.404	838	55.931	359	5	56.295	97,2%	97,2%
	Subtotal		<b>57.567</b>	<b>55.931</b>	<b>5.376</b>	<b>20.278</b>	<b>18.171</b>	<b>7.874</b>	<b>3.404</b>	<b>838</b>	<b>55.931</b>	<b>359</b>	<b>5</b>	<b>56.295</b>	<b>97,2%</b>	<b>97,2%</b>
	Surtigas															
1	Cartagena	BOLIVAR	202.467	165.169	49.537	49.117	30.768	10.011	6.188	6.117	151.738	2.155	173	154.066	81,6%	74,9%
2	Turbarco	BOLIVAR	12.939	10.409	2.253	6.175	948	620			9.296	90	4	10.090	80,4%	77,3%
3	Arióna	BOLIVAR	12.270	8.735	5.078	2.768	142	7.988			44	44	5	8.037	71,2%	65,1%
4	Magangué	BOLIVAR	21.531	16.044	5.185	8.975	259	286			14.705	118	7	14.830	74,5%	68,3%
5	Montpoix	BOLIVAR	5.227	4.424	1.898	1.182	608				3.688	14		3.702	84,6%	70,6%
6	Buenavista	SUCRE	2.244	1.486	995	260					1.185	10		1.195	66,2%	52,8%
7	San Pedro	SUCRE	3.271	2.421	1.309	636	58				2.003	25	1	2.029	74,0%	61,2%
8	Pta Cartagena-limón	BOLIVAR	1.670	1.026	277	399					676	1		677	61,4%	40,5%
9	San Juan Nepomuceno	BOLIVAR	4.847	4.423	940	2.890	46				3.876	40		3.916	91,3%	80,0%
10	San Jacinto	BOLIVAR	3.775	3.395	2.233	625	18				2.876	35		2.911	89,9%	76,2%
11	El Carmen de Bolívar	BOLIVAR	11.370	7.680	2.815	3.270	706				6.791	84	1	6.876	67,5%	59,7%
12	Clemencia	BOLIVAR	1.787	1.388	543	474	2				1.019	3	1	1.023	77,7%	57,0%
13	Ovejas	SUCRE	2.625	2.084	915	587	48				1.550	15		1.565	79,4%	59,0%
14	Santa Rosa	BOLIVAR	2.988	2.273	1.149	781					1.930	5		1.935	76,1%	64,6%
15	Santa Catalina	BOLIVAR	1.476	964	518	251	6				775	2		777	65,3%	52,5%
16	María la Baja	BOLIVAR	4.597	3.950	1.802	1.209	76				3.087	9		3.096	85,9%	67,2%
17	Turbana	BOLIVAR	2.222	1.937	883	748	12				1.643	7		1.650	87,2%	73,9%
18	Santa Ana	MAGDALENA	3.015	2.114	603	847	17				1.467	5	1	1.473	70,1%	48,7%
19	Talagüa Nvo. Vjo.	BOLIVAR	1.176	1.038	506	281					787			787	88,3%	66,9%
20	Villanueva	BOLIVAR	3.500	2.632	1.706	183					1.889	7		1.896	75,2%	54,0%
21	Granada	BOLIVAR	900	666	441	1					442			442	74,0%	49,1%
22	Sinclejo	SUCRE	57.925	46.207	15.316	17.049	7.163	3.102	349	458	43.437	516	29	43.982	79,8%	75,0%
23	San Onofre	SUCRE	3.400	3.396	901	1.064	314	10			2.289	22		2.311	92,2%	67,3%
24	Corozal	SUCRE	12.131	9.320	3.108	4.746	417	174	17		8.462	71	5	8.538	76,8%	69,8%
25	Los Palmitos	SUCRE	1.811	1.706	596	744					1.340	15		1.355	94,2%	74,0%
26	Sampúes	SUCRE	4.000	3.548	1.240	1.380	166	67			2.853	32	2	2.887	88,7%	71,3%





Subtotal	1.318	1.271	497	742	22	3	1264	39	1.271	96,4%	95,9%
<b>Nacional de Servicios Públicos Domiciliarios S.A.E.S.P "NSP SA ESP"</b>											
1 Vélez	1.861	1.841	1124				1.124	49	1.173	98,9%	60,4%
Subtotal	1.861	1.841	1124				1.124	49	1.173	98,9%	60,4%
<b>Servicios Públicos y Gas - SERVIGAS S.A.E.S.P</b>											
1 Cruce de Guaciró	28	28		28			28		28	100,0%	100,0%
2 Dindal	22	22		22			22		22	100,0%	100,0%
3 San Jorge	74	74		74			74	1	75	100,0%	100,0%
Subtotal	124	124		124			124	1	125	100,0%	100,0%
TOTAL			738.215	1.682.900	1.393.886	401.195	4.492.005	71.767	2.944	4.492.930	

Fuente: Empresas Distribuidoras de Gas Natural

Consolidó: Dirección de Gas - Ministerio de Minas y Energía.

(\* ) Estos municipios están en proceso constructivo de redes de distribución.

**1 Municipio nuevo en este trimestre**

**Observaciones:**

(1) Los municipios de Acacias(Meta) y Floridablanca (Santander) son atendidos por dos distribuidores.

(2) No todos los catastros reportados son oficiales.- En algunos casos fueron suministrados por las empresas según su propio levantamiento.

En otros casos es mayor la cobertura que el catastro municipal suministrado por la oficina de Planeación del respectivo municipio.

No	POBLACIONES CON SERVICIO	DIVISION POLITICO-ADMINISTRATIVA	DEPARTAMENTO	CATASTRO	TOTAL USUARIOS RESIDENCIALES ANILLADOS	USUARIOS RESIDENCIALES CONECTADOS POR ESTRATO						TOTAL USUARIOS RESIDENCIALES CONECTADOS	TOTAL USUARIOS INDUSTRIALES	TOTAL USUARIOS COMERCIALES	TOTAL USUARIOS GAS NATURAL	COBERTURA RESIDENCIAL %	
						1	2	3	4	5	6					Potencial	Efectiva
<b>COBERTURA DEL SERVICIO DE GAS NATURAL - IV TRIMESTRE DE 2008</b>																	
<b>Alcamos de Colombia (Zona Centro Tolima)</b>																	
1	Bagre	MUN C P O	TOL.MA	117.955	110.672	12.200	47.943	26.238	5.584	608	153	92.726	624	20	93.370	93,8%	78,6%
2	Puerto Boyaca	MUN C P O	BOYACA	7.579	7.109	747	3.145	1.243	0	0	0	5.135	45	0	5.180	93,8%	67,8%
3	Espinal	MUN C P O	TOL.MA	14.998	13.450	1.818	4.887	2.245	264	1	1	9.216	65	7	9.288	89,7%	61,4%
4	La Dorada	MUN C P O	CALDAS	17.267	15.848	2.018	6.507	1.578	69	1	0	10.173	61	1	10.235	91,8%	58,9%
5	Chicora	NSPECCON	TOL.MA	1.607	1.406	201	804	137	0	0	0	1.142	7	0	1.149	87,5%	71,1%
6	Ambalema	MUN C P O	TOL.MA	1.764	1.577	567	519	55	0	0	0	1.141	2	0	1.143	89,4%	64,7%
7	Venadillo	MUN C P O	TOL.MA	2.775	2.370	848	1.110	3	0	0	0	1.961	6	0	1.967	85,4%	70,7%
8	Piedras	MUN C P O	TOL.MA	588	567	120	327	0	0	0	0	447	2	0	449	96,4%	76,0%
9	Alvarado	MUN C P O	TOL.MA	947	852	152	488	1	0	0	0	642	1	0	642	90,0%	67,7%
10	Armero-guayabal	MUN C P O	TOL.MA	3.086	2.725	895	1.051	5	0	0	0	1.951	8	0	1.959	88,3%	63,2%
11	Doima	CASER O	TOL.MA	187	182	34	99	0	0	0	0	133	0	0	133	97,3%	71,1%
12	Puerto Salgar	MUN C P O	CUND.NAMARCA	3.150	2.716	940	540	100	0	0	0	1.580	14	0	1.594	86,2%	50,2%
13	Herveo	MUN C P O	TOL.MA	759	724	83	497	2	0	0	0	582	4	0	586	95,4%	76,7%
14	Lérida	MUN C P O	TOL.MA	4.222	4.001	583	2.651	48	0	0	0	3.282	13	0	3.295	94,8%	77,7%
15	La Sierra	NSPECCON	TOL.MA	417	397	262	65	0	0	0	0	328	0	1	328	95,2%	78,4%
16	Manizanares	MUN C P O	CALDAS	2.499	2.161	233	1.001	227	12	0	0	1.473	18	0	1.491	86,5%	58,9%
17	Mariquita	MUN C P O	TOL.MA	7.827	6.628	1.981	2.768	291	32	0	0	5.072	45	2	5.119	84,7%	64,8%
18	Fresno	MUN C P O	TOL.MA	3.687	3.404	526	1.666	639	0	0	0	2.851	27	2	2.858	92,3%	76,8%
19	Flandes	MUN C P O	TOL.MA	14.273	8.781	132	2.357	1.634	1	0	0	4.124	24	1	4.149	61,5%	28,9%
20	Victoria	MUN C P O	CALDAS	1.325	1.263	436	410	166	0	0	0	1.012	3	0	1.015	95,3%	76,4%
21	Libano	MUN C P O	TOL.MA	6.935	6.445	525	3.076	1.378	124	0	0	5.103	37	0	5.130	92,6%	73,6%
22	San Luis	MUN C P O	TOL.MA	1.175	1.096	515	342	1	0	0	0	858	2	0	860	93,5%	73,0%
23	Honda	MUN C P O	TOL.MA	8.129	6.423	1.017	2.744	414	47	0	0	4.222	32	1	4.255	79,0%	51,9%

24	Ricaurte	MUN C P O	CUND NAMARCA	3.563	1.360	65	71	296	35	1	0	468	20	0	488	38,2%	13,1%
25	Girardot	MUN C P O	CUND NAMARCA	25.570	19.730	1.022	4.602	4.466	397	48	0	10.538	103	0	10.638	77,2%	41,2%
26	Tierradentro	CORREG - M ENTO	TOL MA	58	58	12	20	0	0	0	0	32	0	32	100,0%	55,2%	
	<b>Subtotal</b>			<b>252.342</b>	<b>221.945</b>	<b>27.932</b>	<b>89.690</b>	<b>41.167</b>	<b>6.565</b>	<b>659</b>	<b>154</b>	<b>166.167</b>	<b>1.153</b>	<b>33</b>	<b>167.353</b>	<b>88,0%</b>	<b>65,8%</b>
<b>Alcamos de Colombia (Zona Huila - Sur Tolima)</b>																	
27	Neva	MUN C P O	HU LA	100.679	99.734	15.885	42.869	9.456	4.768	1.024	121	74.123	741	27	74.891	99,1%	73,6%
28	Alpe	MUN C P O	HU LA	2.668	2.606	506	1.577	191	6	0	0	2.280	6	0	2.286	97,2%	85,5%
29	Yaguará	MUN C P O	HU LA	2.162	2.066	449	1.149	162	1	0	0	1.971	22	0	1.785	95,6%	81,5%
30	Palermo	MUN C P O	HU LA	3.278	3.279	983	1.255	483	4	0	0	2.770	43	2	2.770	88,2%	73,3%
31	Rivera	MUN C P O	HU LA	4.976	4.418	935	2.344	397	34	21	1	3.632	32	3	3.667	88,8%	73,0%
32	Tello	MUN C P O	HU LA	1.503	1.458	704	349	89	0	0	0	1.145	3	0	1.145	97,0%	76,0%
33	Juncal	CASER O	HU LA	716	677	88	474	5	0	0	0	567	3	0	570	94,6%	79,2%
34	Fortaleñas	CORREG M ENTO	HU LA	664	656	252	365	4	0	0	0	631	2	2	630	98,8%	93,5%
35	Baraya	MUN C P O	HU LA	1.226	1.180	601	259	40	0	0	0	900	3	1	904	96,2%	73,4%
36	San Francisco	CASER O	HU LA	94	93	72	19	0	0	0	0	91	1	0	92	98,9%	96,8%
37	Camptolegre	MUN C P O	HU LA	7.318	6.648	2.426	2.572	520	0	0	0	5.518	36	2	5.556	90,8%	75,4%
38	Teruel	MUN C P O	HU LA	1.130	1.082	318	529	117	0	0	0	964	3	0	967	95,8%	85,3%
39	Betania	CASER O	HU LA	170	167	68	67	2	0	0	0	137	1	0	138	98,2%	80,6%
40	Patol	MUN C P O	HU LA	682	660	131	409	103	0	0	0	643	1	0	644	96,8%	94,3%
41	Hobo	MUN C P O	HU LA	1.945	1.689	535	557	3	0	0	0	1.104	8	1	1.104	86,8%	50,3%
42	Tesalla	MUN C P O	HU LA	1.639	1.574	840	439	35	0	0	0	1.314	4	0	1.318	96,6%	80,2%
43	Villavieja	MUN C P O	HU LA	1.064	943	228	401	2	0	0	0	631	1	0	632	88,6%	59,3%
44	Culgante	MUN C P O	HU LA	3.247	3.049	663	1.615	122	0	0	0	2.400	9	1	2.410	93,9%	73,9%
45	Natagaima	MUN C P O	HU LA	2.971	2.635	571	1.037	212	0	0	0	1.820	4	0	1.824	88,7%	61,3%
46	La Plata	MUN C P O	HU LA	5.682	5.393	787	2.628	1.054	4	0	0	4.473	54	3	4.530	94,9%	78,7%
47	Algeciras	MUN C P O	HU LA	3.289	3.201	912	1.243	90	0	0	0	2.262	14	3	2.262	97,3%	68,3%
48	Garzón	MUN C P O	HU LA	9.042	8.533	1.791	3.208	1.536	126	1	1	6.663	36	5	6.704	94,4%	73,7%
49	Guacirco	CASER O	HU LA	164	150	104	36	2	0	0	0	142	0	0	142	91,5%	86,6%
50	Saldana	MUN C P O	TOL MA	2.879	2.585	504	1.195	143	3	0	0	1.845	13	0	1.858	89,8%	64,1%
51	Guamo	MUN C P O	TOL MA	4.727	4.190	894	2.183	201	0	0	0	3.278	14	1	3.293	88,6%	69,3%
52	Purificadón	MUN C P O	TOL MA	4.252	3.629	843	1.661	100	0	0	0	2.604	10	1	2.615	85,3%	61,2%
53	Tarqui	MUN C P O	TOL MA	1.468	1.188	557	317	9	0	0	0	888	5	0	888	80,9%	60,1%
54	Gualanday	CASER O	TOL MA	415	374	74	141	35	0	0	0	250	2	0	252	90,1%	60,2%
55	Fusagasuga	MUN C P O	CUND NAMARCA	27.652	25.375	2.297	7.052	2.816	3.002	79	1	15.247	119	0	15.366	91,8%	58,1%
56	Meigar	MUN C P O	TOL MA	9.873	7.531	843	2.135	1.402	94	1	0	4.484	105	0	4.589	76,3%	45,4%
57	Carmen Apicalá	MUN C P O	TOL MA	2.912	2.711	102	1.036	245	36	15	0	1.434	13	0	1.447	93,1%	49,2%
58	Cajguan	CORREG M ENTO	HU LA	1.136	1.057	506	334	0	0	0	0	840	3	0	843	93,0%	73,9%
59	Pacarni	NSPECCON	HU LA	595	547	368	139	0	0	0	0	447	2	0	449	91,9%	75,1%
60	Chaparral	MUN C P O	TOL MA	8.470	7.479	1.527	1.856	499	1	0	0	3.863	20	0	3.883	88,3%	45,6%
61	Ortega	MUN C P O	TOL MA	2.386	2.077	186	723	204	0	0	0	1.113	3	0	1.116	87,0%	46,6%
62	Conzonzo	MUN C P O	CUND NAMARCA	1.386	1.271	292	581	4	0	0	0	877	6	0	883	91,7%	63,3%
63	Atbalazé	MUN C P O	CUND NAMARCA	1.768	1.221	5	493	241	68	0	0	777	12	0	789	69,1%	43,9%
65	Rionegro	MUN C P O	ANT OQU A	22.317	17.192	119	864	2.480	261	6	0	3.730	14	0	3.744	77,0%	16,7%
66	Marinilla	MUN C P O	ANT OQU A	8.257	7.406	6	398	1.065	11	0	0	1.480	7	0	1.487	89,7%	17,9%
67	Santuario	MUN C P O	ANT OQU A	7.416	6.275	339	1.225	157	1	0	0	1.712	6	2	1.720	84,6%	23,1%
68	Guame	MUN C P O	ANT OQU A	4.840	3.459	8	217	423	0	0	0	648	1	0	649	71,5%	13,4%
69	Silvania	MUN C P O	CUND NAMARCA	2.330	1.625	38	318	438	36	1	0	831	6	0	837	69,7%	35,7%
70	Valle de San Juan	MUN C P O	TOL MA	839	769	254	266	0	0	0	0	540	2	0	542	91,7%	64,0%
71	Popayán	MUN C P O	CAUCA	56.577	19.638	744	3.566	1.852	60	23	1	6.246	0	0	6.246	34,7%	11,0%
72	Florencia	MUN C P O	CAQUETA	32.359	849	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,6%	0,0%
	<b>Subtotal</b>			<b>361.603</b>	<b>270.339</b>	<b>40.285</b>	<b>91.951</b>	<b>26.939</b>	<b>8.516</b>	<b>1.179</b>	<b>126</b>	<b>168.996</b>	<b>1.395</b>	<b>54</b>	<b>170.445</b>	<b>74,8%</b>	<b>46,7%</b>
<b>Gasoriante</b>																	
73	Bucaramanga	MUN C P O	SANTANDER	122.599	127.708	13.813	18.343	29.995	37.588	4.126	6.967	110.832	4.590	18	115.440	104,2%	90,4%
74	Florencia	MUN C P O	SANTANDER	3.800	4.054	0	2.748	756	195	0	0	3.699	85	2	3.786	106,7%	97,3%
75	Cirón	MUN C P O	SANTANDER	24.262	24.410	5.140	7.479	8.423	709	71	3	21.825	579	20	22.424	100,6%	90,0%
76	Piedecuesta	MUN C P O	SANTANDER	21.477	23.153	204	6.248	13.335	943	49	1	20.680	469	3	21.152	107,8%	96,3%
77	Salbana de Torres	MUN C P O	SANTANDER	3.284	3.304	501	1.546	1.163	1	0	0	3.211	69	0	3.280	100,6%	97,8%
78	Puerto Wilches	MUN C P O	SANTANDER	3.463	3.515	2.101	870	365	0	0	0	3.336	57	0	3.393	101,5%	96,3%
79	Lebija	MUN C P O	SANTANDER	2.819	2.901	34	776	1.805	30	0	3	2.048	89	0	2.137	110,2%	93,9%
80	Cantagallo	MUN C P O	BOL VAR	652	721	188	499	0	0	0	0	687	20	0	707	110,6%	105,4%
81	San Pabó	MUN C P O	BOL VAR	3.050	3.167	2.293	749	0	0	0	0	3.042	72	0	3.114	103,8%	99,7%
	<b>Subtotal</b>			<b>185.406</b>	<b>192.933</b>	<b>24.274</b>	<b>39.258</b>	<b>55.742</b>	<b>39.466</b>	<b>4.246</b>	<b>6.974</b>	<b>169.960</b>	<b>6.030</b>	<b>43</b>	<b>176.033</b>	<b>104,1%</b>	<b>91,7%</b>

