

000097

PROPIEDAD
Documentación
Divulgación
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

338.209861
C718m
1990
E.L.

PROPIEDAD
Sección Documentación
y Divulgación
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

REPUBLICA DE COLOMBIA

Memoria al Congreso

1989 - 1990

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

Margarita Mena de Quevedo
Ministra de Minas y Energía

4439

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

001

000097

CONTENIDO

CAPITULO I

ENFOQUES Y POLÍTICAS SECTORIALES

PROPIEDAD
Sección Documentación
y Divulgación
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

000097

PRESENTACION

1. EL SECTOR MINERO ENERGÉTICO Y LA ECONOMIA NACIONAL

	PAG.
1.1 ENTORNO ECONOMICO MUNDIAL	1
1.1.2 Situación y Perspectivas de la Economía Nacional y el Sector de Minas y Energía	2
1.1.3 Planes y Programas del País	3
1.2 SECTOR ENERGETICO	
1.2.1 El Enfoque de Planeación Integrada	4
– Comisión Nacional de Energía	4
1.2.2 La Financiera Energética Nacional	6
1.2.3 Revisión de los Modelos de Planeamiento Energético	7
1.2.4 El Sistema de Informaciones Energéticas	7

CAPITULO II

2. POLITICA Y REALIZACIONES EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA

2.1 INTRODUCCION	12
2.2 LAS PRIORIDADES Y OBJETIVOS DE LA POLITICA DE ENERGIA ELECTRICA	12
2.3 EL PLAN DE AJUSTE SECTORIAL	13
2.3.1 Mayor Eficiencia Administrativa	13
2.3.2 Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica	14
– Acciones Emprendidas	14
– Evolución del Índice de Pérdidas	16
2.3.3 Recuperación de Cartera Morosa	22
2.3.4 Desarrollos Ambientales del Sector Eléctrico	24
2.3.5 Crédito Sectorial de Ajuste	27
2.4 LA POLITICA TARIFARIA	27
2.4.1 Tarifas en Bloque	28
– Desigualdad de Mercados Regionales	28
– Tarifas de Venta en Bloque	29
2.5 EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO ..	30
2.5.1 Nueva Capacidad de Generación	30
2.5.2 Líneas de Transmisión	32
2.5.3 Plan de Expansión en Generación y Transmisión	40

PROPIEDAD

Sección Documentación
y Divulgación
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

	PAG.
2.5.4	49
2.5.5	52
2.6	54
2.7	55
2.8	60

CAPITULO III

3. REALIZACIONES EN MATERIA DE PETROLEO Y GAS NATURAL

3.1	64
3.1.1	64
3.1.2	65
3.1.3	65
3.2	66
3.2.1	67
3.2.1.1	67
3.2.1.2	68
3.2.1.3	68
3.2.1.4	68
3.2.2	69
3.3	69
3.3.1	70
3.3.2	73
3.3.3	75
3.3.4	77
3.3.5	77
3.3.6	77
3.4	79
3.4.1	79
3.4.2	83
3.4.3	84
3.4.3.1	84
3.4.3.2	89
3.4.3.3	89
3.4.3.4	91
3.5	91
3.5.1	91
3.5.2	93

	PAG.
3.5.3	93
3.5.4	95
3.5.4.1	96
3.5.4.2	96
3.5.4.3	96
3.6	98
3.6.1	98
3.6.1.1	98
3.6.1.2	99
3.6.2	99
3.7	99
3.8	105
3.8.1	105
3.8.2	106
3.8.3	108
3.8.4	108
3.9	110
3.9.1	110
3.9.2	112
3.10	114
3.10.1	115
3.10.2	116
3.10.2.1	116
3.10.2.2	116
3.10.3	116
3.11	118
3.11.1	118
3.11.2	118
3.12	122
3.12.1	122
3.12.2	126
3.12.3	127
3.12.3.1	128
3.12.3.2	129
3.12.3.3	130
3.12.3.4	130
3.12.3.5	130
3.13	131
3.13.1	132
3.13.2	132

	PAG.
3.13.3 Planta Física	133
3.14 PERSPECTIVAS DE LOS HIDROCARBUROS PARA EL AÑO 2000	133
3.14.1 Pronósticos de Abastecimiento de Crudo hasta 1995	134
3.14.2 Planes para el Año 2000 en Materia de Gas Natural	137
3.14.3 Programa de Gas Natural Comprimido (GNC)	139

CAPITULO IV

4. POLITICAS Y REALIZACIONES EN MATERIA DE CARBON	
4.1 POLITICAS GENERALES DE CONTRATACION	140
4.2 PROGRAMA Y PROYECTOS DE EXPLORACION PARA EL MERCADO INTERNACIONAL	141
4.2.1 Proyecto La Loma-Drummond	141
4.2.2 Proyecto Calenturitas-Prodeco	143
4.2.3 Proyecto El Descanso	144
4.2.4 Proyecto San Luis	144
4.3 PROGRAMA DE EXPLORACION PARA EL MERCADO INTERNO	145
4.3.1 Proyecto Paramo del Almorzadero	145
4.3.2 Proyecto Albania - Jesús María	145
4.3.3 Proyecto Amagá - Venecia - Bolombolo	145
4.4 PROYECTOS CON EMPRESAS REGIONALES	146
4.4.1 Procarbón de Occidente	146
4.4.2 Chidral - Cartón de Colombia	146
4.4.3 Carbonorte	146
4.5 PROGRAMAS DE APOYO A LA PEQUEÑA Y MEDIANA MINERIA	146
4.5.1 Programa de Apoyo Jurídico	146
4.5.2 Programa de Apoyo Técnico	147
4.5.3 Programa de Apoyo Financiero	148
4.5.4 Apoyo a la Comunidad	148
4.5.5 Promoción al Uso del Carbón	148
4.6 GRAN MINERIA	151
4.6.1 Cerrejón Zona Norte	151
4.6.2 Cerrejón Central	151
4.7 AVANCES EN PRODUCCION	151
4.8 CONSUMO DE CARBON	153
4.9 LAS EXPORTACIONES DE CARBON	153
4.10 PRECIOS EXTERNOS E INTERNOS DEL CARBON	155
4.11 FONDO DE FOMENTO DEL CARBON	156
4.12 DESARROLLO TECNOLOGICO	157

	PAG.
4.13 PROGRAMAS EN MARCHA Y PERSPECTIVAS EN CARBÓN PARA EL AÑO 2000	157

CAPITULO V

5. POLITICAS Y REALIZACIONES EN MATERIA DE ENERGIA NUCLEAR Y FUENTES NO CONVENCIONALES	
5.1 LA POLITICA SOBRE ENERGIA NUCLEAR Y FUENTES NO CONVENCIONALES	161
5.2 AVANCES EN EL DESARROLLO Y USOS DE LA ENERGIA NUCLEAR	162
5.2.1 Investigación y Análisis del Recurso Uranio	162
5.2.2 Ampliación de la Infraestructura de Investigación Nuclear	162
5.3 APLICACIONES RADIOACTIVAS	163
5.4 DESARROLLO Y APROVECHAMIENTO DE FUENTES NUEVAS Y RENOVABLES DE ENERGIA	164
5.4.1 Proyectos de Suministro de Energía en Zonas Aisladas	165
a) Cumbitara (Nariño)	165
b) Acandí (Chocó)	165
c) Pizarro - Bajo Baudó (Chocó)	165
d) La Primavera (Vichada)	166
5.5 INSTITUCIONALIZACION DEL PROGRAMA ESPECIAL DE ENERGIA DE LA COSTA ATLANTICA - PESENCA	167
5.6 COORDINACION Y PROMOCION DE COOPERACION INTERINSTITUCIONAL	168

CAPITULO VI

6. POLITICA Y REALIZACIONES EN MATERIA DE MINERIA	
6.1 INVESTIGACION GEOLOGICA-MINERA, ESTUDIO Y EVALUACION DE YACIMIENTOS	170
6.1.1 Recursos Minerales	171
6.1.2 Hidrogeología	171
6.1.3 Geología Ambiental	172
6.1.4 Vulcanología	172
6.1.5 Sismología	172
6.1.6 Prospección Geofísica	172
6.1.7 Geoquímica y Química de Minerales	173
6.1.8 Estudio de Carbones	173
6.2 PROGRAMA DE EXPLORACION Y EXPLOTACION	174

	PAG.
6.2.1	Piedras Preciosas y Semipreciosas 174
6.2.2	Metales Preciosos 175
	a) Marmato Zonas Aledañas (Riosucio, Supía, Quinchía) 175
	b) Riosucio - Atrato (Antioquia - Chocó) 175
	c) Ataco (Tolima) 175
6.2.3	Investigación 176
	a) Roca Fosfórica 176
	b) Yesos 177
	c) Azufre 177
	d) Cobre 178
	e) Níquel 178
6.2.4	Exploración del Escudo de la Guayana 178
	a) Serranías de Naquén y Caranacoa (Guainía) 178
	b) La Pedrera (Amazonas) 180
6.3	ASISTENCIA TÉCNICA A LA PEQUEÑA Y MEDIANA MINERÍA 180
6.4	FISCALIZACIÓN E INTERVENTORIA MINERA 182
6.5	PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE, HIGIENE Y SEGURIDAD DE MINAS 183
6.6	SISTEMATIZACIÓN DEL REGISTRO MINERO 185
6.7	PRESENTACIÓN DEL CENSO NACIONAL MINERO 186
6.8	NUEVO CÓDIGO DE MINAS 186
6.9	FONDO DE FOMENTO DE METALES PRECIOSOS 187
	a) Evaluación de Áreas Específicas en el Bajo Cauca - Antioquia 187
	b) Proyecto Casa - Taller Barbacoas (Nariño) 187
	c) Proyecto Taller Móvil - Almacén Región Chocoana 188
	d) Adecuación Tecnológica de las Pequeñas Explotaciones de Aluviones (Las Ánimas - Chocó) 188
6.10	MINERALES DE COLOMBIA S.A. MINERALCO S.A. 189
6.11	SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR MINERO 189
6.11.1	Programa Exploratorio 190
	a) Sistema Andino 191
	b) Escudo Precámbrico 192
6.11.2	Nuevos proyectos de explotación minera 198

CAPITULO VII

7. COOPERACION TÉCNICA INTERNACIONAL

7.1	COOPERACION MULTILATERAL 199
7.1.1	Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas 199
7.1.2	Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) 199
7.1.3	Conferencia Mundial de Energía 200

	PAG.
7.1.4	Grupo Informal de Países Latinoamericanos y del Caribe Exportadores de Petróleo (GIPLACEP) 200
7.1.5	Pacto Andino 201
7.1.6	Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL) 201
7.1.7	Comunidad Económica Europea (CEE) 202
7.2	COOPERACION BILATERAL 202
7.2.1	Alemania Federal 202
7.2.2	Venezuela 203
7.2.3	Ecuador 203
7.2.4	México 204
7.2.5	Canadá 204
7.2.6	España 204
7.2.7	Gran Bretaña 204
7.2.8	Corea del Sur 204

Bogotá, Julio de 1990

Honorables Senadores y Representantes:

El presente informe se refiere a las realizaciones del sector de minas y energía, en el período julio 20 de 1989 y la misma fecha del año en curso. En esta introducción deseo destacar algunas de las gestiones cumplidas durante el mencionado período ministerial.

Con la expedición por el Congreso de la República de la Ley 51 de 1989, sobre creación de la Comisión Nacional de Energía, adscrita al Ministerio, se fortaleció la estructura orgánica del mismo, definida por la Ley 1a. de 1984; por cuanto se establece la planeación integral de las distintas formas de energía, con miras a un reordenamiento del sector energético. Dentro de este propósito, se han previsto los mecanismos y medidas administrativas necesarias para el cabal funcionamiento de la Comisión.

Parte complementaria de ese reordenamiento del sector energético en su conjunto, lo constituye la transformación de la Financiera Eléctrica S.A. en la Financiera Energética Nacional S.A. (FEN), mediante la Ley 25 de 1990. Esta institución vinculada a este Ministerio tendrá como finalidad la financiación de proyectos o programas de inversión del sector, la realización de operaciones financieras para reprogramar o subrogarse en los empréstitos contraídos por las entidades del mismo, o financiarles los pagos correspondientes al servicio de la deuda externa o de las obligaciones internas derivadas de ésta, con el fin de racionalizar el funcionamiento del sector energético de conformidad con las políticas del Gobierno Nacional. Cumple así funciones básicas de financiamiento, de banca de inversión y de intervención en la revisión de la estructura financiera de las actividades productivas. Para estos propósitos se autorizó al Gobierno Nacional para proveer formas de capitalización de la FEN a cargo de las empresas del sector energético o de otras entidades públicas en las condiciones que señale la Junta Monetaria. Se ha ampliado así el radio de acción de la Financiera Eléctrica Nacional, permitiéndole desempeñar una función dinámica en el manejo del servicio de la deuda externa y en las múltiples tareas que corresponden a una financiera de desarrollo en un sector de tanta importancia en la economía del país.

En el subsector eléctrico, tanto a nivel global, como de empresas, la ejecución del Plan de Ajuste, previsto desde 1986, se ha venido reflejando en importantes avances, en lo relativo a la eficiencia administrativa, reducción de pérdidas, recuperación de cartera y saneamiento financiero, así como en la obtención y canalización del financiamiento sectorial requerido por el Plan. Sobre estos resultados es notoria la contribución del Consejo Superior del Sector Eléctrico, creado mediante el Decreto 1397 de 1989, y el cual, para un funcionamiento eficaz ha contado con la necesaria colaboración interinstitucional a través de la Secretaría Técnica y de los diferentes grupos de apoyo.

1

El Plan de Expansión en generación y transmisión de alto voltaje, para el período 1990-2000, aprobado por el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), el 13 de septiembre de 1989, garantiza una capacidad suficiente para cubrir la demanda hasta la iniciación del próximo siglo. Dicho Plan de Expansión contempla un incremento en la capacidad instalada actual, del sistema interconectado, del orden de 8.370 megavatios (MW), en más de 1.000 megavatios (MW), con la construcción de las centrales hidroeléctricas URRÁ I, en el Departamento de Córdoba, Miel II, en el Departamento de Caldas, y PORCE II, en el Departamento de Antioquia. Adicional a este Plan, merece destacarse el Proyecto de Interconexión con Venezuela, que representa el equivalente a una planta eléctrica de 250 megavatios (MW), con la construcción de una línea a 230 kilovoltios (KV), que mejora la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

Con referencia al subsector de hidrocarburos en 1989, se cumplió en cerca de un 70% el Plan Quinquenal de Exploración y Producción 1987-1991 y se lograron importantes incrementos en la producción de petróleo, al pasar de un promedio diario de 374.800 barriles en 1988 a 404.300 barriles en este año. Los resultados exploratorios no fueron los esperados y se registró una disminución en el nivel de reservas remanentes de petróleo de 150.5 millones, con respecto al año anterior, por lo cual se hace imperativo consolidar el esfuerzo exploratorio, de modo que la capacidad de producción, representada en las reservas, continúe atendiendo las necesidades de refinación interna y permita mantener excedentes para la exportación.

En este objetivo, se ha estimado un plan exploratorio hasta el año 2000, que contempla un incremento en 1.800 millones de barriles equivalentes de petróleo sobre las reservas actuales de 1.947 millones de barriles, y de 4.209 Gigapies Cúbicos (GPC) de gas natural, mediante la perforación de 850 pozos exploratorios, para un costo total del orden de US\$ 3.900 millones.

Con el fin de atender la ampliación de la infraestructura de refinación y transporte de petróleo crudo y derivados, se aprobó la construcción de una nueva refinería en el centro del país, con una inversión total de US\$735.0 millones, y una capacidad inicial de 75.000 barriles día, 50% de los cuales serán crudos pesados del área de Cocomá y ampliable a 100.000 barriles día, con lo cual se disminuirá la perspectiva de importación de gasolinas y se contará con excedentes de exportación de diesel. La construcción del oleoducto Vasconia-Coveñas, ya en ejecución, con longitud de 476 kilómetros, capacidad de transporte diario de 150.000 barriles, y un costo estimado de US\$321.0 millones, en el cual Ecopetrol participa en un 40%, comenzará su operación a mediados de 1991 con un transporte inicial aproximado de 89.000 barriles día. Esta línea movilizará hacia la Costa Norte con destino a la exportación, los excedentes de crudos procedentes del Huila y los Llanos Orientales.

Para facilitar la discusión pública sobre la política petrolera colombiana, el Gobierno sugirió al Congreso de la República, la celebración de un Foro, con amplia participación de los distintos sectores. Tal evento se realizó durante los días 7 y

8 de septiembre de 1989, y en esa oportunidad me permití afirmar: "Con las reservas existentes y la declinación normal de los yacimientos, Colombia podría ser autosuficiente aproximadamente hasta el año 1996. A partir de este año, por agotamiento natural de los yacimientos, nuevamente se verá obligada a importar crudo y refinados para atender una demanda interna que anualmente viene creciendo entre el 5 y el 6%, excepto que se conserven o aumenten las actuales reservas descubiertas. Esta realidad, por lo mismo, impone la necesidad de mantener cuando menos el mismo ritmo exploratorio actual, y tal esfuerzo, sumado a los programas directo y asociado, significan en exploración inversiones anuales aproximadas de 250 millones de dólares, a precio de hoy. De esta cifra, el aporte del capital extranjero es de alrededor del 80% y, en caso de que esta inversión fuera asumida con divisas generadas por el país, este tendría que sacrificar su normal desarrollo económico y los programas sociales, esfuerzo que un país en vía de desarrollo como Colombia no podría soportar, máxime cuando se trata de invertir en capital de riesgo".

"La definición de políticas y de propósitos de un país incuestionablemente tiene que apoyarse en las propias realidades a veces duras y no susceptibles de cambios sino con la persistencia en los objetivos y la claridad suficiente en los mecanismos viables para conseguir aquellos. Pero es que, además de la contundente realidad del país y de sus perspectivas futuras, tampoco contamos ni con el suficiente personal capacitado ni con bastante "Know how" para que el Estado acometa por su cuenta y riesgo toda la actividad exploratoria y de producción".

"Todo aquel panorama conduce a afirmar que para el Gobierno Nacional el esquema mixto de exploración y de producción directa y asociada se ajusta a los requerimientos y a las disponibilidades del país y que no existen razones suficientemente válidas o excepcionales como aquellas que mediaron en los años 70, para reorientar las actividades exploratoria y de producción hacia otro marco. Se impone, sin embargo precisar: Ecopetrol como instrumento del Estado Colombiano continuará su proceso de fortalecimiento humano, tecnológico y económico que le ha permitido y le permitirá en el futuro tener una mayor injerencia en la exploración y explotación de los hidrocarburos. Y en cuanto a la actividad asociada, el Gobierno Colombiano considera que sin detrimento de la política de asociación, pueden introducirse al actual clausulado del contrato, algunos ajustes que contribuirán a su mejoramiento para bien de ambas partes, y, en consecuencia, en los contratos de asociación que se celebren a partir de la fecha, se contemplarán tales variaciones y estos ajustes estarán centrados en los siguientes aspectos": Distribución de producción, transferencia tecnológica, control ecológico y derechos de cesión, cada uno de los cuales fue identificado en su marco general; y agregué: "Con claridad meridiana el Gobierno quiere expresar que no obstante aquellos ajustes, los Contratos de Asociación ya suscritos serán honrados en su integridad y que tales variaciones tendrán efectos únicamente para el futuro. Colombia, en el ámbito internacional se caracteriza por el profundo respeto a sus instituciones, una sólida tradición jurídica y el cumplimiento de la palabra empeñada, y son precisamente estas condiciones las que el capital extranjero estima que aminoran el riesgo político de invertir en el país; fiel a sus principios, el Estado respetará en su integridad los pactos ya celebrados y no introducirá ningún elemento de zozobra ni para el

1

capital extranjero ni tampoco para el capital colombiano vinculado a los Contratos de Asociación; como es propio del régimen contractual, cualquier modificación que quieran introducir las partes tendrá que ser fruto del acuerdo de voluntades, y no de imposiciones unilaterales, que quebranten las reglas del juego establecidas en el contrato. Pero al igual como ya sucedió con el Contrato de Participación de Riesgo, que fue la primera variante que la administración del Presidente Barco introdujo al original Contrato de Asociación, sin ninguna incidencia negativa en la inversión extranjera, el Gobierno hoy tiene la seguridad de que tampoco el capital foráneo sufrirá retracción por cuanto las nuevas medidas sólo buscan una participación más adecuada en la producción para los contratantes, garantizando al asociado un razonable nivel de rentabilidad y conservando incólumes, aspectos tales como control de la operación, tributación, remesa de utilidades, etc. La Nación, como dueña del recurso no renovable, y la Asociada como parte que asume el riesgo geológico, encontrarán así formas más equilibradas en la relación contractual".

En desarrollo de estas definiciones de política, el Gobierno Nacional dictó los Decretos 2782 de noviembre 28 de 1989 y 1093 de mayo 25 de 1990, introduciendo a los futuros contratos de asociación, las modificaciones anunciadas, las cuales, además, fueron acogidas por la Junta Directiva de Ecopetrol.

En cuanto al carbón, su posición favorable competitiva y de creciente participación en el mercado internacional, con el consiguiente efecto cambiario positivo, es reflejo de los índices de exploración, cuyos resultados han permitido elevar, en 1989, las reservas probadas a 6,503 millones de toneladas, y obtener, en este mismo año, una producción de 18.9 millones de toneladas y exportaciones del orden de 13.0 millones, con pronósticos estimados para 1990 en 20.5 millones y 14.6 millones, respectivamente.

La perspectiva del carbón, medida en función del potencial de reservas con que cuenta el país, ofrece la posibilidad, mediante los nuevos proyectos de La Loma, Calenturitas y El Descanso, en el Departamento del Cesar, y San Luis, en Santander del Sur, de ampliar la posición externa de este producto, que le depare al sector y a la economía nacional nuevos recursos para su desenvolvimiento. Esta posibilidad implica que, para fines de la centuria, se llegue a un volumen de exportación de 40.0 millones de toneladas.

La energía nuclear, plantea una alternativa seria para el próximo siglo. Colombia no puede estar ajena a esta perspectiva dentro del esquema de planeamiento a largo plazo. Recientemente se inició el proceso de negociación para la ampliación de la infraestructura de investigación nuclear mediante un Reactor Nuclear Maplex -10 de 5 megavatios (MW). A la fecha existen posibilidades concretas de financiamiento con el Gobierno de Canadá. Este proyecto, cuyo costo será del orden de US\$69.0 millones, además de incrementar la producción de radioisótopos y de mejorar las investigaciones de aplicaciones radioactivas en la medicina, la industria y la agricultura, fortalecerá la investigación para proyectos de mayor alcance como los nucleoelectrónicos.

El sector minero, como un efecto del mayor conocimiento geológico y de su

potencial, ha presentado avances de gran significación en la economía del país, como puede observarse en su participación en el PIB, que en 1989 fue del 2%, excluidos los hidrocarburos, y que en el total de exportaciones de dicho año representó el 25%.

El progreso en el desarrollo minero, condujo al Gobierno actual a tomar acciones con miras a su reordenamiento jurídico e institucional; que se concretan en la expedición del Código de Minas (Decreto No.2655 de 1988), y su reglamentación; creación e implementación del Fondo de Metales Preciosos; conformación y adecuación sistematizada del Registro Minero; realización del Censo Nacional Minero, y la transformación, mediante la Ley 02 de 1990, de la Empresa Colombiana de Minas (ECOMINAS) en una sociedad anónima estatal denominada Minerales de Colombia S.A. (MINERALCO), a la cual le estará encomendado el desarrollo de proyectos de gran minería.

Este reordenamiento sectorial constituye un elemento básico en el desenvolvimiento de las actividades previstas para los próximos años, que se concretan en la elaboración e implementación de un programa quinquenal de exploración minera, y en la conformación de proyectos de gran minería, en oro y metales básicos.

Si bien es cierto, que por mandato constitucional, este informe ha de contraerse a las labores del período antes mencionado, por su importancia se presenta como anexo al mismo un resumen de las realizaciones correspondientes a los cuatro años de la presente administración, y que son un desarrollo del Plan de Economía Social, del señor Presidente de la República, Doctor Virgilio Barco Vargas.

El pasado 18 de mayo, el Ministerio de Minas y Energía cumplió 50 años de su fundación. Para conmemorar tal efemérides, se agrega igualmente, como anexo, un escrito referente al balance institucional, económico y jurídico durante estos 10 lustros junto con las estadísticas de la última década; allí se reflejan los efectos tan positivos del sector como consecuencia de las labores realizadas en el transcurso de dichos años, y que sirven de fundamento para la proyección de las perspectivas que ofrece el mismo, en el desarrollo social de la economía.

De los señores Senadores y Representantes,

MARGARITA MENA DE QUEVEDO
Ministro de Minas y Energía

CAPITULO I

ENFOQUES Y POLITICAS SECTORIALES

1. EL SECTOR MINERO ENERGETICO Y LA ECONOMIA NACIONAL

Por lo general el aprovechamiento de los recursos naturales no renovables, e hídricos con fines energéticos, requiere la ejecución de proyectos de cierta magnitud, que son viables dentro de políticas sectoriales de largo plazo. Esto hace que el sector energético tenga una significación e incidencia relevantes en la economía nacional, por los recursos de inversión que demanda su desarrollo, y por los efectos de la misma en relación a las transferencias de recursos, exportaciones, generación de empleo, capacidad de ahorro y definición de procesos y tecnologías. Como ejemplo, vale la pena destacar que para el año de 1990, el 9.7% de la estimación de ingresos corrientes para la Nación, esto es cerca de \$412.000 millones, se generarán en el sector Minero-energético.

Con las limitaciones que impone la dinámica de la economía mundial, las situaciones particulares internas del país, y los planes y programas macroeconómicos, el sector minero-energético colombiano se ha venido desarrollando, con fortuna, dentro de una reactivación de la política que viene ejecutándose desde la década de los 70, y que se ha fortalecido con los ajustes y cambios introducidos durante los últimos 4 años, cuyos efectos positivos podrán apreciarse en perspectiva de mediano y largo plazo.

1.1 Entorno Económico Mundial.

Los años ochenta son calificados por la Comisión Económica para América Latina -CEPAL-, como la "década perdida" para esta región. En los primeros años de ella se inició y consolidó la crisis financiera internacional; en los años intermedios, como consecuencia de lo anterior, el suministro de las materias primas sufrió bruscas alteraciones que las llevaron a niveles de precios bastante desfavorables; y en los últimos años, se identificó la apertura económica como base de solución general.

La situación descrita no es exclusiva de América Latina, aunque ofrece similitud con la de los países de África y algunos de Europa y Asia, todos los cuales, incluidos los de economía centralmente planificada, también han optado recientemente por políticas de apertura y ajustes económicos para solucionar sus problemas estructurales y coyunturales.

La situación fue algo diferente en algunos países industrializados, pues aunque

durante la primera parte de los años 80 vieron afectadas sus economías por la crisis financiera y por el déficit fiscal de Estados Unidos, observaron una recuperación a partir de la segunda mitad de ese período. En esta favorable evolución fue importante el fortalecimiento del GATT y el apoyo que los países con superávit en Balanza de Pagos, prestaron a los Estados Unidos.

Las situaciones mencionadas anteriormente contribuyeron a definir la orientación de las relaciones geopolíticas y comerciales mundiales a largo plazo, las cuales se caracterizarán por la conformación y consolidación de bloques regionales y subregionales, que aprovechen al máximo las ventajas comparativas que ofrecen cada uno de sus componentes. Los ejemplos más tangibles se observan en la Comunidad Económica Europea, y en el fortalecimiento de las relaciones entre Canadá, Estados Unidos y México.

Desafortunadamente, en el área latinoamericana los procesos integracionistas no han adquirido la aceleración indispensable, aunque ya se ha tomado conciencia de su importancia económica y política en la región. El ejemplo más sólido de esta tendencia lo constituye la subregión Andina, que en su proceso ha contado con las reuniones presidenciales realizadas en noviembre y mayo pasados en las poblaciones de Galapagos-Ecuador y Cuzco-Peru, respectivamente, promisorias por la base de integración económica adoptadas, y entre las cuales merecen destacarse las relativas al sector energético andino.

1.1.2 Situación y Perspectivas de la Economía Nacional y el Sector de Minas y Energía

La mayoría de los países de Latinoamérica regresaron, en los últimos cinco años, a los niveles de ingreso percapita que tenían en los años 1977-1980, y sufrieron procesos hiperinflacionarios. Tan solo se exceptuaron de esta situación generalizada Chile y Colombia.

En el caso colombiano, los indicadores han sido satisfactorios. Durante los últimos diez años la economía creció en promedio anual, y en términos reales, en 3.2%, cifra que, relacionada con la tasa de crecimiento poblacional, indica que el PBI percapita aumentó algo más del 1% anual en el mismo período.

Para 1989, a pesar del impacto de los ajustes económicos efectuados en el mes de febrero en el vecino país de Venezuela; de la caída del pacto mundial del café; de las consecuencias directas e indirectas originadas en las situaciones específicas de orden público; y de la demora en los desembolsos de algunos recursos de crédito externo, la economía colombiana logró crecer por encima del 3%, reducir la tasa de desempleo urbano a 8.9%, obtener una inflación del 26.1%, inferior al 28.1% registrado en el año inmediatamente anterior, situar la devaluación en 27.9%, superando el 23.5% de 1988; y aumentar las reservas internacionales en US\$57 millones.

Estos resultados, relativamente satisfactorios no obstante los factores exógenos mencionados, básicamente son consecuencia de una política macroeconómica

coherente sustentada en la estabilidad de las políticas monetaria, cambiaria y fiscal y en la consolidación de algunas reformas estructurales y administrativas destinadas a mejorar la eficiencia del Estado, con la consiguiente confianza económica del país.

Durante este último año el sector minero-energético siguió mostrando su aporte significativo a la economía nacional y creció cerca del 9.3%, y aumentó sus exportaciones en cerca de 40% respecto a 1988. En este punto es interesante resaltar que sus exportaciones llegaron a US\$ 841 millones, y coparon cerca del 14.1% del valor total de las ventas externas del país, las cuales llegaron a US\$ 5.978 millones, cifra que se constituye en el mayor registro obtenido por el país.

1.1.3 Planes y Programas del País

Las políticas macroeconómicas del país tradicionalmente se han sustentado en dos estrategias: por un lado, la concertación de lo fiscal, lo monetario, y lo cambiario, con fines de sustitución de importaciones, y por otro lado el desarrollo de proyectos de cierta envergadura, destinados a generar un flujo importante de divisas. Estos últimos, básicamente a cargo del Estado, se relacionan fundamentalmente con la utilización de los recursos naturales no renovables.

A partir de 1986 el Gobierno Nacional viene estudiando e implementando ajustes a esa política macroeconómica y sus estrategias, los cuales se han recopilado en el denominado "PROGRAMA DE MODERNIZACIÓN DE LA ECONOMÍA NACIONAL", que se sustenta en una flexible y adecuada intervención del Estado, para lograr los siguientes objetivos generales:

- Modernizar la economía
- Racionalizar el comercio exterior...
- Dinamizar y fortalecer el aparato productivo

Las metas para hacer viable los objetivos antes descritos son:

- Desarrollo de la capacidad productiva
- Fortalecimiento del Sistema Financiero
- Estimulo a la inversión productiva
- Mejoramiento de la gestión pública
- Readecuación de la infraestructura de servicios
- Racionalización del comercio exterior

Se prevé desarrollar el programa en dos etapas. La primera, que podría extenderse hasta 1992, contempla una presentación en forma selectiva de la producción nacional a la competencia externa, y en la segunda etapa, profundizará el grado de competencia con el sector externo. El control de la evolución de estas etapas se hace cambiando el sistema de licencia previa, por el sistema de protección arancelaria, reforzada con el manejo de la tasa de cambio real.

El resultado macroeconómico básico esperado, es lograr tasas de crecimiento eco-

nómico nacional de largo plazo, no inferiores al 5%, que son muy superiores a las que se estima se obtendrían con el modelo anterior.

Los efectos que tendrá el Programa de Modernización de la Economía en el sector minero-energético serán bien importantes, y es así que se estima que el sector minero crecerá en 1990 por encima de 6.2%, y a más largo plazo plantea la posibilidad de que la balanza comercial crezca en promedio anual al 10%, en términos de dólares:

BALANZA COMERCIAL BASICA DEL SECTOR MINERO-ENERGETICO

Producto	1990	1991	1992	1993	1994
EXPORTACIONES					
Petróleo y derivados	1.644	1.926	2.417	2.459	2.448
Carbón	561	634	690	834	972
Níquel	140	129	115	115	115
Total	2.345	2.689	3.222	3.408	3.535
IMPORTACIONES					
Derivados del petróleo	173	201	209	271	321
Balanza	2.172	2.488	3.012	3.137	3.214

1.2 El sector energético

1.2.1 El Enfoque de Planeación Integrada

Desde 1986 se planteó la necesidad de contar con un esquema de planeación estratégica global sectorial, sustentada así:

– Un ajuste institucional tendiente a asegurar la conciliación de los criterios técnicos, dentro del marco de la política macroeconómica. Se ha creado la Comisión Nacional de Energía y el Consejo Superior del Sector Eléctrico, y fortalecido la planeación corporativa en cada una de las grandes empresas, lo cual garantiza que las entidades no solo se preocupen por su eficiencia, sino por adecuada participación en los planes sectoriales y nacionales.

– La evaluación de los planes específicos se hace con criterios de utilización económica de los diferentes recursos, para lo cual se han incorporado a los estudios de prefactibilidad, factibilidad, y de operación, los parámetros de costo de oportunidad y marginales.

– La Comisión Nacional de Energía

El desarrollo histórico del sector energético en lo que ha demanda se refiere, presenta una característica cíclica en los sectores económicos, distintos del transporte, y por fuentes energéticas. Hasta mediados de la década de los 60 el carbón era el principal recurso en los sectores industrial y residencial; desde esa época y hasta mediados de los años 70, ese mineral fue desplazado en buena proporción por los combustibles líquidos; posteriormente, y a nivel regional, el gas natural y las fuentes no convencionales ganaron alguna participación. Por sus características y el desarrollo tecnológico del país en todos los frentes, la energía eléctrica se sale de este comportamiento y muestra una demanda creciente en todas las etapas descritas.

Esa importancia y necesidad de cada una de las fuentes, contribuyó a la consolidación y constitución de entidades con una capacidad técnica sobresaliente para diseñar y adelantar planes específicos, en detrimento del aprovechamiento de alternativas sectoriales de conjunto, de interés para el país, tanto en sus mercados internos, como en los externos.

La identificación de estas alternativas, junto con la situación financiera internacional, llevaron a la creación mediante Ley 51 de octubre de 1989, de la Comisión Nacional de Energía, como organismo adscrito al Ministerio la cual, con base en criterios técnicos más claros y sólidos, tomará las decisiones fundamentales para la adecuada integración del sector energético, en total armonía, coherencia y concordancia con las políticas macroeconómicas.

Para el cumplimiento de sus funciones, la Comisión tiene como organismos de asesoría técnica al Ministerio de Minas y Energía y todas y cada una de las entidades públicas del sector energético, el Departamento Nacional de Planeación, y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Asimismo, la Comisión contará con un Grupo de Apoyo Técnico integrado por los Asesores de La Comisión, los Jefes de las oficinas de planeación de las entidades que tienen asiento permanente en la misma, así como un representante de la Financiera Energética Nacional S.A., el Jefe de la Unidad de Infraestructura del Departamento Nacional de Planeación y, según el caso, el Jefe de la Oficina de Planeación del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

La Comisión Nacional de Energía está conformada así:

1. Por el Ministro de Minas y Energía, quién la presidirá;
2. Por el Jefe del Departamento Nacional de Planeación;
3. Por el Presidente de la Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPELROL;
4. Por el Presidente de Carbones de Colombia S.A. - CARBOCOL;
5. Por el Gerente General de Interconexión Eléctrica S.A. - ISA;
6. Por el Director General de Asuntos Nucleares - IAN;
7. Por dos (2) miembros permanentes, designados en forma rotatoria cada seis (6) meses, de la Empresa de Energía de Bogotá, EEB; Empresas Públicas de Medellín, EPM; Corporación Autónoma Regional del Cauca, CVC; Corporación Eléctrica

de la Costa Atlántica, CORELCA; Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICEL; y Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. CHEC.

Para el Ejercicio de las funciones relacionados con los aspectos fiscales y cambiarios de las distintas fuentes de energía, el Ministro de Hacienda y Crédito Público también es miembro de la Comisión Nacional de Energía.

La Comisión tiene un Secretario, de su libre nombramiento y remoción, encargado de la coordinación técnica y administrativa de la misma. Cuenta además con la asesoría permanente de dos (2) expertos: uno, en energía eléctrica, y, otro, en hidrocarburos, carbón y minerales radioactivos.

La Comisión opera con base en presupuestos anuales fijados por ella, aprobados por el Gobierno Nacional, y financiados por Carbones de Colombia S.A., CARBOCOL, Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL, Financiera Energética Nacional S.A., FEN, e Interconexión Eléctrica S.A., ISA.

La administración, manejo y ejecución de los recursos presupuestales de la Comisión se realiza mediante un contrato de fiducia suscrito entre el Gobierno Nacional, y la Fiduciaria LA PREVISORA S.A..

La Comisión tiene libre acceso a la información y documentos que el Ministerio de Minas y Energía, las entidades públicas del sector energético, el Departamento Nacional de Planeación y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, tengan en relación con los asuntos de su competencia. Para este efecto, La Comisión instalará redes y sistemas de computo y otros que le permitan obtener y suministrar en forma rápida y sistematizada, los datos e información requeridos.

La primera sesión de la Comisión se llevó a cabo el 7 de febrero de 1990, y allí se analizó y aprobó la ampliación de la capacidad de refinación de petróleo. La segunda y tercera sesiones se llevaron a cabo el 9 de abril y 1 de junio, refiriéndose específicamente a los asuntos reglamentarios y de organización general, y a la revisión de los trabajos adelantados conjuntamente por los miembros del Grupo de Apoyo Técnico, anteriormente denominados Grupo de Planeamiento Energético Integrado(GPEI).

1.2.2 La Financiera Energética Nacional

Por medio de la Ley 25 de 1989, se transformó la Financiera Eléctrica Nacional en Financiera Energética Nacional. Entre las modificaciones introducidas, se encuentra la extensión de su radio de acción para convertirla en la entidad financiera del sector energético. La FEN continúa siendo una sociedad por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, y de ella podrán ser socios la Nación, las entidades descentralizadas de los órdenes nacional, departamental, distrital, municipal del sector energético y las demás entidades públicas, y privadas que deseen participar.

Dentro del nuevo esquema jurídico la FEN podrá prestar, no solo servicios de

intermediación financiera, sino también los servicios de asesoría y consultoría en materia de reestructuración de las empresas y de su deuda; en la obtención de recursos y en el apoyo en la emisión de papeles y manejo de acuerdos con acreedores. También podrá otorgar créditos con suficientes garantías, directamente o por intermedio de establecimientos de crédito, según su reglamento, no sólo a sus socios, sino a las empresas del sector energético; asimismo podrá otorgar créditos para los pagos correspondientes al servicio de la deuda externa o de las obligaciones internas derivadas de la misma.

La Junta Directiva de la Financiera Energética Nacional está integrada por el Ministro o Viceministro de Minas y Energía, quien la preside; el Ministro o el Viceministro de Hacienda y Crédito Público o el Director General de Crédito Público; el Jefe o el Subjefe del Departamento Nacional de Planeación; el Presidente de Ecopetrol; un Delegado del Presidente de la República que haya sido Presidente, Vicepresidente o miembro de la Junta Directiva de la entidad financiera.

1.2.3 Revisión de los Modelos de Planeamiento Energético

Con el objeto de mejorar la capacidad de análisis y planeamiento del sector en forma integrada, el Ministerio de Minas y Energía llevó a cabo varios trabajos de investigación que concluyeron con la formulación de un conjunto de modelos matemáticos que permiten estimar el comportamiento de la demanda de energía a corto, mediano y largo plazo de acuerdo con diferentes escenarios de proyección.

Tales instrumentos permiten estimar los requerimientos de bienes y servicios energéticos, formular políticas de precios que conduzcan a las sustituciones deseadas en el uso de las distintas fuentes energéticas y diseñar los planes de expansión que integren a los distintos subsectores y permitan determinar los requerimientos financieros del sector.

En forma general cada uno de los modelos desarrollados se refiere a la estimación de la demanda de un energético en un sector determinado. Se tienen así siete modelos para electricidad de los cuales cuatro corresponden a la desagregación del sector residencial en las cuatro regiones del ENE-SIE, y los otros tres corresponden a los sectores Industrial, Comercial y Oficial-Alumbrado Público. Cinco modelos para la estimación de la demanda de fuel oil, diesel oil, kerosene, carbón y gas natural en la industria y dos modelos sobre la demanda de diesel y gasolina en los sectores Transporte y Agrícola. (Gráfico I-1).

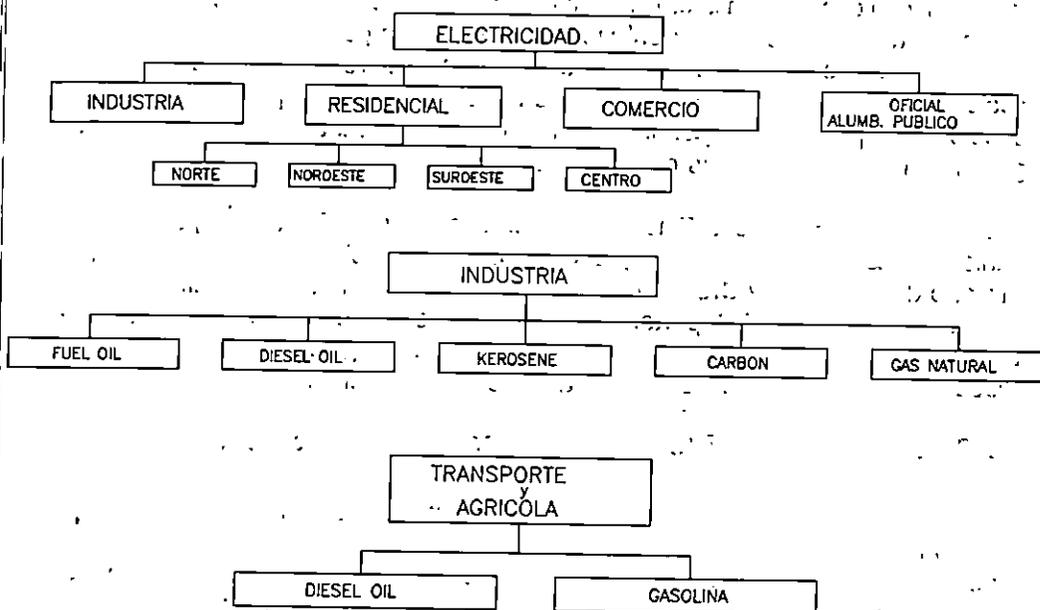
1.2.4 Sistema de Información Energética (SIE)

El Sistema de Información Energética (SIE) se inicia en 1982 como respuesta a los requerimientos de información que se originan en el país al surgir la necesidad de analizar la política energética de una forma integral, más allá de la simple planeación sectorial.

A partir de ese año, en trabajo conjunto del Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación, la Cooperación Técnica Alemana y con la

GRAFICO I-1

MODELOS DE ANALISIS Y PLANEAMIENTO ENERGETICO



participación de entidades públicas y privadas del sector, se ha llevado a cabo el diseño y desarrollo del SIE, se ha recopilado y procesado la información correspondiente a la oferta de energía en los sectores de petróleo, gas, carbón y electricidad, se han realizado diversos estudios sobre usos y consumos de energéticos en los sectores socioeconómicos que han permitido tener un conocimiento más exacto del comportamiento integrado de la oferta y demanda de energía.

Con el objeto de consolidar las labores que en materia de planeamiento y elaboración de estadísticas del sector energético lleva a cabo el Ministerio de Minas y Energía y a la vez fortalecer y dar a continuidad a las actividades que se venían realizando en el Sistema de Información Energética (SIE) a partir de agosto de 1986 se incorpora este proyecto dentro de la estructura de la Oficina de Planeación del Ministerio para su institucionalización definitiva.

En el lapso de tiempo que el SIE ha funcionado en el Ministerio, se ha llevado a cabo un proceso en el que se ha actualizado en forma continua y oportuna la estadística sectorial, contando el SIE en la actualidad con series históricas de información homogénea y completa para la serie 1975 a 1989, sobre la cual se han realizado diversas publicaciones que incluyen el Anuario Estadístico 1975-1987, los Balances Energéticos Nacionales hasta 1989, así como los resultados de diversos trabajos realizados dentro del proceso de sistematización de la información que se maneja en el Ministerio, los que a su vez constituyen fuente de información del SIE. Los principales son:

- Balanza Comercial de Hidrocarburos, donde se registra diversa información

sobre todos los movimientos del comercio exterior de crudo y derivados.

- Sistema de Liquidación de Regalías de Petróleo y Gas, en el cual se procesa con periodicidad mensual la información sobre producción de crudo y gas por campos productores y se realiza en forma automática la liquidación de regalías por concepto de producción de petróleo y gas.

- Sistema de Consulta de Información Socioeconómica, donde se registran las más importantes variables socioeconómicas del país y del sector energético.

- Sistema de Consulta de la Demanda de Energía, a través del cual se presenta desde diversos puntos de vista la demanda de energía en términos finales y útiles, desagregada por sector, subsector, uso y fuente.

La participación de las entidades del sector y empresas privadas como fuentes de información para la actualización del SIE se ha ampliado alcanzando los niveles de periodicidad y desagregación requerida. Con el objeto de unificar la estadística del sector y de mantener y fortalecer la coordinación intersectorial de las áreas de planeamiento y estadística de las distintas entidades con el SIE, mediante Resolución No. 03293 del 11 de octubre de 1988 se creó el Comité Interinstitucional del Sistema de Información Energética (CISIE). Este Comité fue instalado el 30 de marzo de 1989, con ocasión del Primer Seminario del Sistema de Información Energética, al cual asistieron representantes de entidades públicas y privadas, nacionales e internacionales, relacionadas con el sector energía; allí se hizo una amplia exposición sobre la metodología y contenido del SIE.

Gran parte de la información que maneja el SIE, por su carácter técnico y nivel de desagregación, no es generada por entidad alguna en el país por lo cual debe ser obtenida a través de estudios e investigaciones específicas que en la mayoría de los casos están dirigidas a cuantificar los usos y consumos de energía en los sectores socioeconómicos, y determinar las variables que permiten explicar las variaciones en el comportamiento de la demanda de energía.

La importancia e interés que generan estas investigaciones han permitido contar con el apoyo financiero de entidades nacionales e internacionales con las que se han suscrito convenios para la realización de este tipo de estudios y el desarrollo continuo del SIE. Estos convenios son:

- Convenio Ministerio de Minas y Energía-COLCIENCIAS, sobre "Apoyo al Desarrollo del Sistema de Información Energética". Colciencias aportará \$49.5 millones y el Ministerio \$111 millones. Tendrá una duración de dos años; y su ejecución se inició en enero de 1990.

- Convenio Ministerio de Minas y Energía-Empresa de Energía de Bogotá, para el estudio de "Usos y Consumos de Energía en el Sector Comercial y de Servicios, en la ciudad de Bogotá". La Empresa de Energía de Bogotá aportará para este estudio Tres millones de pesos.

– Convenio Ministerio de Minas y Energía-Junta del Acuerdo de Cartagena (JUNAC), denominado "Análisis y Planificación energética". El aporte de la JUNAC fue de US\$26.886 entre agosto de 1988 y noviembre de 1989.

En el marco de este último convenio, realizado entre agosto de 1988 y Febrero de 1990, que tenía como objetivo la estimación del comportamiento futuro de la demanda de energía con base en la elaboración de un diagnóstico energético del país y la consolidación del balance energético en términos de energía final y útil, se llevaron a cabo los siguientes proyectos:

– Estudio sobre la "Distribución de Gas Licuado del Petróleo en Colombia" en el cual se identifican los volúmenes de GLP que se consumen en el país, desagregados en los sectores residencial urbano, pequeño urbano, rural, comercio, industria, oficial y otros, clasificado en las cuatro regiones geográficas definidas por el SIE. En este estudio se presenta esta información para la serie 1975 a 1989.

– Actualización del estudio de "Usos de Energía en el Sector Agrícola Colombiano" para el período 1975 a 1988, en el cual se presentan los consumos de energía en ese sector por fuente, cultivo y región, clasificados en los usos: Fuerza mecánica, riego, fumigación, secado de grano y procesamiento final.

– Modelo de simulación y ajuste de la evolución del parque automotor desde 1965 y proyección hasta el año 2000 por tipo de vehículo.

– Modelo de estimación del consumo de gasolina y diesel por tipo de vehículo en el modo carretero y proyecciones hasta el año 2000.

– Estudio de usos y consumo de las diferentes fuentes de energía en el Sector Comercio y Servicios de Bogotá, en el cual se identifican los energéticos utilizados en este sector y las cantidades consumidas, clasificadas en los subsectores Hoteles, Restaurantes, Comercio mayorista, Comercio minorista, Servicios públicos y Servicios técnicos, desagregadas en los usos: iluminación, electrodomésticos, cocción, autogeneración, calderas y otros.

– Estudio de "Usos y Consumos de Energía en el Sector Residencial Rural" en el que se determina el perfil actual de la demanda de fuentes energéticas en las áreas rurales del país y se establece la variación de la estructura del consumo de energía con respecto al estudio del año 1981.

– Encuesta piloto de "Usos y Consumos de Energía en el Sector Industrial" en el cual se identifican las fuentes energéticas utilizadas en este sector, las cantidades consumidas, el tipo y características de los equipos que emplea la industria desagregados en once subsectores industriales de acuerdo con la Clasificación Industrial Internacional Unificada CIIU a dos dígitos, y según cuatro tipos de procesos definidos: Generación de vapor, Calor directo, Fuerza motriz y Otros. Los resultados obtenidos serán la base para el estudio definitivo que se realizará a partir de Agosto de 1990 y que permitirá establecer variaciones del comportamiento de la demanda de energía en el sector industrial con respecto a los resultados obtenidos en estudio similar del año 1983.

– Diagnóstico Energético Colombiano 1975-1988. Descripción de la situación actual de los sectores de oferta y demanda de energía del país y sus características más relevantes en el período 1975-1988.

– Estimación de la demanda de energía para los años 1990, 1995 y 2000 en los Sectores Industria, Residencial, Comercio, Servicios, Transporte y Agrícola, mediante la aplicación del modelo técnico-económico Requiche.

– Consolidación del Balance de Energía Util para la serie 1975-1989. Como resultado de los estudios realizados en los sectores socioeconómicos, se presentó por primera vez la información concerniente a la demanda de energía en términos finales y útiles desagregada por subsector, uso y fuente para todos y cada uno de los sectores socioeconómicos.

CAPITULO II

2. POLITICA Y REALIZACIONES EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA

2.1 Introducción

A mediados de 1986 se concluyó un diagnóstico amplio y detallado, sobre la situación y perspectivas del sector energético. En cuanto a la energía eléctrica se estableció que las proyecciones sobre el alto crecimiento de la demanda en los años 80 no se cumplieron, debido a la recesión a principios de la década, así como al uso más racional de esta forma de energía en algunas actividades industriales.

La entrada de nuevas centrales de generación originó un excedente temporal de capacidad instalada, y el comportamiento de las ventas e ingresos estuvo muy por debajo de los niveles previstos. El resultado fue un desajuste financiero por insuficiencia de generación de recursos para el servicio de la deuda, en que se había incurrido a fin de poner en marcha dicha capacidad de generación adicional.

Se enfrentaba así una perspectiva de creciente déficit financiero sectorial, con incidencias y secuelas en el frente fiscal y en el endeudamiento externo, la cual se veía agravada por el efecto de la devaluación. Paralelamente, se presentaron otros factores de deterioro financiero y administrativo, como los altos niveles de pérdidas de energía, la creciente cartera morosa tanto en entidades del sector público como en el sector privado, y los índices de saturación en ciertos sectores y estratos de consumo, saturación que se reflejaba en el elevado crecimiento real de las tarifas eléctricas, incrementos del contrabando y la autogeneración, al igual que en el ahorro en el uso de electricidad y en su sustitución por otros energéticos.

2.2 Prioridades de la Política de Energía Eléctrica

Teniendo como base este marco de referencia, al iniciarse el Gobierno del Presidente Barco se llevó a cabo una revisión de la política de desarrollo eléctrico, incluyendo los principales lineamientos y programas sectoriales, y se han definido las siguientes prioridades y pautas estratégicas para el corto y mediano plazo:

- a) Ejecución de un programa de ajuste sectorial con las siguientes actividades:
- Un plan de austeridad, eficiencia y control para las empresas.
 - Fortalecimiento de las empresas más débiles del sector.
 - Consecución de un crédito sectorial para garantizar la ejecución de un programa óptimo de inversiones y el desarrollo del sector.

b) El diseño y aplicación de una estructura tarifaria nacional con criterio social para las ventas al consumidor final.

c) Implantación de una nueva política tarifaria para la venta en bloque, según la estructura de mercados de las distintas electrificadoras.

d) Reorientación del programa sectorial de inversión hacia el refuerzo de la transmisión, mejoramiento de la capacidad de la distribución y ampliación de la electrificación rural.

2.3 El Plan de Ajuste Sectorial

Este programa, orientado principalmente a recuperar la viabilidad financiera de las empresas del sector eléctrico, incluye acciones y ejecutorias en el frente institucional, administrativo, ambiental y financiero, cubriendo así, en forma coordinada e integral, los principales problemas y aspectos del desarrollo y suministro de la energía eléctrica en Colombia.

Las metas y objetivos del Plan de Ajuste para el período 1987-1990 se consignaron en la carta de política entre el Gobierno Nacional y la Banca Multilateral que a su vez, se constituyó en acuerdos y compromisos con las empresas encargadas de la generación, transmisión, distribución y venta de la electricidad.

Tanto a nivel global como de empresas, la ejecución del programa se ha venido reflejando en importantes avances, principalmente en el último año, en lo relativo a eficiencia administrativa, reducción de pérdidas y recuperación de cartera, saneamiento financiero y ejecución de las acciones ambientales previstas, así como en la consecución y canalización del financiamiento sectorial requerido por el plan, como consecuencia del fortalecimiento institucional de que fue objeto este sector, con la creación del Consejo Superior del Sector Eléctrico, mediante el decreto 1397 de 1989. Este Consejo que ha contado con el apoyo decidido de las entidades del sector, así como del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y del Departamento Nacional de Planeación, a través de la Secretaría Técnica y de los grupos de apoyo técnico, ha venido atendiendo en forma sistemática las funciones de orientación y seguimiento que le fueron asignadas y cuyos resultados se observan en los diferentes temas que se detallan a continuación:

2.3.1 Mayor Eficiencia Administrativa

Ante la delicada situación de insuficiencia financiera de las empresas del sector para el cubrimiento de su servicio de deuda en el período 1987-1990, además de los programas de refinanciamiento y capitalización, se consideró también indispensable una acción conducente a lograr el aumento de la generación interna de fondos, procurando el incremento de los ingresos y la reducción de los costos.

Se concluyó que las empresas del sector eléctrico y en particular las encargadas de la distribución de energía, podrían y debían contribuir con las máximas acciones posibles para mejorar la eficiencia sectorial. El análisis y estudio de la situación

de distribución al consumidor final de electricidad establecía que eran factibles la reducción de pérdidas de energía, recuperación de cartera morosa, control de gastos administrativos y de capital de trabajo, al igual que la venta de excedentes temporales de energía generable.

En el caso de las electrificadoras dependientes de ICEL y de CORELCA se llevaron a cabo a partir de 1989 reestructuraciones importantes que incluyeron, además de la creación de las unidades de control de pérdidas y cartera con un nivel jerárquico apropiado, el fortalecimiento de las unidades de planeación y auditoría interna.

En el caso de ICEL se promovió también en este mismo año la integración a través de Comités Regionales y se impulsaron programas de eficiente facturación y atención al público, como de mejoramiento de los sistemas de subtransmisión y distribución para reducción de pérdidas técnicas.

La ejecución de este conjunto de medidas está propiciando un cambio importante que contribuye a la superación de las limitaciones identificadas en cuanto a la administración y eficiencia de las empresas electrificadoras departamentales.

2.3.2 Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica

Las pérdidas de energía en los sistemas eléctricos del país ha sido uno de los aspectos que mayor atención ha demandado del Gobierno a partir de abril de 1989, principalmente. El elevado nivel de pérdidas de energía de las empresas eléctricas ha contribuido significativamente al deterioro de la parte financiera de ellas mismas y del Sector. Por esta razón el Gobierno dedicó esfuerzos especiales hacia su seguimiento y control.

Estas pérdidas de energía tienen su origen en dos aspectos: Uno se refiere a la energía disipada como calor en conductores y transformadores, que se conoce como "Pérdidas Técnicas". El otro se refiere principalmente a la energía consumida pero no facturada y se le denomina "Pérdidas No Técnicas" o "Pérdidas Negras".

- Acciones Emprendidas

a) Programa Nacional de Reducción de Pérdidas FEN - BID

En el año 1986 se estructuró este programa con financiación de la FEN y del BID para emprender proyectos de reducción de pérdidas durante un período de 5 años, suministrando para ello recursos del orden de los US\$200 millones. Si bien el programa ha tenido retrasos para iniciar desembolsos, debe acreditarse hasta ahora el adelanto de estudios de pérdidas y organizacionales así como la normalización de procedimientos para licitación y aspectos relacionados con diseños. También ha ayudado a crear conciencia en las empresas de la necesidad de aplicar medidas remediales para controlar las pérdidas. En el año 1990 se están efectuando los principales desembolsos de los recursos del BID para este programa.

b) Plan de Emergencia para Control de Pérdidas y Cartera

Durante el año de 1989 el Sector Eléctrico, con la dirección del Consejo Superior del Sector Eléctrico y la Secretaría Técnica y la coordinación directa del MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, llevó a cabo un gran esfuerzo para controlar las pérdidas de energía, con el propósito de alcanzar los niveles de desempeño acordados en el Plan de Ajuste e incluyendo los correctivos del no cumplimiento de los programas en el período transcurrido hasta el primer trimestre de 1989. Las actividades fueron enmarcadas dentro del denominado "Plan de Emergencia para Recuperación de Pérdidas y Cartera", que inició actividades en el mes de abril de 1989.

- Este programa fue estructurado con el fin de implementar medidas remediales inmediatas y efectivas para reducir los niveles de pérdidas de energía, especialmente de las denominadas "No Técnicas" e implementar programas de recuperación de cartera. El plan incluyó los siguientes aspectos:

- Conformación de programas (planeamiento de medidas remediales a muy corto plazo y asignación de recursos para su ejecución) por parte de cada una de las empresas para controlar efectivamente las pérdidas de energía y la cartera.

- Creación en cada una de las empresas, de unidades de control de pérdidas con dependencia directa de la gerencia y con la responsabilidad de ejecutar los programas de medidas remediales.

- Creación de la Unidad de Apoyo Técnico para reducción Pérdidas y recuperación de Cartera morosa dependiendo de la Secretaría Técnica del Consejo Superior del Sector Eléctrico coordinada a través de ISA, con el fin de llevar un riguroso seguimiento al Plan de Emergencia.

- Aprobación por parte del CONPES del documento DNP-2425-UINF (abril 11/89) formalizando el Plan de Emergencia para Recuperación de Pérdidas y Cartera y estableciendo la prioridad nacional y el compromiso de todos los estamentos del Estado y de las empresas eléctricas, para cumplir con las metas acordadas.

- Dotación a las empresas de mecanismos más ágiles y eficientes para aplicar las medidas correctivas, especialmente las conferidas por el Decreto 1303 de junio 19 de 1989 que faculta a las empresas para sancionar en forma efectiva a los usuarios fraudulentos.

- Estructuración, a través de ISA y FEN, de un programa de compra de contadores y otros equipos de medición y calibración, con el fin de cubrir el déficit existente en las empresas y obtener una mejor medición, facturación y control de la energía suministrada al usuario.

- Campañas publicitarias de educación al usuario orientadas a crear conciencia de las implicaciones que conlleva el uso no adecuado y no autorizado de la energía.

Las metas replanteadas a nivel interno del país, para alcanzar en el mediano plazo los niveles acordados con la Banca Multilateral, fueron los siguientes:

CUADRO No.II-1

METAS DE INDICES DE PÉRDIDAS DE ENERGIA
% de las respectivas demandas
(ESCENARIO MINMINAS Y ENERGIA)

Empresa	1989	1990	1991	1992
EEEB	22.0	19.0	16.0	13.0
EEPPM	18.5	18.0	18.0	17.5
CVC Mercado	19.4	18.5	17.2	16.1
Grupo ICEL	22.8	21.6	20.3	19.2
Grupo CORELCA	22.0	20.6	19.6	18.3
ISA	1.7	1.7	1.7	1.7
SISTEMA TOTAL	22.7	21.2	19.9	18.5

— Evolución del Índice de Pérdidas

Los resultados del plan descrito se pueden apreciar en el comportamiento de los índices de pérdidas, que en el año de 1989 presentaron disminuciones con respecto a 1988, cambiando así la tendencia creciente que traía en los años anteriores. El sistema total presenta una disminución del índice del 24.4% en 1988 a un 23.2% en 1989 quedando cerca a la meta del 22.7% que se tenía prevista para este último año. Si bien el nivel alcanzado no corresponde exactamente al objetivo trazado, si representa un esfuerzo significativo si se tiene en cuenta que la implementación realizada correspondió a la fase inicial del programa que conlleva afrontar y cambiar la tendencia inercial del problema.

En el cuadro No.II-2 se muestra el resumen de los desempeños alcanzados en 1989.

CUADRO No.II-2

INDICES HISTORICOS DE PÉRDIDAS DE ENERGIA
% de las respectivas demandas

Empresa HIST.	1988 Hist.	1989	META 89-META	DIF. 89-88	DIF.
EEEB	24.8	22.4	22.0	0.4	-2.4
EEPPM	20.3	19.6	18.5	1.1	-0.7
CVC Mercado (1)	20.6	20.8	19.4	1.4	0.2
Grupo ICEL (2)	23.4	21.1	22.8	-1.7	-2.3
Grupo CORELCA (3)	23.6	22.2	22.0	0.2	-1.4
Réd Interconexión*	1.8	1.8	1.7	0.1	0.0
SISTEMA TOTAL	24.4	23.2	22.7	0.5	-1.2

(1) Comprende el Departamento del Valle del Cauca

(2) ICEL Instituto y sus 14 Electrificadoras filiales (del Sistema Interconectado)

(3) CORELCA Corporación y sus siete (7) Electrificadoras subsidiarias (del Sistema Interconectado)

* % de la Demanda del País

a) Cumplimiento de Metas

En lo que se refiere al cumplimiento de las acciones comprometidas por las empresas (Ver cuadro No.2.3) para instalación de medidores, revisión de instalaciones y legalización de usuarios, se observa que en el consolidado nacional se cumplió con la meta de la legalización de usuarios subnormales mientras que estuvo un poco retrasado (cumplimiento del 78%) el de instalación de medidores, principalmente por la falta de estos equipos. Para remediar esto, se está tramitando una adquisición nacional, previa homologación de fabricantes y ensambladores, y una importación complementaria. A principios de 1990 se replantearon estas acciones para corregir el rumbo y obtener mejores resultados a fin de llegar a las metas comprometidas para este año.

En los gráficos No.II-1 y II-2 se presenta, para las principales empresas y para el sistema total, la evolución de los índices de pérdidas así como la desagregación estimada en pérdidas técnicas y no técnicas. Así mismo en el cuadro No.II-4 se muestra los índices de pérdidas más desagregado, que incluye las electrificadoras subsidiarias de ICEL Y CORELCA.

CUADRO No.II-3

PLAN DE EMERGENCIA RECUPERACION DE PERDIDAS Y CARTERA
INFORME DE AVANCE 1989

RESUMEN CUMPLIMIENTO	EEEB	EEPPM	CVCEMCALI	ICEL	CORELCA	TODAS
ACCIONES						
INSTALACIONES						
Ejecutado Enero/89- Diciembre/89	2 354	24 301	5 376	9 782	93 604	38 390 173 807
Meta Enero/89- Diciembre/89	59 000	35 726	0	6 500	88 843	41 610 231 679
% Cumplimiento	4.0	68.0	100.0	150.5	112.1	92.3 77.6
REVISIONES						
Ejecutado Enero/89- Diciembre/89	13 927	288 375	35 145	33 351	185 940	99 687 656 425
Meta Enero/89- Diciembre/89	62 200	299 010	34 900	51 000	160 731	154 690 762 531
% Cumplimiento	22.4	96.4	100.7	65.4	115.7	64.4 86.1
LEGALIZACIONES						
Ejecutado Enero/89- Diciembre/89	11 559	15 212	12 623	2 454	18 374	25 060 75 282
Meta Enero/89- Diciembre/89	12 200	3 180	1 000	16 500	19 447	15 080 67 407
% Cumplimiento	94.7	478.4	262.3	14.9	94.5	166.2 111.7
UNIDAD DE APOYO EN PERDIDAS Y CARTERA						
Enero 15 de 1990						

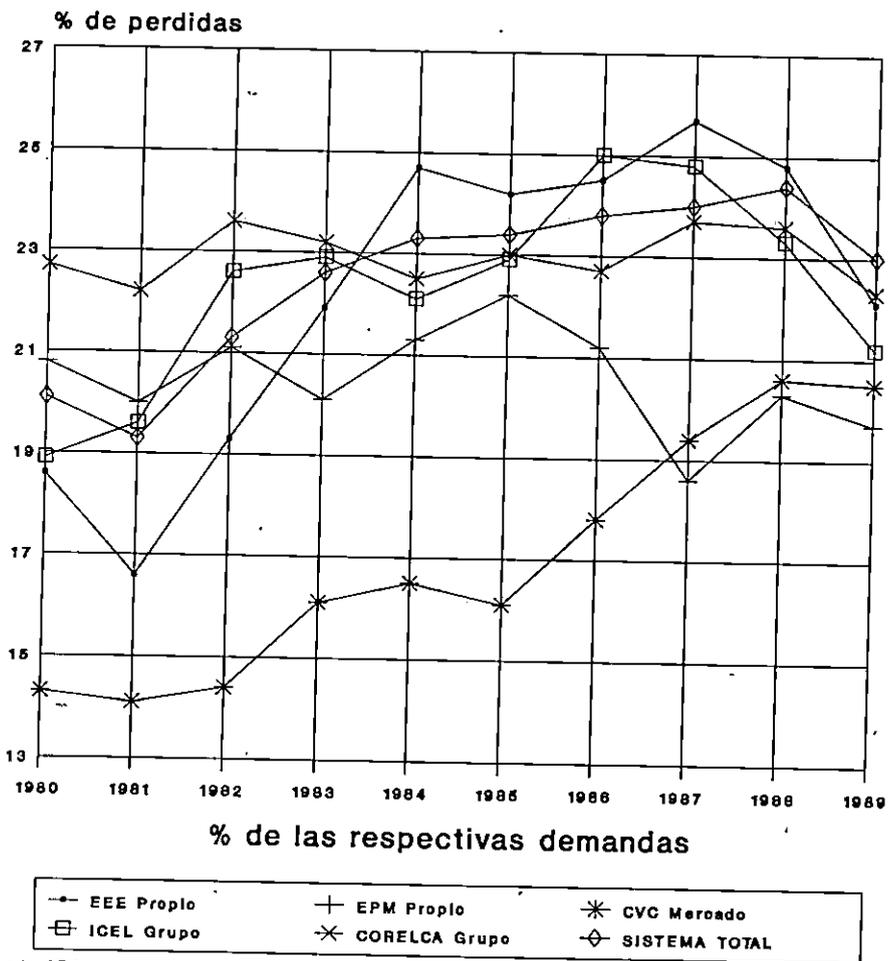
CUADRO No.II-4

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
INDICES DE PERDIDAS DE ENERGIA
(% de las respectivas demandas)

EMPRESA	INDICES DE PERDIDAS		DIFERENCIAS		
	Año 1988	Año 1989	Meta 1989	1989-META	1989-1988
EEEB Propio	24.8	22.4	22.0	0.4	-2.4
EEPPM Propio	20.3	19.6	18.5	1.1	-0.7
CVC Mercado (1)	20.6	20.8	19.4	1.4	0.2
CALI	20.9	21.0	19.5	1.5	0.1
CVC Propio	20.4	20.4	19.0	1.4	0.0
GRUPO ICEL					
Cundinamarca (Celgac)	23.4	21.1	22.8	-1.7	-2.3
Meta	20.7	19.2	20.0	-0.8	-1.5
Antioquia	31.8	25.3	28.0	-2.7	-6.5
Chocó	19.9	18.8	19.0	-0.2	-1.1
Chocó	17.0	17.3	17.0	0.3	0.3
Caldas (CHEC)	27.3	24.4	25.0	-0.6	-2.9
Quindío (EDEQ)	32.4	29.8	-	-	-2.6
Tolima	22.9	21.6	21.5	0.1	-1.3
Huila	22.8	17.7	22.0	-4.3	-5.1
Caquetá	20.2	18.4	19.5	-1.1	-1.8
Boyacá	20.7	14.9	18.5	-3.6	-5.8
Santander	20.2	17.1	19.0	-1.9	-3.1
Norte de Santander	19.3	14.6	18.0	-3.4	-4.7
Cauca	34.0	30.7	32.0	-1.3	-3.3
Nariño	39.0	37.1	36.0	1.1	-1.9
GRUPO CORELCA					
Atlántico	23.6	22.2	22.0	0.2	-1.4
Bolívar	27.8	26.1	25.5	0.6	-1.7
Bolívar	12.1	10.1	12.0	-1.9	-2.0
Magdalena	32.9	30.4	30.5	-0.1	-2.5
Córdoba	25.1	25.1	22.5	2.6	0.0
Sucre	23.3	22.5	21.5	1.0	-0.8
Cesar	31.5	29.7	29.0	0.7	-1.8
Guajira	33.4	29.0	31.5	-2.5	-4.4
Magangué	9.7	11.0	-	-	1.3
EPP (Pereira)	23.9	27.0	-	-	3.1
ISA Red					
Interconexión (2)	1.8	1.8	1.7	0.1	0.0
TOTAL SISTEMA (3)	24.4	23.2	22.7	0.5	-1.2

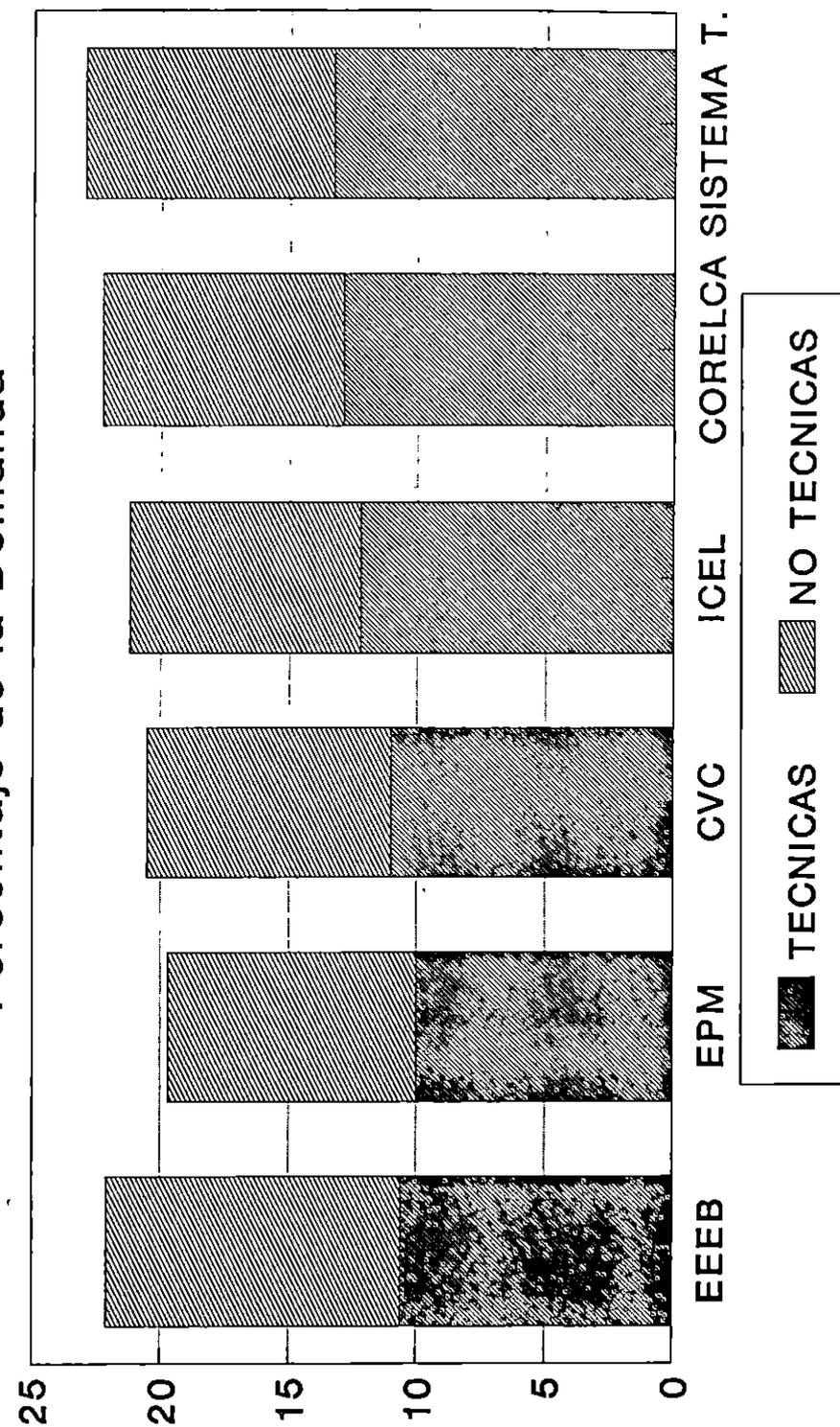
- (1): Comprende al Valle del Cauca: EMCALI, Cartágo, Tulúa y CVC Propio.
(2): Las pérdidas en la Red de Interconexión como % de la demanda del país.
(3): El Sistema Total incluye CHB y otros mercados menores.