<b>Gases de Barrancabermeja</b>																	
82	Barrancabermeja	MUN C P O	SANTANDER	45.677	44.138	9.889	15.021	8.269	5.139	648	0	0	38.966	429	39.395	96,8%	85,4%
83	Yondo	MUN C P O	ANT OQUA	1.358	1.542	960	416	20	0	0	0	1.396	13	1.409	113,5%	102,8%	
84	Puente Sogamoso	NSPECCON	SANTANDER	1.062	1.113	750	289	9	0	0	0	1.048	3	1.051	104,8%	98,7%	
85	El Pedral	NSPECCON	SANTANDER	350	482	253	111	6	0	0	0	370	2	372	137,7%	105,7%	
	<b>Subtotal</b>			<b>48.387</b>	<b>47.275</b>	<b>11.852</b>	<b>15.837</b>	<b>8.304</b>	<b>5.139</b>	<b>648</b>	<b>0</b>	<b>41.780</b>	<b>447</b>	<b>42.227</b>	<b>97,7%</b>	<b>86,3%</b>	
<b>Gases de occidente SA E.S.P</b>																	
86	Calli	MUN C P O	VALLE	565.981	549.812	57.693	121.718	141.616	37.465	34.012	10.092	402.596	7.418	410.161	97,1%	71,1%	
87	Santander de Quilichao	MUN C P O	CAUCA	14.738	8.549	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
88	Puerto Tejada	MUN C P O	CAUCA	11.448	4.757	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
89	Villavieja	MUN C P O	CAUCA	3.532	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Subtotal</b>			<b>595.999</b>	<b>563.118</b>	<b>57.693</b>	<b>121.718</b>	<b>141.616</b>	<b>37.465</b>	<b>34.012</b>	<b>10.092</b>	<b>402.596</b>	<b>7.418</b>	<b>410.161</b>	<b>94,6%</b>	<b>67,6%</b>	
<b>Gases de La Guajira</b>																	
90	Riohacha	MUN C P O	GUAJARA	22.818	22.023	7.356	8.172	3.815	1.196	272	1	20.812	327	21.148	96,5%	91,2%	
91	Maicao	MUN C P O	GUAJARA	19.031	16.626	2.045	8.432	3.016	348	0	0	13.841	173	14.024	87,4%	73,7%	
92	Palomino	MUN C P O	GUAJARA	623	601	52	248	0	0	0	0	300	10	310	96,5%	48,2%	
93	Mingueo	CORREG M ENTO	GUAJARA	1.248	1.226	0	779	0	0	0	0	779	8	787	98,2%	64,4%	
94	Camaronas	CORREG M ENTO	GUAJARA	568	507	45	304	0	0	0	0	349	1	351	89,3%	61,4%	
95	Dibulla	MUN C P O	GUAJARA	895	767	8	600	0	0	0	0	608	12	620	85,7%	67,9%	
96	Uribia	MUN C P O	GUAJARA	1.643	1.182	234	649	30	0	0	0	913	23	938	71,9%	55,6%	
97	Manauare	MUN C P O	GUAJARA	1.631	1.230	114	568	161	0	0	0	843	28	871	75,4%	51,7%	
98	Hato Nuevo	MUN C P O	GUAJARA	2.140	2.110	246	734	429	283	0	0	1.691	34	1.725	98,6%	79,0%	
99	Papaya	CORREG M ENTO	GUAJARA	612	612	38	357	30	0	0	0	425	5	430	100,0%	69,4%	
100	Barrancas	MUN C P O	GUAJARA	3.316	3.007	278	1.734	611	0	0	0	2.623	38	2.661	90,7%	79,1%	
101	Fonseca	MUN C P O	GUAJARA	5.134	4.924	1.059	1.507	1.656	50	0	0	4.272	48	4.320	95,9%	83,2%	
102	San Juan	MUN C P O	GUAJARA	5.518	4.800	837	1.638	1.501	48	0	0	4.024	35	4.059	87,0%	72,9%	
103	El Molino	MUN C P O	GUAJARA	1.194	1.004	142	602	135	0	0	0	879	4	883	84,1%	73,6%	
104	Villanueva	MUN C P O	GUAJARA	4.840	4.511	694	2.372	715	17	0	0	3.798	36	3.834	93,2%	78,5%	
105	Urumita	MUN C P O	GUAJARA	1.888	1.670	555	881	9	0	0	0	1.445	9	1.454	98,9%	85,6%	
106	Distracción	MUN C P O	GUAJARA	881	851	151	451	154	2	0	0	758	8	766	100,0%	86,0%	
107	Buena Vista	CORREG M ENTO	GUAJARA	285	285	24	206	6	0	0	0	237	1	237	100,0%	82,8%	
108	Albania	MUN C P O	GUAJARA	1.231	1.231	287	273	0	0	0	0	560	7	569	100,0%	45,5%	
109	Cuestectas	NSPECCON	GUAJARA	379	379	177	45	0	0	0	0	222	0	222	100,0%	58,6%	
110	La Punta	CORREG M ENTO	GUAJARA	472	472	150	196	0	0	0	0	346	2	348	100,0%	73,3%	
111	Las Flores	CORREG M ENTO	GUAJARA	122	117	58	26	0	0	0	0	84	2	86	95,9%	68,9%	
112	Rio Ancho	NSPECCON	GUAJARA	296	296	108	24	0	0	0	0	132	0	132	100,0%	44,6%	
113	Corredor Carbon	CORREG M ENTO	GUAJARA	647	190	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	29,4%	0,0%
114	La Jagua del Pilar	MUN C P O	GUAJARA	344	344	83	204	0	0	0	0	287	3	290	100,0%	83,4%	
115	El Palmar	NSPECCON	GUAJARA	127	117	34	74	0	0	0	0	98	0	98	92,1%	77,2%	
	<b>Subtotal</b>			<b>77.683</b>	<b>71.112</b>	<b>14.765</b>	<b>31.077</b>	<b>12.266</b>	<b>1.943</b>	<b>272</b>	<b>1</b>	<b>60.325</b>	<b>814</b>	<b>61.168</b>	<b>91,6%</b>	<b>77,7%</b>	
<b>Gases del Caribe</b>																	
116	Barranquilla	DISTRITO	ATLANTICO	258.047	255.128	64.696	48.949	56.645	27.947	14.949	10.844	224.030	5.598	229.964	98,9%	86,8%	
117	Soledad	MUN C P O	ATLANTICO	102.678	99.582	35.740	44.543	9.172	12	0	0	89.467	786	90.279	97,0%	87,1%	
118	Malambo	MUN C P O	ATLANTICO	18.407	17.491	6.604	8.263	397	0	0	0	15.264	148	15.432	95,0%	82,9%	
119	Caracoli	CORREG M ENTO	ATLANTICO	783	762	433	180	0	0	0	0	603	6	610	97,3%	77,0%	
120	Sabana Larga	MUN C P O	ATLANTICO	10.574	10.214	2.912	3.061	2.371	301	13	0	8.058	121	8.281	96,6%	81,9%	
121	sabel López	CORREG M ENTO	ATLANTICO	545	535	378	65	0	0	0	0	443	1	444	98,2%	81,3%	
122	Molinos	CORREG M ENTO	ATLANTICO	440	430	304	40	1	0	0	0	345	1	346	97,7%	78,4%	
123	La Peña	CORREG M ENTO	ATLANTICO	87	781	485	121	0	0	0	0	606	1	607	95,6%	74,2%	
124	Colombia	CORREG M ENTO	ATLANTICO	230	187	127	39	0	0	0	0	166	0	166	81,3%	72,2%	
125	Cascajal	CORREG M ENTO	ATLANTICO	456	447	334	33	0	0	0	0	367	1	368	98,0%	80,5%	
126	Aguada de Pablo	CORREG M ENTO	ATLANTICO	717	716	393	64	0	0	0	0	457	0	457	99,9%	63,7%	
127	Galapa	MUN C P O	ATLANTICO	5.285	5.125	1.493	2.308	484	1	0	0	4.286	51	4.341	97,0%	81,1%	
128	Baranoa	MUN C P O	ATLANTICO	9.068	8.777	2.546	3.182	2.214	56	0	0	7.998	97	8.103	97,9%	88,2%	
129	Pital de Megua	CORREG M ENTO	ATLANTICO	372	359	160	137	0	0	0	0	297	3	300	96,5%	79,8%	
130	Campeche	CORREG M ENTO	ATLANTICO	872	831	356	278	0	0	0	0	634	8	643	95,3%	72,7%	
131	Sibarco	CORREG M ENTO	ATLANTICO	219	216	148	11	0	0	0	0	159	0	159	98,6%	74,6%	
132	Puerto Colombia	MUN C P O	ATLANTICO	9.163	8.100	1.395	3.222	2.224	114	100	145	7.200	215	7.427	88,4%	78,6%	
133	Sabanagrande	MUN C P O	ATLANTICO	4.225	4.164	448	2.376	685	0	2	0	3.511	71	3.590	86,2%	72,7%	
134	Santo Tomás	MUN C P O	ATLANTICO	4.831	4.181	703	2.070	997	11	0	0	3.832	50	3.892	99,0%	89,5%	
135	Palmar de Varela	MUN C P O	ATLANTICO	4.226	4.087	657	2.100	843	0	0	0	3.600	27	3.627	96,7%	85,2%	
136	Luruaco	MUN C P O	ATLANTICO	2.641	2.533	887	802	144	0	0	0	1.833	23	1.856	95,5%	69,4%	