Grafico No. II.1
EVOLUCION DE LOS INDICES DE PERDIDAS
DE ENERGIA(1)



Fuente:ISA
(1):Balance Historico ISA
Oficina de Planeación

GRAFICO No. II-2
INDICE DE PERDIDAS EN 1989
Porcentaje de la Demanda



b) Adquisición de Medidores y Equipos

Dentro del programa de pérdidas que desarrolla actualmente el sector eléctrico se le ha encargado a ISA adelantar los procesos relacionados con la adquisición de una cantidad considerable de medidores y equipos de calibración, los cuales serán instalados en los sistemas de distribución de las distintas empresas socias.

Al finalizar 1989 se estaba trabajando en la elaboración definitiva de los pliegos de condiciones (especificaciones técnicas y condiciones generales), tanto para la cotización nacional como para la licitación pública internacional, con el objeto de adquirir tales medidores y equipos.

c) Estado Actual del Programa

En febrero de 1990 se acordaron entre el Ministerio de Minas y Energía y cada una de las empresas distribuidoras de electricidad, los programas y compromisos de actividades a ser desarrollados durante el año para la recuperación de pérdidas y de cartera.

Las acciones programadas incluyen metas mensuales para cada empresa, en cuanto a instalación y recalibración de contadores, revisión de instalaciones, legalización de usuarios subnormales y mejoras en el proceso de facturación.

De acuerdo con los informes de supervisión, a nivel agregado, se estaba logrando la mayor parte de metas para el primer semestre del año. El índice anual de pérdidas para el total del sistema, que en febrero de 1990 se ubicó en 22.9%, muy cerca de la meta de 22.5%, en marzo se llegó a una disminución del índice a 22.4%, cumpliendo de esta manera la meta prevista para ese mes. De mantenerse la tendencia declinante en el resto del año se estarán cumpliendo los niveles acordados.

2.3.3 Recuperación de Cartera Morosa

La cartera morosa de los usuarios de la energía eléctrica con las empresas distribuidoras del sector Eléctrico Colombiano, ha sido motivo de constante preocupación y su evolución y comportamiento están incluidos dentro de los parámetros de seguimiento periódico, a partir del establecimiento en 1989 de un plan para su recuperación.

Las acciones esenciales constitutivas de este plan consistieron en primer término de la depuración de los estados financieros de cartera de los usuarios inexistentes; en segundo lugar, acciones agresivas de recuperación de cartera privada a través de cortes del servicio a usuarios morosos, y en último término, recuperación de cartera del sector oficial a través de varias acciones, dependiendo de la entidad deudora.

a) Acciones en el Sector Oficial

Para las empresas deudoras del orden nacional, que reciben presupuesto nacio-

nal, se efectuó una acción importante de cruce de cuentas en el FODEX, con las entidades matrices ICEL y CORELCA, y de éstas a su vez con las electrificadoras a las que las entidades del orden nacional adeudaban saldos morosos. El monto total de los cruces contra vigencias de 1988 y 1989 fue de \$2.053.5 millones, contra una cartera morosa total reportada a diciembre de 1988 de \$5.225.0 millones.

La recuperación de cartera de entidades de orden departamental y especialmente la correspondiente a entidades del orden municipal, fue inicialmente dirigida a través de acciones de cruces de cuentas contra la cesión del IVA a los municipios, acción que fue inhabilitada por los alcaldes. En su lugar se procedió a efectuar el reconocimiento y convenio de pago con cada uno de los municipios deudores, acción que a julio de 1989 avanzó al punto de tener 773 convenios suscritos y firmados por un monto total de cerca de \$5.600.0 millones.

Sin embargo, las antiguas empresas de agua (Empos) adscritas al desaparecido INSFOPAL, adeudaban al sector eléctrico cerca de \$9.000 millones en diciembre de 1988, deuda que en el proceso de liquidación del INSFOPAL quedó bajo responsabilidad de los departamentos y municipios que absorbieron dichas empresas, como contraprestación a la deuda de pasivos laborales que asumió el gobierno central.

El proceso de reconocimiento y pago de estas deudas ha sido lento y sólo en algunos pocos casos ha tenido solución, al punto que muchas de estas empresas de aguas han ido incrementando sus deudas con las electrificadoras, a pesar de la gran actividad ejercida por los gerentes de las empresas de energía para su recuperación, iniciada oportunamente durante 1989 para que las entidades deudoras incluyeran en los presupuestos para la vigencia de 1990, las partidas para el pago de este servicio.

b) Saldos de la Cartera Morosa

El cuadro No.II-5 presenta la información comparativa de saldos por cartera morosa y se refiere a saldos vencidos o por pagar a las empresas distribuidoras por parte de los usuarios finales, en las fecha de corte indicadas, y excluyen de las cifras lo correspondiente a las facturaciones corrientes de las empresas, cuyas fechas de vencimiento estaban próximas a las fechas de corte. Estas cifras incluyen conceptos tales como intereses de mora por saldos insolutos y otros conceptos menores normalmente facturados por las empresas.

CUADRO No.II-5
(Millones de Pesos)

Cartera	Dic./88	%	Julio/89	%	Dic./89	%
Privada	25.997	47.0	33.492	52.6	35.322	50.3
Oficial	29.382	53.0	30.146	47.4	34.964	49.7
Total	55.379	100.0	63.638	100.0	70.286	100.0

De la información anterior puede observarse que el monto total ha crecido a un menor ritmo que el crecimiento de las facturaciones de las empresas, con lo cual la rotación global de la cartera disminuyó. Igualmente se nota la participación del sector privado que durante el segundo semestre de 1989 disminuyó, contra un ligero incremento en la participación del sector oficial.

Para el sector privado, con un total de usuarios morosos reportado a diciembre de 1989 de 737.537, la deuda promedio es de \$47.892. La desagregación de este promedio para los sectores residencial, comercial e industrial resulta en las siguientes cifras promedio:

Residencial	\$ 22.088/ usuario moroso
Comercial	\$ 136.828/ usuario moroso
Industrial	\$1.420.462/ usuario moroso

Para el sector oficial la deuda promedio/usuario moroso resulta en \$385.225.

La población de usuarios morosos puede considerarse elevada de acuerdo con los siguientes porcentajes con relación al número total de usuarios:

Residencial	16.3%
Comercial	18.2%
Industrial	21.7%
Oficial	32.9%
Total	16.6%

Sobre una muestra de cerca del 40% del valor de la cartera total, la composición de los saldos pendientes se estima en cerca del 65% a más de 180 días, y cerca del 20% hasta 60 días de mora.

c) Cartera de Electrificadoras

En materia de cartera privada las electrificadoras del Grupo CORELCA disminuyeron el índice de rotación de cartera de 112 días en 1986 a 104 días en 1989. No así en cuanto a la cartera oficial que incrementó su período de cobro de 512 días en 1986 a 644 días en 1989, por falta de respuesta de las entidades públicas.

En las electrificadoras dependientes del ICEL se recuperaron cerca de \$12.4 millones a lo largo de 3 años, lo cual se ha visto reflejado en el mejoramiento de los índices financieros de las empresas.

2.3.4 Desarrollos Ambientales del Sector Eléctrico

La protección del medio ambiente tomó para el sector eléctrico en general, la dimensión que le corresponde, al incluir entre sus políticas la gestión ambiental de los proyectos.

Fue así como durante el año de 1989 se orientó principalmente hacia la ejecución y evaluación del plan de Acción Ambiental 1988 - 1990 del sector eléctrico, la formalización de la política social de ISA, la integración de criterios sociales y

físico bióticos en los estudios de los proyectos de generación y la definición de los alcances y criterios de las actividades ambientales en los proyectos de transmisión.

Con el fin de consolidar la gestión ecológica y socioeconómica en ISA y el sector eléctrico, se realizaron durante el año 1989 las siguientes acciones :

– Reestructuración del Comité Ambiental del Sector Eléctrico CASEC y redefinición de sus objetivos y reglamentación. Se ratificó que el CASEC es un comité asesor de la Junta Directiva de ISA, y como tal se conformó en la Junta Directiva 389 del 5 de Marzo de 1987.

Se discutieron los objetivos del CASEC, los cuales se acordaron así :

- Impulsar la investigación, la capacitación y el desarrollo del Sector Eléctrico en el campo ambiental, entendiendo por ambiental tanto lo ecológico como lo socioeconómico.

- Intercambiar conocimientos y experiencias de las diferentes empresas en asuntos ambientales y prestar apoyo y asesoría a las empresas menos desarrolladas.

- Dar orientaciones sobre prioridades de acción, políticas, normas y procedimientos en materia ambiental, y recomendar y hacer el seguimiento de planes y programas conjuntos en los diferentes campos.

- Orientar las relaciones entre el Sector Eléctrico y las entidades encargadas de los asuntos ambientales a nivel nacional y regional.

- Unificar criterios de acción, así como de interpretación y aplicación de disposiciones legales, y en general promover la integración del sector eléctrico en el campo ambiental.

- Recopilar la información básica ambiental y facilitar su consulta a nivel sectorial, enmarcado dentro de la política de información gerencial del SEC.

– Formalización de la política social que define pautas para la gestión con las comunidades, el empleo regional y el manejo de la recreación y el turismo ecológico y de los campamentos, las negociaciones de predios y servidumbres, la protección de las cuencas hidrográficas y los estudios ambientales. En este aspecto es de destacar la nueva política de promover programas de electrificación rural en la zona de influencia de las líneas de transmisión de energía.

– Ejecución, seguimiento y evaluación del "Plan de Acción Ambiental 1988-1990" del Sector eléctrico, de acuerdo con los compromisos adquiridos con el Banco Mundial. Se desarrollaron siete cursos sectoriales del Plan de Capacitación Ambiental para el Sector.

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

– Se lograron avances en el estudio de técnicas de análisis multiobjetivo, la inclusión de criterios e indicadores ambientales, el planteamiento del problema, la formulación de objetivos, y en general, la metodología para la próxima revisión del Plan de Expansión, que garantice la óptima selección desde el punto de vista ecológico y socioeconómico.

– Se avanzó metodológicamente en la integración de criterios sociales y fisiocobióticos para los estudios y evaluaciones ambientales de proyectos hidroeléctricos, tales como Fonce, Nechí, Alto Baudó y Cucuana, San Jorge y las líneas del Segundo Plan de Transmisión e interconexión con Venezuela.

– Se conformó el grupo interdisciplinario de Gestión Ambiental de líneas de transmisión, que definió los alcances y criterios de las actividades ambientales en los proyectos de transmisión.

Igualmente se deben destacar los siguientes resultados :

– En electrificación rural se invirtieron \$ 166 millones con 3.600 personas beneficiadas y 100 empleos generados para técnicos y obreros, en las áreas de influencia de las centrales Chivor y Chinú.

– En reforestación se sembraron 3.9 millones de árboles en la cuenca de la Central Chivor, de los cuales el 11% son frutales y el resto maderables. Se benefició a 3.744 propietarios en 17 municipios, con una inversión de \$ 122 millones. La generación de empleo fue de 60 profesionales, 400 obreros y 15 asesores para la vigilancia y control de los recursos naturales. Es de mencionar que se adoptó una nueva política para el manejo de las inversiones de la Ley 56 de 1981 con la participación de los alcaldes.

– ISA pagó \$ 400 millones por impuesto predial y de Industria y Comercio, a los municipios en donde están ubicadas sus obras. Las obligaciones con CORNARE ascendieron a la suma de \$ 1.200 millones.

– Se terminó la adquisición de 476 kilómetros de servidumbre para la línea Arauca, la línea Ancón Sur-Esmeralda y la red de telecomunicaciones.

– Se inició el proyecto de parque recreativo en el embalse de la Central Jaguas, con el fin de que la región administre los recursos turísticos y las comunidades gocen de estos beneficios, con énfasis en la protección de la naturaleza.

– Con el objeto de propiciar el acercamiento y la integración con la comunidad, se llevaron a cabo obras de teatro, visitas de campesinos y de grupos de estudiantes a las centrales y programas recreativos para 3.000 niños de la zona rural y urbana de los municipios de San Carlos y San Rafael.

2.3.5 Crédito Sectorial de Ajuste

Teniendo en cuenta las posibilidades de recuperación sectorial con el programa de medidas antes indicadas, desde el comienzo del Gobierno se consideró viable un endeudamiento adicional para financiar el déficit sectorial. Se trabajó entonces en la definición de un paquete de Crédito Sectorial, solicitando para ello el concurso del Banco Mundial y del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). La estrategia de financiamiento fue propuesta a estos dos Bancos y al Eximbank del Japón, principalmente.

Dentro del contrato de crédito externo firmado en 1988, crédito "Concorde", se canalizaron hacia el programa de Ajuste del Sector Eléctrico US\$200 millones.

2.4 La Política Tarifaria

La política tarifaria actual está basada en principios económicos marginalistas y en consideraciones de equidad social que garantizan el suministro del servicio a los estratos más bajos de la población y su marco legal está consignado en el decreto 2545 de 1984 y la resolución No.086 de 1986 de la Junta Nacional de Tarifas.

Los resultados de la nueva política tarifaria, se pueden observar en el cuadro No.II-6:

CUADRO No.II-6

TARIFAS MEDIAS REALES DE ENERGIA ELECTRICA POR SECTORES DE CONSUMO 1988-1989 Y TASAS DE CRECIMIENTO REAL

	\$ DE 1988/KWH		
SECTORES	1988	1989	89/88
RESIDENCIAL	8.46	8.57	1.30%
COMERCIAL	24.69	25.84	4.66%
INDUSTRIAL	18.28	19.21	5.09%
OFICIAL	15.75	16.64	5.65%
TARIFA MEDIA	16.80	17.57	4.58%

Se muestran las tarifas medias de energía eléctrica nacionales por sectores de consumo, así como las tarifas reales de crecimiento. Aquí podemos observar cómo se cumple el criterio de diferenciación de la tarifa según el uso que se haga de esta.

CUADRO No. II 7

TARIFAS MEDIAS REALES DE ENERGIA ELECTRICA POR MERCADOS
1988-1989
Y TASAS REALES DE CRECIMIENTO - \$ DE 1988/KWH

MERCADOS	1988	1989	89/88
EEEEB	17.63	18.44	4.59%
EPEM	11.06	11.49	3.89%
CVC	13.10	13.49	2.98%
CQR (1)	10.17	10.39	2.16%
NORDESTE (2)	12.52	12.78	2.08%
THC (3)	11.76	12.02	2.21%
CED/CEN (4)	10.47	10.81	3.25%
CORELCA	14.55	14.86	2.13%
MEDIA SISTEMA	13.75	14.23	3.49%

(1) CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA
(2) BOYACA, SANTANDER Y NORTE DE SANTANDER
(3) TOLIMA, HUILA Y CAQUETA
(4) CAUCA Y NARIÑO

El cuadro II-7, se puede observar el resultado de la política tarifaria en lo relativo a la unificación regional y nacional.

2.4.1 TARIFAS EN BLOQUE

- Desigualdad de Mercados Regionales

Las empresas de energía eléctrica atienden en el país mercados muy desiguales. Mientras algunas atienden mercados urbanos concentrados en importantes actividades industriales y comerciales, otras atienden mercados dispersos, en la mayoría de los casos deprimidos económica y socialmente, con una incipiente infraestructura eléctrica que hace que las inversiones sean considerables y los costos unitarios de prestación de servicio altos.

La necesidad de subsidiar considerablemente el consumo residencial básico para los grupos de menores ingresos y el hecho de tener que asumir mayores costos de electrificación rural, colocarían a algunas electrificadoras en una situación financiera difícil, de no contar con las transferencias. Como las transferencias presupuestales son escasas y difíciles de conseguir, se decidió equilibrar la situación financiera de las electrificadoras mediante un esquema de tarifas diferenciales de venta en bloque que consulte la estructura de sus mercados y a través de un programa de capitalización de las mismas, utilizando recursos locales y regionales provenientes de las leyes que impulsan el proceso de descentralización fiscal y administrativa en que se halla comprometido el país.

- Tarifas de Venta en Bloque

El ordenamiento tarifario estaría incompleto mientras no se lograra una coherencia entre las tarifas al consumidor final de las empresas distribuidoras y las de venta en bloque de las generadoras. De ahí que se haya decidido establecer una política clara de tarifas para las ventas de energía en bloque, con base en las siguientes consideraciones:

- El sistema eléctrico colombiano es un sistema interconectado con un planeamiento integrado y con una operación regida por principios de eficiencia económica.

- Los costos de generación e interconexión constituyen un elemento común en la estructura de costos del servicio eléctrico. Las diferencias de costos y por ende de tarifas deben centrarse únicamente en los costos de subtransmisión y distribución a los usuarios.

- Al fijar las tarifas al consumidor con base en criterios de eficiencia económica y de equidad social, las características de los mercados van a determinar el nivel de la tarifa media para cada empresa distribuidora. Aquellas empresas con mercados preponderantemente residenciales tendrán tarifas medias inferiores a las que tienen mercados concentrados con actividades comerciales e industriales importantes.

- Es necesario corregir el desequilibrio entre las empresas eléctricas a través de un mecanismo de compensación basada en las tarifas de venta en bloque.

De esta forma, se espera eliminar el desequilibrio existente y crear incentivos para que las empresas más eficientes obtengan mayores beneficios.

El cuadro II-8 nos muestra la evolución de las tarifas de venta en bloque de ISA a sus socios considerando intercambio de largo plazo.

CUADRO No. II-8

TARIFAS REALES DE VENTA EN BLOQUE (ISA) 1983-1988
\$ de 1988

ANO	TARIFA \$/KWH	TASA %
1983	7.31	
1984	7.95	8.76%
1985	7.54	-5.16%
1986	7.75	2.79%
1987	8.29	6.97%
1988	7.57	-8.69%

2.5 Expansión del Sistema Eléctrico Colombiano

2.5.1 Nueva Capacidad de Generación Eléctrica

En el año de 1989 se desarrolló el Plan Nacional de Recuperación de Unidades, en los sistemas de EEEB, ICEL y CORELCA, incrementándose conjuntamente la capacidad del sistema en 35 MW.

PROGRAMA DE GENERACION PARA SAN ANDRES. (CORELCA)

Luego de la conflagración ocurrida en septiembre de 1988 en la central diesel de San Andres, CORELCA logró recuperar 5.5 MW y el Gobierno Nacional adquirió seis unidades diesel móviles con capacidad de 14.1 MW, con lo cual se solucionó la crisis. Para el primer semestre de 1991 se tiene proyectada la instalación de dos unidades estacionarias de 10 MW cada una, con lo cual se garantizará el cubrimiento de la demanda de la isla hasta más allá del año 2000. El costo total de este plan asciende a US\$ 17 Millones.

a) Proyectos en Ejecución

- Proyecto Guavio

Situado al oriente del departamento de Cundinamarca: aprovecha las aguas del río Guavio y tiene una capacidad inicial de 1000 MW, con posibilidades de una futura ampliación de 600 MW. Este proyecto contribuirá al sistema interconectado nacional con una generación anual de aproximadamente 5.700 GWH.

En el año de 1989 el avance del proyecto fue del 10%, alcanzando un acumulado total del 76%.

- Proyecto Urra I

Localizado aproximadamente a 100 km al sur-occidente de la ciudad de Montería, capital del departamento de Córdoba. Aprovecha las aguas del río Sinú y tiene una capacidad instalada de 340 MW (cuatro unidades de 85 MW cada una).

El 20 de septiembre de 1989, el Consejo Nacional de Política Económica y Social -CONPES- aprobó la ejecución del plan de expansión de generación y transmisión, en el cual se contempla la ejecución del Proyecto Urrá I.

Desde entonces, se continuó la realización de diversas labores relacionadas con la ejecución del Proyecto Urrá I: Educación y salud de la población de la zona; diversos asuntos referentes a temas ecológicos, ambientales y socio-económicos; diseño de campamentos y de líneas de transmisión para el suministro de energía eléctrica durante la construcción, revisión de parámetros hidrológicos e hidráulicos, revisión del diseño de obras civiles, incluyendo el estudio de alternativas para

el rebosadero y algunos asuntos referentes al equipo electromecánico.

En el año de 1989 por presupuesto Nacional se le asignó a este proyecto, la suma de \$2.0000 millones y para 1990 se tiene previsto un aporte de ISA del orden de \$2385.0 millones.

- Proyecto Turbogas: Chinú - Operación con ACPM

La Central Turbogas Chinú está conformada por cuatro unidades de 32.5 MW, las cuales, desde hace varios años presentan limitaciones para su operación normal por las dificultades en el suministro de gas. Estas unidades pueden utilizar también para su operación combustibles líquidos. Por tal motivo, se ha venido estudiando esta alternativa para operar las unidades con ACPM, al igual que otras opciones que permitan el funcionamiento adecuado de esta planta.

- Proyecto Riogrande II, 320 MW. (EPM)

Este proyecto de aprovechamiento múltiple, situado a 30 Kms de Medellín, está formado por dos centrales de generación la Tasajera 300 MW y Niquía 20 MW, además de una planta de tratamiento de agua con su respectiva red de acueducto. El costo total del proyecto es de US\$ 550 millones, de los cuales US\$ 270 millones corresponden a energía. Se espera su entrada en operación comercial para el segundo semestre de 1993.

- Programa de generación para Intendencias y Comisarías (ICEL)

Este programa incluye importación, nacionalización y montaje de 64 plantas diesel que pueden generar aproximadamente 10 MW, para ser ubicadas en diferentes poblaciones de las Intendencias y Comisarías de Colombia.

Estas obras se ejecutarán en el período 1990-1991, y se financiarán con recursos de crédito externo y aportes del presupuesto Nacional.

- Microcentrales hidráulicas de Bahía Solano y López-Puerto Sergio (ICEL)

Ubicadas en los departamentos de Chocó y Cauca respectivamente.

Su período de ejecución se estima en 24 meses. Actualmente se adelantan los estudios ambientales previos a la iniciación de las obras.

- Minicentrales Hidroeléctricas en la Sierra Nevada de Santa Marta (CORELCA)

Con el apoyo de PESENCA, se construye la microcentral de Palmor con capacidad inicial de 125 KW, diseñada para una capacidad final de 300 KW. Actualmente están concluidas las obras civiles de la primera etapa y se espera la

terminación del montaje del equipo electromecánico para marzo de 1990.

b) Estudio de Actualización Sísmica

Dentro de los propósitos de allegar la máxima y mejor información básica para los estudios a su cargo, ISA emprendió a través de un contrato con la consultoría nacional, las labores de recopilación y actualización de la información de carácter sísmológico a nivel nacional, los cuales terminaron en el primer semestre del año 1989 y que le permitirá al Sector y al país disponer de los parámetros básicos sísmicos para cualquier proyecto y de cualquier región del país con registros hasta el año 1987. El costo de la inversión ascendió a los nueve (9) millones de pesos.

c) Planes y Programas a Ejecutar

Se proseguirá, con el desarrollo del programa de estudios del Sector que permita cubrir las necesidades de proyectos que mantengan niveles adecuados de información de respaldo para los planes de expansión futura del Sector.

ISA ha proyectado las inversiones necesarias a ejecutar durante los próximos diez años en estudios de reconocimiento, prefactibilidad, factibilidad y diseño y estudios asociados de transmisión, de manera que se espera evaluar conjuntamente con el Sector en el período 1990-2000 unos 21.600 MW a nivel de reconocimiento e inventario de recurso hidroeléctrico, estudiar a nivel de prefactibilidad unos 17100 MW, a nivel de factibilidad unos 3000 MW, así como diseñar 7000 MW; el costo estimado asciende a los \$28.750 millones de pesos constantes del año 1988 para los estudios que ejecutaría ISA en dicho período.

Estos estudios serán la base para la toma de decisiones en cuanto a necesidades de expansión y cubrimiento de la demanda nacional, bajo las perspectivas actuales.

2.5.2 Líneas de transmisión

a) Proyectos Terminados

- Línea Bucaramanga-Arauca (ISA)

El proyecto consistió en 250 km de línea de circuito sencillo a 230 KV entre la subestación Los Palos en la ciudad de Bucaramanga y la subestación Caño Limón en la Intendencia del Arauca, pasando por las subestaciones intermedias de Toledo, Samoré y Banadía.

Las obras de subestaciones comprendieron la ampliación de un campo a 230 KV en la subestación Los Palos y la construcción de las nuevas subestaciones Toledo a 230/34.5/13.8 KV, Samoré a 230/34.5/13.8 KV Banadía a 230/115/34.5 KV y Caño Limón a 230/34.5 KV.

Como parte del proyecto se construyeron también las líneas a 34.5 KV Banadía-Saravena (7.5 km), Caño Limón-Arauca (44.8 km) y Caño Limón-Arauquita (42.3 km) y las subestaciones a 34.5/13.8 KV en las poblaciones de Arauca, Arauquita y Saravena.

Adicional a las obras anteriores se contruyó una línea a 13.8 KV Samoré, Gibraltar, Cubará para dar servicio de energía eléctrica a un importante núcleo de habitantes ubicados a lo largo del trayecto línea principal y ampliar en esta forma la cobertura y beneficios de la interconexión.

El proyecto Interconexión con Arauca tuvo un costo de 30.000 millones de pesos de los cuales 6.800 fueron donados por el Gobierno Canadiense y el valor restante asumido por Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, quien aportó las 2/3 partes y la Intendencia de Arauca quien aportó 1/3 parte.

La orden de iniciación de los trabajos se impartió en enero/88 y el proyecto entró en operación en el mes de Diciembre/89.

- Proyectos Complementarios De La Interconexión Arauca

Como acciones complementarias, la Intendencia de Arauca adelantó en forma paralela un plan de ampliación de redes secundarias hacia otras poblaciones y zonas rurales de la Intendencia y remodelación de las redes de distribución. Así mismo ICEL y CENS hicieron lo correspondiente en los Departamentos de Santander y Boyacá.

Con la energización en diciembre de 1989 de la línea Bucaramanga-Arauca entró en operación la subestación Palos de ICEL en Bucaramanga y la reconfiguración de la red del Nordeste a nivel de 230 KV, con las líneas definitivas Palos-Barranca, Palos-Bucaramanga y Palos-Tasajero.

- Línea a 230 KV Ancón Sur-Esmeralda

Se contrató y ejecutó el suministro de los materiales y equipos tanto de la línea Ancón Sur-Esmeralda como de sus Subestaciones terminales, También se contrataron y ejecutaron sus obras civiles y-montajes. La línea entró en operación comercial en el cuarto trimestre de 1989.

- Línea Popayán-Pasto, 192 Kms, 230 KV. (ICEL)

Se encuentra totalmente construida y energizada inicialmente a 115 KV; entro en servicio en mayo de 1989. Atenderá la demanda del sur del país a través de la líneas Pasto Tumaco y Pasto Mocoa, mejorando en forma notoria el servicio eléctrico a esta zona del país.

- Línea Sogamoso-Yopal, 115 KV. (ICEL)

Construida bajo la coordinación de la Electricidad de Boyacá, se encuentra en operación desde diciembre de 1989. Atenderá las poblaciones del Casanare y las instalaciones petroleras de la zona.

b) Proyecto Refuerzos de Transmisión (ISA)

El objetivo del Proyecto es mejorar la confiabilidad y aumentar la capacidad de transporte del Sistema Interconectado tanto en el interior del país como entre éste y la Costa Atlántica.

Descripción

El Proyecto Comprende:

- La construcción del Segundo Circuito a 500 KV entre el Sistema Central y el Sistema de la Costa Atlántica, con una longitud de 543 km. Incluye la ampliación de las subestaciones a 500 kv de San Carlos, Cerromatoso y Sabanalarga.

- La construcción de la Línea a 230KV de circuito sencillo entre las subestaciones de San Carlos y Barrancabermeja con una longitud de 183 km y la construcción de la Subestación Barrancabermeja II.

- La ampliación del Sistema de Comunicaciones así:

- Integrar a la red de microondas el Proyecto de Interconexión con la Costa.
- Integrar a la red de microondas la subestación Esmeralda.
- Establecer una ruta de refuerzo para el Sistema de Comunicaciones de ISA por posible contingencia en el repetidor Gualí.

Ejecución

Este Proyecto se ha adelantado de la siguiente forma:

- Segundo Circuito a 500KVentre el interior del país y la Costa Atlántica.

Se licitó y contrató el suministro de todos los materiales necesarios para la ejecución de la línea: estructura metálica, cable conductor, cable de guarda, aisladores, herrajes y accesorios y espaciadores-amortiguadores.

También se preparó y ejecutó la Licitación para contratar la construcción y el montaje de la línea.

En lo que respecta a la ampliación de la capacidad de transformación se contrató y ejecutó la fabricación del equipo, se ejecutó su montaje y se puso en servicio, durante el segundo semestre de 1989, la ampliación en 450 MVA de las subestaciones San Carlos, Cerromatoso, Chinú y Sabanalarga.

Con relación a la ampliación de las subestaciones para la conexión del segundo circuito a 500 kv se adelantó la contratación del suministro de los equipos, así como del crédito para su financiación.

La terminación de la línea con la ampliación de las subestaciones está prevista para el segundo semestre de 1992.

- Línea a 230 KV San Carlos-Barrancabermeja

Durante 1989 se prepararon los documentos para la licitación de los materiales de la línea. También se ejecutó la licitación y se evaluaron las propuestas para el suministro de los equipos eléctricos de importación para la subestación Barranca II. La línea debe entrar en operación en el Segundo Semestre de 1993.

- Ampliación del Sistema de Comunicaciones

Se contrató el suministro de los equipos electrónicos principales y se dio orden de iniciar trabajos en el segundo semestre de 1989.

Adicionalmente se trabajó en la preparación de documentos de licitación y se inició la contratación de la construcción de las casetas y el suministro de las torres a instalar en los sitios donde se tendrán repetidoras.

Inversiones

El Proyecto Refuerzos de Transmisión tiene un costo total de 314 millones de dólares, de los cuales hasta la fecha se han invertido, 68 millones.

c) Proyecto Segundo Plan de Transmisión

Descripción

El Proyecto Segundo Plan de Transmisión a cargo de ISA, comprende:

- Construcción de la línea a 230 KV de doble circuito, con una longitud de 100 km, entre las subestaciones La Mesa e Ibagué. incluye la ampliación de la Subestación La Mesa y la construcción de la Subestación Ibagué.

El objetivo primordial de esta Línea es proporcionar una mejora sustancial en el abastecimiento de la demanda eléctrica del departamento del Tolima.

- Construcción de la Línea a 230 KV doble circuito, con una longitud de 200

km, entre las subestaciones de Betania e Ibagué. Incluye la ampliación de las subestaciones de Betania e Ibagué e instalación de equipo de comunicaciones en estas subestaciones.

La construcción de esta línea permite incrementar la confiabilidad de servicio en el suroccidente del país, área comprendida por los departamentos del Valle, Cauca, Nariño y Huila. Además apoya la demanda del Tolima. Adicionalmente esta línea, junto con la línea Betania-Popayán, garantiza la confiabilidad de transmisión de la Central de Betania.

– Construcción de la línea Cerromatoso-Apartadó. Esta línea está conformada por los siguientes tramos: el sector a 500 KV Cerromatoso-Urrá I, con una longitud de 84 km y el sector a 230 KV Urrá-Apartadó con una longitud de 58 km.

El objetivo de esta línea es atender en principio el mercado creciente de la región de Urabá, zona en la cual el Gobierno tiene especial interés por su desarrollo comercial e industrial.

– La construcción de la Subestación Villavicencio a 230 KV, la cual, junto con la Línea Guavio-Villavicencio-Bogotá (a cargo de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá EEEB, dentro del Proyecto Guavio), dará un soporte definitivo a la demanda de Villavicencio y a la zona occidental de los Llanos.

– Ampliación del Sistema de Comunicaciones Etapa II. Pretende lograr una mayor integración a la red existente, de los servicios de comunicación, supervisión y control, requeridos por el Centro Nacional de Telecomunicaciones y Control operado por ISA.

Ejecución

Para la ejecución de este Proyecto se han llevado a cabo las siguientes acciones:

– Tramitación ante la FEN y a través de ella ante Eximbank-Japón del préstamo para la financiación de los equipos, materiales y obras del proyecto.

– Ejecución de los diseños y elaboración de las especificaciones técnicas para los equipos de las subestaciones La Mesa e Ibagué. Selección del nuevo corredor de la Línea La Mesa-Ibagué.

– Ejecución de los trabajos de trazado y diseño de la línea Cerromatoso-Apartadó.

– Contratación con la Universidad del Cauca del proceso de diseño de la Ampliación del Sistema de Comunicaciones Etapa II. Se dió orden de iniciar trabajos a partir de septiembre de 1989.

– Contratación de los diseños de la línea Betania-Ibagué.

– Trámite ante FONADE de los créditos para la financiación de los diseños de

las subestaciones La Mesa e Ibagué, la Ampliación del Sistema de Comunicaciones y las Líneas La Mesa-Ibagué y Betania-Ibagué.

Inversiones

El Proyecto Segundo Plan de Transmisión tiene un costo total de 121 millones de dólares, de los cuales se han invertido hasta la fecha 3 millones.

Otros proyectos que se encuentran en ejecución a cargo del ICEL son:

– Línea Pasto Tumaco, 210 Kms, 230 KV. (CVC-ICEL)

Esta línea, así como sus subestaciones asociadas, se encuentra en proceso de construcción y su terminación se prevé para 1992. La ejecución de este proyecto es fundamental para el adecuado suministro de energía a las poblaciones de la costa pacífica del departamento de Nariño y la zona aledaña a la frontera con Ecuador. Cuenta con aportes del presupuesto Nacional por US\$ 18 millones.

– Línea Pasto-Mocoa, 100 Kms, 230 KV. (ICEL)

Luego de analizar las opciones técnico-económicas para el suministro de energía a la intendencia del putumayo, se definió la construcción de la línea de interconexión entre Pasto y Mocoa 230 KV, energizado inicialmente a 115 KV.

Este proyecto, cuyo diseño se terminará en el presente año, cuenta con recursos de presupuesto Nacional por \$1000 millones, y garantizará el suministro de energía a la intendencia del Putumayo más allá del año 2010.

– Línea Bucaramanga-Ocaña-Cúcuta, 230 KV. (ICEL)

La etapa de rediseño culminó en diciembre de 1989. La duración programada para la obra es de 36 meses y se estima que entrará en operación a finales de 1993.

– Anillo 115 KV, Pasto. (ICEL)

Se encuentra totalmente diseñado. Su construcción se iniciará próximamente y tendrá una duración total de 16 meses.

– Proyecto de interconexión con Venezuela (ISA-CORELCA)

El objetivo del Proyecto es mejorar la confiabilidad de suministro de energía eléctrica de los sistemas interconectados de ambos países, incrementar la posibilidad de optimización del uso de los recursos energéticos y servir de soporte en caso de emergencia en cualquiera de los países.

El proyecto comprende para la parte Colombiana:

- La construcción de una Línea a 230 KV de un circuito con una longitud de 50 km entre la subestación Cuestecitas (Guajira) y la frontera con Venezuela. La Subestación terminal en Venezuela es la Subestación Cuatricentenario (Zulia).

- La ampliación de la Subestación Cuestecitas, la cual consiste en la ejecución de un campo adicional de transformación, uno de compensación y otro de línea a 230 KV encapsulado.

En cumplimiento de acuerdos firmados entre los gobiernos centrales de Colombia y Venezuela para la ejecución del proyecto durante el año de 1989 se llevaron a cabo las siguientes acciones:

- Definición esquema básico de interconexión
- Definición de las inquietudes de intercambio de energía
- Análisis y definición de las tarifas de intercambio
- Definición de las responsabilidades de diseño y construcción de cada país
- Contratación por parte de ISA de los diseños de la línea y la subestación para la parte Colombiana.

El Proyecto tiene un costo total de 13 millones de dólares, en la parte Colombiana.

d) Proyecto Tercer Plan de Transmisión

El objetivo del Proyecto es mejorar y aumentar la capacidad del sistema eléctrico interconectado a las áreas del sur-occidente del país, la Costa Atlántica y la Intendencia de Arauca. Además dotar de un óptimo suministro de energía a la zona del Urabá Antioqueño dado su gran desarrollo comercial e industrial.

El Proyecto comprende:

- La construcción de una línea a 500 KV entre San Carlos y Cali con una longitud de 380 km, ampliación en un campo de línea de la Subestación San Carlos y la construcción de un campo de línea y uno de transformación 500/230 KV con una capacidad de 450 MVA en la Subestación Cali.

- Conexión en la Subestación Cali de 2 circuitos a 230 KV de las líneas Esmeralda-Yumbo e instalación de compensación reactiva de una capacidad de -50, + 200 MVAR e instalación de transformación 230/115 KV.

- Conexión a la Subestación Cali de los otros dos circuitos a 230 KV de la Línea Esmeralda-Yumbo.

- Construcción en la Subestación de Urrá I de un campo de transformación 500/230 KV con una capacidad de 150 MVA, con el fin de energizar a 230 KV la línea Urrá-Apartadó.

- Construcción de la Subestación Apartadó con un campo de línea a 230 KV como Subestación terminal de la línea Urrá-Apartadó.

- Instalación 15 MVAR de compensación en la subestación Caño Limón.

- Instalación de -75; +175 MVAR de compensación en la Subestación Chinú.

Hasta ahora este proyecto se ha adelantado en la siguiente forma:

- Estudios eléctricos preliminares para la definición del esquema de la Subestación Cali.

- Definición de los programas, presupuestos y programas de inversión de todas las partes componentes del proyecto.

- Selección del sitio para la subestación Cali.

- Trámites ante FONADE y EMCALI para financiar el diseño de la primera etapa de compensación de la subestación Cali.

- Apertura del Concurso de Méritos para contratar los diseños de la Subestación Cali.

El costo total del Proyecto Tercer Plan de Transmisión es de 285 millones de dólares.

e) Proyectos de Transformación de Energía

Además de los proyectos adelantados en los programas de generación y transmisión, se han incorporado nuevos proyectos de transformación de energía para atender la demanda del país, entre los que se encuentran los siguientes:

- Subestación Palos-Bucaramanga. 230/115/34.5/13.8 KV, 150/40/12.5 MVA (ESSA-ISA)

- Subestación San Felipe, Mariquita. 230/115/34.5/13.8 KV (ICEL)

- Subestación Jamondino, Pasto. 230/115/34.5/13.8 KV (ICEL)

- Subestación Montería. 110/34.5/13.2 KV 240 MVA (CORELCA)

- Subestación Cuestecita. 220/110/34.5/13.8 KV, 120/60 MVA (CORELCA).

- Ampliación subestación Termo-Cartagena 220/66 KV, 100 MVA (CORELCA)
- Subestación Lorica y Corozal 34.5/13.8 KV, 12.5 MVA (CORELCA)
- Subestación Gambote, San Jacinto, El Carmen, Zambrano (PERCAS)

2.5.3 Plan de expansión en generación y transmisión

INTRODUCCION

Interconexión Eléctrica S.A., ISA, en coordinación con las empresas socias y demás entidades relacionadas con el Sector Eléctrico; principalmente el Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación, DNP, realizó los estudios necesarios para determinar el plan de expansión en generación y transmisión a alto voltaje para el período 1994-2000, el cual fue aprobado por la Asamblea General de Accionistas de ISA en su reunión del 17 de marzo de 1989, acogiendo las recomendaciones de su Junta Directiva en reunión del 9 de diciembre de 1988. Posteriormente este plan fue presentado por el DNP al Consejo Nacional de Política Económica y Social -CONPES-, y fue aprobado el 13 de septiembre de 1989.

El plan busca garantizar la prestación del servicio al mínimo costo posible, asegurando la eficiencia técnica, operativa, financiera, socioeconómica y ambiental y la compatibilidad entre los programas de expansión del Sector Eléctrico y las políticas macroeconómicas y energéticas a nivel nacional.

Las proyecciones de demanda respectivas se elaboraron con el modelo económico, considerando diferentes escenarios coherentes de proyecciones de las variables macroeconómicas, demográficas, energéticas y eléctricas, utilizando a su vez varios escenarios de proyecciones de demanda.

El plan de expansión fue elaborado dentro de un marco estratégico de decisión, teniendo en cuenta los escenarios analizados y recomendando para construcción sólo aquellas obras que así lo justificarán, según sus plazos de ejecución, pero a su vez aprobando todos los estudios complementarios necesarios para aquellos proyectos que en un momento dado puedan requerirse para ser evaluados en las actualizaciones periódicas que se realicen, dependiendo de la evolución de los principales parámetros que influyen en la conformación del plan de expansión.

En el segundo semestre de 1989 ISA efectuó una actualización al plan para el período 1994-2000, considerando un nuevo escenario de demandas con un crecimiento anual promedio del 5.1% para el período 1990-2000 y el proyecto de Interconexión Eléctrica con Venezuela, cuyos resultados se presentan en los cuadros No. II-10 y II-11 y en las figuras II-1 a II-4, que fueron aprobados por la Junta Directiva de ISA en febrero de 1990 y que corresponden al plan de expansión en generación y transmisión vigente. Los costos directos correspondientes a los proyectos recomendados para construcción, previstos para entrar hasta 1998, son del orden

de US\$ 1300.0 millones para las centrales de Urrá I, Miel II y Porce II, los de los refuerzos de transmisión correspondiente a ISA, agrupados en el tercer plan de refuerzos de transmisión, del orden de US\$235.0 millones, y los de refuerzos de transmisión a cargo de las empresas socias de US\$53.0 millones.

a) Plan de Expansión en Generación

Para la evaluación económica del plan se utilizaron los precios de eficiencia y de esta manera eliminar las distorsiones producidas por los precios de mercado y se pudo estimar el verdadero impacto económico del plan de expansión a nivel de inversiones y combustibles y de sus beneficios tanto energéticos como agropecuarios con los proyectos de propósito múltiple, caso de Urrá I:

Dada la difícil situación financiera que atraviesa el Sector Eléctrico, se hizo necesario verificar la factibilidad financiera del plan propuesto, lo que demandó un gran esfuerzo en la consolidación de los programas de inversión de todas las empresas del sector, para hacer los análisis respectivos para las alternativas más económicas en cada uno de los escenarios propuestos.

En diciembre de 1988 se finalizaron los estudios y se presentaron a la Junta Directiva de ISA, que recomendó construir los proyectos Urrá I, Miel II y Porce II, diseñar los proyectos Nechí, Fonce y Porce III, complementar la información de las centrales termoeléctricas, al igual que la información de factibilidad de los proyectos Urrá II, Upía, Patía I y II y normalizar la información del proyecto Ovejas para futuras revisiones.

Durante 1989 el Sector Eléctrico considerando el crecimiento de la demanda en este año y un nuevo escenario de proyecciones de demanda, con tasa de crecimiento del 5.1% anual en promedio para el período 1989-2000, así como el proyecto de Interconexión con Venezuela en la zona norte del país, realizó una actualización de las fechas de entrada de los proyectos del plan obteniéndose desplazamientos del orden de 12 meses en promedio, los cuales producen unos alivios altamente significativos en la situación financiera del Sector. Las nuevas fechas se muestran en el cuadro II-9.

CUADRO No. II-9

Proyecto	Capacidad (MW)	Estado	Estado	Entrada en Operación	Escenario De Demanda
Guavio	1000			2o. Sem 1992	Crecimiento del
Río Grande II	322			1er. Sem 1993	5.1% anual en
Urrá I	340		C	2o. Sem 1997	período 1989
Miel II	385		C	2o. Sem 1998	2000.
Porce II	392		C	2o. Sem 1998	
Nechí	590		D	2o. Sem 1999	
Fonce	420		D	2o. Sem 2000	
Porce III	760		D	1er. Sem 2001	

C Proyectos recomendados para construcción D Proyectos recomendados para diseño En la figura II-1 se presenta la ubicación de los proyectos y en la figura II-2 la evolución de la capacidad instalada y la demanda.

CUADRO No. II-10
 PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN A 230 KV
 Y 500 KV
 PERIODO 1990 - 2001

Año	CENTRALES DE CONSTRUCCIÓN Y DISEÑO						LINEAS DE CONEXIÓN DE PROYECTOS			
	CENTRALES	CLASE (1)	CAPACIDAD INST.(MW)	ESTADO (2)	(DEPTO)	OBSERVACIONES	LINEA	Long. (km)	No. Ctos.	Volt (KV)
1990										
1991										
1992	Guavio	H	1000.1	C	Cundica	5 unidades, 1 cada 3 meses	La Tasajera-Barbosa	15.0	1	230
	Río Grande II (Niquia)	H	22.5	C	Antioquia		La Tasajera-Occidente	23.1	2	230
							Guavio - Circo	106.5	2	230
							Guavio-Villavicencio	77.0	1	230
							Villavicencio-Tunjal	79.0	1	230
							Guavio - Circo	166.0	1	230
							Miel II - (La Enea - San Felipe)	23.0	2	230
1983	Río Grande II (La Tasajera)	H	300.0	C	Antioquia	3 unidades de 100 MW c/u				
1994										
1995										
1996										
1997	Urrá I	H	340.0	D(4)	Córdoba	4 unidades de 85 MW				
1988	Miel II	H	380.0	D(4)	Caldas	3 unidades	Miel II-San Felipe	23.0	1	230
	Porce II	H	392.0	D(4)	Antioquia	4 unidades	Porce II-Barbosa	48.0	2	230
							Porce II-Guadalupe IV	2.0	1	230
1999	Nechí	H	590.0	F(5)	Antioquia	3 unidades	Nechí - (1o. Circuito San	3.0	2	500
2000	Fonce	H	420.0	F(5)	Santander	3 unidades	Fonce-Bucaramanga	80.0	2	230
							Fonce - Paipa	110.0	2	230
2001	Porce III	H	760.0	F(5)	Antioquia	4 unidades	Porce III-(2 o. Circuito San Carlos-Cerromatos)	35.0	2	500
							Porce III-Guadalupe IV	25.0	1	230
							Porce III-Porce II	25.0	1	230

- (1) H - Central Hidráulica
- (2) C - Construcción; D - Diseño, F - Factibilidad de doble circuito.
- (3) El proyecto de Río Grande II comprende dos centrales: La Tasajera y Niquia
- (4) Proyectos autorizados para construcción
- (5) Proyectos autorizados para diseño. Además se autorizó el diseño del proyecto Riachón (90 MW), la revisión de los diseños de Miel I (405 MW) y Calima III (240 MW) y el diseño de las centrales térmicas de San Jorge (2 X 250 MW) y Tibita (2 X 300 MW), así como las Unidades Térmicas de 150 MW de Amagá, Cartagena IV, Paipa IV y Zipa VI.

CUADRO No.II-11
PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION Y LA TRANSMISION A 230 KV
Y 500 KV
PERIODO 1990 - 2001

LINEAS DE REFUERZO A LA RED				SUBESTACIONES/TRANSFORMADORES			
LINEA	Long. (km)	No. Ctos.	Volt. (KV)	SUBESTACION- CONEXION	Tipo	Unidad **	
1990	Guadalupe IV - El Salto	8.0	1	230	Sur (Bogotá) sobre el cto. Tunal-Paraiso	SA	230
1991					San Felipe (Mariquita), al circuito la Enea - La Mesa	SA	230
1992	Occidente - Ancón Sur	28.4	1	230	Noroeste a los ctos. San		
	Occidente - Envidado	27.8	1	230	Carlos-Bogotá y Torca-La Mesa	SA	230
	San Carlos - Cerromatoso	226.0	1	500	Tunal, al Cto.Paraiso-Circo	CAL	230
	Cerromatoso - Chinú	133.0	1	500	Guavio sobre la línea		
	Chinú - Sabanalarga	183.0	1	500	Chivor II - Torca	CAP	230
	Cerromatoso - Urrá **	84.0	1	500	Balsillas, al circuito Torca-La Mesa.	CAL	230
	Urrá I - Apartadó	49.5	1	230	Sobre la segunda línea a		
	Pasto - Mocoa	95.0	1	230			
	Biquilla - (Sfarga-Soledad)	16.3	2	230	500 KV hacia CORELCA	R	-372
	La Mesa - Ibagué ***	85.5	2	230	Cerromatoso	T	150
	Pasto - Tumaco	210.0	1	230	Cartago a un cto. Esmeralda-Yumbo.	SA	230
					Juanchito, al circuito Popayán - Yumbo.	CAL	230
1993	San Carlos - Barranca	183.2	1	230	Villavicencio	SA	230
	Betania - Ibagué	200.0	2	230			
	Cuestecita - Cuatricentenario ****	150.0	1	230			
	Palos (Bimanga) - Ocaña						
	San Mateo (Cúcuta)	222.0	1	230			
	Sabanalarga - Fundación	92.6	1	230			
	Cuestecita - Valledupar	110.0	1	230			
1994					San Marcos (Cali)	C	-50,+200

Continuación Cuadro No. II-11

LINEAS DE REFUERZO A LA RED				SUBESTACIONES/TRANSFORMADORES			
LINEA	Long. (km)	No. Ctos.	Volt. (KV)	SUBESTACION/CONEXION	Tipo	Unidad **	
1995				San Marcos (Cali), a los circuitos Cartago-Yumbo y Esmeralda-Juanchito	SA	230	
				La Pintada, a uno de los circuitos Ancón Sur-Esmeralda	SA	230	
1996							
1997	San Carlos - Cartago	230.0	1	500	Urrá I	T	450
	Cartago-San Marcos (Cali)	150.0	1	500	Chinú San Marcos (Cali), a los dos	C	-75,+150
				Sobre la línea a 500 KV. San Carlos - Cartago	R	-168	
				Cartago	T	450	
				San Marcos (Cali) Cartago a uno de los circuitos Esmeralda - Cali	CAL	230	
1998	Guadalupe IV - Occidente	87.0	1*	230	San Felipe (Mariquita), al Circuito Esmeralda-La Mesa	CAL	230
	El Salto - Barbosa	40.0	1	230			
	Barbosa - Bello	26.0	1	230			
	La Tásajera - Bello	16.0	1	230			
1999	Barranca - Palos (Bimanga)	95.7	1	230	Chinú - Sabanalarga	CS	40%
	Sabanalarga - Soledad	38.2	1	230			
2000	Urrá I - Chinú	155.0	1	500	San Marcos (Cali)	C	0,+200
	Chinú - Ternera	150.0	1	500	Chinú	T	150
				Ternera	T	450	
2001				Porce III	T	750	

* Línea perteneciente a una transmisión de doble circuito.

** Entra en operación en 1992 como parte del refuerzo Cerromatoso - Apartadó, energizada a 115 KV. En 1997 se energizan a 500 KV, como línea de conexión de proyecto Urrá I.

*** Esta línea estará preenergizada a 115 KV hasta diciembre de 1993.

**** Interconexión Colombia-Venezuela. 45 km. corresponden a Colombia y los 105 km. restantes corresponden a Venezuela.

* T-Transformador, R-Reactor, C-Compensación Estática, CS-Compensación Serie, SA-Subestación Adicional sobre la red existente, CAP-Conexión Adicional para plantas, CAL-Conexión Adicional para empalme de líneas sobre una S/E existente.

** Voltaje (KV) para SA, CAP, CAL: (MVA) Para T, R y C; porcentaje de reactancia de la línea para CS.

*** Esta línea estará preenergizada a 115 KV hasta diciembre de 1993.

**** Interconexión Colombia-Venezuela. 45 km corresponden a Colombia y los 105 km restantes corresponden a Venezuela.

b) Plan de Expansión de Transmisión

El plan de expansión de transmisión lo componen las líneas a 230 y 500 KV de conexión de los proyectos de generación y de refuerzo, la transformación 500/230 KV, las nuevas subestaciones y la compensación de potencia reactiva, necesarios para transportar en forma confiable y con buena calidad de servicio la potencia y la energía producida en las plantas de generación hasta los centros de consumo. Los estudios se realizan en forma paralela con los de generación. En los cuadros II-10 y II-11 se presentó el plan vigente de transmisión, en la figura II-3 la red de transmisión 500, 230 y 115 KV para 1990-2000, y en la figura II-4 el diagrama unifilar 500 y 230 KV.

Vale la pena destacar que en 1989 se incorporó a las metodologías de análisis un modelo de simulación Montecarlo para estimar la confiabilidad del sistema de generación-transmisión en forma probabilística, lo que permite evaluarla económicamente, incorporándola a la función de mínimo costo, con lo cual se logra una mayor optimización de las inversiones y un esquema de toma de decisiones más consistente para los planes de generación y transmisión.

Las recomendaciones adoptadas en el plan de expansión de transmisión, en la actualización a diciembre de 1989, se presentan a continuación:

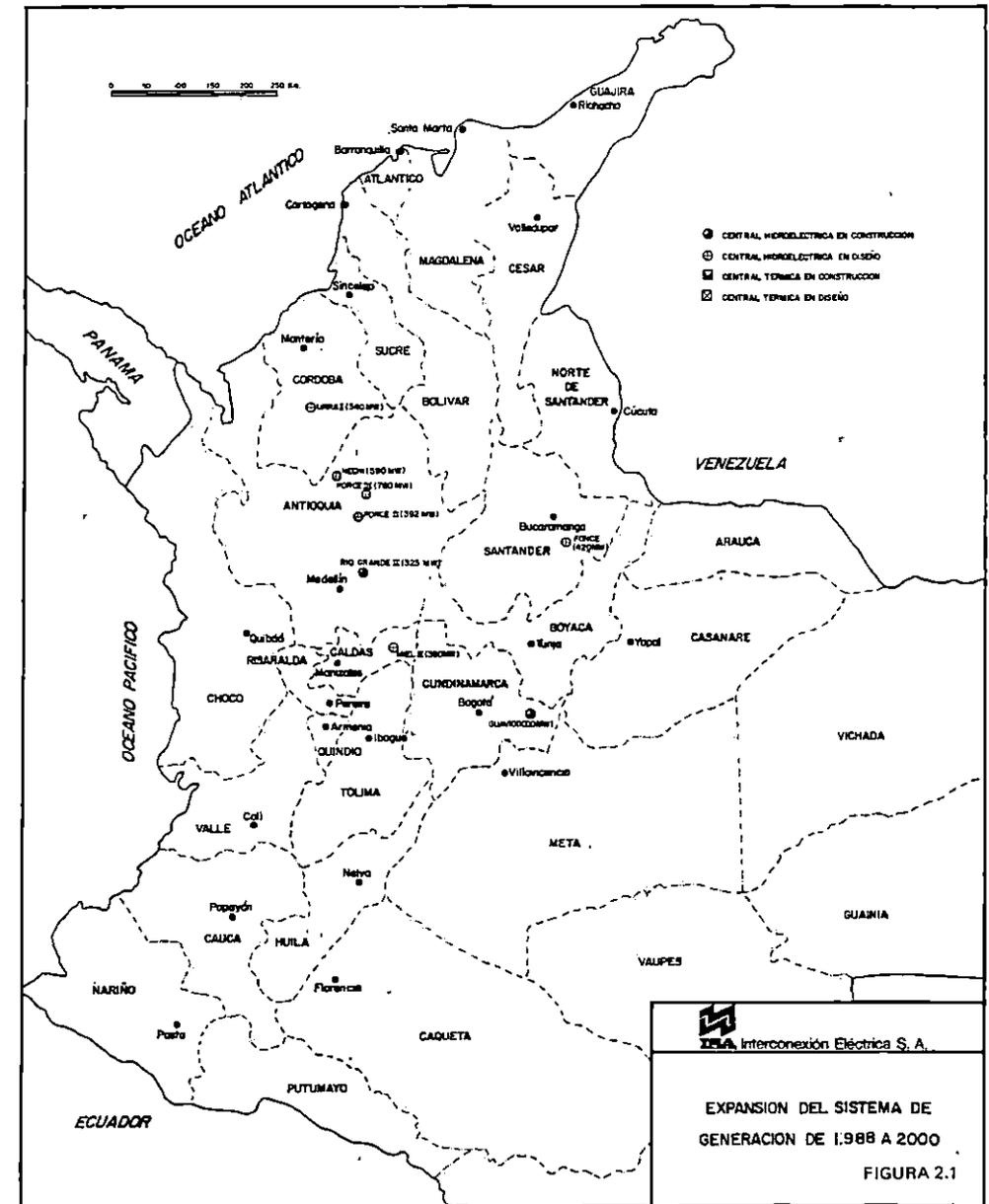
- Adelantar diseños, especificaciones y adquisición de la compensación reactiva necesaria para aumentar la capacidad de transporte de las líneas Esmeralda-Cali y San Carlos-Sabanalarga. Esto implica, también, la construcción de una nueva subestación a 230 KV al Norte de Cali en jurisdicción de la zona de San Marcos.

- Adelantar por parte de cada una de las empresas los estudios, diseños e implementación de compensación de las redes de subtransmisión y distribución de cada una de ellas, requiriéndose con mayor urgencia en CORELCA, EEEB, NORDESTE Y CEDELCA.

- Adelantar los estudios y diseños de la línea a 500 KV San Carlos-Cali con la subestación intermedia en Cartago.

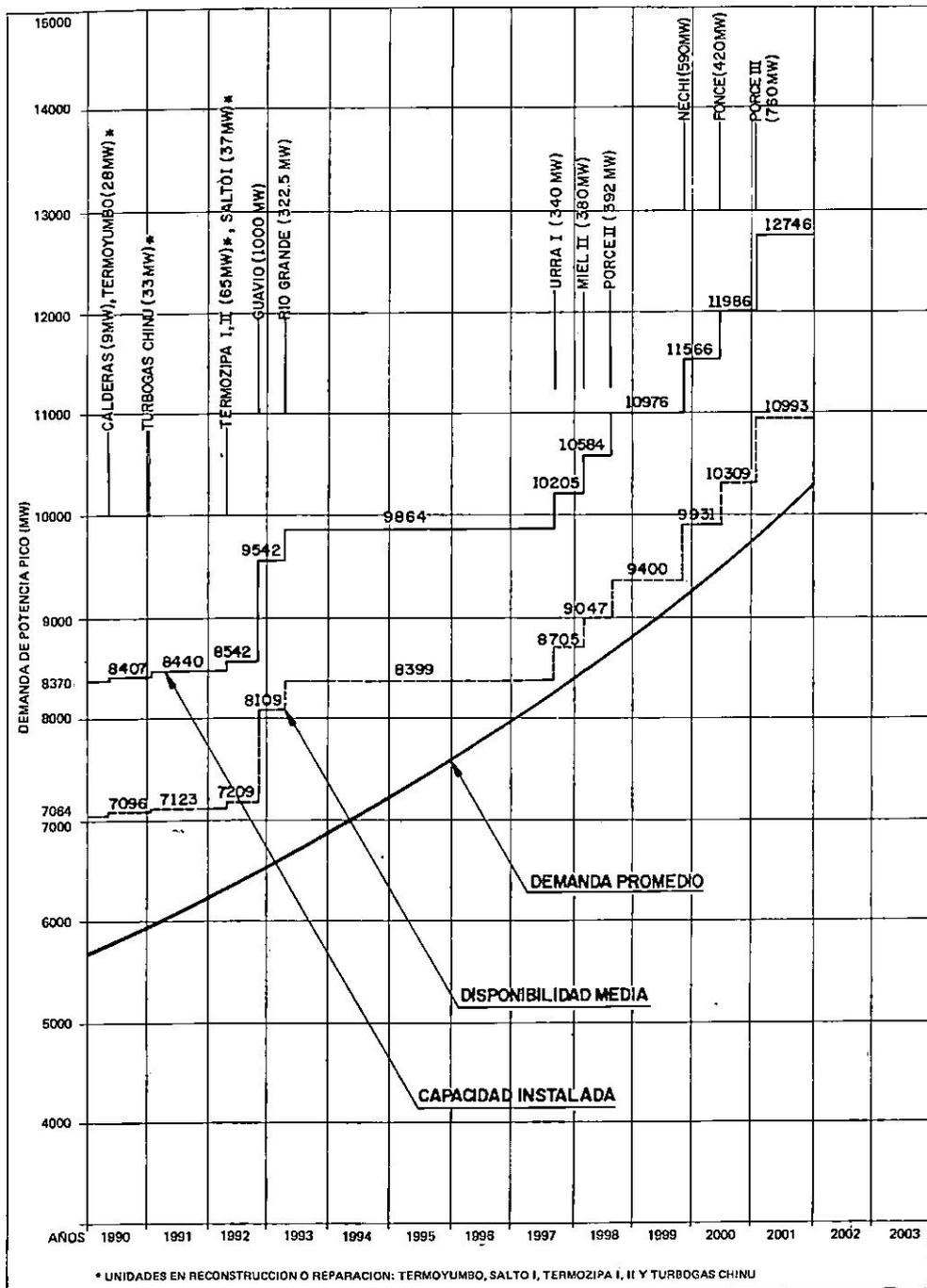
- Adelantar un estudio que determine el factor de potencia óptimo de las cargas industriales, con el fin de implementar una política tarifaria que penalice los respectivos consumos con factores de potencia menores a este valor.

- Adelantar un estudio de la caracterización de la demanda de potencia reactiva, con el fin de planear e implementar planes de compensación en los sistemas de distribución, buscando así optimizar la expansión global del sistema.



IESA Interconexión Eléctrica S. A.
EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION DE 1.988 A 2000
FIGURA 2.1

**PROYECCION DE DEMANDA PICO AGREGADA
CAPACIDAD INSTALADA Y DISPONIBLE DEL SISTEMA
INTERCONECTADO COLOMBIANO
1990 - 2001**



2.5.4 Programas de electrificación rural

Con el ánimo de integrar el sector rural al desarrollo social y económico del país, el Gobierno Nacional ha promovido la ejecución de planes específicos para llevar el servicio de energía eléctrica a la zona rural del territorio colombiano.

a) Programas Específicos

El ICEL trabajó en la ejecución de programas de electrificación en apoyo del Plan Nacional de Rehabilitación (PNR) y del Programa de Desarrollo Rural Integrado (DRI).

Por su parte CORELCA continuó con el desarrollo de los programas de electrificación en la Costa Atlántica (PERCAS), participó en el PNR y en el DRI, así como en programas especiales con las Comunidades, por medio de sus electrificadoras subsidiarias. Como complemento, a través del Programa Especial para la Costa Atlántica (PESENCA) se propende el desarrollo de soluciones basadas en fuentes de energía nuevas y renovables, tal y como se explica en otro capítulo de esta memoria.

b) Programas de ICEL y sus Filiales

Especial mención debe hacerse de los programas de electrificación rural llevados a cabo como apoyo del Plan Nacional de Rehabilitación (PNR). Actualmente se adelantan programas de construcción de 2.540 Kms de redes, las cuales beneficiarán a 12.715 usuarios, con inversión aproximada de 5.070 millones. Están proyectadas obras para construir 5.700 Kms, para beneficiar a 42.650 nuevos usuarios, con inversión aproximada de \$17.200 millones.

Dentro del marco del Programa de Desarrollo Rural Integrado (DRI), ICEL y sus electrificadoras construyeron 2.168 Kms de redes, invirtiendo \$1.846 millones, para llevar suministro de energía eléctrica a 8.595 viviendas campesinas.

Los cuadros No. II-12 y II-13 muestran las obras ejecutadas por el ICEL y sus electrificadoras durante el año de 1989 en los programas PNR y DRI.

CUADRO No. II-12

PNR - 1989

Localidad	No. Usuarios	Km Línea (Millones \$)	Valor - Obra
Huila	228	107	221
Santander	546	69	85
Nte-Santander	60	15	20
Meta	120	22	30
Nariño	1000	16	40
Tolima	210	63	30
Caqueta	32	8	10
Cauca	2900	88	100
GRAN TOTAL	5096	388	536

CUADRO No. II-13

DRI - 89

Localidad	No. Usuarios	Km Línea	Valor - Obra (Millones de \$)
Caldas	518	122	195
Tolima	138	336	
Meta	187	65	116
Huila	602	147	267
Norte de Santander	122	203	Santander
GRAN TOTAL	2547	594	1117

c) Programas de CORELCA y sus Electrificadoras

Dentro de los programas de electrificación rural en el área de la Costa Atlántica adelantos por CORELCA, se tienen los denominados PERCAS fase "A", PNR, DRI y programas con comunidades.

En el proyecto PERCAS fase A, las obras construídas comprenden 173 MVA en subestaciones, 146 Kms de línea, a 110 Kv, 33 Kms a 66 Kv, 638 Kms a 345 Kv, 716 Kms a 13.8 Kv, para beneficio de 70.215 usuarios.

A diciembre de 1989 se han invertido 8.634,3 millones en las distintas obras del programa; los cuales se financiaron mediante las siguientes fuentes:

PROPIEDAD
Sección Documentación
y Divulgación
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Millones de \$

Banco Mundial (préstamo 1999-CO)
Contrapartida Nacional

4.683.2
3.951.1

TOTAL: 8.634.3

Para el PNR, CORELCA estructuró los programas de electrificación rural para el beneficio de las zonas de rehabilitación en su área de influencia, que corresponde a los Departamentos de Bolívar, Cesar, Córdoba, Magdalena y Sucre.

En el programa DRI CORELCA, a través de sus electrificadoras procedió a la ejecución del proyecto en los Departamentos de Atlántico, Bolívar y Magdalena. Para la financiación del programa el DRI suscribió tres (3) contratos de crédito con el BID, por un valor de US\$ 3,55 millones. CORELCA y las Electrificadoras aportan la ingeniería, los diseños, la interventoría y el mantenimiento de las obras.

Adicionalmente a los proyectos de electrificación rural PERCAS, PNR y DRI, CORELCA ha adelantado obras durante los años de 1989 y 1990 mediante la suscripción de convenios con los municipios, Juntas de Acción Comunal y Electrificadoras, en aras de ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica en las áreas rurales de la Costa Atlántica mediante el esfuerzo conjunto.

El aporte de CORELCA en este tipo de convenios consiste en el diseño, la interventoría y dirección técnica de la obra y, en algunos casos, un aporte parcial de materiales provenientes de sobrantes del Proyecto PERCAS Fase "A".

En el cuadro II-14 se presenta un resumen de las obras ejecutadas, durante el año 1989 de los programas PERCAS, comunidades, DRI y PNR.

CUADRO No. II-14

PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION RURAL -CORELCA-
RESUMEN DE OBRAS EJECUTADAS DURANTE 1.989

Programa	No. de Usuarios	No. de Localidades	Kilómetros de Línea		Nva en S/E	Inversiones	Fuente de Financiación		
			34.5 Kv	13.8 Kv	a 34.5/13.8 Kv	Millones \$	Gno Nat	Corelca	Otros
Percas Fase A	4.250	11	116.0	62.6	7.5	929.51	200.0	729.3	219.7
M/pios y Comunidades	4.116	15		86.5		571.85	0.0	352.1	
DRI	1.854	10		24.9		101.66	101.7	0.0	
PNR	2.594	27	37.0	78.8	0.0	750.55	527.5	178.1	
TOTAL	12.814	63	153.0	252.8	7.5	2337.37	874.2	1259.5	219.7

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

En el cuadro II-15 se presenta un resumen de las obras en ejecución de enero a abril de 1990 de los programas con comunidades, DRI y PNR.

CUADRO II-15
PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION RURAL -CORELCA-
RESUMEN DE OBRAS EN EJECION A ABRIL DE 1990

Programa	No. de Usuarios	No. de Localidades	Kilómetros de línea 34.5 Kv - 13.8 Kv		Nva en S/E a 34.5/13.8 Kv	Inversiones Millones \$	Fuente de Financiación Gno Nat Corelca		Otros
M/pios y Comunidades	6.935	32	138.1			1124.05	0.00	421.30	702.75
DRI	3.668	29	84.8			731.35	536.80	103.55	91
PRN	10.664	80	71.9	264.9	8.8	3083.83	2391.50	270.78	421.55
TOTAL	21.267	141	71.9	485.8	8.8	4939.23	2928.30	795.63	1215.3

d) Otras Realizaciones

Se definieron y se previó el financiamiento de importantes planes de electrificación rural en las Intendencias de Arauca, Casanare y Putumayo y el Departamento de la Guajira, con recursos provenientes de regalías petroleras o de gas.

Se ha adelantado la adquisición de 64 plantas diesel con destino a 55 localidades situadas en intendencias y comisarías.

2.5.5 La demanda de energía eléctrica

a) La Ampliación del servicio

El sector eléctrico ha realizado en los últimos 20 años un gran esfuerzo para conectar al servicio las viviendas urbanas y rurales del país.

Es así como de 1.070.000 suscriptores en 1970 pasó a 2.258.000 en 1980 y llegará a aproximadamente 4.423.000 en 1990.

En las grandes ciudades el esfuerzo se concentra en la conexión de las nuevas viviendas, en los centros pequeños urbanos se distribuye entre la conexión de las nuevas viviendas en los centros que tienen servicio y entre las viviendas de centros que se conectan por primera vez. En las áreas rurales son básicamente conexiones a viviendas existentes, a través de programas específicos de las empresas con el departamento, las alcaldías, Caja Agraria, Federación de Cafeteros, Fondo DRI, Ley 56 de 1981.

b) El crecimiento de la Demanda de Electricidad

Período 1986-1990

Durante el período 1986-1990 la demanda de energía eléctrica crece al 5.8% anual. Se destacan, por su efecto sobre la demanda, el leve crecimiento del PIB (3.8%/año), la reducción de las pérdidas de energía eléctrica (expresadas como porcentaje de la demanda respectiva pasan de 23.8% en 1986 a 21.9% en 1990), el crecimiento en términos reales de la tarifa promedio al consumidor final y el impulso a los programas de sustitución de energía eléctrica por gas.

Durante 1989 se revirtió la tendencia que traían las pérdidas de energía eléctrica. Estas alcanzaron su mayor valor histórico en 1988 (24.4% de la demanda) pero en 1989 se redujeron a 23.2% y en 1990 se espera que bajen a 21.2%.

La reducción en el porcentaje de las pérdidas así como la más lenta evolución de los consumos propios tienen como efecto un crecimiento de la demanda menor que el de las ventas cuya tasa promedio anual es 6.1%.

El sector que más contribuye al crecimiento es el residencial. Aunque su tasa de crecimiento es 5.8% promedio anual, es decir, más lenta que la de las ventas, su contribución es alta porque representa casi la mitad del mercado total.

El mayor volumen de ventas residenciales se debe al crecimiento en el número de suscriptores (6.3%/año) debido a que se conectan al servicio las nuevas viviendas construidas y se amplía la cobertura a viviendas ya existentes.

A nivel nacional decrece el consumo por suscriptor residencial. Durante el período analizado, todos los factores contribuyen a la desaceleración del crecimiento: el ingreso per cápita solo se incrementa levemente, en la mayoría de los casos crece la tarifa por bloques de consumo, las pérdidas no técnicas crecieron hasta 1988, los nuevos suscriptores provienen en mayor número de los estratos medios y bajos y se pusieron en marcha programas de sustitución de energía eléctrica por gas natural y propano.

El sector industrial también contribuye al crecimiento de las ventas totales: en el período crece al 6.2%/año. Su crecimiento se debe a la dinámica de la inversión y a la mayor utilización de la capacidad industrial instalada. Además, hay un crecimiento en la demanda industrial no reportado en la tasa anterior y es el correspondiente a las demandas de Cerrejón y Cerromatoso que evolucionaron positivamente (excepto en 1988) y al suministro eléctrico a partir de 1990 a Caño Limón, Siderúrgica de la Costa y otros proyectos grandes en el Valle del Cauca.

También es significativa la contribución del sector oficial y del alumbrado público al crecimiento de las ventas. Estos sectores representan en 1990 el 10% de las ventas y crece al 7.4%/año entre 1986 y 1990. Su crecimiento en cada año es irregular y está determinado principalmente por la evolución del PIB oficial.

Período 1990-2000

En el período 1990-2000 se estima que la demanda pasará de 34.472 GWh a 57.763 GWh, es decir, un crecimiento de 5.3% año.