MEMORIAS AL CONGRESO DE LA REPÚBLICA 2008 - 2009

137	22	Pendales	CORREG M ENTO	ATLANT CO	281	278	80	134	0	0	0	0	0	0	0	0	0	214	2	0	0	216	98,9%	76,2%
138	23	Arroyo de Piedra	CORREG M ENTO	ATLANT CO	535	535	207	309	0	0	0	0	0	0	0	0	0	516	2	3	3	521	100,0%	96,4%
139	24	Palmar de Cñh- delena	CORREG M ENTO	ATLANT CO	457	405	174	117	0	0	0	0	0	0	0	0	0	291	0	0	0	291	88,6%	63,7%
140	25	Santa Cruz	CORREG M ENTO	ATLANT CO	948	869	275	176	0	0	0	0	0	0	0	0	0	451	0	0	0	451	91,7%	47,6%
141	26	La Puntica	CASER O	ATLANT CO	53	39	10	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	1	0	0	16	73,6%	28,3%
142	27	San Juan de Tocagua	CORREG M ENTO	ATLANT CO	176	118	62	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	88	0	0	0	88	67,0%	50,0%
143	28	Polonuevo	MUN C P O	ATLANT CO	2.394	2.367	749	921	342	2	0	0	0	0	0	0	0	2.014	28	13	0	2.055	98,9%	84,1%
144	29	Pital de Canlin	CORREG M ENTO	ATLANT CO	212	210	60	116	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176	3	0	0	179	99,1%	83,0%
145	30	Usiacuri	MUN C P O	ATLANT CO	1.615	1.559	444	684	119	0	0	0	0	0	0	0	0	1.247	10	0	0	1.257	96,5%	77,2%
146	31	Ponedera	MUN C P O	ATLANT CO	2.288	2.135	688	855	247	0	0	0	0	0	0	0	0	1.790	13	1	1	1.804	93,3%	78,2%
147	32	Santa Rita	CORREG M ENTO	ATLANT CO	145	139	93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	93	0	0	0	94	95,9%	64,1%
148	33	Puerto Araldido	CORREG M ENTO	ATLANT CO	979	965	516	181	0	0	0	0	0	0	0	0	0	697	4	0	0	701	98,6%	71,2%
149	34	Retirada	CORREG M ENTO	ATLANT CO	134	133	92	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	117	1	0	0	118	99,3%	87,3%
150	35	Marrillo	CORREG M ENTO	ATLANT CO	299	295	84	144	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228	2	0	0	230	98,7%	76,3%
151	36	Candelaria	MUN C P O	ATLANT CO	1.735	1.679	833	577	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.410	5	0	0	1.415	96,8%	81,3%
152	37	Leña	CORREG M ENTO	ATLANT CO	372	371	229	68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	297	2	0	0	299	99,7%	79,8%
153	38	Carreto	CORREG M ENTO	ATLANT CO	292	291	96	122	0	0	0	0	0	0	0	0	0	218	1	0	0	219	99,7%	74,7%
154	39	Campo de la Cruz	MUN C P O	ATLANT CO	3.305	3.218	137	1.536	727	0	0	0	0	0	0	0	0	2.400	16	0	0	2.416	97,4%	72,6%
155	40	Bonriquez	CORREG M ENTO	ATLANT CO	332	331	150	99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	249	1	0	0	250	99,7%	75,0%
156	41	Repelón	MUN C P O	ATLANT CO	3.020	2.877	1.100	752	49	0	0	0	0	0	0	0	0	1.901	14	0	0	1.915	95,3%	63,9%
157	42	Cien Pesos	CORREG M ENTO	ATLANT CO	95	95	67	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	70	0	0	0	70	100,0%	73,7%
158	43	Las Tablas	CORREG M ENTO	ATLANT CO	117	96	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75	0	0	0	75	82,1%	64,1%
159	44	Los Limites	CASER O	ATLANT CO	59	38	29	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36	0	0	0	36	64,4%	61,0%
160	45	Villa Rosa	CORREG M ENTO	ATLANT CO	588	540	449	42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	491	1	0	0	492	91,8%	85,5%
161	46	Rotinet	CORREG M ENTO	ATLANT CO	403	398	308	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	323	1	0	0	324	98,8%	80,1%
162	47	Las Garas	CORREG M ENTO	ATLANT CO	196	169	129	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	134	1	0	0	135	86,2%	68,4%
163	48	Santa Lucia	MUN C P O	ATLANT CO	1.523	1.482	535	511	20	0	0	0	0	0	0	0	0	1.066	3	0	0	1.069	97,3%	70,0%
164	49	Algodonal	CORREG M ENTO	ATLANT CO	163	155	106	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107	0	0	0	107	95,1%	65,6%
165	50	Suan	MUN C P O	ATLANT CO	1.743	1.644	512	626	208	0	0	0	0	0	0	0	0	1.346	12	1	1	1.359	94,3%	77,2%
166	51	Marañí	MUN C P O	ATLANT CO	2.825	2.600	997	1.010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.007	8	0	0	2.015	99,0%	76,5%
167	52	Juan de Acosta	MUN C P O	ATLANT CO	1.738	1.696	374	608	427	12	0	0	0	0	0	0	0	1.421	18	0	0	1.439	97,6%	81,8%
168	53	Vañeh	CORREG M ENTO	ATLANT CO	300	298	16	236	0	0	0	0	0	0	0	0	0	252	0	0	0	252	99,3%	84,0%
169	54	Santa Verónica	CORREG M ENTO	ATLANT CO	242	239	129	1	25	79	2	2	0	0	0	0	0	141	30	0	0	171	98,8%	58,3%
170	55	Saco	CORREG M ENTO	ATLANT CO	495	467	223	95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	319	0	0	0	319	94,3%	64,4%
171	56	Chorrera	CORREG M ENTO	ATLANT CO	260	241	121	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	155	1	0	0	156	92,7%	59,6%
172	57	Tubará	MUN C P O	ATLANT CO	1.488	1.406	375	765	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.140	6	1	1	1.147	94,5%	76,6%
173	58	El Morro	CORREG M ENTO	ATLANT CO	113	101	60	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	64	1	0	0	65	89,4%	56,6%
174	59	Playa Mendoza	CASER O	ATLANT CO	268	262	1	0	0	118	0	0	0	0	0	0	0	119	6	0	0	125	97,8%	44,4%
175	60	Piojó	MUN C P O	ATLANT CO	471	395	228	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	338	1	0	0	339	83,9%	71,8%
176	61	Agua Viva	CORREG M ENTO	ATLANT CO	115	85	62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	62	0	0	0	62	73,9%	53,9%
177	62	Hibacharo	CORREG M ENTO	ATLANT CO	309	291	206	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	220	0	0	0	220	94,2%	71,2%
178	63	Calamar	MUN C P O	ATLANT CO	2.307	2.294	1.178	618	3	0	0	0	0	0	0	0	0	1.799	13	0	0	1.812	99,4%	78,0%
179	64	Arenal	MUN C P O	ATLANT CO	2.379	2.370	1.215	716	59	0	0	0	0	0	0	0	0	1.990	10	0	0	2.000	99,6%	83,6%
180	65	Santa Marta- Rodadero	D STR TO	MAGDALENA	87,978	86,173	11,037	21,030	24,958	7,766	3,220	7,767	1,481	0	0	0	0	75,778	1,481	62	62	77,321	97,9%	86,1%
181	66	Buritaca	CASER O	MAGDALENA	354	354	58	206	1	0	0	0	0	0	0	0	0	265	10	0	0	275	100,0%	74,9%
182	67	Taganica	CORREG M ENTO	MAGDALENA	1.071	925	76	612	10	4	0	0	0	0	0	0	0	702	29	0	0	731	86,4%	65,5%
183	68	Puerto Nuevo	CORREG M ENTO	MAGDALENA	731	696	271	348	0	0	0	0	0	0	0	0	0	619	8	0	0	627	95,2%	84,7%
184	69	Ciénega	MUN C P O	MAGDALENA	19,087	13,406	3,627	7,179	2,200	21	0	0	0	0	0	0	0	13,027	166	35	13-228	13-228	70,2%	68,3%
185	70	Río Frio	CORREG M ENTO	MAGDALENA	1.216	1.002	577	334	2	0	0	0	0	0	0	0	0	913	7	0	0	937	82,4%	75,1%
186	71	Oihuesa	CORREG M ENTO	MAGDALENA	1.908	1.722	832	683	4	0	0	0	0	0	0	0	0	1.519	8	17	17	1.544	90,3%	79,6%
187	72	Guacamayal	CORREG M ENTO	MAGDALENA	1.220	1.138	594	338	0	0	0	0	0	0	0	0	0	932	1	3	3	936	93,3%	76,4%
188	73	Sevilla	CORREG M ENTO	MAGDALENA	956	941	340	327	0	0	0	0	0	0	0	0	0	667	4	9	9	680	98,4%	69,8%
189	74	La Gran Via	CORREG M ENTO	MAGDALENA	371	323	129	137	0	0	0	0	0	0	0	0	0	266	1	1	1	268	87,1%	71,7%
190	75	Fundación	MUN C P O	MAGDALENA	10,838	10,450	5,753	3,073	880	53	0	0	0	0	0	0	0	4,746	115	1	1	9,875	96,4%	90,0%
191	76	Aracataca	MUN C P O	MAGDALENA	5,375	5,052	2,350	2,152	244	0	0	0	0	0	0	0	0	4,776	30	0	0	4,776	95,8%	90,0%
192	77	El Retén	MUN C P O	MAGDALENA	2,436	2,436	1,492	433	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,925	3	0	0	1,928	100,0%	79,0%
193	78	Tucunna	CORREG M ENTO	MAGDALENA	760	652	392	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	437	2	0	0	439	85,8%	57,5%
194	79	Salamina	MUN C P O	MAGDALENA	1,445	1,440	281	555	63	0	0	0	0	0	0	0	0	899	0	0	0	899	99,7%	62,2%
195	80	Sitio Nuevo	CORREG M ENTO	MAGDALENA	2,352	2,327	1,611	1,611	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,611	2	0	0	1,613	98,9%	68,5%
196	81	Palermo	CORREG M ENTO	MAGDALENA	1,215	1,196	754	147	0	0	0	0	0	0	0	0	0	901	5	0	0	906	98,4%	74,2%