Este crecimiento es menor que el de la década de 1980 debido principalmente a que se espera una reducción en el ritmo de crecimiento del sector residencial y reducción en el porcentaje de pérdidas de energía eléctrica. Lo anterior, como resultado de la política tarifaria, de la sustitución de energía eléctrica, de los programas de reducción de pérdidas y del menor crecimiento demográfico y de viviendas.

e) Operación del Sistema Interconectado

El despacho de los recursos hidráulicos y térmicos del sistema interconectado fue realizado con los criterios de mínimo costo factible de la operación integrada y de calidad y seguridad en el suministro.

Lo anterior permitió cubrir la demanda con una alta confiabilidad al obtenerse una significativa reducción en la magnitud, frecuencia y duración de las interrupciones del servicio de energía a nivel del sistema de interconexión.

La generación total del sistema fue de 32.180 GWh de los cuales el 82% correspondió a recursos hidráulicos. ISA contribuyó con el 30% de la generación del sistema nacional.

Durante el año se efectuaron intercambios entre ISA y sus socios por 13285 GWh; de los cuales 4098 GWh correspondieron a intercambios de optimización, reduciendo consumo de combustibles y cubriendo faltantes en las zonas que los presentaban. Esta operación representó beneficios para el sistema agregado estimados en \$11.692 millones provenientes del despacho óptimo integrado de los diferentes sistemas interconectados y representados en ahorro de combustible, disminuciones de vertimientos y cubrimiento de energías faltantes.

2.6 INVERSIONES Y SU FINANCIAMIENTO

Programa de Inversiones 1988-1990

El cuadro II-16 muestra las cifras correspondientes a las inversiones ejecutadas por el sector durante los años 1988, 1989 y 1990, así como las asignadas a los proyectos en proceso. En los programas de generación se efectuaron inversiones del orden de los US\$635 millones en los últimos tres años, los cuales ya fueron detallados en otro aparte del presente capítulo.

CUADRO No.II-16
SECTOR ELECTRICO - INVERSIONES 1988-1990
US\$ Miles

	1988	1989	1990	TOTAL 1988-1990
GENERACION	222782	216630	195544	634956
TRANSMISION	58809	98304	209129	
DISTRIBUCION	140711	134362	164573	439647
EST. Y OTROS	23479	20831	25537	69846
TOTAL SECTOR	438988	430632	483958	1353578

En el programa de transmisión de la Red Nacional de Interconexión Eléctrica, se han invertido US\$209 millones. En distribución se hicieron inversiones del orden de los US\$440 millones. Para el período 1988-1990, los costos totales del programa de inversiones sumaron US\$1353 millones de los cuales US\$614 millones corresponden a moneda extranjera y US\$739 millones en moneda local.

Los recursos correspondientes al nuevo contrato de préstamos integrado o crédito Challenger por cuantía de US\$400.0 millones la FEN otorgó créditos por el equivalente de US\$202.5 millones, recursos éstos que han sido destinados a financiar requerimientos de inversión en moneda local o en divisas para los proyectos de la Central hidroeléctrica de Betania y la Central Hidroeléctrica de Guavio.

Dichos desembolsos se han hecho al ICEL, CVC, Empresa de Energía de Bogotá, Empresas Públicas de Medellín y Corelca. Se prevé que el saldo quede completamente ejecutado antes de finalizar el primer semestre de 1990.

2.7 Situación Financiera del Sector Eléctrico

El desempeño financiero entre 1988 y 1989 del sector eléctrico se caracterizó por una mejora en sus resultados de operación. Sin embargo al incluir gastos financieros se vio severamente afectado por los requerimientos del servicio de la deuda. Por esta razón, las utilidades disminuyeron y tuvo que restringirse el monto de las inversiones, en comparación con períodos anteriores.

El cuadro II-17 muestra la evolución de los ingresos de explotación frente a los gastos correspondientes, en dólares equivalentes. Puede observarse que la utilidad operacional se incrementó en un 21.6% en 1989 con respecto al año anterior.

CUADRO No. II-17
SECTOR ELECTRICO CONSOLIDADO ESTADO DE RESULTADOS
(US\$ MILLONES EQUIVALENTES)

	1988	1989
Ingresos Explotación	967.1	1.056.1
Gastos Explotación	594.1	602.5
Ingresos Netos Explotación	373.0	453.6
Otros Ingresos y Egresos (Neto)	-51.5	-18.7
Gastos Financieros de Operación	342.6	400.0
UTILIDAD	-21.1	-35.0

FUENTE: FEN, 1989: estimado

Las fuentes internas por ventas de energía fueron insuficientes para atender las necesidades de inversión y sobre todo para el servicio de la deuda, lo que llevó a la utilización de crecientes montos de créditos externos para cubrir los faltantes. El cuadro II-18 señala la distribución de los recursos propios y de los compromisos por capital e intereses que fueron superiores a la generación interna bruta de ingresos.

CUADRO No. II-18

SECTOR ELECTRICO CONSOLIDADO ORIGEN Y APLICACION
DE FONDOS (US\$ MILLONES EQUIVALENTES)

	1988	1989
FUENTES		
Internas	624.4	735.7
Aportes	101.4	40.6
Créditos	584.6	976.2
TOTAL	1.310.4	1.752.5
USOS		
Servicio Deuda	859.3	1.005.0
Inversiones (1)	654.7	670.2
Otros	-203.6	77.3
TOTAL	1.310.4	1.752.5

(1) Incluye intereses durante la construcción
Fuente: FEN, 1989: Estimado

a) Alivio de la Deuda y Capitalización Sectorial

El Gobierno Nacional ha otorgado créditos en moneda extranjera a varias empresas eléctricas desde 1988 por diversas vías. De los créditos externos contratados por la Nación con el Chemical Bank y el Integral 1985 ("Jumbo"), se trasladaron como préstamos presupuestales US\$207.7 millones.

Del crédito sectorial del Banco Mundial 2889, también a la Nación, se trasladaron por el mismo camino US\$146.1 millones, o sea US\$152.2 millones con intereses.

Para fortalecer el capital de la FEN en efectivo, se destinará el equivalente en moneda nacional de US\$200 millones.

Finalmente, se han hecho aportes directos del Presupuesto Nacional a las empresas por US\$221.45 millones (pesos equivalentes), en los años 1987 a 1989 y se aportarán US\$22.0 millones en 1990, para un total de US\$243.45 millones.

Ahora el Gobierno, y como un desarrollo de las acciones que sobre saneamiento financiero viene adelantando el Consejo Superior del Sector Eléctrico, está dando un paso adicional a favor del sector, convirtiendo a moneda nacional algunos de los créditos externos, refinanciados en plazos a más de 20 años y con intereses blandos.

Para la deuda de ISA originada en el crédito del Chemical Bank (US\$68 millones), la capitalización la harán los socios, que están subrogándose en la obligación con el Gobierno. Al ICEL se le refinanciaron US\$19.7 millones, originados en el crédito del Chemical Bank.

Para la CHB, se está buscando un mecanismo que permita con la reprogramación del crédito Jumbo por valor de US\$146.2 millones, transferencias del Gobierno, que conduzcan a un alivio financiero de la CHB y en menor proporción a las electrificadoras.

Por otra parte a la FEN, según la ley que la reformó, se aportarán los créditos del FODEX hasta 1985 (US\$246.8 millones) en nombre de la Nación.

La Nación aportará también al capital de la FEN los US\$152.2 millones originados en el préstamo del Banco Mundial. En efectivo se aportarán US\$200 millones a la FEN.

El Gobierno Nacional obtuvo excedentes líquidos de empresas como ECOPE-TROL, TELECOM, FONDO NACIONAL DE CAFE y FONDO NACIONAL DEL AHORRO, que fueron invertidos en el Banco de la República con el propósito de servir la deuda externa sectorial. Entre 1987 y 1989, estos recursos han oscilado entre US\$250 y US\$628.6 millones.

b) Consolidación Financiera de las Electrificadoras

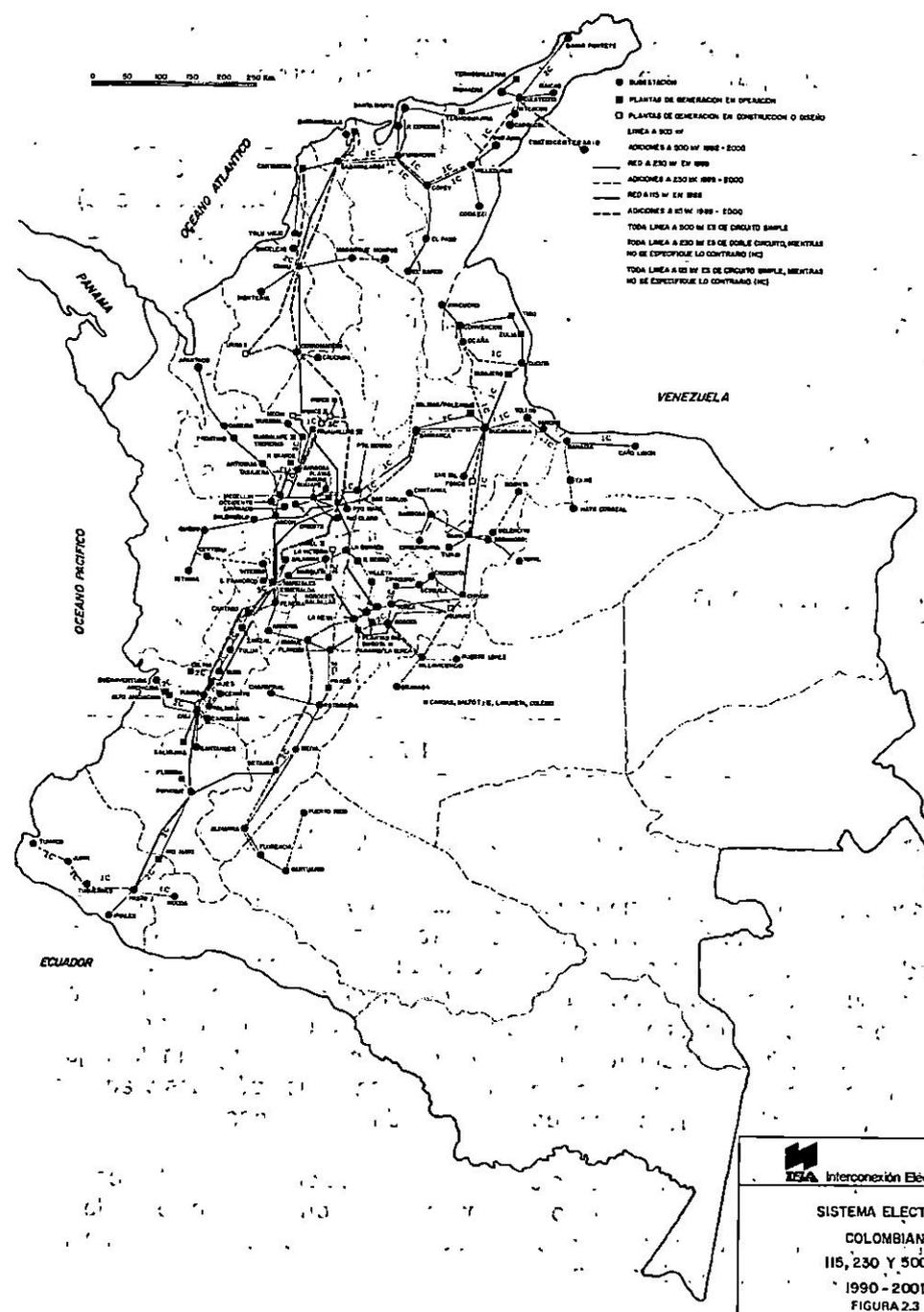
La mayoría de electrificadoras del grupo ICEL lograron positivos resultados financieros en 1989; con utilidades superiores a los 10.000 millones de pesos para el conjunto de ellas. Los cuadros II-19 y II-20 muestran la evolución del estado de pérdidas y ganancias de las electrificadoras filiales del ICEL:

CUADRO No. II-19

ELECTRIFICADORAS FILIALES DEL ICEL EVOLUCION ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS 1986 - 1989 MILLONES DE \$

	1986	1989	VARIACION	%
	VALOR	VALOR	VALOR	
Valor Ventas de Energía	32 111.6	89 101.8	56 990.2	177.5
Otros Ingr.de Explotac.	2 283.0	5 330.6	3 047.6	133.5
TOTAL INGR. DE EXPLOTAC.	34 394.6	94 432.4	60 037.8	174.6
GASTOS DE EXPLOTACION				
Salarios y Otros	3 818.0	8 912.6	5 094.6	133.4
Prestaciones Sociales	6 098.3	14 936.7	8 838.4	144.9
Combustible para Plantas	1 211.2	2 376.7	1 165.5	96.2
Energía Comprada	17 849.9	46 784.5	28 934.6	162.1
Materiales y Accesorios	1 797.3	3 934.4	2 137.1	118.9
Seguros	218.4	904.7	686.2	314.1
Otros Gastos	1 972.7	6 154.7	4 182.1	212.0
Depreciación	830.8	1 977.9	1 147.1	138.1
Menos Gastos Transferidos (CR)	(646.5)	(1 720.0)	(1 073.5)	166.0
TOTAL GASTOS	33 150.1	84 262.2	51 112.1	154.2
UTIL O (PERD.) DE EXPLOT.	1 244.5	10 170.2	8 925.7	717.2
Ingr. y Egres. de Explot. Neta	952.7	3 196.2	2 243.4	235.5
Gastos Financieros	1 601.5	5 311.0	3 709.5	231.6
Menos Gast. Fin. Carg. a Constr.	91.5	97.0	5.5	6.0
Gastos Fin. Cargados a Result.	1 510.0	4 643.7	3 133.8	207.5
Ajust. a G y P de Ejerc. Anter.	314.1	(4 224.4)	(4 538.5)	(1 444.9)
RESULTADO DEL EJERCICIO	1 001.4	4 498.3	3 496.9	349.2
GAST. DE EXPLOT. POR SU FUNCION				
Generación	3 809.0	7 083.3	3 274.3	86.0
Compras de Energía	17 849.9	46 784.5	28 934.6	162.1
Transmisión	1 162.1	3 331.5	2 169.4	186.7
Distribución	4 757.2	11 431.3	6 674.1	140.3
Facturación y Cobranzas	1 784.5	4 664.2	2 879.6	161.4
Gastos Gener. y de Administr.	4 303.7	12 630.7	8 327.0	193.5
Gastos de Oper. Transfer. (Cr.)	(516.3)	(1 663.4)	(1 147.0)	222.1
TOTAL GASTOS	33 150.1	84 262.1	51 112.0	154.2

FUENTE: Estados Financieros Electrificadoras



CUADRO No.II-20

ELECTRIFICADORAS FILIALES DEL ICEL
COMPARATIVO DE PERDIDAS Y GANANCIAS

EMPRESA	1986	1989 (Millones de Pesos)
AMAZONAS		(284.9)
ANTIOQUIA	654.0	2 060.3
BOYACA	637.8	3 543.9
CALDAS	424.9	2 732.1
CAQUETA	26.8	39.1
CAUCA	(274.0)	(664.6)
CUNDINAMARCA	266.6	454.8
CHOCO	10.8	61.3
HUILA	(49.3)	364.2
META	(18.8)	112.3
NARIÑO	(614.7)	(923.4)
NORTE DE SANTANDER	43.6	442.4
QUINDIO		(434.4)
SANTANDER	510.0	3 173.8
TOLIMA	(373.3)	(506.8)
TOTAL	1 244.5	10 170.2

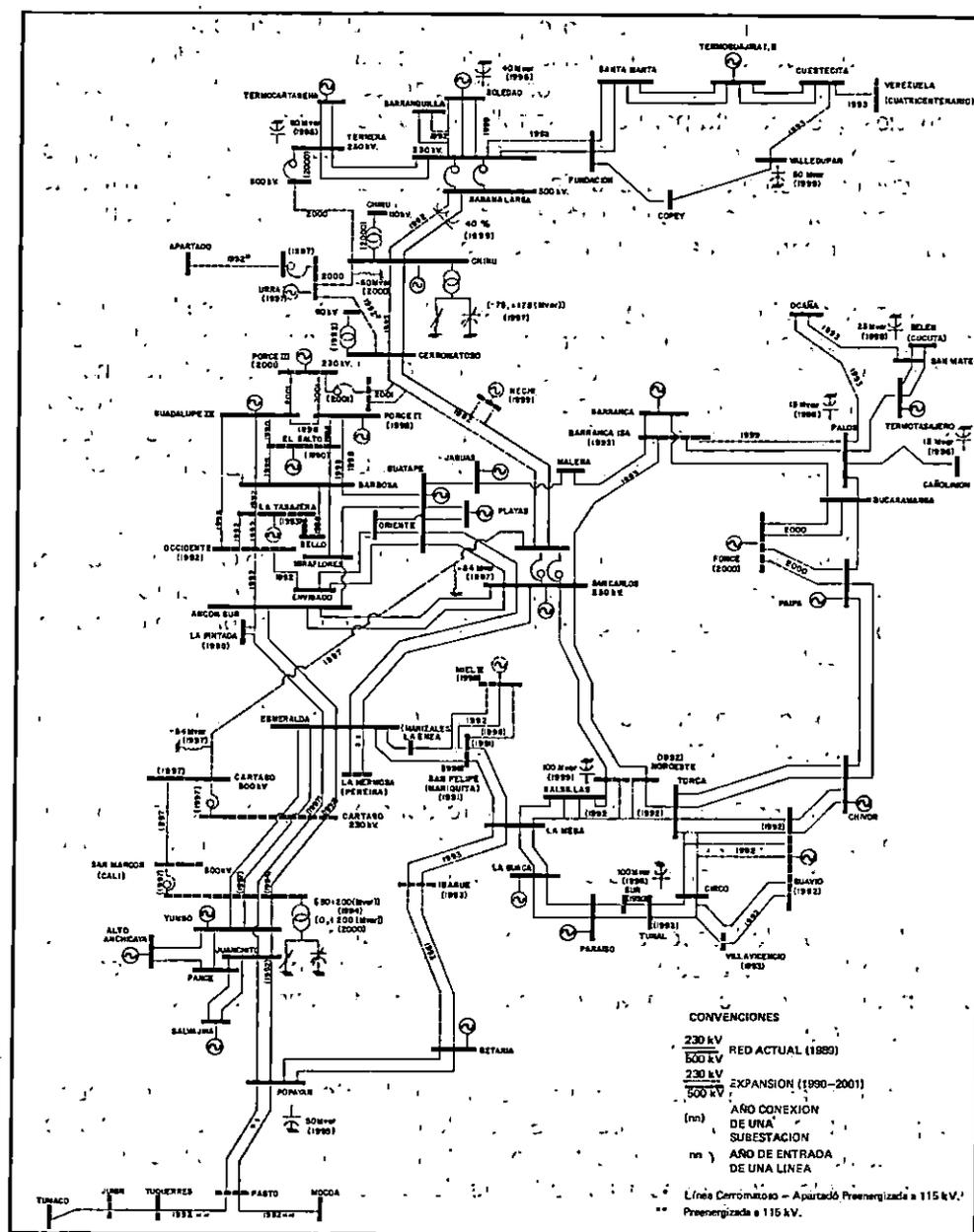
2.8 SISTEMA DE CALIDAD DEL SECTOR ELECTRICO

El sector eléctrico colombiano ha sido consciente de la importancia que tiene su capacidad de compra en bienes de capital, razón por la cual ha venido adelantando actividades encaminadas a lograr que la industria nacional participe en forma gradual y creciente en los planes de inversión de este sector y que paralelamente se adopten criterios y políticas que garanticen que el sector eléctrico colombiano especifique y compre productos de buena calidad, con el fin de mejorar cada día más la calidad del servicio al usuario, reducir las pérdidas y apoyar al mismo tiempo el desarrollo tecnológico de la industria nacional.

Con el fin de dar cumplimiento a estos objetivos, el sector eléctrico a través del Comité para el Desarrollo y Estímulo a la Industria Nacional (dependiente de la Junta Directiva de ISA) ha venido adelantando una serie de actividades enmarcadas dentro del sistema de calidad.

La puesta en marcha del Sistema de Calidad de este Sector que, con la dirección y supervisión del Comité para el Desarrollo y Estímulo a la Industria Nacional y la asesoría Técnica Italiana prestada por medio de Ansaldo S.A., fue aprobada

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO
COLOMBIANO 1990 - 2001



por la Junta Directiva de ISA en agosto de 1988 y puesta en operación oficialmente en junio de 1989. En resumen, el sistema de calidad se orienta por el siguiente principio:

"EL Sector Eléctrico Colombiano especificará calidad, comprobará la calidad especificada y aceptará o rechazará la calidad encontrada, de acuerdo con un criterio previamente establecido. Tal acción la realizará con relación a todos los bienes y servicios que necesita para su desarrollo, en todos los programas que implica la prestación del servicio desde generación hasta distribución y en todos los procesos que esto comprende, desde planeamiento hasta operación y mantenimiento, con el fin de perfeccionar su función de prestar el servicio de energía al usuario con la mayor confiabilidad y al menor costo".

En el mes de abril de 1989 y después de 15 meses de trabajo, se hizo entrega oficial del Informe Final de la Asistencia Técnica, llevada a cabo dentro del marco del Convenio de Cooperación Técnica Italiana y Científica entre los Gobiernos de Italia y Colombia. Dicha asistencia pudo llevarse a cabo, gracias al apoyo que desde el punto de vista financiero ofreció el Fondo Colombiano de Investigaciones Científicas y Proyectos Especiales "Francisco José de Caldas- COLCIENCIAS".

El Comité para el Desarrollo y Estímulo a la Industria Nacional, aprobó toda la documentación que integra el informe que presenta el Sistema de Calidad del Sector Eléctrico, su aplicación en todas las empresas del Sector a partir del 1o. de junio de 1989 y paralelamente la divulgación necesaria de todo lo establecido para obtener rápidamente resultados.

Por lo tanto actualmente todas las empresas del Sector Eléctrico apoyan, colaboran y participan en las siguientes actividades.

- Normalización Técnica Nacional, dentro del proceso que mediante la coordinación del ICONTEC se adelanta con los fabricantes para adoptar normas nacionales en aspectos de prioridad para el Sector.

- Unificación de Especificaciones Técnicas, mediante la cual y con la coordinación de la Empresa de Energía de Bogotá, el Sector ha establecido especificación única con relación a equipos de gran demanda que se producen nacionalmente.

- Homologación de Productos, mediante la cual el Sector establece de acuerdo con procedimiento aprobado por la Superintendencia de Industria y Comercio y a normas nacionales, qué productos se ajustan o no a la especificación unificada del Sector y lo hace conocer así, además de los fabricantes.

- Registro y análisis de las experiencias operativas del Sector. Por medio de la cual se hace un registro único de todas las experiencias operativas del Sector y se analiza para divulgar todo lo recomendable a nivel sectorial y establecer las necesidades de cambio o modificaciones para mejorar la operación.

- Investigación Sectorial. Por medio de la cual se llevan a cabo las recomendaciones que arroja el análisis de las experiencias operativas y que plantean las modificaciones necesarias.

- Análisis y optimización de la documentación que el sector utilizará para orientar cada uno de los procesos que implica la prestación del servicio.

CAPITULO III

3. REALIZACIONES EN MATERIA DE PETROLEO Y GAS NATURAL

3.1 Prioridades y Objetivos de la Política de Hidrocarburos

Los objetivos de la política energética de esta Administración se han orientado esencialmente al aprovechamiento económico de los recursos disponibles en el país y a satisfacer los consumos de los diferentes sectores de la economía.

Dentro de este marco general, se han establecido las siguientes prioridades en la política de los hidrocarburos.

3.1.1 Abastecimiento Futuro de Petróleo:

El abastecimiento futuro de petróleo, depende de la máxima prioridad que se entregue a la actividad exploratoria para el descubrimiento de nuevas reservas, en forma tal, que la capacidad de producción (Reservas Probadas) y la demanda proyectada guarden una relación adecuada, con el fin de superar perspectivas de déficit que pudieran afectar el cuadro de autoabastecimiento y de excedentes exportables.

Con este fin se han tomado las siguientes medidas:

a. El Plan Quinquenal de Exploración de Ecopetrol, que se inició a partir de 1987 y mediante el cual la actividad directa de esta empresa se eleva de 4-5 pozos exploratorios anuales a 22-23, para complementar la actividad exploratoria de las compañías asociadas. Para garantizar la financiación del plan se creó el Fondo de Exploración, al cual se ha destinado el 10% de los ingresos brutos por exportaciones de la empresa. Esta medida se refuerza también con la consolidación financiera de Ecopetrol por el ajuste de los precios de los combustibles.

Esta política exploratoria, busca que en un período anual, el volumen de nuevos hallazgos sea superior a la tasa de extracción. Esto permitirá mantener con el tiempo la autosuficiencia que en este frente trae el país desde 1986.

b. La apertura a las compañías asociadas de áreas de reserva que eran objeto de exploración directa por parte de Ecopetrol, ahora se pueden desarrollar bajo el sistema de asociación con la consecuente modificación a través de la nueva fórmula contractual de "Participación de Riesgo".

c. La aceleración en la construcción del oleoducto central de los Llanos y de los refuerzos al oleoducto Dina-Velásquez, con el objeto de estimular la exploración en el Piedemonte Llanero y en el Sur del Huila, desembotellando la "salida"

de su capacidad de producción actual y futura.

d. El desarrollo del Decreto 128 de 1986, sobre la operación del transporte por Ecopetrol, a través de los contratos de asociación y la reglamentación precisa del Decreto 196 del mismo año, despejando toda incertidumbre sobre la definición de los excedentes exportables y el precio de compra de crudos requeridos para el autoabastecimiento interno.

3.1.2 Atención al Usuario y el Programa de Gas

Con el objeto de aprovechar al máximo las posibilidades que ofrecen las distintas fuentes de energía, se ha considerado que el gas natural dada su alta eficiencia y bajo costo social de producción, puede tener una mayor significación en el Balance Energético Nacional por sus efectos en los sectores de la economía (transporte, Industrial, Residencial y Servicios), y es por tanto, como a principios de esta administración se diseñó el Programa de Gas Natural, que en una primera etapa, ya en ejecución, trata de masificar el uso del gas natural en las áreas de influencia de los actuales depósitos y gasoductos troncales (parte de la Costa Atlántica, los Santanderes, el Huila y el Piedemonte Llanero). La segunda, consiste en la interconexión de los principales centros productores y consumidores, lo que permitirá estimular la exploración, racionalizar el uso del gas y ampliar su suministro a varias ciudades y municipios de la Guajira, el Cesar, el Sur del Magdalena y Bolívar, otras áreas del Magdalena Medio Alto y finalmente, a Bogotá y sus vecindades.

Este programa conlleva a una sustitución gradual de necesidades de importación de gasolina y de mayor generación de energía eléctrica. Se ha estimado que, con respecto a este último recurso, podría llegarse a atender a finales del siglo unos 800 a 900 mil consumidores de energía eléctrica, lo que permitiría desplazar en casi un año el programa de inversiones en nuevas centrales de generación en comparación con lo que sucedería en su ausencia.

3.1.3 Contribución de la Actividad Petrolera al Desarrollo Económico, Social y Regional.

En materia de excedentes financieros petroleros se adoptó una política de transferencia hacia los programas prioritarios de rehabilitación, lucha contra la pobreza absoluta y otras inversiones públicas.

Así mismo, se acordó que Ecopetrol incluyera, dentro de sus proyectos de inversión un importante programa de vías en las regiones de influencia petrolera y se ha dispuesto el apoyo financiero temporal para el Sector Eléctrico.

Las áreas de actividad petrolera, que son casi en su totalidad áreas de rehabilitación, se verán transformadas gracias al esfuerzo sectorial y al del Gobierno Nacional.

3.2 EVOLUCION RECIENTE DE LA POLITICA PETROLERA

Hoy en día, las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos son estatizadas y por tanto están a cargo de Ecopetrol, empresa industrial y comercial del Estado. En consideración a que el subsuelo petrolífero es un bien público, la política petrolera ha establecido un sistema mixto para desarrollar este recurso. Es así que de un lado, orientó a Ecopetrol hacia una mayor actividad directa en la exploración y explotación y, del otro, definió la contratación conjunta de tales operaciones con compañías privadas extranjeras o nacionales, y para este efecto, prefirió, entre los múltiples sistemas de contratación, el de Asociación. Es este el esquema básico que desde 1974 regula las actividades exploratoria y extractiva de hidrocarburos en Colombia y, que recientemente ha tenido modificaciones, que tienen como objetivo lograr un crecimiento considerable en la actividad exploratoria y alcanzar una mayor participación nacional en las reservas.

Merece comentar el interés del Gobierno en dar a conocer a la opinión pública y a las fuerzas vivas del país la política que en materia de hidrocarburos orienta su desarrollo. Es así como durante el año 1989, se realizaron dos Foros Petroleros.

El primero de ellos tuvo como escenario el Congreso de la República y se realizó en el mes de septiembre. Allí se reafirmó la responsabilidad y coherencia de la política de hidrocarburos que ha venido adelantando el país y que le ha permitido salir de su déficit energético para convertirse en exportador de petróleo.

Más de treinta expositores de diferentes sectores de opinión expusieron sus tesis sobre el tema de los hidrocarburos, representando a los partidos políticos; las fuerzas sindicales; diferentes agrerriaciones y compañías extranjeras y al gobierno nacional. En ese evento, organizado por el ex-ministro de Minas y Energía, Doctor Guillermo Perry Rubio, se debatieron temas de gran importancia que permitieron formular diversas alternativas y conclusiones relacionadas con el manejo de la política petrolera en el país.

El segundo foro petrolero se realizó en el mes de noviembre, como resultado de un acuerdo extraconvencional entre la empresa Colombiana de Petróleos y la Unión Sindical Obrera. En él se analizaron y debatieron ampliamente todos los aspectos de la política petrolera colombiana. Este Foro Nacional Petrolero fue un buen escenario para la exposición y el análisis de los diversos puntos de vista acerca del manejo de nuestros hidrocarburos. El sano debate permitió abordar temas como el marco general de la política petrolera, la legislación de nuestros recursos naturales, los contratos de asociación, la privatización, la situación actual de la industria, las perspectivas de Ecopetrol y la necesidad de crecer tecnológicamente, entre otros aspectos.

Con el objeto de lograr una mayor participación nacional en el desarrollo de los recursos del petróleo y del gas natural, en el último año se han tomado las siguientes medidas tendientes a tal fin:

3.2.1 Modificaciones al Contrato de Asociación

Los contratos de asociación en Colombia fueron diseñados para campos pequeños, que son el común de los descubrimientos, con reservas menores de 10 millones de barriles, y no para campos como el de Caño Limón, con reservas recuperables superiores a los 1.000 millones de barriles. El descubrimiento de este campo, considerado como gigantesco a nivel mundial, planteó al país inquietudes diversas sobre su política petrolera y, más específicamente, en cuanto a la modalidad de la Asociación; tales planteamientos llegaron hasta solicitar la nacionalización de la industria en todas sus fases. El Gobierno actual, que preside el doctor Virgilio Barco, reexaminó el tema petrolero con objetividad y responsabilidad, pues es consciente de la necesidad del capital de riesgo, que se invierte en la etapa de exploración y cuyo retorno es incierto y que, por su magnitud, no es fácil de atraer, ni de obtener localmente o en el exterior; además, Ecopetrol no dispone de las cuantías requeridas para adelantar, con exclusión del capital extranjero, tales actividades. Como conclusión, el Gobierno consideró conveniente introducir algunos ajustes al contrato de Asociación, diseñado en 1974, y es así que además de la incorporación del contrato de participación de riesgo, se hicieron algunas modificaciones las cuales están contenidas en los Decretos 2782 de noviembre 28 de 1989 y 1093 de mayo 25 de 1990. Estos cambios se concretan en cuatro aspectos:

- a) Distribución de producción escalonada,
- b) Transferencia tecnológica,
- c) Control ecológico y
- d) Derechos de cesión.

Es de aclarar que los ajustes introducidos a los contratos de Asociación, sólo tendrán efecto en relación con los contratos nuevos, es decir, aquellos que se suscriban a partir del 28 de noviembre de 1989, fecha de vigencia del Decreto 2782 ya mencionado.

3.2.1.1 Distribución de Producción Escalonada

El Gobierno estudió diferentes modelos de contratación petrolera en otros países, que muestran cómo el concepto de participación escalonada del Estado en los beneficios, ha sido incorporado en las últimas versiones de sus respectivos contratos. Luego de examinar los diferentes tipos de escalonamiento referentes a participaciones, regalías, producción acumulada, reservas y nivel de producción, concluyó que era mucho más claro y conveniente relacionar este último, por cuanto refleja la situación real del campo y su grado de desarrollo, ya que da un dato puntual, mientras las reservas están sujetas a un estimativo.

Una vez deducido el 20% de las regalías de la Nación, el resto del petróleo y del gas equivalente producido y proveniente del campo se reparte en la siguiente proporción:

PRODUCCION ACUMULADA BARRILES

ECOPETROL ASOCIADA

		%	%
De 0	hasta 60.000.000	50	50
De 60.000.001	hasta 90.000.000	55	45
De 90.000.001	hasta 120.000.000	60	40
De 120.000.001	hasta 150.000.000	65	35
Más de	150.000.001	70	30

Los gastos operacionales que antes se aportaban por partes iguales entre Ecopetrol y la Asociada, ahora se aportan de acuerdo con este mismo escalonamiento.

Esta forma de participación permite, desde el punto de vista de la compañía asociada, obtener una recuperación adecuada de las inversiones, y desde el punto de vista del país, el escalonamiento implica obtener un mayor porcentaje de reservas para Ecopetrol, situación que es significativa en el caso de campos con reservas apreciables.

Tal modificación conduce a que la participación no será por mitades, una vez deducidas las regalías, como sucede en los contratos en curso, sino en una proporción mayor para el Estado y de acuerdo con el escalonamiento que se aplique, partiendo de una base de distribución del 50% y 50%.

3.2.1.2 Transferencia Tecnológica

En el Contrato de Asociación está implícita, en forma general, la transferencia de tecnología de las compañías asociadas a Ecopetrol. Se incluyó en dicho contrato una cláusula específica que le permite a la empresa estatal capacitar a sus profesionales dentro de un contexto amplio de transferencia tecnológica.

3.2.1.3 Control Ecológico

Con el objeto de mantener el equilibrio ecológico en las áreas en donde se realizan las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, se le adicionó a los contratos una cláusula que garantiza la conservación y restauración de los recursos naturales y la preservación del medio ambiente.

3.2.1.4 Derechos de Cesión

Antes de la vigencia del Decreto 2782 de 1989, el Contrato de Asociación establecía un mecanismo de control para la Cesión de Intereses, la cual requería solamente el visto bueno de Ecopetrol. En los nuevos contratos, la asociada tiene derecho de ceder o traspasar total o parcialmente sus intereses, derechos y obligaciones en el Contrato de Asociación, a otra persona, compañía o grupo, previo el visto bueno del Ministro de Minas y Energía y el Presidente de la Empresa Colombiana de Petróleo, ECOPETROL. Este visto bueno no se requiere cuando las transacciones se realicen en bolsa o mercado abierto de valores, o si las cesiones o

traspasos son resultados de hechos ajenos a la voluntad de la asociada, o cuando las negociaciones se celebren entre compañías que controlan o dirigen la asociada o las filiales o subsidiarias de éstas, o entre compañías que conforman un mismo grupo económico.

3.2.2 Definición de Derechos de Propiedad Privada

El Decreto 1994 de septiembre 4 de 1989, reglamentario del Artículo 1o. de la Ley 20 de 1969, definió las situaciones jurídicas, subjetivas y concretas sobre los derechos constituidos a favor de terceros. Es así que para estos efectos se entiende que únicamente reúnen tales requisitos las situaciones individuales creadas con anterioridad a la fecha citada, por un título específico de adjudicación de hidrocarburos como mina o por una sentencia definitiva, siempre que tales actos conserven su validez jurídica y que el 22 de diciembre de 1969 esas situaciones estuvieran vinculadas a uno o varios yacimientos descubiertos.

3.3 DESARROLLO DEL PROGRAMA EXPLORATORIO

Al cumplirse cerca de un 70% de realizaciones ejecutadas del Plan Quinquenal de Exploración y Producción (1987-1991), se lograron importantes incrementos en la producción de petróleo, pero en lo que respecta al área exploratoria, en el año 1989 se registró una disminución en el nivel de reservas remanentes de hidrocarburos de 150.5 millones de barriles, al superar la producción los volúmenes de nuevos descubrimientos.

3.3.1. Exploración en Superficie

La actividad sísmica durante el año 1989 cubrió un total de 11.612 Kms. De esta cifra, 4.773 Kms fueron realizados directamente por Ecopetrol (cuadro No. III-1), cumpliéndose en un 87.6% el programa propuesto en esta área.