197	82	Pueblo Viejo	MUN C P O	MAGDALENA	1.095	382	199	1	0	0	0	0	0	0	582	7	0	589	85,8%	53,2%
198	83	La Siria	CORREG M ENTO	MAGDALENA	627	333	105	0	0	0	0	0	0	0	438	7	0	445	100,0%	69,9%
199	84	Palmita	CORREG M ENTO	MAGDALENA	341	339	219	14	0	0	0	0	0	0	233	1	0	234	99,4%	68,3%
200	85	Palajara	CORREG M ENTO	MAGDALENA	1310	746	270	0	0	0	0	0	0	0	1.021	5	0	1.021	100,0%	77,6%
201	86	Remolino	MUN C P O	MAGDALENA	1.018	277	337	0	0	0	0	0	0	0	614	0	0	614	99,1%	60,3%
202	87	Varela	MUN C P O	MAGDALENA	584	460	0	0	0	0	0	0	0	0	460	0	0	460	100,0%	78,8%
203	88	Valledupar	MUN C P O	CEESAR	71.911	68.384	17.931	22.252	14.065	4.387	1.658	651	60.934	859	60.934	32	61.855	95,1%	84,7%	
204	89	La Paz	MUN C P O	CEESAR	2.590	2.561	526	1.371	354	0	0	0	2.251	31	2.251	0	2.282	98,9%	86,9%	
205	90	Manauare	MUN C P O	CEESAR	1.537	243	9	0	0	0	0	0	34	0	34	0	34	15,8%	2,2%	
		<b>SUBTOTAL</b>			<b>692.391</b>	<b>667.141</b>	<b>185.592</b>	<b>196.304</b>	<b>121.244</b>	<b>40.832</b>	<b>19.927</b>	<b>19.411</b>	<b>583.310</b>	<b>10.208</b>	<b>594.433</b>	<b>615</b>	<b>594.433</b>	<b>96,4%</b>	<b>84,2%</b>	
<b>Gases del Guisnara</b>																				
205	1	Yopal	MUN C P O	CASANARE	24.107	22.224	3.205	9572	4936	993	17	0	17833	539	18370	8	18370	93,1%	73,93%	
206	2	Aguaazul	MUN C P O	CASANARE	5.660	5.309	841	4029	348	1	0	0	5219	125	5345	1	5345	93,8%	91,21%	
207	3	Monterrey	MUN C P O	CASANARE	2.877	2.836	934	1193	3	0	0	0	2130	52	2182	0	2182	98,59%	74,04%	
208	4	Tauramena	MUN C P O	CASANARE	2.550	2.520	967	1073	415	1	0	0	2456	73	2530	1	2530	98,82%	96,31%	
209	5	Villanueva	MUN C P O	CASANARE	4.741	4.401	895	2149	607	17	0	0	3668	102	3771	1	3771	92,82%	77,36%	
		<b>Subtotal</b>			<b>39.935</b>	<b>37.290</b>	<b>5.942</b>	<b>18.016</b>	<b>6.309</b>	<b>1.012</b>	<b>17</b>	<b>0</b>	<b>31.296</b>	<b>891</b>	<b>32.198</b>	<b>11</b>	<b>32.198</b>	<b>93,4%</b>	<b>78,4%</b>	
<b>Gases de occidente</b>																				
210	1	Analluza	MUN C P O	VALLE	2.917	2.757	251	2.392	88	0	0	0	2.641	10	2.651	0	2.651	94,5%	90,5%	
211	2	Ansermanuevo	MUN C P O	VALLE	1.647	2.036	598	1.187	246	0	0	0	2.031	7	2.038	0	2.038	123,6%	123,3%	
212	3	Buga	MUN C P O	VALLE	20.477	20.479	3.005	9.431	4.056	645	543	7	17.677	255	17.933	21	17.953	100,0%	86,3%	
213	4	Bugabagrande	MUN C P O	VALLE	3.133	2.587	474	1.237	590	0	0	0	2.301	20	2.323	2	2.323	82,6%	73,4%	
214	5	Caicedonia	MUN C P O	VALLE	5.181	4.454	96	2.393	1.853	109	8	0	4.459	49	4.508	0	4.508	86,0%	86,1%	
215	6	Candelaria	MUN C P O	VALLE	3.992	6.417	1.453	3.081	1.055	2	0	0	5.591	54	5.645	0	5.645	160,7%	140,1%	
216	7	Cantagao	MUN C P O	VALLE	24.693	23.199	3.382	6.408	11.003	1.294	452	159	22.698	170	22.873	5	22.873	93,9%	91,9%	
217	8	Cerrito	MUN C P O	VALLE	5.362	6.731	859	3.877	830	16	0	0	5.582	45	5.629	2	5.629	125,5%	104,1%	
218	9	Florida	MUN C P O	VALLE	7.201	7.048	4.190	3.26	0	0	0	0	6.535	36	6.571	0	6.571	97,9%	90,8%	
219	10	Cinebra	MUN C P O	VALLE	948	1.686	256	1.019	387	4	0	0	1.666	18	1.685	1	1.685	177,8%	175,7%	
220	11	Guacarí	MUN C P O	VALLE	3.034	3.281	191	3.067	155	0	0	0	3.413	24	3.438	1	3.438	108,1%	113,5%	
221	12	Jamundí	MUN C P O	VALLE	14.000	12.562	486	7.063	4.183	1.096	0	0	12.838	134	12.965	3	12.965	89,7%	91,6%	
222	13	La Unión	MUN C P O	VALLE	4.117	5.734	1.640	2.671	540	0	0	0	4.851	33	4.884	0	4.884	139,3%	117,8%	
223	14	La Victoria	MUN C P O	VALLE	2.251	2.225	676	1.535	66	0	0	0	2.227	10	2.237	0	2.237	98,8%	101,2%	
224	15	Obando	MUN C P O	VALLE	1.439	2.228	695	1.4	0	0	0	0	1.718	10	1.728	0	1.728	154,8%	119,4%	
225	16	Palmita	MUN C P O	VALLE	43.926	48.546	1.736	23.832	14.077	2.751	395	33	42.814	408	43.236	14	43.236	110,5%	97,5%	
226	17	Pradera	MUN C P O	VALLE	8.032	7.359	2.060	3.853	1.088	0	0	0	6.971	58	7.029	0	7.029	91,6%	86,8%	
227	18	Roldamillo	MUN C P O	VALLE	4.294	5.642	1.005	2.800	1.162	42	0	0	5.009	35	5.045	0	5.045	131,4%	116,7%	
228	19	San Pedro	MUN C P O	VALLE	916	1.144	239	1.048	217	4	0	0	1.508	11	1.521	2	1.521	124,9%	164,6%	
229	20	Sevilla	MUN C P O	VALLE	6.979	6.950	1.580	3.028	1.250	26	0	0	5.884	79	5.964	0	5.964	99,6%	84,3%	
230	21	Tuluá	MUN C P O	VALLE	275.89	334.431	2.273	15.403	11.266	2.420	867	6	32.235	292	32.539	12	32.539	121,2%	116,8%	
231	22	Yumbo	MUN C P O	VALLE	12.687	11.341	1.266	6.995	2.816	1	1	0	11.079	160	11.315	76	11.315	89,4%	87,3%	
232	23	Zarzal	MUN C P O	VALLE	5.161	8.672	986	4.359	946	3	0	0	6.294	53	6.348	1	6.348	168,0%	122,0%	
		<b>Subtotal</b>			<b>209.976</b>	<b>226.509</b>	<b>29.711</b>	<b>109.253</b>	<b>58.214</b>	<b>8.413</b>	<b>2.266</b>	<b>205</b>	<b>208.062</b>	<b>1.971</b>	<b>210.175</b>	<b>142</b>	<b>210.175</b>	<b>107,9%</b>	<b>99,1%</b>	
<b>Gases del Oriente</b>																				
233	1	Cúcuta	MUN C P O	NORTE DE SANTANDER	115.019	96.931	6.901	28.414	16.179	6.992	461	1	58.948	4	59.033	81	59.033	84,3%	51,3%	
234	2	Villa del Rosario	MUN C P O	NORTE DE SANTANDER	13.272	5.405	506	937	183	1	0	0	1.627	0	1.627	0	1.627	40,7%	12,3%	
235	3	Los Patios	MUN C P O	NORTE DE SANTANDER	13.709	8.866	386	3.729	1.186	1	0	0	5.302	0	5.302	0	5.302	64,7%	38,7%	
236	4	Pamplona	MUN C P O	NORTE DE SANTANDER	9.067	1.748	251	62	278	33	0	0	1.184	0	1.184	0	1.184	19,3%	0,0%	
		<b>Subtotal</b>			<b>151.067</b>	<b>112.950</b>	<b>8.044</b>	<b>33.702</b>	<b>17.826</b>	<b>7.027</b>	<b>461</b>	<b>1</b>	<b>67.061</b>	<b>4</b>	<b>67.146</b>	<b>81</b>	<b>67.146</b>	<b>74,8%</b>	<b>44,4%</b>	
<b>Gases del Quindío</b>																				
237	1	Armenia	MUN C P O	QU ND O	53.194	63.939	10.862	15.517	13.582	2.703	2.739	577	45.980	687	46.682	15	46.682	120,2%	86,4%	
238	2	Circasia	MUN C P O	QU ND O	3.590	4.382	982	2.062	709	70	9	20	3.852	48	3.901	1	3.901	122,1%	107,3%	
239	3	La Tebaida	MUN C P O	QU ND O	4.025	7.377	1.377	3.275	519	7	7	0	5.185	65	5.252	2	5.252	183,3%	128,8%	
240	4	Quimbaya	MUN C P O	QU ND O	5.193	4.879	464	2.812	359	5	0	0	3.640	63	3.703	0	3.703	94,0%	70,1%	
241	5	Calarcá	MUN C P O	QU ND O	9.782	12.262	836	5.447	2.131	389	3	0	8.806	122	8.930	2	8.930	125,4%	90,0%	
242	6	Montenegro	MUN C P O	QU ND O	5.933	7.434	1.722	2.936	487	12	3	4	5.164	73	5.238	1	5.238	125,3%	87,0%	
243	7	Filandia	MUN C P O	QU ND O	1.292	1.825	302	982	257	0	0	0	1.541	27	1.568	0	1.568	141,3%	119,3%	
244	8	Salento	MUN C P O	QU ND O	652	1.038	59	499	227	1	0	0	786	22	808	0	808	159,2%	120,6%	
		<b>Subtotal</b>			<b>83.661</b>	<b>103.136</b>	<b>16.604</b>	<b>33.550</b>	<b>18.271</b>	<b>3.187</b>	<b>2.761</b>	<b>601</b>	<b>74.954</b>	<b>1.107</b>	<b>76.082</b>	<b>21</b>	<b>76.082</b>	<b>123,3%</b>	<b>89,6%</b>	
<b>Gas del Risaralda</b>																				

244	1	Balboa	MUN C P O	R. SARALDA	402	352	44	92	144	144	3	46	283	12	295	87,6%	29,91	70,4%
245	2	Dos Quebradas	MUN C P O	R. SARALDA	38.391	40.933	3.134	14.136	13.511	1.688	3	0	32.515	453	32.991	106,6%	84,7%	
246	3	La Celia	MUN C P O	R. SARALDA	780	868	49	336	197	3	3	0	585	25	610	111,2%	75,0%	
247	4	La Virgenia	MUN C P O	R. SARALDA	7.525	7.040	1.517	1.681	2.042	103	0	0	5.343	87	5.430	93,6%	71,0%	
248	5	Pereria	MUN C P O	R. SARALDA	83.593	77.869	9.863	19.501	12.726	6.583	4.106	2.582	55.361	982	56.359	93,2%	66,2%	
249	6	Marsella	MUN C P O	R. SARALDA	2.413	1.830	400	1.030	376	6	0	0	1.812	47	1.859	75,8%	75,1%	
250	7	Santa Rosa de Cabal	MUN C P O	R. SARALDA	11.667	9.936	875	3.215	2.734	297	48	0	7.169	156	7.326	85,2%	61,4%	
251	12	<b>Subtotal</b>			<b>144.771</b>	<b>138.827</b>	<b>15.882</b>	<b>39.991</b>	<b>31.730</b>	<b>8.683</b>	<b>4.200</b>	<b>3.582</b>	<b>103.068</b>	<b>1.762</b>	<b>104.870</b>	<b>95,9%</b>	<b>71,2%</b>	
<b>Gas Natural</b>																		
252	1	Bogotá	D STR TO	D.C.	1.762.685	1.780.009	107.878	501.696	546.133	166.431	55.688	40.393	1.418.219	422	1.449.089	101,0%	80,5%	
253	2	Soacha	MUN C P O	CUND NAMARCA	105.668	103.508	18.134	42.776	23.274	0	0	0	84.174	0	84.174	98,0%	79,7%	
254	3	Sibaté	MUN C P O	CUND NAMARCA	6.072	5.482	304	2.824	966	0	0	0	4.094	2	4.096	90,3%	67,4%	
255		<b>Subtotal</b>			<b>1.874.425</b>	<b>1.888.999</b>	<b>126.306</b>	<b>547.296</b>	<b>570.373</b>	<b>166.431</b>	<b>55.688</b>	<b>40.393</b>	<b>1.506.487</b>	<b>447</b>	<b>1.537.382</b>	<b>100,8%</b>	<b>80,4%</b>	
<b>Gas Natural Cundiboyacense</b>																		
256	1	Albania	MUN C P O	SANTANDER	120	97	3	82	3	3	3	0	0	6	97	80,8%	75,8%	
257	2	Betén	MUN C P O	BOYACA	1.413	1.012	9	851	18	0	0	0	878	39	917	71,6%	62,1%	
258	3	Nazareth-Belencito	NSPECCON	BOYACA	695	535	175	336	0	0	0	0	521	15	536	77,0%	75,0%	
259	4	Bojacá	MUN C P O	CUND NAMARCA	1.068	743	46	497	108	0	0	0	651	33	674	69,6%	61,0%	
260	5	Briçeno	MUN C P O	BOYACA	111	152	27	98	0	0	0	0	125	2	127	136,9%	112,6%	
261	6	Cajicá	MUN C P O	CUND NAMARCA	3.126	5.623	472	2.536	1.849	305	44	71	5.277	172	5.462	179,9%	168,8%	
262	7	Caldas	MUN C P O	BOYACA	58	55	0	52	0	0	0	0	52	3	55	94,8%	89,7%	
263	8	Capellania	NSPECCON	CUND NAMARCA	116	88	0	5	43	0	0	0	48	2	50	75,9%	41,4%	
264	9	Cerinza	MUN C P O	BOYACA	792	386	118	181	11	0	0	0	310	8	318	48,7%	39,1%	
265	10	Cogua	MUN C P O	CUND NAMARCA	904	1.156	286	523	297	0	0	0	1.106	40	1.147	127,9%	123,3%	
266	11	Combita	MUN C P O	BOYACA	280	171	6	67	44	0	0	0	117	5	122	61,1%	41,8%	
267	12	Cota	MUN C P O	CUND NAMARCA	1.589	1.821	4	256	748	57	35	85	1.829	43	1.229	114,6%	74,6%	
268	13	Cucuta	MUN C P O	BOYACA	200	95	0	70	1	0	0	0	71	3	74	47,5%	35,5%	
269	14	Cucumalá	MUN C P O	CUND NAMARCA	340	449	4	165	91	0	0	0	260	0	266	132,1%	76,5%	
270	15	Chia	MUN C P O	CUND NAMARCA	16.196	16.305	544	5.136	5.111	2.298	329	367	13.785	448	14.237	100,7%	85,1%	
271	16	Chiquiquirá	MUN C P O	BOYACA	9.100	7.060	464	2.631	3.806	5	0	0	6.806	193	7.089	87,5%	75,8%	
272	17	Duitama	MUN C P O	BOYACA	21.581	16.688	1.074	6.352	5.881	1.374	168	0	14.849	438	15.289	77,3%	68,8%	
273	18	Florencia	MUN C P O	CUND NAMARCA	18.746	17.240	2.246	6.677	3.543	1.657	0	0	14.123	233	14.366	92,0%	75,3%	
274	19	Florista	MUN C P O	BOYACA	289	203	1	172	19	0	0	0	192	0	199	70,2%	66,4%	
275	20	Florán	MUN C P O	SANTANDER	396	363	7	272	12	0	0	0	291	5	296	91,7%	73,5%	
276	21	Funza	MUN C P O	CUND NAMARCA	8.500	10.734	780	2.407	6.009	174	0	0	9.370	219	9.596	126,3%	110,2%	
277	22	Tuquerque	MUN C P O	CUND NAMARCA	56	54	0	31	0	0	0	0	31	2	33	96,4%	59,4%	
278	23	Gachancipá	CASER O	CUND NAMARCA	644	422	91	236	33	1	0	0	361	7	368	65,5%	56,1%	
279	24	Guatancuy	MUN C P O	BOYACA	83	38	1	35	0	0	0	0	36	0	36	45,8%	43,4%	
280	25	La Belleza	MUN C P O	SANTANDER	468	565	83	353	12	0	0	0	448	14	462	120,7%	95,7%	
281	26	Madrid	MUN C P O	CUND NAMARCA	7.066	9.182	348	4.741	3.377	72	0	0	8.438	186	8.626	129,9%	119,4%	
282	27	Mosquera	MUN C P O	CUND NAMARCA	10.152	14.994	1.551	6.043	4.240	1.915	0	0	13.749	192	13.953	147,7%	135,4%	
283	28	Medanilla	MUN C P O	BOYACA	75	60	7	46	1	0	0	0	54	7	61	80,0%	74,0%	
284	29	Nemocón	MUN C P O	CUND NAMARCA	1.158	831	75	397	153	2	0	0	627	30	657	71,8%	54,1%	
285	30	Nobsa	MUN C P O	BOYACA	894	1.024	75	661	91	42	0	0	869	21	890	114,5%	97,2%	
286	31	Oicatá	MUN C P O	BOYACA	48	56	11	39	0	0	0	0	50	5	55	116,7%	104,2%	
287	32	Paipa	MUN C P O	CUND NAMARCA	5.194	3.907	65	3.034	433	63	0	0	3.595	135	3.732	75,2%	60,2%	
288	33	Ráquira	MUN C P O	BOYACA	400	286	0	70	131	0	0	0	191	49	240	71,5%	47,8%	
289	34	Sáchica	MUN C P O	BOYACA	400	424	129	123	9	0	0	0	261	8	269	106,0%	65,3%	
290	35	Samacá	MUN C P O	BOYACA	1.333	931	141	436	333	0	0	0	910	26	936	69,8%	68,3%	
291	36	Santa Rosa de Viterbo	MUN C P O	BOYACA	1.520	1.475	75	880	322	0	0	0	1.277	29	1.306	97,0%	84,0%	
292	37	Santa Sofía	MUN C P O	BOYACA	186	213	2	119	47	0	0	0	168	6	174	114,5%	90,3%	
293	38	Simijaca	MUN C P O	CUND NAMARCA	1.644	1.154	105	380	475	4	0	0	964	34	1.000	70,2%	58,6%	
294	39	Sogamoso	MUN C P O	BOYACA	23.313	15.025	155	8.075	4.186	368	0	0	13.414	10	13.764	64,4%	57,5%	
295	40	Sopó	MUN C P O	CUND NAMARCA	1.564	1.604	373	1.029	131	0	0	0	1.533	66	1.600	102,6%	98,0%	
296	41	Sora	MUN C P O	BOYACA	129	90	24	28	0	0	0	0	52	4	56	69,8%	40,3%	
297	42	Susa	MUN C P O	CUND NAMARCA	536	232	3	122	96	0	0	0	221	11	232	43,3%	41,2%	
298	43	Suramanchán	MUN C P O	BOYACA	512	326	4	80	177	0	0	0	261	24	285	63,7%	51,0%	
299	44	Suratausa	MUN C P O	CUND NAMARCA	250	255	1	95	122	0	0	0	118	1	219	102,0%	87,2%	
300	45	Talibó	MUN C P O	CUND NAMARCA	1.006	1.154	0	337	569	205	0	0	1.111	45	1.156	114,7%	110,4%	
301	46	Tausa	MUN C P O	CUND NAMARCA	178	162	38	34	51	0	0	0	123	6	129	91,0%	69,1%	
302	47	Tenjo	MUN C P O	CUND NAMARCA	1.259	663	5	464	90	0	0	0	559	17	576	52,7%	44,4%	