CUADRO No.III-1

PROSPECCION SIMICA - (Kms.DE PERFIL)

AÑOS	ECOPETROL	ASOCIACION		TOTAL	
	Terrestre	Terrestre	Marina	Terrestre	Marina
1988	5.459	6.493	-	11.956	-
1989	4.773	5.493	1.549	10.266	1.549

Fuente: Minminas-Dirección General de Hidrocarburos-División de Exploración.

Bajo el sistema de asociación se levantaron 7.042 Kms de perfil sísmico en 1989, superando en 2.042 Kms la meta inicial de 5.000 Kms, prevista para ese año. Del total levantado, 1.549 Kms correspondieron a sísmica marina (Gráfico No. III-1).

3.3.2 Contratos de Asociación

En la actual administración, los Contratos de Asociación se han incrementado considerablemente. Es así que hasta finales de 1989 se habían firmado con Eco-petrol un total de 280 contratos de esta naturaleza, de los cuales se habían renunciado 194. (Cuadro No. III-2)

Al finalizar 1989 estaban vigentes 86 contratos, de los cuales figurando 70 bajo el sistema de asociación, 15 en participación de riesgos y uno especial.

Lo anterior presenta una disminución de 13 contratos en relación con el total vigentes al 31 de diciembre de 1988. Adicionalmente, al finalizar el año 1989, se encontraban en negociación 10 nuevos contratos, uno de los cuales corresponde a la modalidad de participación de riesgo (Gráfico No. III-2).

En lo que va corrido de 1990 se han aprobado 5 nuevos contratos, y 10 renunciados.

CUADRO No. III-2
ESTADO DE LOS CONTRATOS DE ASOCIACION

	1988	1989
VIGENTES APROBADOS	99	86
Asociación	84	70
Participación de Riesgo	12	15
Especiales	1	1
Evaluación Técnica	2	-
Aprobados	28	16
En Negociación	13	10
Renunciados	16	28
Total Aprobados	265	280
Total Renunciados	166	194

Fuente: Minminas

GRAFICO No. III-1
EXPLORACION SISMICA (Kms. Perfil)

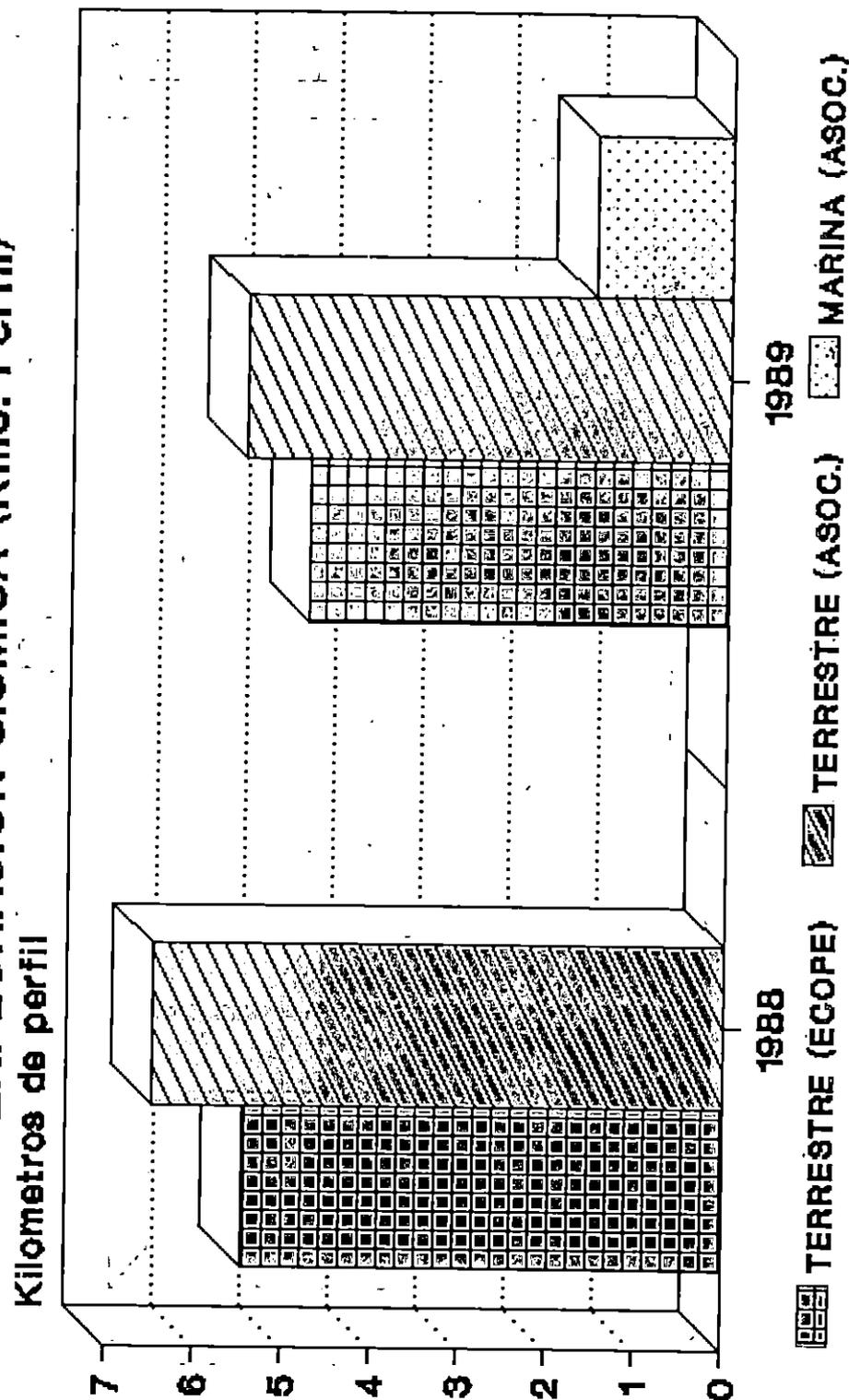
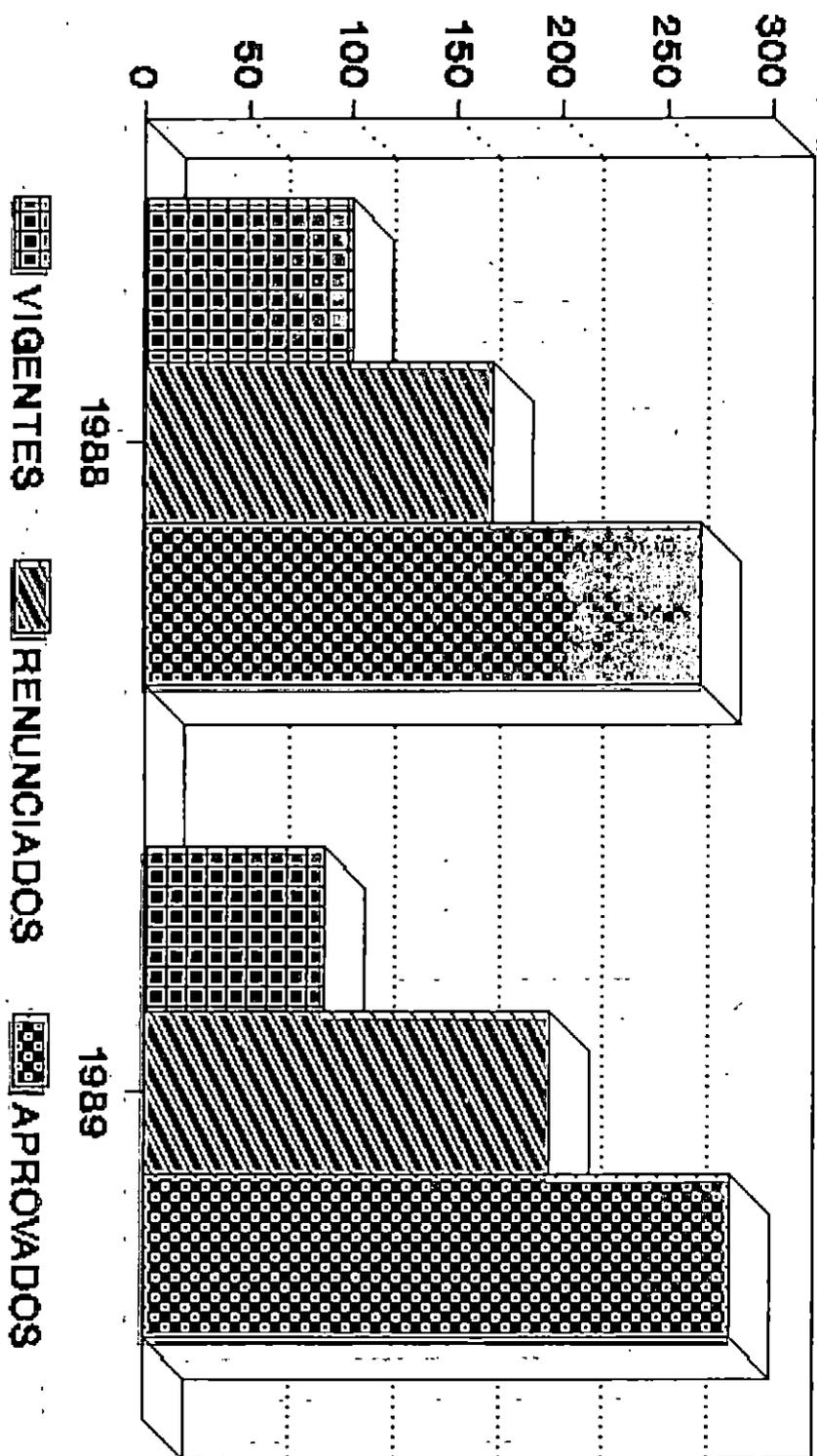


GRAFICO No. III-2
CONTRATOS DE ASOCIACION
A DICIEMBRE 31



La actividad exploratoria, en cuanto al número de contratos se refiere, continuó concentrada en las cuencas activas, así: Los Llanos con un 30% de los contratos vigentes; Valle Superior del Magdalena, 20%; y Valles Medio e Inferior del Magdalena con 17% cada una.

Un total de 48 compañías petroleras participaron al final de 1989 en Contratos de Asociación, 29 de ellas en calidad de operadoras y las demás como socias. Al terminar el mismo año, estaban comprometidas 10.3 millones de hectáreas bajo las diferentes modalidades de contratación.

3.3.3 Perforación Exploratoria

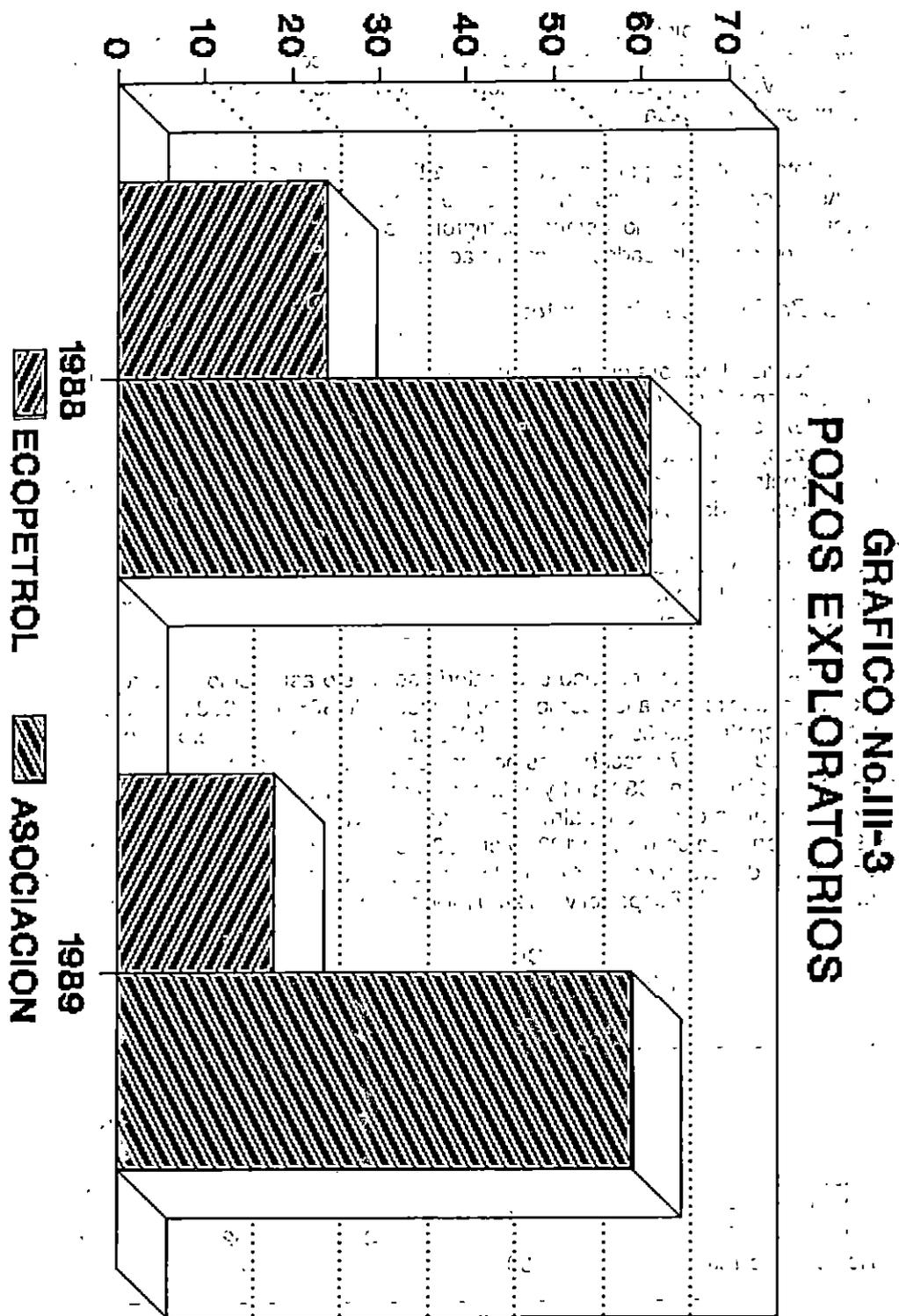
La actividad exploratoria se venía adelantando en forma satisfactoria por parte de las compañías asociadas y de Ecopetrol. En efecto; en 1.988 se perforaron 85 pozos exploratorios. Para 1989 se había diseñado un programa exploratorio de 109 pozos, de los cuales 89 serían perforados por las compañías privadas y 20 por Ecopetrol. Sin embargo, al finalizar 1989, el número de pozos terminados fue en total de 77, de los cuales 59 correspondieron a compañías privadas y 18 a Ecopetrol, con exclusión de 9 que al 31 de diciembre se encontraban en proceso de perforación. (Ver Cuadro No.III-3 y Gráfico No.III-3). Esta actividad se realizó principalmente en las cuencas sedimentarias de los Llanos Orientales, Valle Superior del Magdalena y el Putumayo.

El descenso en la actividad exploratoria se reflejó así mismo en la relación de éxito, al reducirse para las compañías privadas, de 33% en 1988 a 27% en 1989, y para Ecopetrol, de 60% en 1988 a 50% en 1989 y en el número de pozos productores que, de 17 descubiertos por las compañías privadas y 12 por Ecopetrol, en 1988, bajaron en 1989 a 11 y 5 respectivamente. Este descenso en la actividad exploratoria, se observa igualmente en las reservas descubiertas, que fueron de 397.4 millones de barriles en 1988 y en 1989 los hallazgos totales de nuevas reservas fueron del orden de los 47.9 millones de barriles de crudo, de los cuales 23.9 millones fueron de Ecopetrol y los 24.0 millones restantes de la actividad asociada.

CUADRO No.III-3
RESUMÉN ACTIVIDAD EXPLORATORIA

	ECOPETROL		ASOCIACION	
	1988	1989	1988	1989
Total Pozos Perforados	24	18	61	59
Total Pozos A-1	4	5	9	17
Total Pozos A-3	20	13	52	42
Relación de Exito %	50	-	27	-

Fuente: Minminas-Dirección General de Hidrocarburos-División de Exploración.



3.3.4 Perforación de Desarrollo

La labor de perforación de desarrollo en 1989, siguió siendo una prioridad dentro de la industria del petróleo. Durante el año se perforaron 135 pozos de desarrollo, incluyendo 2 pozos inyectadores, 14 en forma directa, 99 en Asociación y 22 en Concesión (Cuadro No.III-4 y Gráfico No.III-4). De los 135 pozos perforados, 127 fueron productores, conservándose el 97% de éxito en los 2 últimos años.

La perforación de desarrollo se logró cumplir con el 100% de las metas trazadas por la operación directa por Ecopetrol. De los 14 pozos de desarrollo perforados en forma directa, tres pertenecen al programa de reducción de espaciamento en la formación Barco del Campo Tibú (DIN); cinco fueron perforados en la cuenca de los Llanos Orientales, tres en el Campo Toldado, con el fin de desarrollar y delimitar el yacimiento y dos pozos en el distrito de producción El Centro, con miras a mejorar y acelerar el recobro de petróleo en el campo de Lisama.

Cabe resaltar que dentro de este programa de perforación de desarrollo, Ecopetrol adelantó el corazonamiento de 882 pies de formación (783.3 pies recuperados), cuyos análisis permiten evaluar la aplicación de procesos de recobro mejorado en sus yacimientos.

En los 2 últimos años, la cuenca del Valle Medio del Magdalena mantiene la mayor actividad en la perforación de desarrollo (51%), como resultado de la activación en los campos Nare y Teca operados por la Texas Petroleum Company y los campos Provincia, Jobo-Tablón, Chinú, Sucre y Arauca operados por la Compañía Esso.

**CUADRO No.III-4
PERFORACION EN DESARROLLO**

AÑO	ECOPETROL		ASOCIACION		CONCESION		TOTAL	
	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
1988	104	358.0	62	303.9	33	276.8	199	938.7
1989	114.2	111.2	399.6	22	155.5	135	605.3	

(1) No. de Pozos.

(2) Mil Pies

Fuente: Minminas-Dirección General de Hidrocarburos

La perforación de desarrollo disminuyó en un 32.16% con respecto al año 1988. Sin embargo, el mayor porcentaje de pozos de desarrollo, 73.33%, se perforó en áreas bajo Contratos de Asociación.

En la Cuenca del Valle Magdalena, se incrementó en un 33% esta actividad con

**Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA**

relación a 1988, este incremento fue el resultado de los programas adelantados en los campos operados por la Compañía Hocol S.A.

Durante el año 1989, se perforaron en total 605.3 mil pies, de los cuales el 55.9% fueron realizados por compañías asociadas, el 25.7% por concesionarios y por parte de Ecopetrol, el 18.4% (gráfico No.III-5).

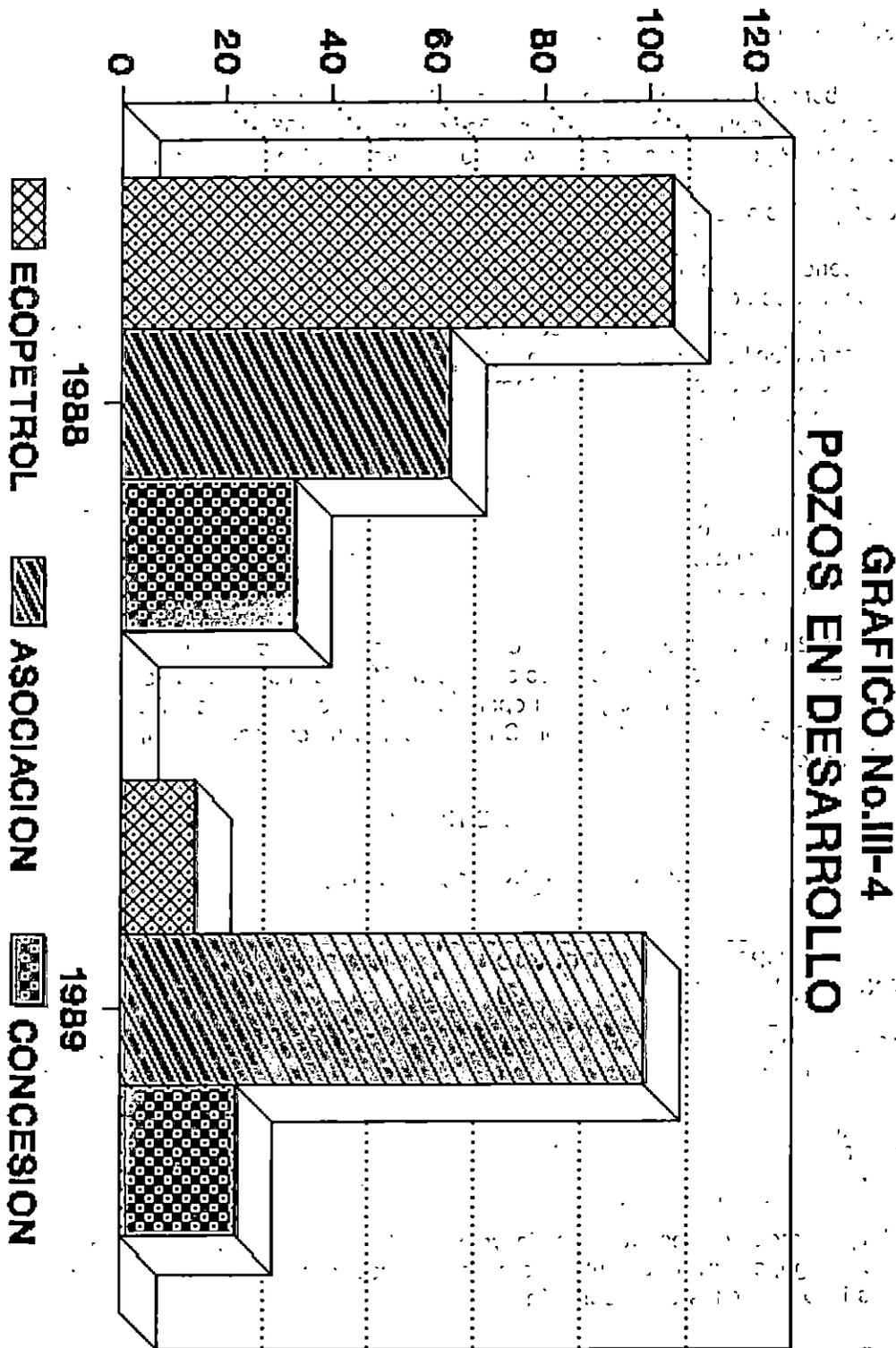
3.3.5 Proyectos de Perforación Especiales

Adicionalmente a las actividades normales de producción, durante 1989 se adelantaron una serie de proyectos con el fin de incorporar a la producción nacional algunos de los campos descubiertos recientemente y mejorar el recobro en los campos viejos. Entre estos últimos, se menciona la recuperación de las formaciones Barco y Carbonera del Campo Tibú y el proyecto de inyección de agua de Casabe.

3.3.6 Reservas

Las reservas remanentes de petróleo, que al 31 de diciembre de 1988 eran del orden de 2127,8 millones de barriles, descendieron a 1947,2 millones de barriles al finalizar el año 1989 (cuadro No.III-5 y gráfico No.III-6), a causa del bajo volumen descubierto durante dicho año. En lo que respecta a reservas de gas natural para el año 1989, estas presentaron una disminución de 178.3 GPC, con respecto al año 1988, situándose en 4.209 GPC en 1989.

El análisis de las anteriores cifras nos lleva a concluir que si el país aspira a mantener su autosuficiencia hasta el año 2000, la actividad exploratoria tiene que necesariamente incrementarse en el inmediato futuro.



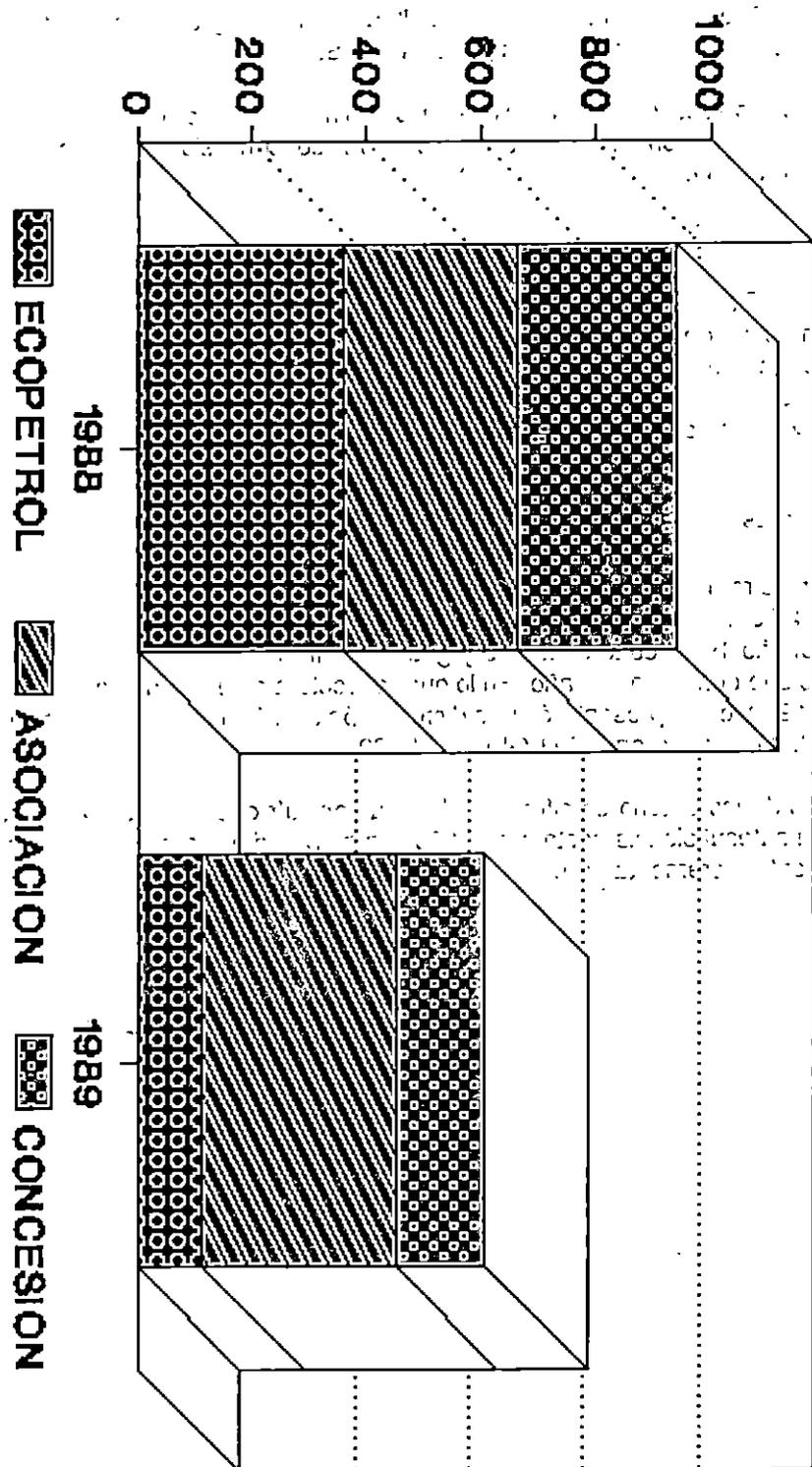


GRAFICO No.III-5
PERFORACION EN DESARROLLO
(MILES DE PIES)

CUADRO No.III-5.
RESERVAS Y PRODUCCION DE PETROLEO
(MBLS)

Año	Reservas	Producción	Reservas	Vida Util
TB1,0,5,L	Totales	Anual	Remanentes	Años*
	Descubier- tas			
1975	2463.1	56.76	1938.50	9
1976	2463.3	52.96	1991.46	9
1977	2468.4	49.79	2041.25	9
1978	2468.4	47.34	2088.59	8
1979	2564.2	45.04	2133.63	10
1980	2732.9	45.60	2179.24	12
1981	2759.0	48.84	2228.07	11
1982	2889.8	51.72	2279.79	12
1983	2970.4	55.52	2335.31	11
1984	3511.0	61.12	2396.43	18
1985	3749.4	64.42	2460.85	20
1986	4513.9	110.27	2571.12	18
1987	4738.9	140.63	2711.76	14
1988	4976.7	137.18	2848.93	16
1989**	4973.8	147.62	2996.55	13

* Considerando reservas y producción en cada año

** Reservas reevaluadas.

Fuente: Minminas-Dirección General de Hidrocarburos-División de Conservación y Reservas.

3.4 PRODUCCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS E INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE

3.4.1 Producción de Petróleo

La producción nacional de crudo se ha venido incrementando desde 1980, principalmente en el año de 1986, debido en gran parte, a las políticas de asociación y de precios que han estimulado al inversionista extranjero a explorar en busca de nuevas reservas, y al desarrollo oportuno de los campos descubiertos.

La producción promedio diaria de 1989 (de 404.4 miles de barriles), con respecto a la de 1988, se incrementó en 29.6 mil barriles por día, equivalente a un aumento del 7.9% (cuadro No.III-6).

Dentro de esta producción global, Ecopetrol participó con 239.1 miles de barri-

les día, sumada su producción directa y la que le corresponde en asociación, y las compañías privadas entre asociación y concesión con 165.3 miles de barriles día, o sea que Ecopetrol produjo más del 59% del total nacional (cuadro No.III-7 y gráfico No.III-7).

En cuanto a la participación por campos, el mayor aporte provino de Caño Limón, en Arauca, con un promedio diario de 190.2 mil barriles día en 1989.

Durante 1989, los meses de marzo, octubre y diciembre fueron los de más altos volúmenes. En diciembre de 1989 se registró una cifra récord, con 450.7 miles de barriles día. Igualmente, en 1989, Ecopetrol también registró el más alto promedio de producción directa de su historia, con 83.3 miles de barriles día.

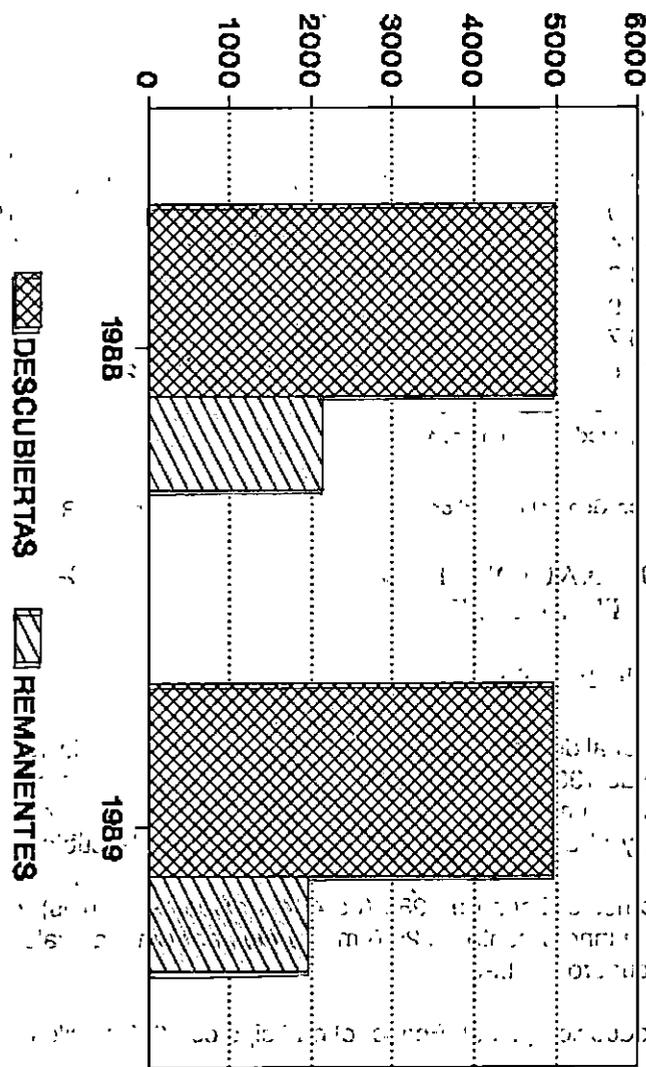
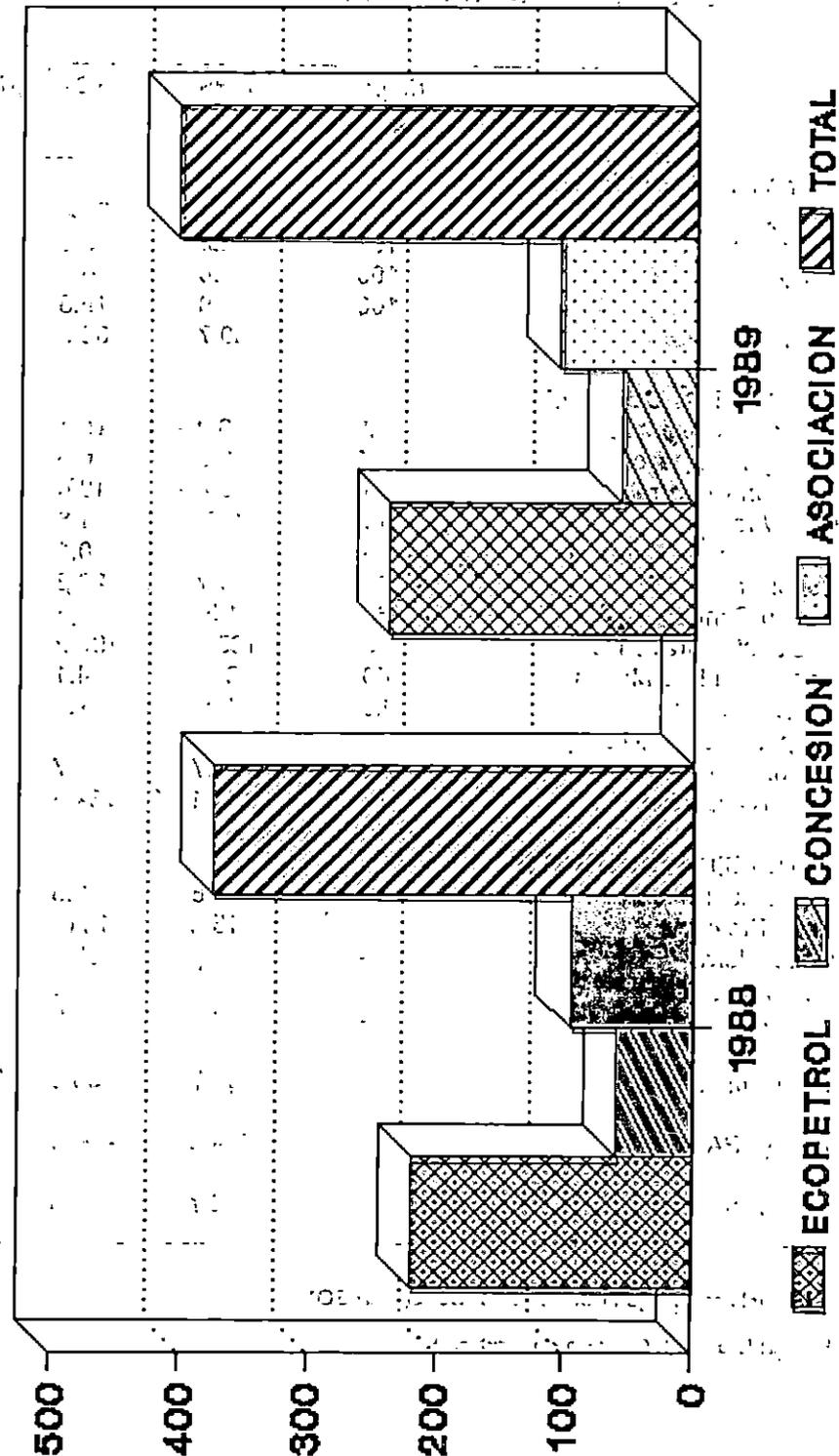


GRAFICO No.III-6
RESERVAS DE CRUDO
(Millones de Barriles)

GRAFICO No.III-7
PRODUCCION DE CRUDO
(KBPD)



CUADRO No. III- 6

PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO POR AREAS - (KBPD)

	Participa Ecopetrol %	1988	1989	Variación % 89/88
ECOPETROL DISTRITO				
Bogotá	100	16.2	22.4	38.3
El Centro	100	42.8	39.5	(7.7)
Norte	100	5.8	6.1	5.2
Sur	100	15.9	15.3	(3.8)
Total Ecopetrol		80.7	83.3	3.2
ASOCIACION CONTRATO				
Aquitaine Casanare	60	6.0	10.1	68.3
Argosy Putumayo*	20	0.8	0.6	(25.0)
Chevron Cubarral	60	12.8	13.0	1.6
Esso Arauca *	20	2.2	1.8	(18.2)
Esso Sabana-Yaguara	60	-	0.1	-
Hocol Palermo	60	21.7	22.2	2.3
Lasmo Santiago	60	1.5	2.3	53.3
Occidental Cravo Norte	60	169.7	190.2	12.1
Occidental Las Monas	40	3.5	4.1	17.1
Petrocol Huila	60	1.5	1.4	(6.7)
Texpet Cocorná, Nare y Tisquirama	60	14.7	16.7	13.6
Total Asociación		234.4	262.5	12.0
CONCESION CONTRATO				
Aquitaine Trinidad	-	1.8	3.8	111.1
Esso Provincia	-	15.6	15.6	0.0
Hocol Neiva	-	34.8	32.6	(6.3)
Petronort Zulia	-	1.4	1.3	(7.1)
Texpet Valle Medio	-	6.1	5.2	(14.8)
Total Concesión		59.7	58.5	(2.0)
TOTAL PAIS		374.8	404.3	7.9
Variación %		-2.7	7.9	

* En explotación bajo la Cláusula de "SOLO RIESGO"

Fuente: Ecopetrol, Gerencia de Producción

CUADRO No. III- 7

DISTRIBUCION PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO - (KBPD)

Año	ECOPETROL		Pais %	COMPAÑIAS PRIVADAS			Total	
	Dta.	Asoc.		Total	Conc.	Asoc.	Total	Pais
1975	43.1	18.3*	61.4	39.4	91.1	3.1	94.2	155.6
1976	53.5	10.5*	64.0	44.2	76.7	4.0	80.7	144.7
1977	49.0	9.8*	58.8	43.1	73.2	4.4	77.6	136.4
1978	47.4	9.6*	57.0	44.0	67.1	5.5	72.6	129.6
1979	50.2	10.2*	60.4	49.0	57.7	5.2	62.9	123.3
1980	70.3	4.2	74.5	59.8	44.6	5.5	50.1	124.6
1981	68.5	5.8	74.3	55.5	53.0	6.5	59.5	133.8
1982	68.0	7.0	75.0	52.9	58.9	7.8	66.7	141.7
1983	69.3	9.6	78.9	51.9	62.6	10.6	73.2	152.1
1984	69.6	16.1	85.7	51.3	65.6	15.7	81.3	167.0
1985	68.5	22.2	90.7	51.4	67.0	18.8	85.8	176.5
1986	73.3	95.5	168.8	55.9	66.4	66.9	133.3	302.1
1987	79.5	144.2	223.7	58.1	62.1	99.5	161.6	385.3
1988	80.7	138.7	219.4	58.5	59.7	95.7	155.4	374.8
1989	83.3	155.8	239.1	59.1	58.5	106.8	165.3	404.4
TASAS ANUALES DE CRECIMIENTO								
89/88	3.22	12.33	8.98	1.03	-2.01	11.60	6.37	7.90

* Incluye participación en Concesiones

Fuente: Ecopetrol, Gerencia de Producción

3.4.2. Producción de Gas Natural

La zona de la Costa Norte suministró en el año 1989, el 70.3% del total nacional de producción de gas natural teniendo como principal fuente los campos de la Guajira con una producción de 243.6 GBTU por día, equivalente al 92.5% del total de la Costa Norte y participando con el 65.1% del total de la producción nacional. El área de Barrancabermeja aportó el 28.9% y el 0.8% restante correspondió a los Departamentos del Huila y Norte de Santander.

La producción de gas natural disminuyó con respecto a 1988, al presentar un promedio de 374.3 GBTU por día, equivalentes a 62.5 mil barriles por día.

CUADRO No. III-8

SUMINISTRO DE GAS NATURAL (GBTU/DIA)
POR ZONA/CAMPO

ZONA/CAMPO	1988	1989	Variación % 89/88
COSTA NORTE	269.5	263.4	-2.3
Guajira	247.8	243.6	-1.7
El Dificil	13.4	11.4	-14.9
Cicuco			
Jobo-Tablón	5.3	4.1	-22.6
Sucre	3.0	4.3	43.3
BARRANCA	120.4	108.2	-10.1
Payoa	38.3	29.	-21.9
Provincia	62.1	58.9	-5.2
Lisama	20.0	19.4	-3.0
Otros	3.2	2.9	-9.4
Río de Oro	0.8	-	-
Neiva	2.4	2.7	12.5
Apiay	-	0.2	-
TOTAL	393.1	374.5	-4.7

Fuente: Ecopetrol, División de Planeación Financiera

En el cuadro No. III-8 y en el Gráfico No. III-8, se detalla la conformación del suministro de gas natural durante los años 1988 y 1989.

Los suministros del centro del país provienen básicamente de la producción de los campos Payoa, Provincia y Lisama en el Valle Medio del Magdalena y en menor proporción los campos de Neiva.

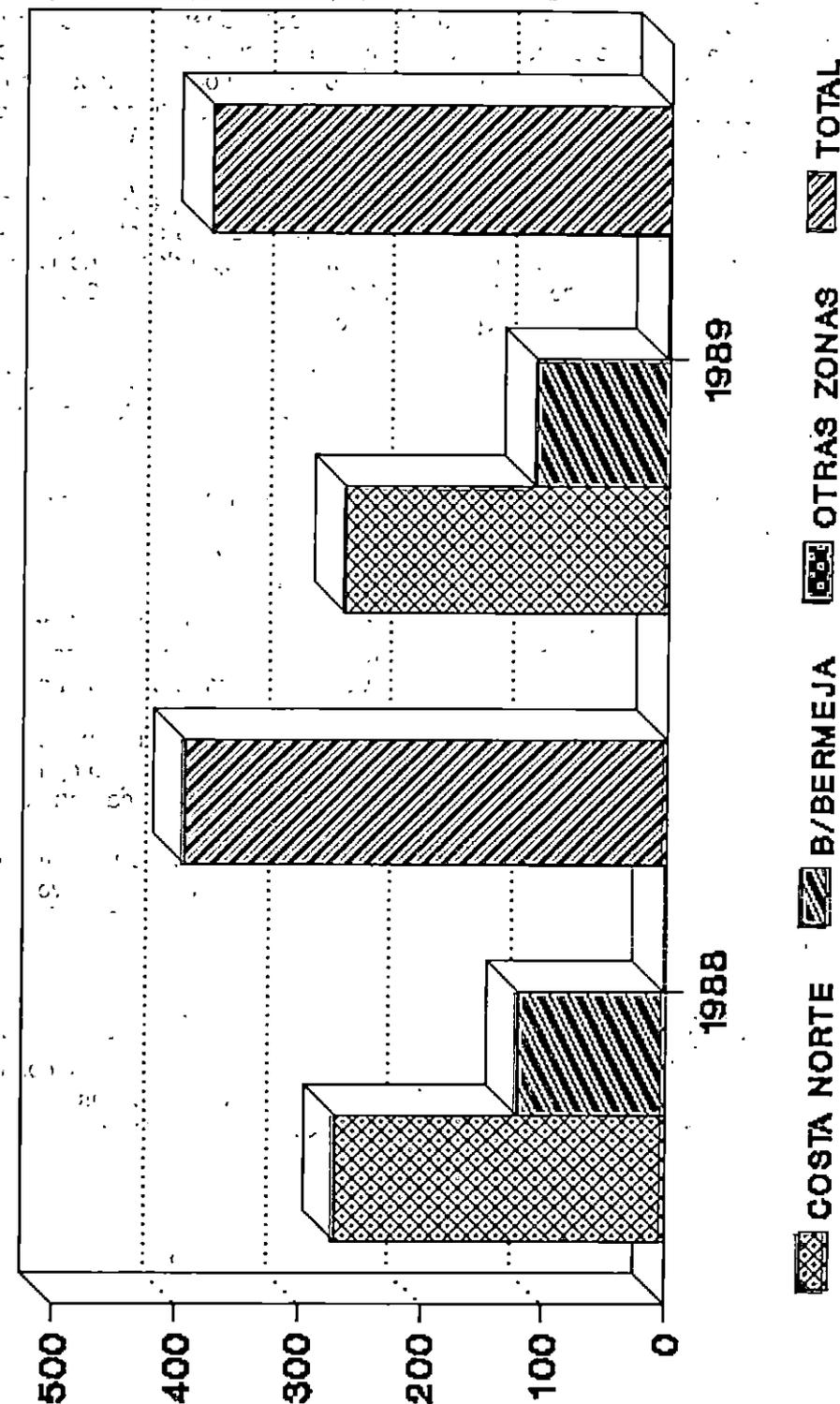
3.4.3 Transporte de Petróleo y Gas Natural

Dentro del objetivo de adecuar los sistemas de transporte en forma integrada con el desarrollo y la producción de los campos de crudos, se continuó, en la expansión de la red de oleoductos, complementada con el sistema terrestre y marítimo.

3.4.3.1 Transporte por Oleoductos

Con la terminación de la construcción del Oleoducto Central de los Llanos, se ha logrado un significativo avance, en la red de oleoductos del país, que permite el transporte de 75 mil barriles/día de crudos del Meta y Casanare, de los cuales

GRAFICO No. III-8
SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR ZONAS
(GTBU/DIA)



sólo se estaban produciendo 23 mil barriles/día limitados por la capacidad de transporte de carrotanques. Este oleoducto, cuyo costo superó los 68.000 millones de pesos, se convierte en polo de desarrollo de los nuevos campos petroleros que se localizan en la zona. Con la puesta en operación de este oleoducto la red de oleoductos se aumentó en 601 Kms y en cinco nuevos centros operacionales activos, lo que representa un incremento del 18%.

Al finalizar 1989, la red nacional de oleoductos en operación, incluidos los de las compañías particulares, eran de 10.351 Kms, de los cuales 6.939 Kms pertenecen a Ecopetrol con un 67%, 770 kms corresponden al de Caño Limón-Coveñas, construido por la Asociación Occidental (25%), Shell (25%) y Ecopetrol (50%) y la diferencia al transporte privado.

El transporte de crudos, a través de los oleoductos de Ecopetrol, arrojó en 1989 un promedio de 200.7 KBPD, superior en un 3.7% al de 1988 que fue de 193.6 KBPD.

En el mapa 1 se presenta la red nacional de oleoductos utilizados para el transporte de petróleo.

a. Oleoducto Caño Limón-Coveñas

La operación del oleoducto estuvo suspendida un total de 1.360.5 horas debido, en la mayoría de los casos, por los atentados terroristas y en una mínima proporción a las salidas de servicio imprevisto de las estaciones de bombeo.

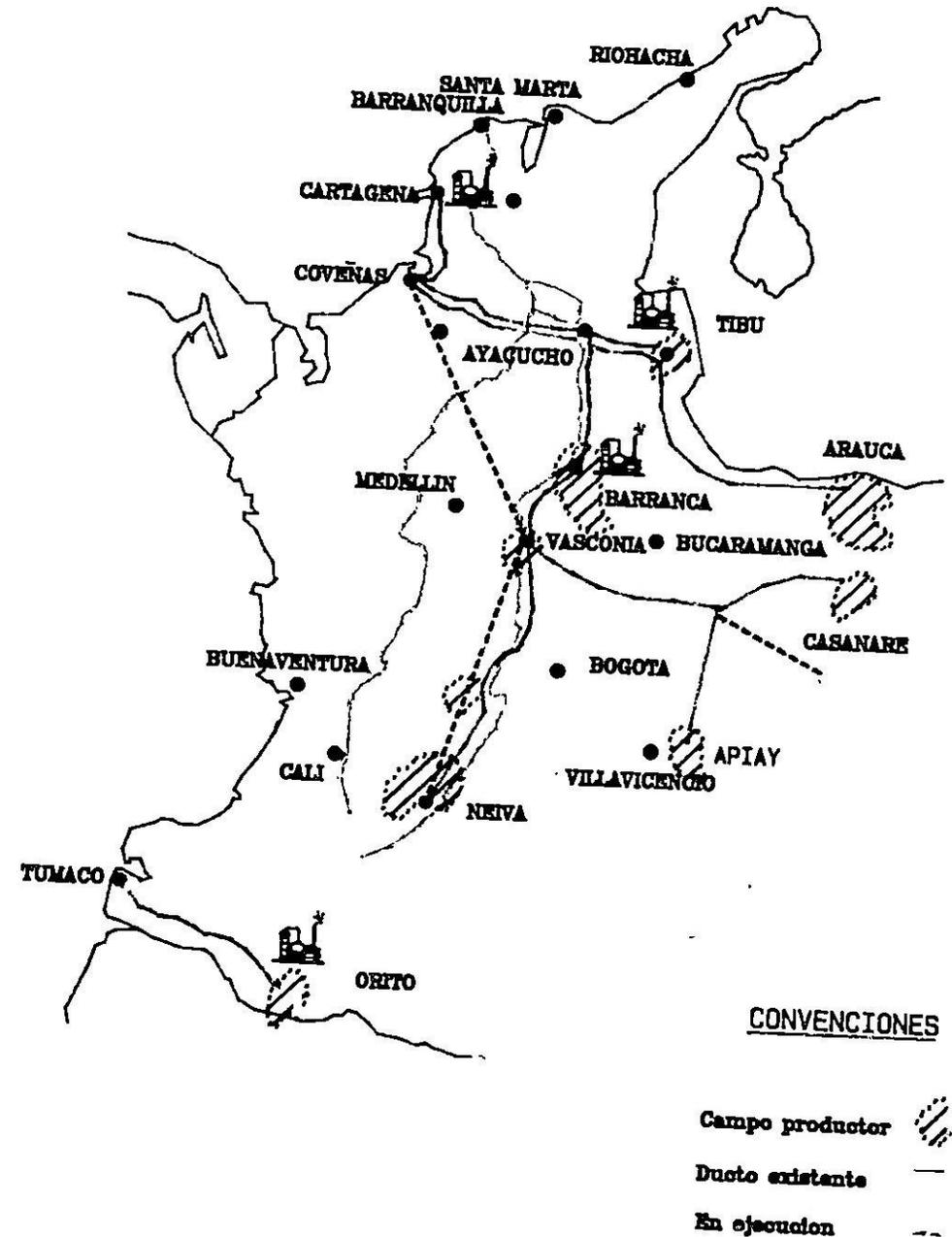
En el mes de octubre de 1989 se presentó el mayor volumen mensual transportado con 132 KBPD y el menor volumen se registró en junio con 102 KBPD, como consecuencia directa del atentado a la Estación de Medición de Coveñas.

No obstante los atentados terroristas contra el oleoducto Caño Limón-Coveñas de la Asociación Cravo Norte, en 1989 se transportaron 189.2 KBPD, volumen superior en un 12.1% con respecto al año anterior, el cual fue de 168.3 KBPD (cuadro No.III-9).

Durante el año de 1989 se atendieron 111 buques y el mayor volumen para exportación, embarcado desde el FSU-Unidad de Almacenamiento Flotante se registró el 2 de octubre al cargar el tanquero Olympiad con 915 KB netos, con destino a Europort en Rotterdam, Holanda. Este ha sido el cargamento más grande retirado hasta la fecha en la historia de la Asociación Cravo Norte y de los terminales petroleros del país.

Mapa No. 1

Sistema Nacional de Oleoductos



CUADRO No. III- 9

TRANSPORTE DE CRUDOS POR OLEODUCTOS,
(miles de barriles por día)

	1988	1989	Variac.
Oleoductos de Ecopetrol			
Ayacucho- Barrancabermeja	28.1	30.0	6.8%
Dina-Vasconia-B/bermeja (1)	62.2	71.8	15.4%
Dina-Velásquez (2)	16.9	13.9	-17.8%
Galán-Ayacucho-Coveñas	32.7	37.4	14.4%
Coveñas-Cartagena	63.5	70.8	11.5%
Orito-Tumaco (3)	22.9	14.2	-38.0%
Araguaney-El Porvenir (5)	-	5.5	-
Apiay-El Porvenir (5)	-	5.3	-
El Porvenir-Vasconia (5)	-	10.6	-
Subtotal (4)	193.6	200.7	3.7%
Oleoductos en Asociación			
Caño Limón-Coveñas	168.3	189.2	12.4%
Lago Agrio-Colón	6.6	0.3	-95.5%
Subtotal	174.9	189.5	8.3%
Total (4)	368.5	390.2	5.9%

- (1) Incluye Oleoducto Central de los Llanos-CIB (Sept-Dic/89)
 (2) Corresponde a diluyente entregado a la Texas para movilizar sus crudos del área de Cocorná.
 (3) Incluye el crudo Oriente de Ecuador que se transporta desde mayo 5 de 1987.
 (4) Sólo considera sectores primarios (no incluye Galán- Ayacucho-Coveñas).
 (5) Oleoducto Central de los Llanos inició operación en agosto de 1989.

b. Oleoducto Vasconia-Coveñas

Dentro del Plan de Desarrollo Ecopetrol año 2000, se determinó la necesidad de ampliar los sistemas existentes de transporte para evacuar, hacia la costa norte, con destino a exportación, los excedentes de crudos que se originan en el Valle del Magdalena y los Llanos Orientales.

Con tal fin, se halla en construcción el Oleoducto Vasconia-Coveñas, que permitirá el transporte hacia la costa Norte de los crudos provenientes del Huila, a través del Oleoducto Dina-Vasconia y del proveniente de los Llanos, por medio de la línea construida para este fin.

El oleoducto Vasconia-Coveñas (Oleoducto Colombia), tiene una longitud de 476 kilómetros, y un diámetro de tubería de 24 pulgadas, con una capacidad de 150 KBPD.

La ruta del oleoducto atraviesa varios ríos principales : Magdalena, Nechí, Cauca y San Jorge, los cuales se tiene previsto cruzar mediante el sistema de perforación dirigida.

El costo total del proyecto se ha estimado en 321 millones de dólares. Se tiene prevista la iniciación de su operación para mediados de 1991, con un volumen para el primer año de 89 mil barriles día, llegando a transportar en 1995, 102.3 mil barriles día.

Este Oleoducto está siendo construido por una sociedad mixta llamada Oleoducto Colombia S.A., en la cual Ecopetrol participa con el 49% del capital de la sociedad.

3.4.3.2 Transporte de Crudo por Carrotaques

El transporte terrestre de crudos alcanzó un promedio de 20.7 KBPD en 1989. Esta cifra es inferior en 2.8 KBPD a la registrada en 1988, en razón a la puesta en operación del Oleoducto Central de los Llanos en el mes de agosto de 1989. Este cambio en la modalidad de transporte representó para Ecopetrol un ahorro de 9.000 millones de pesos y la suspensión del tránsito de 533 carrotaques por las carreteras del país. (Cuadro No.III-10).

3.4.3.3 Transporte Marítimo de Hidrocarburos

En las rutas Tumaco-Cartagena, Cartagena-Buenaventura, Cartagena-Pozos Colorados y Coveñas-Cartagena se movilizaron, en 1989, un promedio de 15.1 KBPD, con una disminución del 16.1% en relación con el valor registrado en 1988, que fue de 18.0 KBPD. Esta reducción se debe a que el cabotaje de crudo de Caño Limón, desde Coveñas a Cartagena, se disminuyó al ampliarse la capacidad del oleoducto que cubre ese trayecto y a la mejor utilización del poliducto Medellín-Cartago-Yumbo incidió en un menor transporte de productos de Cartagena a Buenaventura por vía marítima (Cuadro No. III-11).

CUADRO No. III-10

TRANSPORTE TERRESTRE CRUDO
(barriles por día)

Trayecto	1988	1989	Variación % 89/88
A - Carrotanque			
La Canada-Dina	161	164	1.9
Apiay-La Dorada	11.409	9.043	-20.7
Casanare-B/bermeja	7.903	7.100	-10.2
Chichimene-La Dorada	538	532	-1.2
Arauca-B/bermeja	2.074	385	-81.4
Arauca-Río Zulia		1.356	
Toldado-Guamo		2.661	
Total Carrotanque	23.553	20.776	-11.8

Fuente: Ecopetrol

CUADRO No. III-11

TRANSPORTE MARITIMO DE HIDROCARBUROS
(miles de barriles por día)

Puertos: Partida-Destino	1988	1989	Variación 89-88 %
Tumaco-Cartagena (1)	1.9	0.8	-56.3
Cartagena-Buenaventura (2)	2.7	0.1	-98.0
Cartagena-Pozos Colorados (3)	11.8	13.4	13.2
Coveñas-Cartagena (4)	1.5	0.8	-45.5
Total Cabotajes	18.0	15.1	-16.1

- (1) Crudo Orto para la refinería de Cartagena
- (2) Derivados para consumo de la zona occidental del país
- (3) Excedentes de nafta virgen y gasolina motor hacia Barrancabermeja.
- (4) Crudo para la refinería de Cartagena.

Fuente: Ecopetrol.

3.4.3.4 Ampliación Gasoductos Troncales

Con el objeto de incrementar el uso domiciliario del gas natural en 1989 y principios de 1990, se beneficiaron de este energético 8 nuevos municipios y algunos barrios del sur de Bogotá, con la ampliación de la red nacional de gasoductos en 282.4 Kms. Su crecimiento, con relación a 1988, es, del 20% y conecta a Sahagún, Montería, Ciénaga de Oro, Cereté, Sumpués, Galapa, Baranoa, Piedecuesta, Sabana de Torres, Bogotá y Maicao.

Los gasoductos construidos fueron:

- Apiay-Villavicencio-Bogotá (132 Kilometros)
- Riohacha-Maicao (72 Kilometros)
- Girón-Piedecuesta (20 Kilometros)
- Campo Provincia-Sabana de Torres (4 Kilometros)
- Los gasoductos regionales a Sahagún, Ciénaga de Oro, Cereté, Montería, Sumpués, Baranoa y Galapa (16.55 Kilometros).

En lo referente a los gasoductos regionales en la Costa Atlántica, la ejecución mencionada obedece a un convenio entre Ecopetrol y Promigas para construir 18 gasoductos en esa área, con una longitud total de 232 kilómetros. En etapa de ejecución se encuentran los gasoductos a Chinú, Puerto Colombia, San Onofre, Turbaco, Arjona, Corozal, Aracataca, Fundación, Luruaco, Montelíbano y San Marcos.

3.5. REFINACION DE PETROLEO Y TRANSPORTE DE DERIVADOS

3.5.1 Procesamiento de Crudo en Refinerías

La operación de refinación se orientó en el año 1989, hacia la maximización del rendimiento de crudos, para aprovechar la ventaja del margen económico positivo que representó la actividad refinadora respecto a la venta del crudo en el mercado internacional.

Lo anterior unido al incremento de la demanda de combustibles y la mayor producción de crudos nacionales presentada en 1989, propició la optimización de las unidades procesadoras tanto en el Complejo Industrial de Barrancabermeja, como en la Refinería de Cartagena, para aumentar su factor de servicio y la eficiencia de los procesos.

La capacidad de refinación con la que cuenta actualmente el país es de 265.5 mil barriles por día (Cuadro No. III-12).

El margen de refinación fue positivo. En algunos períodos fue preferible maximizar la producción de gasolina y en otros, la de ACPM y combustibles para exportación, dependiendo de los precios del mercado externo.

CUADRO No. III-12
CAPACIDAD GLOBAL DE REFINACION BLS/DIA

PLANTA	ACTUAL
Barrancabermeja	185.000
Cartagena	70.000
Tibú	5.000
Orito	2.500
Plato	500
Apiay	2.500
Total	265.500

Fuente: Ecopetrol-DPF

En 1989 se refinaron en el país un promedio de 223.8 KBPD, cifra superior en 4.6 KBPD con relación al valor alcanzado en 1988, debido principalmente a la optimización del volumen de carga de crudo en la Refinería de Cartagena (cuadro No. III-13).

Se destaca especialmente la terminación de los proyectos de ampliación de la capacidad de procesamiento de las Unidades de Crudo y la de Barrancabermeja modernización de la Planta de Alquilación del Complejo Industrial.

Adicionalmente, se emprendieron proyectos para propender por la preservación del medio ambiente, como las plantas de Amina, Azufre y Tratamiento de Lodos en Cartagena. Asimismo se inició un programa de Control total de Calidad, a nivel de toda la empresa, para garantizar que los productos que recibe el consumidor final, cumplan con las especificaciones internacionales establecidas.

CUADRO No. III-13
CARGAS A LAS REFINERIAS (1)
(miles de barriles por día)

Refinería	1988	1989	Variac. %
Barrancabermeja	146.3	146.5	0.14
Cartagena	69.0	71.4	3.48
Otras	3.9	5.9	51.28
Total	219.2	223.8	2.1%

(1) Incluye crudos nacionales y derivados importados (gasóleos atmosféricos y cera aceitosa).

Fuente: Ecopetrol-DPF

3.5.2 Producción y Suministro de Refinados

El balance del año 1989, en el área de refinación fue altamente satisfactorio, al haber realizado el suministro oportuno y económico de los derivados del petróleo al país.

En 1989 las refinerías produjeron 156.2 mil barriles diarios de productos blancos que representan un rendimiento del 60% de crudo cargado, de los cuales el 93% corresponden a combustibles, y el 7% restante a productos petroquímicos.

La producción de combustibles, exceptuando gasolina, cubrió las necesidades domésticas, quedando excedentes exportables de ACPM, cuyas ventas al exterior habían sido suspendidas en 1974, por la baja disponibilidad de crudos. Adicionalmente, se continuó con la exportación de aproximadamente 60.000 barriles por día de combustóleo.

El país logró en este gobierno abastecer la totalidad de las demandas de combustibles a nivel nacional, con excepción de la gasolina motor regular, lográndose un ahorro considerable de divisas.

Como parte del programa de gobierno de incrementar la presencia en los Territorios Nacionales, se llevó a cabo el proyecto de construir ocho (8) plantas de abastecimiento de combustibles en los sitios más apartados del país (Arauca, Saravena, Aguazul, Leticia, Puerto Carreño, San José del Guaviare, Puerto Asís y Puerto Inírida), con un costo cercano a los \$800 millones.

La producción de combustibles y otros derivados se presentan en el cuadro No. III-14.

La demanda de gasolina fue cubierta con producción nacional en un 76%, mediante el suministro de 81.5 KBPD. De la producción de combustóleo se destinaron 1.6 KBPD para atender la demanda nacional y se exportó el volumen excedente. Dentro de la política para lograr un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos existentes en el país, se continuó con el esfuerzo para reemplazar combustóleo de consumo nacional por crudo castilla y gas natural.

Adicionalmente se produjeron en el Complejo Industrial de Barrancabermeja y se suministraron al país productos petroquímicos y otros insumos como ciclohexano, benceno, tolueno, ortoxileno, xilenos mezclados, disolventes alifáticos, parafinas, bases para lubricantes, azufre y ácido nafténico.

3.5.3 Proyecto Nueva Refinería

Como resultado del estudio "Ecopetrol Año 2000", y con el fin de responder a las crecientes necesidades de productos blancos del país, se recomendó la construcción de una refinería localizada en el Magdalena Medio, por cuanto el 73% de

CUADRO No.III-14

PRODUCCION DE DERIVADOS EN REFINERIAS
(miles de barriles por día)

PRODUCTOS	1988	1989	Variación
			89/88 (%)
Productos Blancos			
Total Gasolinas	81.7	81.5	0.3
Destilados Medios (Turbocomb. Quero y ACPM)	54.9	57.7	5.1
Gasolina de Aviación	0.7	0.7	6.7
Gas Propano (GLP)	10.9	11.3	3.8
Alquilbenceno	0.3	0.4	25.8
Arómaticos	0.7	1.0	40.0
Ciclohexano	0.5	0.5	2.2
Disolventes Alifáticos	1.2	1.1	4.6
Parafinas	0.5	0.4	16.0
Bases Lubricantes	153.4	156.2	1.8
Total Productos Blancos.	153.4	156.2	1.8
Productos Negros			
Combustóleo	63.4	65.1	2.7
Alquitrán Aromático	0.9	1.0	11.3
Asfaltos	3.2	3.7	15.1
Total Productos Negros	67.5	69.8	3.4
Total Derivados	220.9	226.0	2.3

Fuente: Ecopetrol.

la demanda de productos está concentrada en la zona central.

El 15 de enero de 1990, el Consejo Nacional de política Económica y Social -CONPES- impartió su aprobación al proyecto de construcción por parte de Ecopetrol, de una refinería de mediana conversión, con una capacidad inicial de carga de 75 mil barriles/día, localizada en la región central del país, en un área cercana a los campos de producción de crudos pesados del Magdalena Medio y con un costo básico de 735.0 millones de dólares de 1989.

La Comisión Nacional de Energía, el 2 de febrero de 1990, mediante la Resolución No.00001 aprobó la realización del proyecto en las mismas condiciones aprobadas por el CONPES.

3.5.4 Transporte de Derivados

Durante el año 1989, se cumplió eficazmente con la misión de abastecer oportuna y económicamente las necesidades de combustibles y derivados del petróleo requeridos por el país. De la misma manera, se optimizaron los medios de transporte y la distribución entre los centros de producción y de consumo, lográndose un incremento en el transporte de productos del 3.5%, al pasar de 142.4 mil barriles/día en 1988, a 147.4 mil barriles/día en 1989 (cuadro No.III-15). La operación se orientó hacia la máxima utilización de los poliductos y la consecuente disminución de los movimientos por cabotaje marítimo, de 2.700 barriles/día en 1988, a 100 barriles/día en 1989, con un marco prioritario de reducción de costos.

Con el mismo criterio de optimización de recursos se hizo una redistribución del almacenamiento, para incrementarlo en las zonas aledañas a los grandes centros de consumo, dentro de una estrategia de máxima seguridad en el suministro.

CUADRO No.III-15

TRANSPORTE DE PRODUCTOS REFINADOS POR POLIDUCTOS
(miles de barriles por día)

Sectores	Kms	1988	1989	Variación
				89-88 %
Sectores Primarios				
B/bermeja-B/manga	95	9.2	8.8	(4.3)
B/bermeja-Sebastopol	110	117.7	120.1	2.0
Buenaventura-Yumbo	100	4.4	6.8	54.5
Cartagena-B/quilla	103	11.1	11.7	5.4
Total Sects.Primars.	408	142.4	147.4	3.5
Otros Sectores				
Sebastopol-M/lin(1)	168	26.4	28.2	6.8
Sebastopol-P.Salgar	135	90.8	91.4	0.7
P.Salgar-Bogotá	137	60.3	62.0	2.8
P.Salgar-Mariquita	47	28.1	26.8	-4.6
Mariquita-Manizales	106	18.7	16.8	-10.2
Mariquita-Gualanday	120	8.3	9.0	8.4
Gualanday-Neiva	160	3.7	4.1	10.8
Manizales-Yumbo	203	9.2	7.1	-22.8
Pzos.Colords.B/meja	499	30.3	31.8	5.0
Total	1.983	418.2	424.6	1.5

(1) A partir de 1988 incluye el trayecto Medellín-Yumbo 6.8 (1988), 7.9 (1989)
Fuente: Ecopetrol

3.5.4.1 Transporte por Poliductos

El transporte de refinados presenta un crecimiento anual promedio del 3.2% acorde con el crecimiento de las demandas. Dentro del programa de ensanche de la red de distribución, se amplió la capacidad del poliducto Gualanday-Neiva para transportar volúmenes incrementales de refinados al sur del país y se construyó el poliducto Medellín-Cartago-Yumbo para garantizar el abastecimiento de productos al Occidente del país.

El Cuadro No.15 y el Mapa No.2 presenta la situación actual sobre la red de poliductos en el país.

3.5.4.2 Transporte de Combustóleo

El transporte de combustóleo para exportación por oleductos, desde Barrancabermeja hasta Cartagena, fue de 26.8 KBPD. La movilización de este producto destinado al mercado internacional se complementa con el sistema de cabotaje a través del río Magdalena.

3.5.4.3 Transporte Fluvial

Durante 1989 se transportaron por vía fluvial 8.1 MBLs de hidrocarburos, con un promedio de 22.2 KBPD. El combustóleo para exportación representó el principal producto movilizado por ese sistema con un total de 6.3 MBLs en el año, equivalente a 17.1 KBPD. (cuadro No.III-16).

CUADRO No. III-16

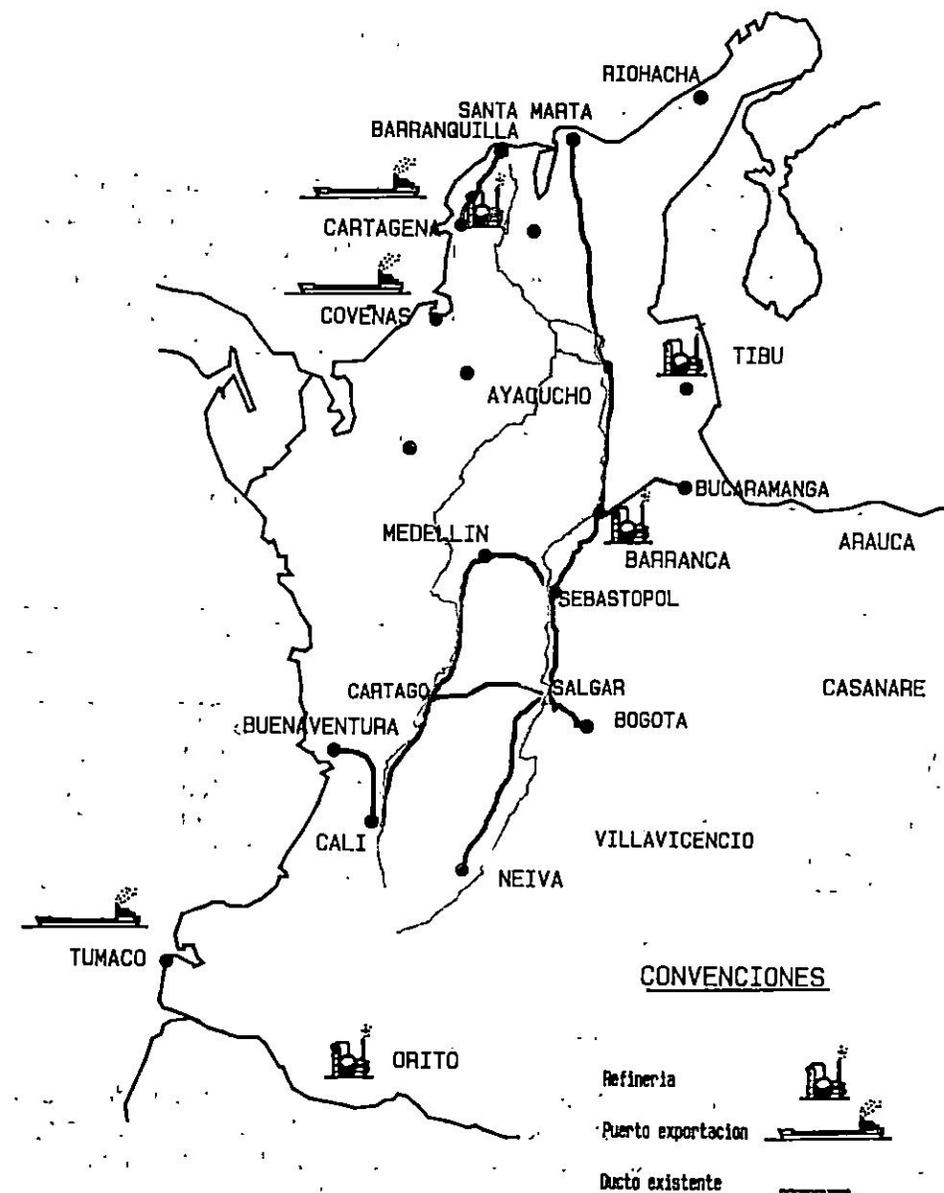
TRANSPORTE FLUVIAL DE HIDROCARBUROS (miles de barriles por día)

Trayecto	1988	1989	Variación % 89/88
B/bermeja-Cartagena (1)	18.2	17.2	-5.8
Cartagena-B/bermeja (2)	2.8	3.8	34.3
B/bermeja-B/quilla (3)	0.4	0.4	0.6
Cicuco-Cartagena (4)	0.7	0.7	4.3
Cartagena-B/bermeja (5)	-	0.1	-
Total	22.2	22.2	0.0

- (1) Combustóleo pesado y Benceno de exportación y avigas para consumo Costa Norte.
 - (2) Diluyente para el combustóleo, gasóleo de car, ACPM de CAR
 - (3) Ciclohexano para monómeros Colombo-Venezolanos.
 - (4) En octubre/87 se suspendió inyección de crudo Cicuco a la Línea 18* Ayacucho-Coveñas.
 - (5) Avigas importado.
- Fuente: Ecopetrol

Mapa No. 2

Sistema Nacional de Poliductos



Los otros hidrocarburos transportados en 1989 fueron: Aceite liviano de ciclo, 1.07 MBLS; gasóleos de la refinería de Cartagena para su procesamiento en el CIB, 319 Kbls; crudo Cicuco a Cartagena, 249 Kbls; ciclohexano, 159 Kbls; benceno para exportación, 40 Kbls y avigas importado para el Complejo Industrial, 21 Kbls.