301	448	Tibasosa	MUN C P O	BOYACA	849	725	4	306	314	10	0	0	0	0	634	16	0	0	650	85,4%	74,7%
302	49	Tinjaca	MUN C P O	BOYACA	115	120	1	53	43	0	0	0	0	0	97	4	0	0	101	104,3%	84,3%
303	50	Tocandía	MUN C P O	CUND NAMARCA	1597	1717	141	780	304	288	0	0	0	0	1513	42	9	1564	107,5%	94,7%	
304	51	Tunjá	MUN C P O	BOYACA	26.000	29.122	2.778	7.440	10.949	2.015	946	0	0	0	24.128	567	2	24.697	112,0%	92,8%	
305	52	Tunungua	MUN C P O	BOYACA	90	68	31	33	1	0	0	0	0	0	65	2	0	67	75,6%	72,2%	
306	53	Tuta	MUN C P O	BOYACA	421	566	138	401	22	0	0	0	0	0	561	22	0	583	134,4%	133,3%	
307	54	Ubaté	MUN C P O	CUND NAMARCA	2.855	3.585	985	1.841	297	34	0	0	0	0	3.155	111	2	3.268	126,5%	116,3%	
308	55	Villa de Leyva	MUN C P O	BOYACA	1.700	993	121	312	243	143	0	0	0	0	819	53	1	873	58,4%	48,2%	
309	56	Zipacón	MUN C P O	CUND NAMARCA	450	322	5	160	64	0	0	0	0	0	229	14	0	243	71,6%	50,9%	
310	57	Zipacquirá	MUN C P O	CUND NAMARCA	18.180	14.685	1.155	6.637	4.011	1.402	1	0	0	0	13.206	316	2	13.524	80,8%	72,6%	
<b>Subtotal</b>																					
<b>Gas Natural del Centro</b>																					
311	1	Cinchiná	MUN C P O	CALDAS	6.708	7.199	845	3.540	2.010	1.036	86	0	0	0	7.517	104	6	7.627	107,3%	112,1%	
312	2	Manizales	MUN C P O	CALDAS	76.661	70.059	3.977	17.172	25.333	9.813	3.095	4.873	0	0	64.263	1.179	57	65.499	91,4%	83,8%	
313	3	Villamaria	MUN C P O	CALDAS	9.583	7.257	899	2.937	3.044	260	1	1	0	0	7.142	81	6	7.229	75,7%	74,5%	
314	4	Neira	MUN C P O	CALDAS	1.917	1.281	2	329	860	0	0	0	0	0	1.191	35	0	1.226	66,8%	62,1%	
315	5	Palestina	MUN C P O	CALDAS	958	814	55	568	107	0	0	0	0	0	730	33	0	763	85,0%	76,2%	
<b>Subtotal</b>																					
<b>Gas Natural del Cesar</b>																					
316	1	Aguachica	MUN C P O	CESAR	15.630	14.276	4.555	5.076	1.760	350	3	0	0	0	11.744	67	17	11.828	91,3%	75,1%	
317	2	Agustín Codazzi	MUN C P O	CESAR	6.787	6.335	765	3.057	532	520	0	0	0	0	4.874	27	13	4.914	93,3%	71,8%	
318	3	Chiriguáná	MUN C P O	CESAR	2.605	2.775	577	731	844	1	0	0	0	0	2.153	1	1	2.155	106,5%	82,6%	
319	4	Curumani	MUN C P O	CESAR	3.650	3.769	1.076	1.908	2	0	0	0	0	0	2.086	30	5	3.011	103,3%	81,8%	
320	5	El Banco	MUN C P O	MAGDALENA	6.159	6.096	1.982	1.759	370	187	0	0	0	0	4.298	49	13	4.360	99,3%	70,0%	
321	6	Gamarra	MUN C P O	CESAR	1.526	1.365	275	793	41	0	0	0	0	0	1.109	4	0	1.113	89,4%	73,7%	
322	7	La Gloria	MUN C P O	CESAR	1.091	844	364	385	0	0	0	0	0	0	749	3	0	752	77,4%	68,7%	
323	8	La Jagua de Bico	MUN C P O	CESAR	3.715	3.715	1.338	1.867	18	0	0	0	0	0	3.237	12	2	3.237	100,0%	86,8%	
324	9	Pailitas	MUN C P O	CESAR	3.041	2.162	663	1.199	0	0	0	0	0	0	1.862	12	3	1.877	71,1%	61,2%	
325	10	Pelaya	MUN C P O	CESAR	2.282	1.891	1.309	337	43	0	0	0	0	0	1.689	5	1	1.695	82,9%	74,0%	
326	11	San Alberto	MUN C P O	CESAR	3.114	3.117	1.037	1.250	674	1	0	0	0	0	2.962	26	4	2.992	100,1%	95,1%	
327	12	San Diego	MUN C P O	CESAR	2.059	1.438	315	927	126	0	0	0	0	0	1.368	5	2	1.375	69,8%	66,4%	
328	13	Tamalameque	MUN C P O	CESAR	988	988	596	245	0	0	0	0	0	0	841	0	1	842	100,0%	85,1%	
329	14	Becerril	MUN C P O	CESAR	2.306	2.308	790	1.301	0	0	0	0	0	0	2.091	3	2	2.096	100,1%	90,7%	
330	15	Casacará	CORREG M ENTO	CESAR	894	402	97	219	0	0	0	0	0	0	316	0	0	316	45,0%	35,3%	
331	16	San Roque	CORREG M ENTO	CESAR	575	400	319	0	0	0	0	0	0	0	319	0	0	319	69,6%	55,5%	
332	17	Rincon Honda	CORREG M ENTO	CESAR	600	295	155	87	0	0	0	0	0	0	242	1	0	243	49,2%	40,3%	
333	18	La Mata	CORREG M ENTO	CESAR	209	130	106	0	0	0	0	0	0	0	106	0	0	106	62,2%	50,7%	
334	19	La Palmita	CORREG M ENTO	CESAR	220	144	105	0	0	0	0	0	0	0	105	0	0	105	65,5%	47,7%	
335	20	Sabanagrande	CORREG M ENTO	CESAR	178	67	52	0	0	0	0	0	0	0	52	0	0	52	37,6%	29,2%	
336	21	El Burro	CASER O	CESAR	67	56	45	0	0	0	0	0	0	0	45	0	0	45	83,6%	67,2%	
<b>Subtotal</b>																					
<b>Empresas Públicas de Medellín</b>																					
337	1	Barbosa	MUN C P O	ANT OQU A	12.551	5.302	268	1.556	281	0	0	0	0	0	2.105	6	0	2.111	91,2%	74,8%	
338	2	Bello	MUN C P O	ANT OQU A	915.48	88.511	6.742	21.191	19.705	2.007	4	12	0	0	49.661	275	45	49.981	96,7%	54,2%	
339	3	Caldas	MUN C P O	ANT OQU A	17.116	12.240	95	3.203	1.682	1	177	1	0	0	5.159	67	6	5.232	71,5%	30,1%	
340	4	Copacabana	MUN C P O	ANT OQU A	17.734	14.690	171	4.430	2.859	2	0	44	0	0	7.486	37	20	7.543	83,8%	43,2%	
341	5	Envigado	MUN C P O	ANT OQU A	47.465	52.193	562	4.687	13.891	7.551	7.264	1.159	0	0	35.114	277	61	35.452	110,0%	74,0%	
342	6	Estrella	MUN C P O	ANT OQU A	13.767	7.563	5	1.383	2.053	488	160	4	0	0	4.093	52	27	4.172	54,9%	29,7%	
343	7	Girardota	MUN C P O	ANT OQU A	10.844	6.108	27	3.469	761	2	8	0	0	0	4.269	39	11	4.319	56,3%	39,4%	
344	8	Taguá	MUN C P O	ANT OQU A	63.604	60.675	915	13.132	16.441	937	0	12	0	0	31.437	350	211	31.998	95,4%	49,4%	
345	9	Medellín	MUN C P O	ANT OQU A	594.553	504.433	3.844	84.816	89.527	35.310	31.338	22.126	0	0	266.961	2.870	471	270.302	84,8%	44,9%	
346	10	Sabanaeta	MUN C P O	ANT OQU A	12.194	10.984	1	1.238	3.766	1.186	29	10	0	0	6.230	145	60	6.435	90,1%	51,1%	
<b>Subtotal</b>																					
<b>Llanos</b>																					
347	1	Villavieja	MUN C P O	MEIÁ	96.907	86.601	10.253	25.977	39.911	8.351	2.976	750	0	0	88.218	1.679	21	89.918	91,4%	91,0%	
348	2	Acacías	MUN C P O	MEIÁ	11.855	8.928	1.681	2.007	904	93	0	0	0	0	4.665	101	2	4.768	75,3%	39,4%	
349	3	Restrepo	MUN C P O	MEIÁ	1.778	1.758	566	508	218	0	0	1	0	0	1.793	52	0	1.845	98,9%	100,8%	
350	4	Cumaral	MUN C P O	MEIÁ	2.679	2.375	225	1.330	857	0	0	0	0	0	2.412	45	0	2.457	88,7%	90,0%	
351	5	Guasabatal	MUN C P O	CUND NAMARCA	373	314	11	306	1	0	0	0	0	0	318	7	0	325	84,2%	85,3%	
352	6	Quetame	MUN C P O	CUND NAMARCA	272	274	15	215	46	0	0	0	0	0	279	3	0	279	100,7%	101,5%	
353	7	Puente Quetame	MUN C P O	CUND NAMARCA	147	147	0	128	18	0	0	0	0	0	146	6	0	152	100,0%	99,3%	
354	8	Cáqueza	MUN C P O	CUND NAMARCA	1.624	905	43	665	205	3	0	0	0	0	916	29	0	945	55,7%	56,4%	
355	9	Uire	MUN C P O	CUND NAMARCA	962	573	6	338	233	0	0	0	0	0	577	38	0	615	59,6%	60,0%	
356	10	Chipaque	MUN C P O	CUND NAMARCA	549	342	2	88	239	0	0	0	0	0	329	17	0	346	62,3%	59,9%	



357	11	Fosca	MUN C P O	CUNID NAMARCA	375	294	26	254	10	0	0	0	0	0	290	7	297	78,4%	77,3%
358	12	Barranca de Uplia	MUN C P O	MEIA	596	547	167	174	0	0	0	0	0	0	341	4	345	91,8%	57,2%
		<b>Subtotal</b>			<b>188.117</b>	<b>103.058</b>	<b>12.975</b>	<b>31.990</b>	<b>43.142</b>	<b>8.447</b>	<b>2.976</b>	<b>751</b>	<b>100.281</b>	<b>1.988</b>	<b>23</b>	<b>102.292</b>	<b>87,3%</b>	<b>84,9%</b>	
<b>Madrigas Ingenteros</b>																			
359	1	Acacias	MUN C P O	MEIA	12.000	10.470	3.261	3.652	861	120	0	0	0	0	7.894	76	7.971	87,3%	65,8%
360	2	Paratebueno	MUN C P O	CUNID NAMARCA	450	450	68	347	17	0	0	0	0	0	432	13	445	100,0%	96,0%
361	3	Medina	MUN C P O	CUNID NAMARCA	975	750	50	648	25	0	0	0	0	0	723	11	734	76,9%	74,2%
362	4	Guamal	MUN C P O	MEIA	2.177	1.540	87	38	21	0	0	0	0	0	146	0	147	70,7%	6,7%
363	5	Castilla	MUN C P O	MEIA	1.060	1.018	5	193	40	0	0	0	0	0	238	2	240	96,0%	22,5%
364	6	San Martín	MUN C P O	MEIA	8.501	4.034	5	54	53	0	0	0	0	0	116	4	116	47,5%	1,3%
		<b>Subtotal</b>			<b>25.163</b>	<b>18.262</b>	<b>3.476</b>	<b>4.932</b>	<b>1.077</b>	<b>120</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9.545</b>	<b>107</b>	<b>9.653</b>	<b>72,6%</b>	<b>37,9%</b>
<b>Metrogas</b>																			
365	1	Floridablanca	MUN C P O	SANTANDER	62.238	59.260	5.784	21.645	18.890	8.422	3.668	851	59.260	339	59.605	6	59.605	94,5%	94,5%
		<b>Subtotal</b>			<b>62.238</b>	<b>59.260</b>	<b>5.784</b>	<b>21.645</b>	<b>18.890</b>	<b>8.422</b>	<b>3.668</b>	<b>851</b>	<b>59.260</b>	<b>339</b>	<b>59.605</b>	<b>6</b>	<b>59.605</b>	<b>94,5%</b>	<b>94,5%</b>
<b>Surtidas</b>																			
366	1	Cartagena	D STR TO	BOL VAR	202.467	169.882	53.751	50.055	30.515	10.725	6.410	6.951	158.407	2.177	160.762	178	160.762	83,9%	78,2%
367	2	Turbaco	MUN C P O	BOL VAR	14.939	13.829	2.539	7.654	1.577	664	0	0	12.434	100	12.540	6	12.540	92,6%	83,2%
368	3	Arijona	MUN C P O	BOL VAR	8.980	5.508	2.848	145	0	0	0	0	8.501	43	8.547	3	8.547	73,3%	69,3%
369	4	Magangue	MUN C P O	BOL VAR	21.531	16.398	5.638	9.195	242	269	0	0	15.344	136	15.478	8	15.478	76,2%	71,3%
370	5	Mompox	MUN C P O	BOL VAR	5.227	4.447	2.011	1.931	602	0	0	0	3.804	16	3.820	0	3.820	85,1%	72,8%
371	6	Buenavista	MUN C P O	SUCRE	2.244	1.617	1.004	262	0	0	0	0	1.266	10	1.276	0	1.276	72,1%	56,4%
372	7	San Pedro	MUN C P O	SUCRE	3.271	2.435	1.382	650	55	0	0	0	2.087	26	2.114	1	2.114	74,4%	63,8%
373	8	Pta Cartagena- Ilimón	CORREG M EN TO	BOLÍVAR	1.670	1.344	416	400	0	0	0	0	816	2	818	0	818	80,5%	48,9%
374	9	San Juan Nepo- muceno	MUN C P O	BOLÍVAR	4.847	4.564	1.076	2.932	45	0	0	0	4.053	40	4.093	0	4.093	94,2%	83,6%
375	10	San Jacinto	MUN C P O	BOL VAR	3.775	3.437	2.340	632	19	0	0	0	2.991	37	3.028	0	3.028	91,0%	79,2%
376	11	El Carmen de Bolívar	MUN C P O	BOLÍVAR	11.370	7.825	3.048	3.360	719	0	0	0	7.127	84	7.211	2	7.211	68,8%	62,7%
377	12	Clemencia	MUN C P O	BOL VAR	1.287	1.623	688	483	2	1	0	0	1.179	4	1.179	0	1.179	90,8%	65,7%
378	13	Ovejas	MUN C P O	SUCRE	2.625	2.084	979	594	47	0	0	0	1.620	17	1.637	0	1.637	79,4%	61,7%
379	14	Santa Rosa	MUN C P O	BOL VAR	2.988	2.273	1.276	741	0	0	0	0	2.017	4	2.022	1	2.022	76,1%	67,5%
380	15	Santa Catalina	MUN C P O	BOL VAR	1.476	981	556	255	6	0	0	0	817	2	819	0	819	66,5%	55,4%
381	16	Maria la Baja	MUN C P O	BOL VAR	4.597	3.950	1.854	1.266	83	0	0	0	3.203	13	3.216	0	3.216	85,9%	69,7%
382	17	Turbana	MUN C P O	BOL VAR	2.222	2.043	980	761	13	0	0	0	1.761	7	1.768	0	1.768	91,9%	78,9%
383	18	Santa Ana	MUN C P O	MAGDALENA	3.015	2.355	770	865	16	0	0	0	1.651	8	1.659	0	1.659	78,1%	54,8%
384	19	Talagua Nuevo Viejo	MUN C P O	BOLÍVAR	1.176	1.122	582	285	0	0	0	0	867	0	867	0	867	95,4%	73,7%
385	20	Villanueva	MUN C P O	BOL VAR	3.500	2.843	1.927	183	0	0	0	0	2.110	7	2.117	0	2.117	81,2%	60,3%
386	21	Granada	CORREG M EN TO	BOLÍVAR	900	666	438	1	0	0	0	0	439	0	439	0	439	74,0%	48,8%
387	22	Sincelejo	MUN C P O	SUCRE	57.925	47.751	17.066	17.856	6.988	3.108	349	456	45.823	526	46.380	31	46.380	82,4%	79,1%
388	23	San Onofre	MUN C P O	SUCRE	3.800	3.136	1.004	1.070	310	9	0	0	2.393	25	2.418	0	2.418	82,5%	63,0%
389	24	Corozal	MUN C P O	SUCRE	12.131	9.369	3.555	4.774	433	169	16	0	8.737	79	8.820	4	8.820	77,2%	72,0%
390	25	Los Palmitos	MUN C P O	SUCRE	1.950	1.706	749	713	0	0	0	0	1.402	15	1.417	0	1.417	87,5%	75,0%
391	26	Sampués	MUN C P O	SUCRE	4.000	3.626	1.351	1.423	154	64	0	0	2.992	34	3.028	2	3.028	90,7%	74,8%
392	27	Salbagún	MUN C P O	CORDOBA	11.465	10.181	3.173	4.181	1.637	355	0	0	9.346	86	9.435	3	9.435	88,8%	81,5%
393	28	Chinu	MUN C P O	CORDOBA	5.507	4.536	1.801	1.733	685	2	0	0	4.221	45	4.268	2	4.268	82,4%	76,6%
394	29	San Marcos	MUN C P O	SUCRE	6.100	5.639	1.514	2.102	996	0	0	0	4.612	65	4.679	2	4.679	92,4%	75,6%
395	30	Since	MUN C P O	SUCRE	6.650	4.827	2.637	1.030	541	48	0	0	4.256	44	4.301	1	4.301	72,6%	64,0%
396	31	Tolu	MUN C P O	SUCRE	6.300	4.904	1.505	1.493	778	212	0	0	3.988	119	4.107	0	4.107	77,8%	63,3%
397	32	Tolu Viejo	MUN C P O	SUCRE	1.357	1.157	585	432	15	0	0	0	1.032	11	1.047	4	1.047	85,3%	76,1%
398	33	China	MUN C P O	CORDOBA	688	624	354	109	0	0	0	0	463	4	467	0	467	90,7%	67,3%
399	34	San Andrés	MUN C P O	CORDOBA	1.804	1.620	707	654	60	0	0	0	1.421	14	1.436	1	1.436	89,8%	78,8%
400	35	Morrea	MUN C P O	SUCRE	1.600	1.500	684	567	40	0	0	0	1.291	18	1.311	2	1.311	93,8%	80,7%
401	36	Galerías	MUN C P O	SUCRE	2.824	2.452	953	788	190	1	0	0	1.942	10	1.942	0	1.942	86,8%	66,4%
402	37	Betulia	MUN C P O	SUCRE	1.614	1.392	444	733	19	0	0	0	1.196	9	1.205	0	1.205	86,2%	74,1%
403	38	Covenas	MUN C P O	SUCRE	4.500	1.786	669	540	23	0	0	0	1.232	107	1.342	3	1.342	39,7%	27,4%
404	39	El Porvenir	CORREG M EN TO	SUCRE	1.700	1.462	292	19	1	0	0	0	312	4	316	0	316	86,0%	18,4%
405	40	Monteña	MUN C P O	CORDOBA	71.764	58.627	27.468	16.581	7.273	2.635	1.655	922	56.534	621	57.209	54	57.209	81,7%	78,8%
406	41	Cereté	MUN C P O	CORDOBA	12.000	11.800	2.655	5.422	1.428	945	10	0	10.000	105	10.100	21	10.100	98,3%	85,8%
407	42	Ciénaga de Oro	MUN C P O	CORDOBA	5.500	4.454	2.075	1.490	408	16	0	0	7.845	14	7.859	1	7.859	99,4%	82,6%
408	43	Montelíbano	MUN C P O	CORDOBA	9.500	9.442	2.708	2.544	3.389	32	63	109	7.845	95	7.943	3	7.943	99,4%	82,6%
409	44	Planeta Rica	MUN C P O	CORDOBA	9.500	9.045	2.417	3.823	1.428	52	0	0	7.720	101	7.825	4	7.825	95,2%	81,3%

410	Pueblo Nuevo	MUN C P O	CORDOBA	2.400	2.133	750	740	75	0	0	0	0	0	0	1.565	15	1.580	88,9%	65,2%
411	Lorica	MUN C P O	CORDOBA	9.780	8.795	3.094	2.584	1.023	8	0	0	0	0	0	6.709	36	6.749	89,9%	68,6%
412	Momil	MUN C P O	CORDOBA	1.723	1.679	816	442	3	0	0	0	0	0	0	1.261	7	1.268	97,4%	73,2%
413	Purisima	MUN C P O	CORDOBA	2.365	2.128	437	492	30	0	0	0	0	0	0	959	3	962	90,0%	40,5%
414	San Antonio	MUN C P O	CORDOBA	4.276	1.800	734	724	146	0	0	0	0	0	0	1.610	6	1.610	42,1%	37,5%
415	Caucasia	MUN C P O	CORDOBA	14.042	11.993	3.810	2.352	2.097	2	0	11	0	0	0	8.272	80	8.356	85,4%	58,9%
416	San Felipe	MUN C P O	CORDOBA	2.642	2.947	643	592	11	0	0	0	0	0	0	1.246	7	1.253	96,4%	47,2%
417	San Carlos	MUN C P O	CORDOBA	1.200	854	459	66	0	0	0	0	0	0	0	495	3	498	71,2%	41,3%
418	Ayapel	MUN C P O	CORDOBA	5.710	5.698	1.267	1.389	151	0	0	0	0	0	0	2.807	15	2.822	99,8%	49,2%
419	Buenavista	MUN C P O	CORDOBA	3.000	1.051	634	212	1	0	0	0	0	0	0	847	1	848	35,0%	28,2%
	<b>Subtotal</b>			<b>595-214</b>	<b>494-552</b>	<b>177-543</b>	<b>164-283</b>	<b>63-409</b>	<b>18-917</b>	<b>8-503</b>	<b>8-449</b>	<b>4-414</b>	<b>5-047</b>	<b>346</b>	<b>441-104</b>	<b>446-497</b>	<b>83,1%</b>	<b>74,1%</b>	
	<b>Gasur</b>																		
420	Atcabuco	MUN C P O	BOYACA	280	280	160	160	32							192	10	202	100,0%	68,6%
421	Barbosa	MUN C P O	SANTANDER	5.000	5.000	800	800	750							1.550	35	1.585	89,3%	27,7%
422	Bolívar	MUN C P O	SANTANDER	300	300	293	293								293	3	296	100,0%	97,7%
423	Chipatá	MUN C P O	SANTANDER	150	150	115	115								115	115	115	100,0%	76,7%
424	Jesús María	MUN C P O	SANTANDER	220	220	177	177								177	5	182	100,0%	80,5%
425	Salre	MUN C P O	SANTANDER	100	100	99	99								99	1	100	100,0%	99,0%
426	Chitaraque	MUN C P O	BOYACA	250	250	160	160	25							185	10	195	100,0%	74,0%
427	Santana	MUN C P O	BOYACA	550	450	152	152	117							269	5	274	81,8%	48,9%
428	Togú	MUN C P O	BOYACA	200	200	195	195								195	2	197	100,0%	97,5%
	<b>Subtotal</b>			<b>7-550</b>	<b>6-950</b>	<b>0</b>	<b>2-151</b>	<b>924</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>61</b>	<b>0</b>	<b>3-075</b>	<b>3-136</b>	<b>90,8%</b>	<b>40,2%</b>	
	<b>Espigas</b>																		
429	Monteliré	MUN C P O	BOYACA	2.040	1.940	53	574	530	41	0	0	0	0	0	1.198	40	1.238	95,1%	58,7%
430	Subtotal			2.040	1.940	53	574	530	41	0	0	0	0	0	1.198	40	1.238	95,1%	58,7%
	Promesa																		
431	Puente Nacional	MUN C P O	SANTANDER	1.290	1.210	101	417	276							794	13	807	93,8%	61,6%
	<b>Subtotal</b>			<b>1-290</b>	<b>1-210</b>	<b>101</b>	<b>417</b>	<b>276</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>13</b>	<b>0</b>	<b>794</b>	<b>807</b>	<b>93,8%</b>	<b>61,6%</b>	
	<b>Publiserivios</b>																		
432	Miraflores	MUN C P O	BOYACA	1.008	917	169	481	13	6	0	0	0	0	0	669	25	694	91,0%	66,4%
433	Zetaquirá	MUN C P O	BOYACA	345	345														0,0%
434	San Eduardo	MUN C P O	BOYACA	294	294														0,0%
435	Páez	MUN C P O	BOYACA	360	360														0,0%
436	Berbero	MUN C P O	BOYACA	179	179														0,0%
	<b>Subtotal</b>			<b>2-186</b>	<b>2-095</b>	<b>169</b>	<b>481</b>	<b>13</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>25</b>	<b>0</b>	<b>669</b>	<b>694</b>	<b>95,8%</b>	<b>30,6%</b>	
	<b>Proviservicios</b>																		
437	Cuavata	MUN C P O	SANTANDER	430	415	9	393	0							402	5	407	96,5%	93,5%
438	Curepsa	MUN C P O	SANTANDER	900	859	504	367	22	3	0	0	0	0	0	896	2	898	93,2%	99,6%
439	San Vicente de Chucurí	MUN C P O	SANTANDER	3.733	3.171	908	1.829	406	0	0	0	0	0	0	3.143	1	3.144	84,9%	84,2%
440	El Peñón	MUN C P O	SANTANDER	433	366	12	176	0	0	0	0	0	0	0	188	0	188	84,5%	43,4%
	<b>Subtotal</b>			<b>5-496</b>	<b>4-791</b>	<b>1-433</b>	<b>2-765</b>	<b>428</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8</b>	<b>0</b>	<b>4-629</b>	<b>4-637</b>	<b>87,2%</b>	<b>84,2%</b>	
	<b>Nacional de Servicios Públicos Domiciliarios S.A E.S.P INSP SA ESP</b>																		
441	Vélez	MUN C P O	SANTANDER	1.861	1.911	1.277	0		51	0	0	0	0	0	1.277	51	1.328	102,7%	68,6%
	<b>Subtotal</b>			<b>1-861</b>	<b>1-911</b>	<b>1-277</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>51</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1-277</b>	<b>1-328</b>	<b>102,7%</b>	<b>68,6%</b>	
	<b>Servicios Públicos y Gas- SERVICIOS S.A E.S.P</b>																		
442	Cruce de Guacirco	CASER O	HU LA	28	28	0	28	0	0	0	0	0	0	0	28	0	28	100,0%	100,0%
443	Dindal	VEREDA	HU LA	22	22	0	22	0	0	0	0	0	0	0	22	0	22	100,0%	100,0%
444	San Jorge	CORREG- MENTO	HU LA	74	74	0	74	0	0	0	0	0	0	0	74	0	74	100,0%	100,0%
	<b>Subtotal</b>			<b>124</b>	<b>124</b>	<b>0</b>	<b>124</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>124</b>	<b>125</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	
	<b>INGECORSA S.A E.S.P</b>																		
445	Bosconia	MUN C P O	CESAR	4400	4530	77	146	57							280	280	103,0%	6,2%	
436	El Copé	MUN C P O	CESAR	3510	3410										0	0	104,92%	0,0%	
437	El Paso	MUN C P O	CESAR	2114	1873										0	0	88,60%	0,0%	
438	Astrea	MUN C P O	CESAR	2259	2359										0	0	104,43%	0,0%	
439	Chimichigua	MUN C P O	CESAR	2773	2227										0	0	80,31%	0,0%	
440	Ariguani	MUN C P O	MAGDALENA	3536	3487										0	0	98,61%	0,0%	
441	Nueva Granada	MUN C P O	MAGDALENA	1200	1001										0	0	83,42%	0,0%	
442	Algarrobo	MUN C P O	MAGDALENA	1546	415										0	0	26,84%	0,0%	
443	Chibolo	MUN C P O	MAGDALENA	1851	148										0	0	8,00%	0,0%	

MEMORIAS AL CONGRESO DE LA REPÚBLICA 2008 - 2009

444	10	Sabanas de San Angel	MUN C P O	MAGDALENA	730	132	77	146	57	0	0	0	0	280	0	280	18,06%	0,0%
		<b>Subtotal</b>			<b>23.659</b>	<b>19.982</b>	<b>77</b>	<b>146</b>	<b>57</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>280</b>	<b>0</b>	<b>280</b>	<b>82,8%</b>	<b>14%</b>
29		<b>SURGAS S.A E.S.P</b>																
445	1	Pitalito	MUN C P O	HU LA	16.653	16.423	4.005	3.515	1.302	32	1	0	0	8.855	3	8.858	98,6%	53,9%
446	2	Tirmaná	MUN C P O	HU LA	2.029	1.997	598	607	54					1.259	2	1.261	98,4%	63,0%
		<b>Subtotal</b>			<b>705</b>	<b>695</b>								<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>98,6%</b>	<b>0,0%</b>
447	3	Bruselas	MUN C P O	HU LA	1.344	1.344	210	738	84					1.032	2	1.034	100,0%	76,8%
448	4	Cuadalupe	MUN C P O	HU LA	858	858	68	501	15					583	3	583	100,0%	67,9%
449	5	Atcama	MUN C P O	HU LA	863	863	193	399	37					630	3	633	100,0%	73,0%
450	6	Suaza	MUN C P O	HU LA	1.305	1.305	376	507	51					934	3	937	100,0%	71,6%
451	7	El Pital	MUN C P O	HU LA	1.500	1.500	450	376	21					847	1	848	100,0%	56,5%
452	8	Agrado	MUN C P O	HU LA	2.141	1.285											60,0%	0,0%
453	9	San Agustín	MUN C P O	HU LA	2.7398	26.270	5.899	6.643	1.564	32	1	0	0	14.140	14	14.154	95,9%	53,8%
		<b>Subtotal</b>			<b>27.398</b>	<b>26.270</b>	<b>5.899</b>	<b>6.643</b>	<b>1.564</b>	<b>32</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14.140</b>	<b>14</b>	<b>14.154</b>	<b>95,9%</b>	<b>53,8%</b>
30		<b>ENERCA S/A E.S.P</b>																
452	1	Yopal	MUN C P O	CASANARE	28.102	1.320	530	131	356	0	0	0	0	1.007	9	1.016	4,7%	76,3%
453	2	Orocué	MUN C P O	CASANARE	953	900	675	59	1	0	0	0	0	735	12	747	94,4%	81,7%
454	3	Paz de Atipono	MUN C P O	CASANARE	4.944	3.500	755	696	0	0	0	0	0	1.451	9	1.460	86,5%	41,5%
455	4	Sabanalarga	MUN C P O	CASANARE	437	420	33	255	30	0	0	0	0	308	0	308	96,1%	73,3%
456	5	Miami	MUN C P O	CASANARE	1.801	1.700	482	690	12	1	0	0	0	1.185	1	1.186	94,4%	69,7%
457	6	Trinidad	MUN C P O	CASANARE	1.350	800	179	274	3	0	0	0	0	456	0	456	59,3%	57,0%
458	7	San Luis de Palenque	MUN C P O	CASANARE	453	420	89	128	2	0	0	0	0	219	0	219	92,7%	52,1%
459	8	Aguazul	MUN C P O	CASANARE	1.863	250	47	61	2					110		110	13,4%	44,0%
		<b>Subtotal</b>			<b>39.003</b>	<b>9.310</b>	<b>2.770</b>	<b>2.294</b>	<b>406</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5.471</b>	<b>31</b>	<b>5.502</b>	<b>23,9%</b>	<b>58,8%</b>
		<b>EDALGAS</b>																
459	1	Puerto Berrio	MUN C P O	ANT OQU A	38.944	3.577	2.313	1.122	118	0	0	0	0	3.553	25	3.578	9,18%	99,33%
460	2	Cisneros	MUN C P O	ANT OQU A	9.617	573	137	388	46	0	0	0	0	571	2	573	5,96%	99,65%
461	3	Versalles	MUN C P O	ANT OQU A	570	71	2	69	0	0	0	0	0	71	-	71	12,46%	100,00%
		<b>Subtotal</b>			<b>49.131</b>	<b>4.221</b>	<b>2.452</b>	<b>1.579</b>	<b>164</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.195</b>	<b>27</b>	<b>4.222</b>	<b>8,6%</b>	<b>99,4%</b>
		<b>SERVINGAS</b>																
462	1	Falán	MUN C P O	TOL MA	7015	878	88	177	2	0	0	0	0	267	-	267	12,52%	30,41%
463	2	Palocabildo	MUN C P O	TOL MA	4698	1041	69	206	89	0	0	0	0	364	-	364	22,16%	34,97%
464	3	Casabianca	MUN C P O	TOL MA	2371	1097	90	190	3	0	0	0	0	283	-	283	46,27%	25,80%
465	4	Villahermosa	MUN C P O	TOL MA	6790	1139	84	280	38	0	0	0	0	402	-	402	16,77%	35,29%
		<b>Subtotal</b>			<b>20.874</b>	<b>4.155</b>	<b>331</b>	<b>853</b>	<b>132</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.316</b>	<b>0</b>	<b>1.316</b>	<b>19,9%</b>	<b>31,7%</b>
		<b>TOTALES</b>			<b>6.931.794</b>	<b>6.390.053</b>	<b>829.137</b>	<b>1.869.129</b>	<b>1.486.485</b>	<b>442.757</b>	<b>185.166</b>	<b>119.364</b>	<b>4.932.038</b>	<b>4.932.038</b>	<b>81.497</b>	<b>5.016.696</b>		

NÚMERO DE INSTALACIONES DOMICILIARIAS (RESIDENCIAL) DE GAS NATURAL POR REGIONES 2004 2009 (marzo)						
Regiones	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Guajira	45.486	48.284	52.367	55.776	60.325	60.977
Atlántico - Magdalena	441.364	453.024	480.701	496.901	526.050	531.328
Bolívar - Córdoba - Sucre	350.055	365.160	393.837	407.840	434.910	435.862
Cesar	71.682	79.847	88.015	92.509	102.325	104.202
Santander	246.968	245.802	254.926	262.905	275.639	278.377
Huila - Tolima	200.863	216.243	237.066	264.324	288.819	302.037
Norte de Santander	65.839	65.875	65.875	65.875	67.061	67.068
Meta - Casanare	110.333	114.011	121.386	127.251	142.586	146.292
Cundinamarca - Boyacá	1.314.552	1.403.670	1.501.127	1.604.869	1.711.948	1.742.251
Valle del Cauca	404.343	458.129	513.488	565.233	616.904	620.446
Eje Cafetero	159.179	178.880	208.759	232.183	271.523	281.412
Antioquia	152.910	192.980	258.699	316.339	433.948	451.523
<b>Total País</b>	<b>3.563.574</b>	<b>3.821.905</b>	<b>4.176.246</b>	<b>4.492.005</b>	<b>4.932.038</b>	<b>5.021.775</b>

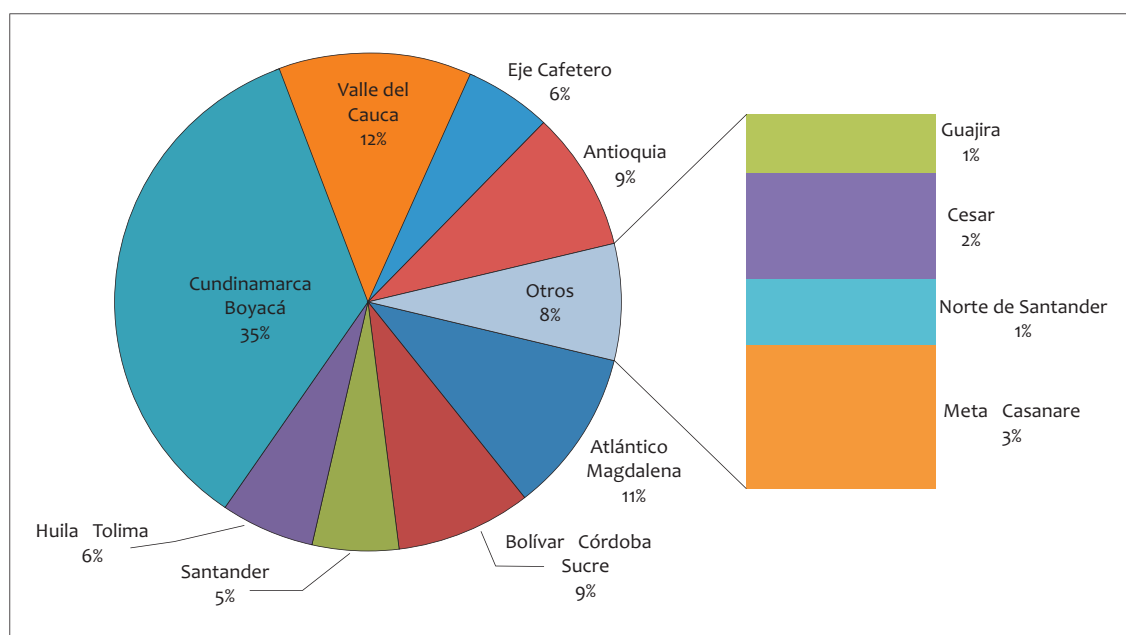
Cundinamarca: incluye Bogotá.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - Dirección General de Gas.

RESUMEN COBERTURA DE GAS NATURAL POR SECTORES Diciembre de 2008		
N°	Resumen	Participación
No. de poblaciones con gas natural:	465	
No. de usuarios residenciales conectados	4.932.038	98%
No. de usuarios comerciales conectados	81.497	2%
No. de usuarios industriales conectados	3.161	0%
No. de usuarios TOTALES conectados	5.016.696	100%

NÚMERO TOTAL DE USUARIOS RESIDENCIALES CONECTADOS POR ESTRATO €					
E1	E2	E3	E4	E5	E6
829.137	1.869.129	1.486.485	442.757	185.166	119.364

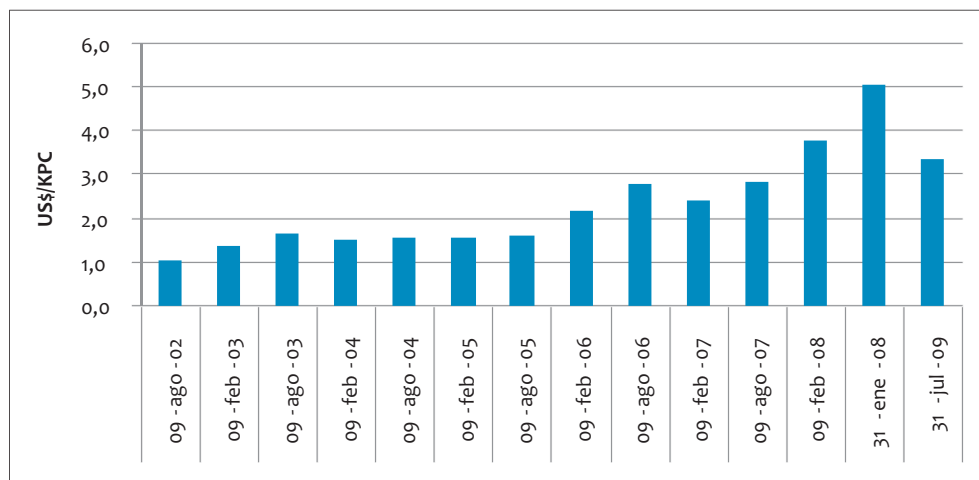
### COBERTURA GAS NATURAL



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
10 ago 08	31 ene 08	4,9750
01 feb 09	31 jul 09	3,3164

Fuente: ECOPEL - Minminas  
 Elaboró : UPME - Subdirección de Información Minero Energética

**EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE BOCA DE POZO GAS GUAJIRA**



**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DEL GAS NATURAL VEHICULAR**  
(\$/mb3)

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	Dic	
Barranquilla	Promedio	649	649	689	689	710	710	710	710	710	731	731	731	731	731	753	753	753	776	776	776	699	707	729	739	769
	Máximo	649	649	689	689	710	710	710	710	710	731	731	731	731	731	753	753	753	776	776	776	739	739	739	739	769
	Mínimo	649	649	689	689	710	710	710	710	710	731	731	731	731	731	753	753	753	776	776	776	699	707	729	739	769
Bogotá	Promedio	735	749	754	754	760	760	787	787	787	788	788	788	788	788	790	790	790	861	860	860	860	860	860	860	860
	Máximo	750	750	780	780	788	788	788	788	788	790	790	790	790	790	790	790	790	861	860	860	860	860	860	860	860
	Mínimo	680	745	750	750	750	750	783	783	783	783	788	788	788	788	788	788	788	860	860	860	860	860	860	860	860
Bucaramanga	Promedio	670	670	670	670	670	670	670	670	670	737	737	737	737	737	737	737	737	780	780	780	780	780	780	780	780
	Máximo	670	670	670	670	670	670	670	670	670	737	737	737	737	737	737	737	737	780	780	780	780	780	780	780	780
	Mínimo	670	670	670	670	670	670	670	670	670	737	737	737	737	737	737	737	737	780	780	780	780	780	780	780	780
Cali	Promedio	700	700	735	735	746	757	757	757	757	780	780	780	780	780	803	803	803	827	827	827	827	827	827	827	856
	Máximo	700	700	735	735	757	757	757	757	757	780	780	780	780	780	803	803	803	827	827	827	827	827	827	827	856
	Mínimo	700	700	735	735	735	757	757	757	757	780	780	780	780	780	803	803	803	827	827	827	827	827	827	827	856
Medellín	Promedio	740	740	770	770	770	785	785	785	785	814	814	814	814	814	848	848	848	868	868	868	868	868	868	868	899
	Máximo	740	740	770	770	770	785	785	785	785	814	814	814	814	814	848	848	848	868	868	868	868	868	868	868	899
	Mínimo	740	740	770	770	770	785	785	785	785	814	814	814	814	814	848	848	848	868	868	868	868	868	868	868	899
Neiva	Promedio																									
	Máximo																									
	Mínimo																									
Pererita	Promedio																									
	Máximo																									
	Mínimo																									
Santa Marta	Promedio	659	649	689	689	710	710	710	710	710	731	731	731	731	731	731	731	731	757	757	757	757	780	780	798	798
	Máximo	669	649	689	689	710	710	710	710	710	731	731	731	731	731	731	731	731	757	757	757	757	780	780	798	798
	Mínimo	649	649	689	689	710	710	710	710	710	731	731	731	731	731	731	731	731	757	757	757	757	780	780	798	798
Tunja	Promedio																									
	Máximo																									
	Mínimo																									
Valledupar	Promedio																									
	Máximo																									
	Mínimo																									
Villavicencio	Promedio																									
	Máximo																									
	Mínimo																									

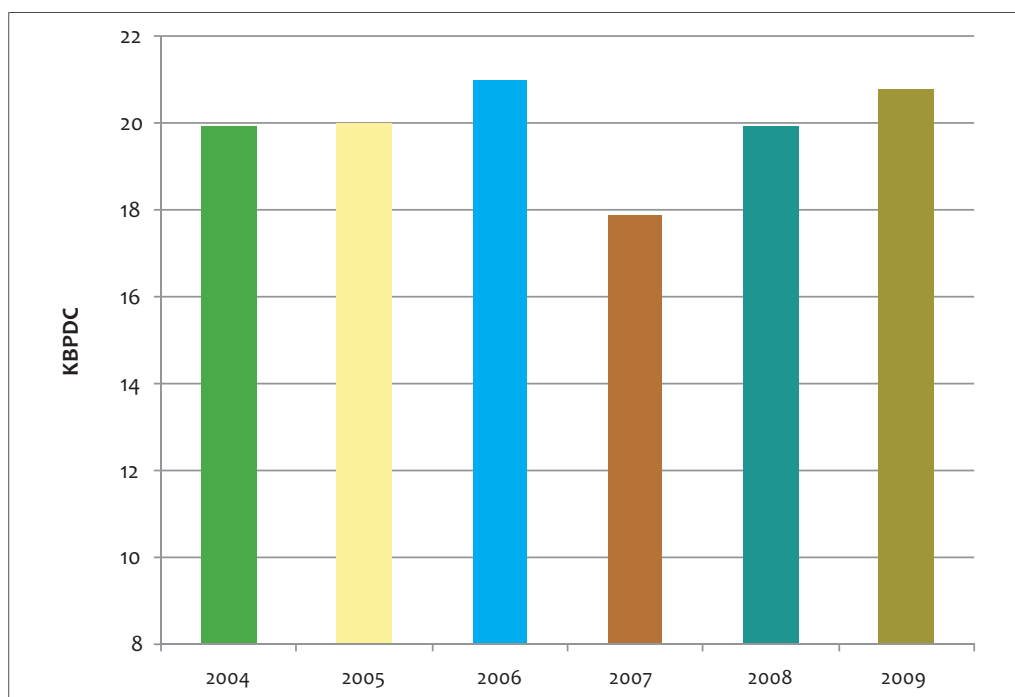
Ciudad	Estadística	2006												2007											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
		(\$/m <sup>3</sup> )																							
Barranquilla	Promedio	809	809	809	809	859	859	859	859	899	899	899	899	961	962	962	978	978	978	999	993	994	1.031	1.034	1.066
	Máximo	809	809	809	809	859	859	859	859	899	899	899	899	920	975	975	995	995	995	1.115	1.015	1.015	1.065	1.065	1.109
	Mínimo	809	809	809	809	859	859	859	859	899	899	899	899	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960
Bogotá	Promedio	867	870	873	874	876	946	946	985	985	983	983	983	1.011	1.101	1.146	1.146	1.146	1.146	1.147	1.146	1.145	1.148	1.162	1.066
	Máximo	886	886	886	886	886	995	995	995	995	995	995	995	1.095	1.148	1.155	1.155	1.155	1.155	1.165	1.155	1.155	1.160	1.175	1.175
	Mínimo	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	970	970	970	970	970	970	1.140	1.140	1.140	1.140	1.140	1.145
Bucaramanga	Promedio	780	820	820	820	820	820	820	905	915	923	931	931	967	1.050	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.065	1.065	1.065
	Máximo	780	820	820	820	820	820	820	905	915	923	931	931	967	1.050	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.065	1.065	1.065
	Mínimo	780	820	820	820	820	820	820	905	915	923	931	931	967	1.050	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.065	1.065	1.065
Cali	Promedio	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	1.025	1.025	1.025	1.056	1.056	1.063	1.095	1.095	1.103	1.146	1.146	1.066
	Máximo	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	1.040	1.040	1.040	1.080	1.080	1.080	1.120	1.120	1.120	1.170	1.170	1.230
	Mínimo	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.060	1.060	1.060	1.100	1.100	1.100	1.100
Medellín	Promedio	922	949	947	970	970	994	994	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.140	1.140	1.066
	Máximo	944	949	948	970	970	995	995	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.140	1.140	1.160
	Mínimo	908	948	944	970	970	994	994	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.140	1.140	1.160
Neiva	Promedio	810	890	890	890	890	890	890	920	920	920	920	920	995	995	995	995	995	995	995	995	1.100	1.100	1.100	1.066
	Máximo	810	890	890	890	890	890	890	920	920	920	920	920	995	995	995	995	995	995	995	995	1.100	1.100	1.100	1.066
	Mínimo	810	890	890	890	890	890	890	920	920	920	920	920	995	995	995	995	995	995	995	995	1.100	1.100	1.100	1.066
Pereríra	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Santa Marta	Promedio	830	830	830	859	859	859	859	899	899	899	899	899	960	960	960	980	980	980	992	1.000	1.000	1.050	1.066	
	Máximo	830	830	830	859	859	859	859	899	899	899	899	899	960	960	960	980	980	980	992	1.000	1.000	1.050	1.066	
	Mínimo	830	830	830	859	859	859	859	899	899	899	899	899	960	960	960	980	980	980	992	1.000	1.000	1.050	1.066	
Tunja	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Valledupar	Promedio	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	760	760	760	760	760	799	799	799	845	845	1.066
	Máximo	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	760	760	760	760	760	799	799	799	845	845	1.066
	Mínimo	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	760	760	760	760	760	799	799	799	845	845	1.066
Villavicencio	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								

Ciudad		ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DEL GAS NATURAL VEHICULAR (\$/m <sup>3</sup> )													
		2008						2009							
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb
Barranquilla	Promedio	1.123	1.178	1.210	1.212	1.229	1.282	1.307	1.361	1.393	1.416	1.416	1.415	1.416	1.397
	Máximo	1.190	1.190	1.225	1.225	1.250	1.295	1.330	1.390	1.430	1.430	1.430	1.415	1.430	1.415
	Mínimo	960	1.175	1.175	1.210	1.210	1.280	1.280	1.280	1.280	1.415	1.415	1.415	1.415	1.395
Bogotá	Promedio	1.184	1.230	1.213	1.216	1.233	1.232	1.254	1.261	1.281	1.317	1.384	1.374	1.415	1.455
	Máximo	1.225	1.230	1.230	1.230	1.265	1.280	1.305	1.329	1.329	1.366	1.459	1.445	1.532	1.499
	Mínimo	1.145	1.210	1.145	1.145	1.145	999	1.149	1.049	1.049	1.239	1.289	1.249	1.249	1.349
Bucaramanga	Promedio	1.160	1.165	1.169	1.169	1.182	1.202	1.222	1.242	1.253	1.270	1.270	1.270	1.330	1.358
	Máximo	1.160	1.165	1.169	1.169	1.182	1.202	1.222	1.242	1.258	1.270	1.270	1.270	1.330	1.358
	Mínimo	1.160	1.165	1.169	1.169	1.182	1.202	1.222	1.242	1.242	1.270	1.270	1.270	1.330	1.358
Cali	Promedio	1.205	1.222	1.244	1.246	1.262	1.289	1.318	1.335	1.333	1.426	1.426	1.421	1.432	1.454
	Máximo	1.230	1.255	1.275	1.275	1.290	1.320	1.355	1.355	1.359	1.440	1.440	1.440	1.470	1.470
	Mínimo	1.150	1.150	1.150	1.150	1.150	1.190	1.199	1.199	1.250	1.350	1.350	1.350	1.250	1.350
Medellín	Promedio	1.160	1.160	1.160	1.160	1.140	1.159	960	1.230	1.313	1.470	1.470	1.459	1.459	1.456
	Máximo	1.160	1.160	1.160	1.160	1.190	1.199	960	1.230	1.330	1.470	1.470	1.470	1.470	1.464
	Mínimo	1.160	1.160	1.160	1.160	1.079	1.079	960	1.230	1.230	1.470	1.470	1.450	1.450	1.450
Neiva	Promedio	1.185	1.185	1.235	1.235	1.235	1.315	1.315	1.315	1.348	1.362	1.375	1.373	1.233	1.375
	Máximo	1.185	1.185	1.235	1.235	1.235	1.315	1.315	1.315	1.355	1.375	1.375	1.375	1.400	1.375
	Mínimo	1.185	1.185	1.235	1.235	1.235	1.315	1.315	1.315	1.315	1.355	1.375	1.365	1.199	1.375
Pererita	Promedio	1.210	1.210	1.235	1.255	1.268	1.290	1.355	1.355	1.390	1.390	1.390	1.390	1.470	1.470
	Máximo	1.210	1.210	1.235	1.255	1.270	1.290	1.355	1.355	1.390	1.390	1.390	1.390	1.470	1.470
	Mínimo	1.210	1.210	1.235	1.255	1.265	1.290	1.355	1.355	1.390	1.390	1.390	1.390	1.470	1.470
Santa Marta	Promedio	1.175	1.175	1.210	1.210	1.230	1.277	1.311	1.375	1.415	1.431	1.431	1.435	1.435	1.415
	Máximo	1.175	1.175	1.210	1.210	1.230	1.280	1.315	1.375	1.415	1.435	1.435	1.435	1.435	1.415
	Mínimo	1.175	1.175	1.210	1.210	1.230	1.250	1.280	1.375	1.415	1.415	1.415	1.415	1.415	1.415
Tunja	Promedio	1.210	1.210	1.210	1.210	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.480
	Máximo	1.210	1.210	1.210	1.210	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.480
	Mínimo	1.210	1.210	1.210	1.210	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.480
Valledupar	Promedio	898	895	898	923	923	955	955	955	960	960	960	970	920	870
	Máximo	900	895	900	950	950	980	980	980	990	990	990	990	990	990
	Mínimo	895	895	895	895	895	930	930	930	930	930	930	930	850	750
Villavicencio	Promedio	1.267	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.500	1.500	1.450	1.500	1.500	1.500	1.631	1.565
	Máximo	1.300	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.647	1.598
	Mínimo	1.250	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.500	1.500	1.200	1.500	1.500	1.500	1.499	1.499

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.  
Elaboró: Subdirección de Información.

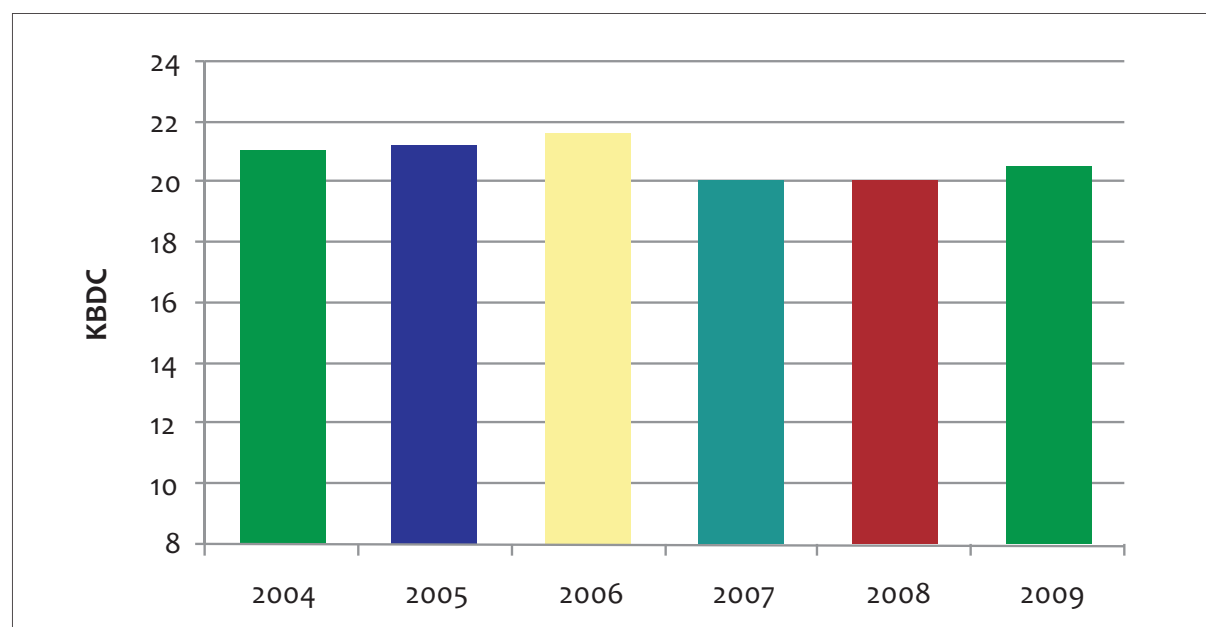


PRODUCCIÓN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) 2004 - 2009						
Miles de Barriles Día Calendario						
Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	15,25	19,25	21,81	22,02	22,17	21,93
Febrero	17,96	21,68	20,81	18,02	18,96	20,50
Marzo	20,73	21,32	15,99	15,76	17,68	19,90
Abril	18,83	20,67	21,56	16,95	20,05	
Mayo	19,05	19,77	21,70	18,12	18,74	
Junio	20,86	20,75	19,59	16,79	17,80	
Julio	22,40	19,60	20,75	17,00	16,46	
Agosto	21,20	20,78	21,05	19,60	24,10	
Septiembre	19,25	20,28	17,82	16,14	20,94	
Octubre	19,92	18,47	24,12	17,13	21,05	
Noviembre	21,21	19,02	25,05	18,94	20,78	
Diciembre	21,91	18,59	21,24	17,71	20,35	
<b>Promedio</b>	<b>19,89</b>	<b>20,00</b>	<b>20,96</b>	<b>17,85</b>	<b>19,92</b>	<b>20,78</b>



Fuente: Ecopetrol.  
Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

CONSUMO DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO						
2004 - 2009						
Miles de Barriles Día Calendario						
Mes	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	20,4	20,7	23,40	21,59	20,0	20,4
Febrero	19,3	22,9	23,60	20,96	22,5	20,5
Marzo	25,2	19,0	17,90	16,12	18,5	20,8
Abril	20,4	21,2	22,50	18,92	20,5	
Mayo	20,1	20,5	21,90	19,22	20,8	
Junio	21,1	22,6	22,50	19,77	20,2	
Julio	21,1	21,6	21,80	18,83	18,3	
Agosto	21,6	22,2	22,20	21,13	24,3	
Septiembre	20,7	21,2	18,90	21,27	17,1	
Octubre	21,0	20,7	21,70	20,42	18,2	
Noviembre	20,8	21,2	23,60	21,30	17,5	
Diciembre	21,6	21,1	19,90	21,40	19,5	
<b>Promedio</b>	<b>21,1</b>	<b>21,2</b>	<b>21,6</b>	<b>20,1</b>	<b>20,1</b>	<b>20,5</b>



Fuente: Ecopetrol.

Elaboró: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME - Subdirección de Información.

Este libro se terminó de imprimir en los talleres de  
**Gráficas Ducal Ltda.** Bogotá, Colombia  
Julio de 2009