3.6 INVERSIONES EN HIDROCARBUROS

3.6.1 Inversiones de Ecopetrol

Las inversiones directas de Ecopetrol en 1989 se elevaron a un total de 158.081.1 millones de pesos, cifra superior en 24.355 millones de pesos a la realizada en 1988. Esta diferencia equivale a un 18.2%, del total de la inversión y cerca del 44% corresponde a actividades de exploración y desarrollo. El mayor incremento ocurrió en las actividades de refinación y petroquímica con un aumento en 8.817 millones de pesos equivalentes al 75.72% con relación al año 1988 (cuadro No.III-17).

CUADRO No. III-17

ECOPETROL: EJECUCION DE INVERSIONES POR AREAS
(millones de pesos)

1988	1989	VARIAC. %	89/88
Asociación Cravo Norte	4,948	5.722	-15.64
Explotación y Desarrollo	57,344	69,502	21.20
Refinación y Petroquímica	11,643	20,460	75.72
Transporte y Almacenamiento	36,779	41,328	12.36
Proyectos de Mantenimiento	23,012	21,159	-8.05
Total de la ejecución	133,726	158,081	18.22

Fuente: Ecopetrol

3.6.1.1 Inversiones en Desarrollo de Campos

Durante 1989 la participación de ECOPETROL en las inversiones de desarrollo en los contratos de asociación ascendió a 58.8 millones de dólares, con una ejecución del 83% sobre el presupuesto inicial. Por su parte, el distrito Caño Limón-Coveñas invirtió 5.1 millones de dólares durante el período.

Para 1990 el presupuesto global de inversiones de desarrollo en asociación es de 76.6 millones de dólares, con un incremento del 19.9% respecto al año anterior.

Debe anotarse que en el presupuesto del año 1990 se ha incluido, 3.1 millones

de dólares con destino a la inversión de Ecopetrol de acuerdo con la modalidad contractual prevista y 10.4 millones de dólares para inversión en el distrito Caño Limón-Coveñas.

3.6.1.2 Inversiones en Exploración

Esta actividad demandó una inversión total en 1989 de 201.9 millones de dólares de la cual, 59.9 millones de dólares correspondieron a exploración directa y 142 millones de dólares a exploración en asociación.

3.6.2 Inversiones de Compañías Asociadas

Las inversiones de las empresas asociadas de Ecopetrol, en las áreas de exploración y desarrollo, se elevaron en el año 1989 a 274 millones de dólares (cuadro No.III-18), que comparados con 270 millones en 1988, representó tan sólo un incremento del 1.48%.

Durante los 2 últimos años, el conjunto total de las inversiones en contratos de asociación fue de 544.7 millones de dólares, de los cuales el 54.4% de éstas se dedicaron a la actividad de exploración.

El financiamiento de las cuantiosas inversiones del sector petrolero en los últimos años ha requerido la utilización de buena parte de los recursos generados por Ecopetrol en sus ventas internas y de exportación e incrementos en el nivel de Endeudamiento Externo.

CUADRO No.III-18

PERIODO	INVERSIONES EN ASOCIACION (miles de dólares)		
	EXPLORACION	DESARROLLO	TOTALES
1988	154,063	116,289	270,352
1989	142,458	131,900	274,358
89/88	7.53%	13.42%	1.48%

Fuente: Ecopetrol

3.7 COMERCIO EXTERIOR DE PETROLEO Y DERIVADOS

Como consecuencia de los desarrollos de los campos de la Asociación en Cravo

Norte, a partir de abril de 1986 empezaron las exportaciones de crudo Caño Limón por el Puerto de Coveñas.

Las exportaciones de crudo continuaron en aumento durante los años 1987 a 1990, con excepción de 1988 que se vio fuertemente afectado por los continuos ataques guerrilleros al Oleoducto Caño Limón-Coveñas, lo cual representó una gran pérdida para el país en su balanza de divisas. Las exportaciones de crudo en 1989 aumentaron 6.9 millones de barriles, con respecto a lo exportado en 1988 (cuadro No.III-19 y gráfico No.III-9).

En 1989, la balanza comercial fue de 1.227 millones de dólares, este crecimiento es el resultado de los mayores volúmenes exportados y de la reactivación de los precios internacionales de hidrocarburos (gráfico No.III-10). En el Cuadro No.III-20 se indica, en millones de dólares, la evolución de la balanza comercial durante los años 1988 y 1989. El Cuadro No.III-21 y el Gráfico No.11, muestran el comportamiento de los valores unitarios para los hidrocarburos exportados e importados en el período 1980-1989.

CUADRO No. III-19
BALANZA COMERCIAL HIDROCARBUROS
(miles de barriles)

	VARIACION		
	1988	1989	% 89/88
Exportaciones:			
Petroleo	52,963	59,923	13.1
Fuel Oil	21,544	21,938	1.8
Otros	2,994	3,761	25.6
Total	77,501	85,622	10.5
Importaciones:			
Petroleo			
Gasolina	8,249	9,845	19.3
Otros	122	128	5.1
Total	8,371	9,973	19.1
Saldo	69,130	75,649	9.4

Fuente: Minminas-Oficina de Planeación.

CUADRO No. III-20
BALANZA COMERCIAL HIDROCARBUROS
(miles de dólares)

	VARIACION		
	1988	1989	% 89/88
Exportaciones:			
Petroleo	725,538	1,038,629	43.2
Fuel Oil	227,983	304,866	33.7
Otros	71,167	94,895	33.3
Total	1,024,689	1,438,390	40.4
Importaciones:			
Gasolina	153,074	203,153	32.7
Otros	5,761	7,314	27.0
Total	158,835	210,467	32.5
Saldo	865,854	1,227,923	41.8

Fuente: Minminas-Oficina de Planeación.

CUADRO No. III-21
COMPARACION DE PRECIOS PROMEDIO DE HIDROCARBUROS
(US\$/Bls)

	IMPORTACION	EXPORTACION
1980		34.98
1981		36.45
1982		36.11
1983		29.24
1984		28.50
1985		28.08
1986		16.24
1987		20.43
1988		18.97
1989		22.41
		25.33
		25.98
		24.25
		24.34
		26.41
		22.59
		12.33
		17.47
		13.22
		16.84

Fuente: Minminas-Oficina de Planeación.

En el primer trimestre de 1990, la Balanza Comercial muestra un saldo positivo de 222.21 millones de dólares. De continuar en la misma proporción podría superar los 1.500 millones de dólares al finalizar el año.

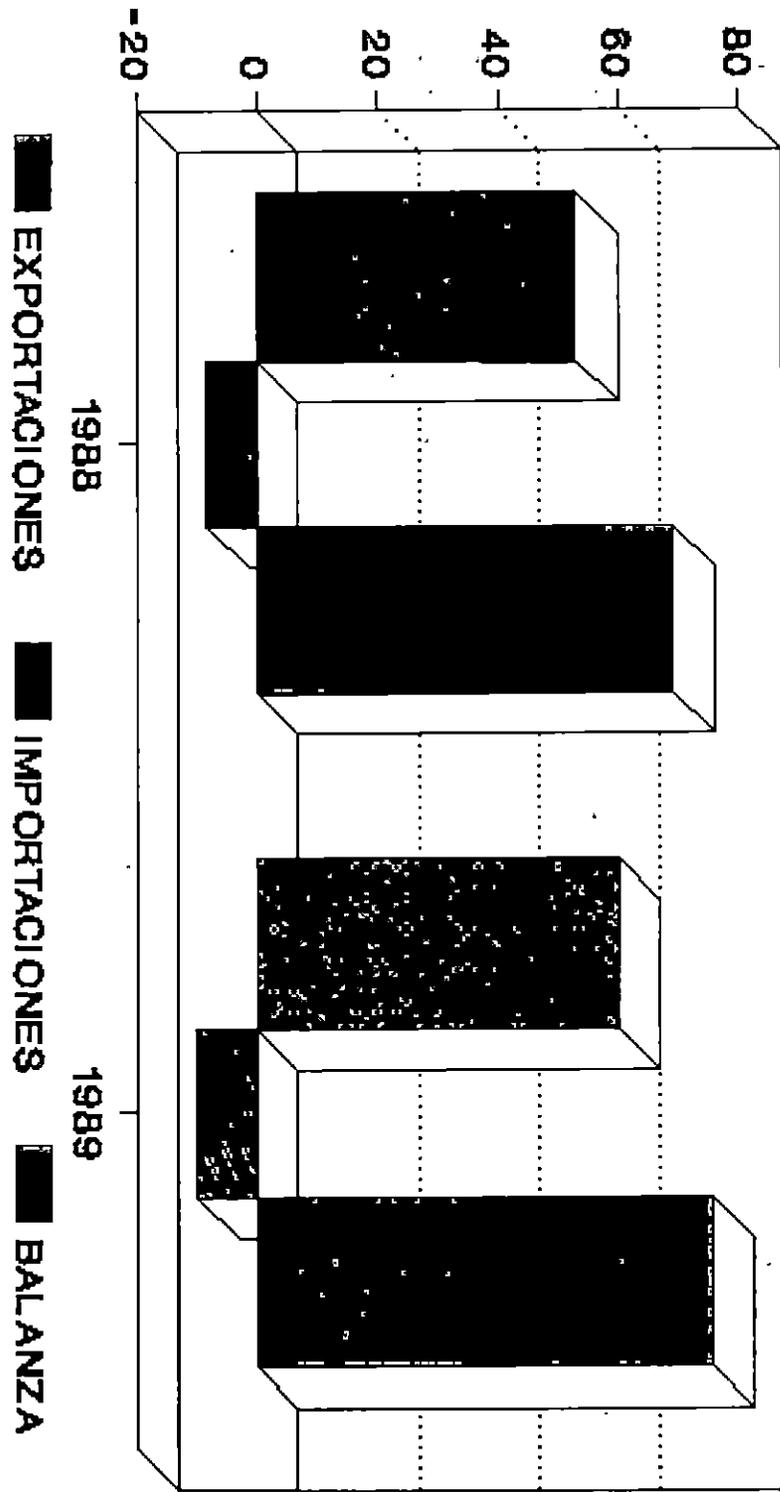
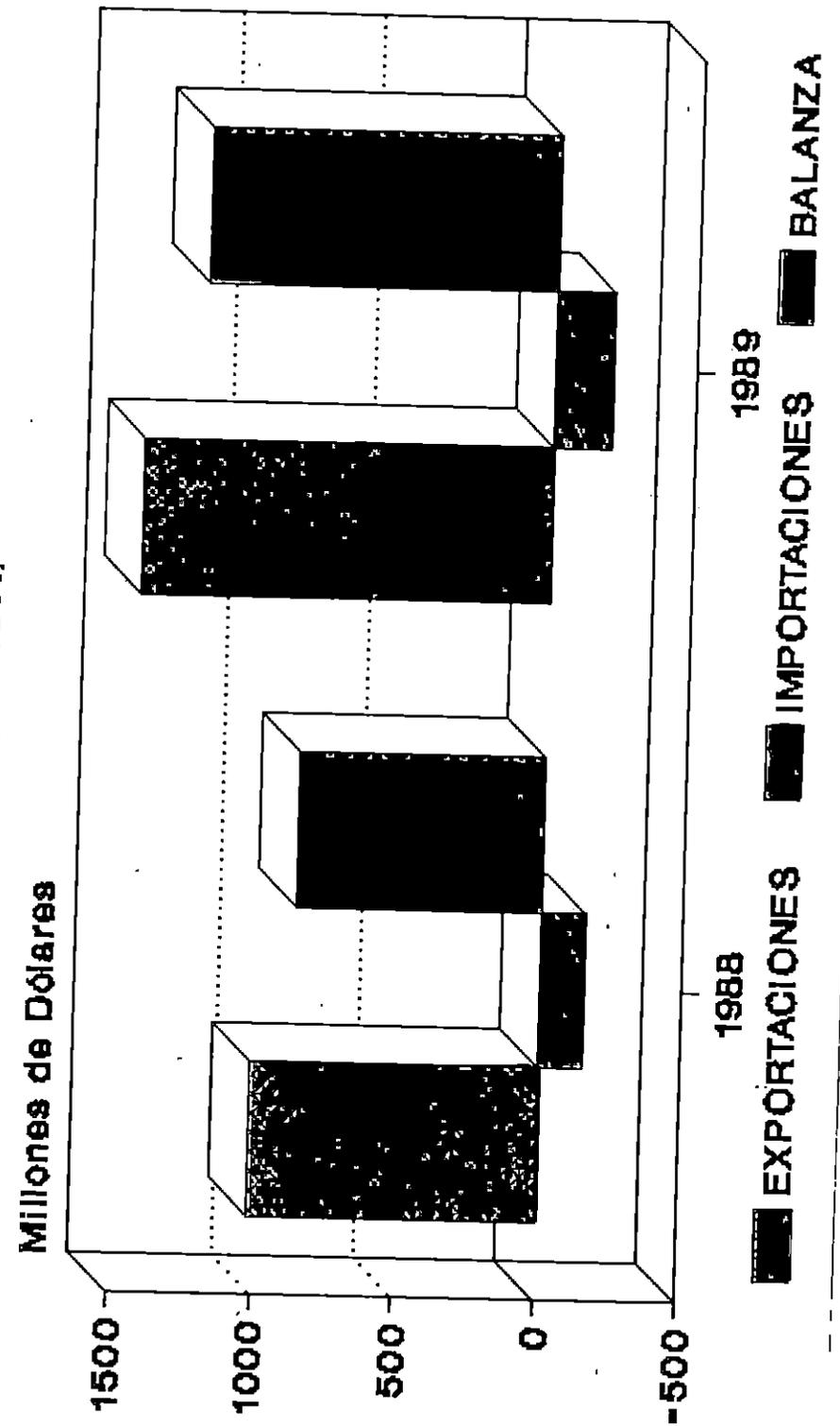


GRAFICO No.III-10
BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS
(VALOR)



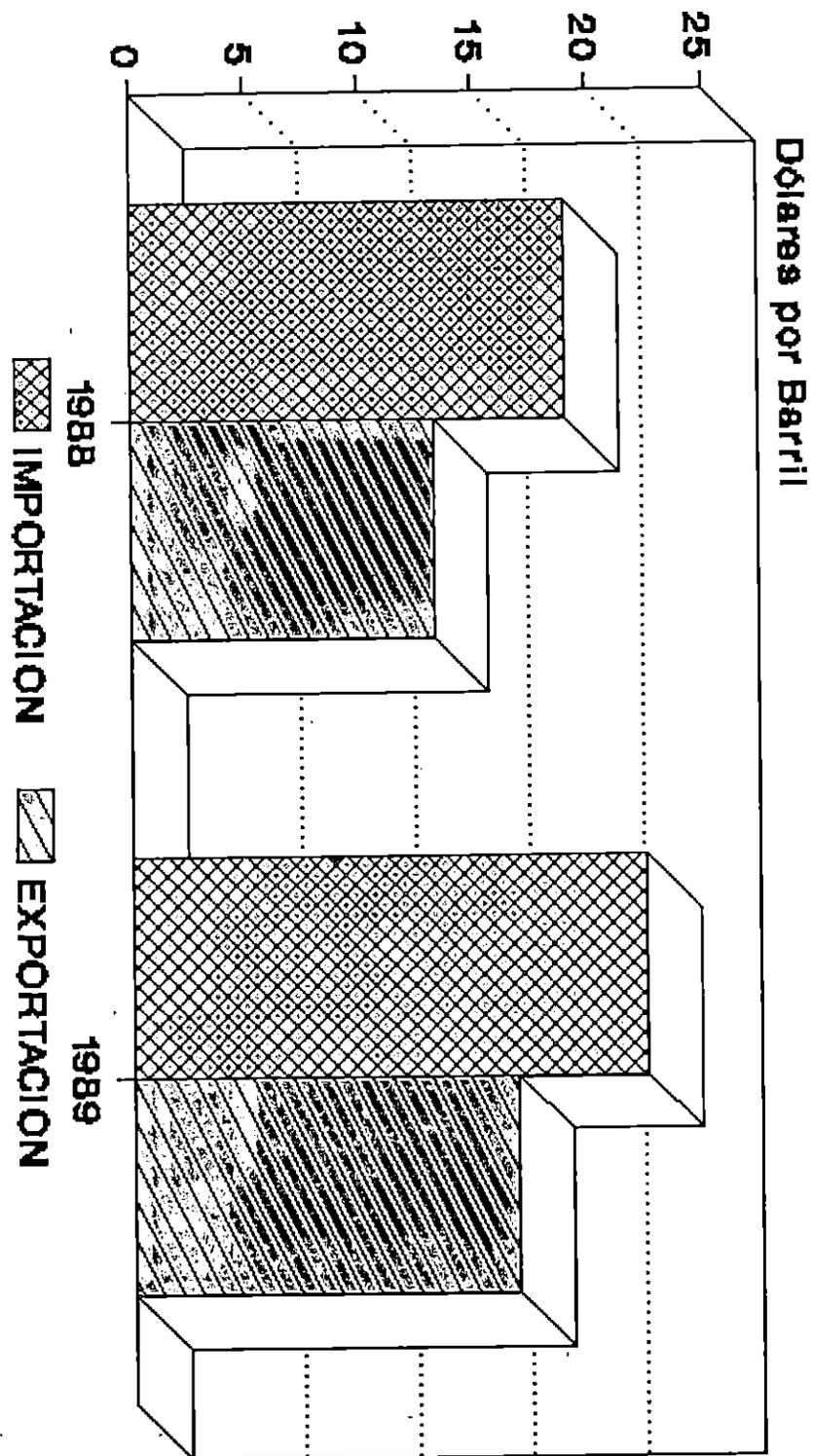


GRAFICO NO. III-11
**PRECIOS DE IMPORTACION-EXPORTACION
 (DE HIDROCARBUROS)**
 Dólares por Barril

El crudo Orito que se exporta por el Puerto de Tumaco en el Océano Pacífico está siendo vendido totalmente a la compañía estatal chilena ENAP mediante un contrato que viene operando desde 1986.

En cuanto al Combustóleo, se ha venido efectuando acercamientos con las empresas de generación eléctrica del norte de los Estados Unidos, y se han realizado en diversas oportunidades contratos de "Joint Venture" con compañías que llevan directamente el producto al usuario final.

En términos generales se puede afirmar que los objetivos propuestos en cuanto a comercialización exterior se refiere, se han cumplido satisfactoriamente durante el 1989, a pesar de los contratiempos presentados en el Oleoducto Caño-Limón Coveñas por los motivos anteriormente mencionados.

3.8 COMERCIALIZACION INTERNA DE DERIVADOS

Respecto a la comercialización de combustibles y lubricantes, Ecopetrol, a través de las sociedades Terpel, ha incrementado su nivel de participación en la distribución de combustibles en los últimos años, especialmente, en aquellas zonas alejadas de los centros de producción, para dar cumplimiento a la política del Gobierno Nacional de aumentar la presencia del Estado en las zonas de frontera y en los Territorios Nacionales.

3.8.1 Comercio de Productos Industriales

La industria nacional es abastecida con productos como disolventes asfálticos, productos petroquímicos, asfaltos, azufre, ácido nafténico, alquitrán aromático y polietileno.

Durante 1989 Ecopetrol le proporcionó a la industria nacional, a través de su filial Poliolefinas Colombianas S.A., los primeros 61.1 miles de toneladas de diferentes resinas de polietileno de baja densidad. De esta cantidad se suministraron 52.5 miles de toneladas de producto nacional y 8.6 miles de toneladas de producto importado, disminuyendo en un 49% las compras en el exterior con relación a 1988.

El volumen de ventas obtenido en 1989 tuvo un incremento del 7.69% con relación a lo obtenido en el año 1988 (cuadro No.III-22).

Como puede observarse, se ha cumplido en gran parte la meta de abastecer el mercado nacional de materias primas industriales.

Debe señalarse el abastecimiento pleno de las demandas de polietileno de baja densidad y de parafina, para lo cual ha tenido que recurrir a su importación para cubrir el déficit de producción.

Ministerio de Minas y Energía
 BIBLIOTECA

CUADRO No. III-22

VENTA DE PRODUCTOS INDUSTRIALES
(miles de barriles anuales)

	1988	1989	Variac. % 89/88
Disolventes Alifáticos	443.7	447.2	0.79
Aromáticos	457.1	490.0	7.20
Alquilbenceno	116.8	139.0	19.01
Bases, Destilados y Extratos	702.6	587.8	(16.34)
Parafinas	220.6	196.2	(11.06)
Asfaltos	978.0	1,179.7	20.62
Otros	50.9	62.9	23.58
Azufre	1.5	1.1	(26.67)
Acido Nafténico	296.6	363.5	22.56
Arotar	349.0	427.5	22.49
Total	3,616.8	3,894.9	7.69
POLIETILENO (K TON/AÑO)	67.4	61.1	(9.35)

Fuente: Ecopetrol

3.8.2 Distribución de Combustibles y Lubricantes

La distribución y comercialización de combustibles en el país (gasolinas corriente y extra, kerosene, combustóleo, combustibles de aviación y para embarcaciones), excepto gas propano (G.L.P.) y gas natural, se efectúa a través de las empresas mayoristas Esso Colombiana (32%), Codi Mobil (30%), Texaco (17%) y los denominados Terpeles (21%), empresas estas últimas de economía mixta, donde Ecopetrol tiene una participación importante de capital. Sin incluir GLP el consumo promedio diario alcanza a 161.000 barriles/día, de los cuales el 60% corresponde a gasolina corriente seguida de un 21% de ACPM. El consumo de combustóleo es mínimo (2.000 barriles/día) ya que ha sido reemplazado por crudo de castilla, permitiendo así la exportación de este.

La labor realizada por las sociedades Terpel ha producido excelentes logros, puesto que los volúmenes de venta se han incrementado significativamente en el último año:

– Las ventas de combustibles se incrementaron de 31.911 barriles/día a 36.423 barriles/día, lo que representa un crecimiento del 14.14%, en relación con lo que se tenía en 1988.

– La participación de Terpel en el mercado nacional de combustibles pasó del 19% en 1988 al 22.6 en 1989.

Con referencia al gas propano Ecopetrol maximizó su entrega, en Bogotá lográndose un promedio de 11.3 KBPD y se inició, a partir del 10. de enero, la distribución de este producto desde el terminal Mansilla en Facatativá, suspendiéndose las entregas desde el terminal de Puente Aranda, como medida de seguridad en el manejo simultáneo de combustibles líquidos y gaseosos.

El Gobierno Nacional expidió el Decreto 283 del 30 de enero de 1990, por medio del cual reglamenta el almacenamiento, manejo, transporte y distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, y el transporte de crudo por carretanques. Estas son algunas de sus disposiciones:

– El almacenamiento, manejo, transporte y distribución de los combustibles líquidos derivados del petróleo, es un servicio público, que deberá prestarse en forma regular, adecuada y eficiente.

– Corresponde exclusivamente al Ministerio de Minas y Energía autorizar la construcción de nuevas plantas de abastecimiento y Estaciones de Servicio, así como declarar la saturación o inconveniencia en áreas urbanas o en determinadas zonas geográficas del país.

– El almacenamiento mínimo de combustibles líquidos debe garantizar un volumen que cubra la demanda del país, por lo menos durante quince días. Para cumplir con este requisito los distribuidores mayoristas, deberán presentar al Ministerio de Minas y Energía, a más tardar el 30 de marzo, planes concretos para cumplir con esta obligación y ejecutar lo establecido en dichos planes, en un período de 2 años.

– Toda disposición administrativa que ordene el traslado, el desmantelamiento de instalaciones, la suspensión o la congelación de operaciones en plantas de abastecimiento, estaciones de servicio, terminales de poliductos, o evite la ejecución de los proyectos necesarios para garantizar el adecuado abastecimiento de combustibles, deberá contar con autorización del Ministerio de Minas.

– Tanto las plantas de abastecimiento como las estaciones de servicio que no posean la respectiva licencia de funcionamiento o que la tengan vencida, están obligados a tramitarla ante el Ministerio de Minas y Energía.

– Las personas naturales o jurídicas dedicadas al almacenamiento, manejo, transporte, envase y distribución de petróleo crudo y combustibles líquidos derivados del petróleo, deberán mantener vigente una póliza de seguro de responsabilidad civil extracontractual, que cubra los daños a terceros en sus bienes y personas por el transporte y el manejo de combustibles.

Ya fue reglamentado por el Decreto 844 de 1989 lo relacionado con el Fondo de Protección Solidaria (SOLDICON), que tantos beneficios prestará a los dueños

y trabajadores de las estaciones de servicio, permitiendo velar por su seguridad física y social y prevención de riesgo en sus actividades, además de las mejoras en la prestación del servicio.

3.8.3 Plantas de Abasto en los Territorios Nacionales

Para ampliar el sistema de suministro de combustibles en las zonas más alejadas de los centros de producción; a partir de septiembre de 1987 se pusieron en servicio las nuevas plantas de abastecimiento de combustibles, en Puerto Carreño, Puerto Inírida y Leticia. Este hecho complementó los esfuerzos anteriores, realizados por Ecopetrol y Terpel Bucaramanga, con la instalación de las plantas de abasto de Arauca, Aguacalara, Aguazul y Saravena.

En 1988 entró en operación la planta de abastecimiento de San José del Guaviare y en 1989 se concretó la construcción de la planta de abastecimiento de Florencia (Caquetá), que será administrada por Terpel del Sur.

Para 1990 se tiene como objetivo la iniciación de operaciones de la Planta de Abastecimiento de Puerto Asís y se continuarán las gestiones tendientes a la construcción de la Planta de Abastecimiento de Pasto.

Adicional a las plantas de abastecimiento, la Refinería de Orito inició el abastecimiento de combustibles a la planta de Leticia, garantizando el oportuno suministro a los habitantes de la frontera sur, e incidiendo notoriamente en la disminución de las importaciones desde el Brasil.

Para los próximos años se espera concretar una estrategia eficaz, para el abastecimiento confiable, oportuno y a precios razonables de los combustibles, a todas las localidades del Litoral Pacífico, para dar cumplimiento a las políticas gubernamentales de aumentar la presencia del Estado en las regiones apartadas.

3.8.4 Crudo de Castilla

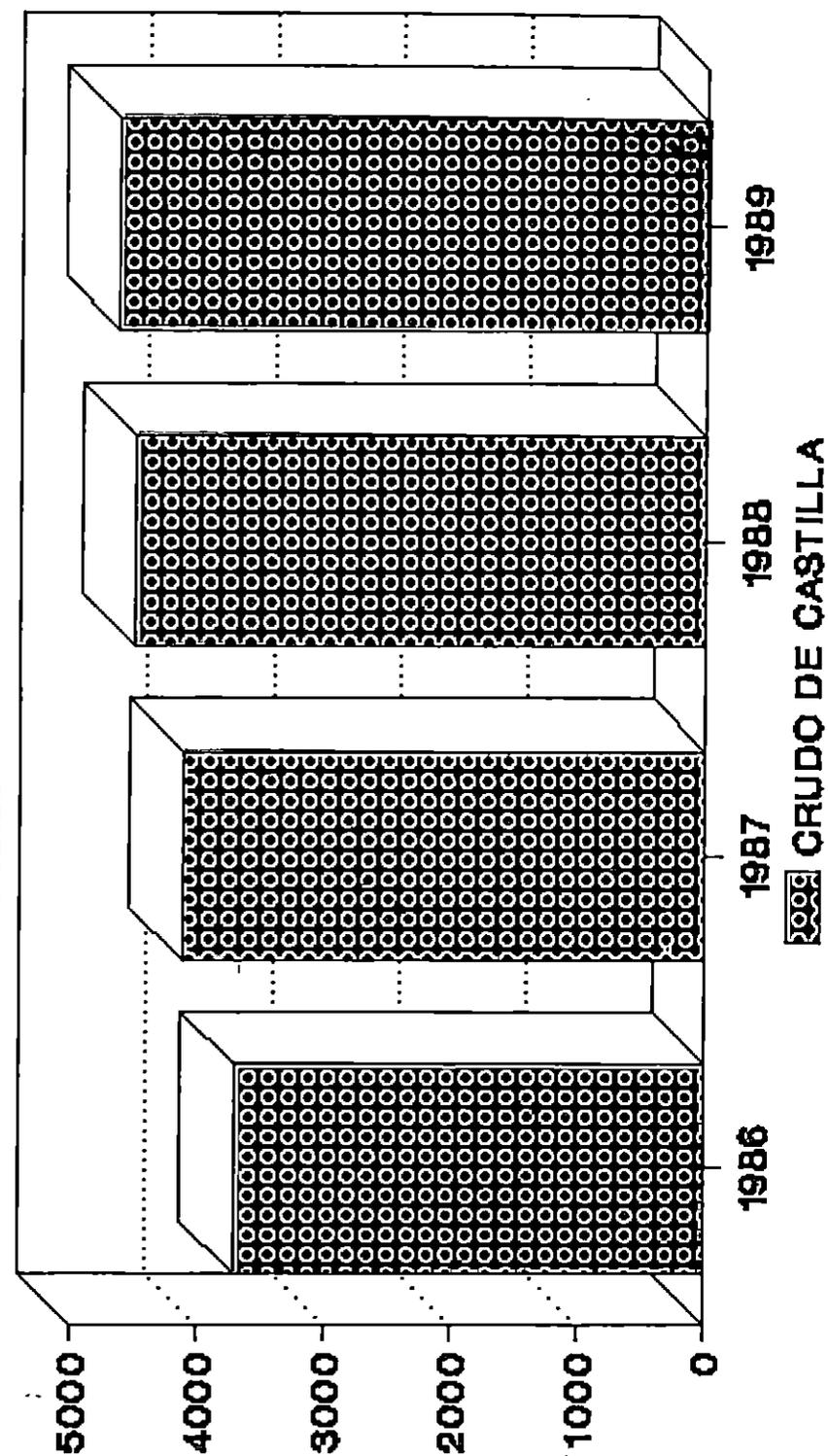
La comercialización del crudo de castilla reviste una especial importancia, puesto que libera para el mercado de exportación, igual volumen de combustóleo (fuel-oil), generando un importante ingreso de divisas.

Para el año 1985 se comercializaron 9.235 barriles/día y estas ventas se incrementaron año tras año hasta lograr 12.621 barriles/día en el año de 1989. Esto representó un aumento del 35.3%, en los últimos 4 años.

En la gráfica No.III-12 se indica la evolución de las ventas de crudo de castilla.

Para los próximos años se continuarán los esfuerzos de comercialización para satisfacer la demanda creciente de la industria nacional, teniendo como meta mínima las mismas tasas de crecimiento industrial, hasta copar la capacidad de producción del campo de castilla.

GRAFICO No. III-12
VENTAS DE CRUDO DE CASTILLA
Miles de Barriles Anuales



3.9 CONSUMO NACIONAL DE DERIVADOS DEL PETROLEO Y GAS NATURAL

3.9.1 Consumo de Derivados del Petróleo

En 1989 la demanda nacional de combustibles alcanzó la cifra de 248.3 KBPD, discriminados así: 69.1% de productos blancos, 5.7% de productos negros y 25.2% de gas natural, equivalente a 62.4 KBPD de crudo (gráfico No.III-13).

El incremento en el consumo total de hidrocarburos fue de 2.2% respecto al año 1988 y se refleja principalmente en los mayores consumos de gasolina motor, ACPM y Gas Propano, con 5.4%, 6.6% y 13.6% respectivamente (Cuadro No.III-23).

- Productos Blancos

La denominación de productos blancos corresponde a los combustibles utilizados para los transportes terrestre, aéreo, férreo y fluvial; a los combustibles líquidos para el consumo doméstico y a los hidrocarburos líquidos livianos industriales.

Durante 1989 el consumo nacional de productos blancos se incrementó con respecto a 1988 en 5.5% alcanzando un promedio de 171.7 KBPD.

CUADRO No. III-23

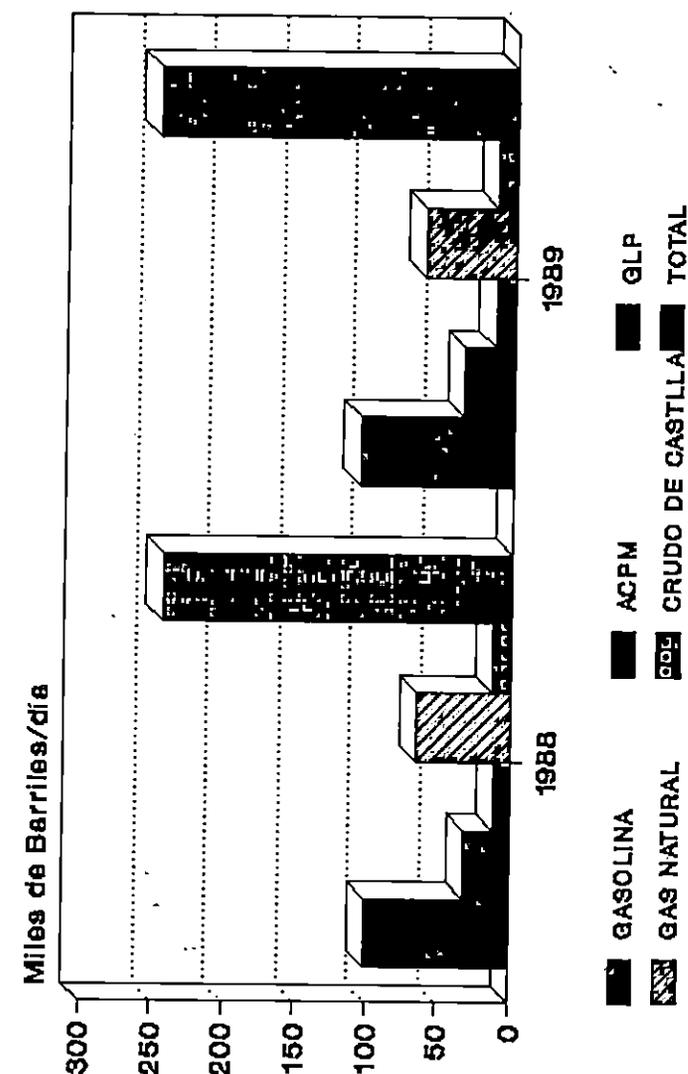
CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES (barriles por día)

	1988	1989	Variación % 89/88
Productos Blancos			
- Gasolina motor	101.054	106.550	5.4
Bencina Industrial y Cocinol	4.645	4.535	(2.4)
Queroseno	4.496	4.153	(7.6)
ACPM	31.526	33.596	6.6
Turbocombustible	8.947	9.167	2.5
Gasolina de Aviación	658	661	0.5
Gas Propano	11.458	13.021	13.6
Total Productos Blancos	162.784	171.683	5.5
Productos Negros			
- Combustóleo	2.384	1.591	(33.3)
- Crudo como Combustóleo	12.337	12.621	2.3
Total Productos Negros	14.721	14.212	(3.5)

	1988	1989	Variación % 89/88
Gas Natural			
- B/les equivalentes de Petróleo	65.494	62.390	(4.7)
Total Consumo Nacional	242.999	248.285	2.2
Tasa de Crecimiento (%)			
- Productos Blancos	4.1	5.5	-
- Productos Negros + Gas Natural	0.9	(4.5)	-
Total Combustibles	3.0	2.2	-

Fuente: Ecopetrol

GRAFICO No. III-13
CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES



La gasolina motor (regular y extra) presentó en 1989 un incremento del 5.4% con respecto a 1988 en la demanda nacional, al llegar a un nivel de 106.6 KBPD, que equivale al 62.1% del consumo de productos blancos.

El grupo de los destilados medios, compuesto por el ACPM, queroseno y turbocombustible, representó el 27.3% de los productos blancos al alcanzar en 1989 una demanda de 46.9 KBPD, superior en un 4.3% al consumo de 1988.

El ACPM experimentó un incremento del 6.6%, influenciado por la mayor demanda del complejo carbonífero de El Cerrejón. El consumo de queroseno se redujo un 6.6% como efecto de la sustitución por energía eléctrica gracias al programa de "Electrificación Rural". El suministro de propano aumentó un 13.6% como consecuencia del impulso que ha venido recibiendo el Programa de "Gas para el Cambio".

- Productos Negros y Gas Natural

La utilización de estos hidrocarburos se dirige casi exclusivamente a la generación Termoeléctrica y a usos industriales. En 1989 su consumo disminuyó en 4.5% presentando un nivel de 76.6 KBPD equivalentes y participando en un 30.9% de la demanda nacional de hidrocarburos.

3.9.2 Consumo de Gas Natural

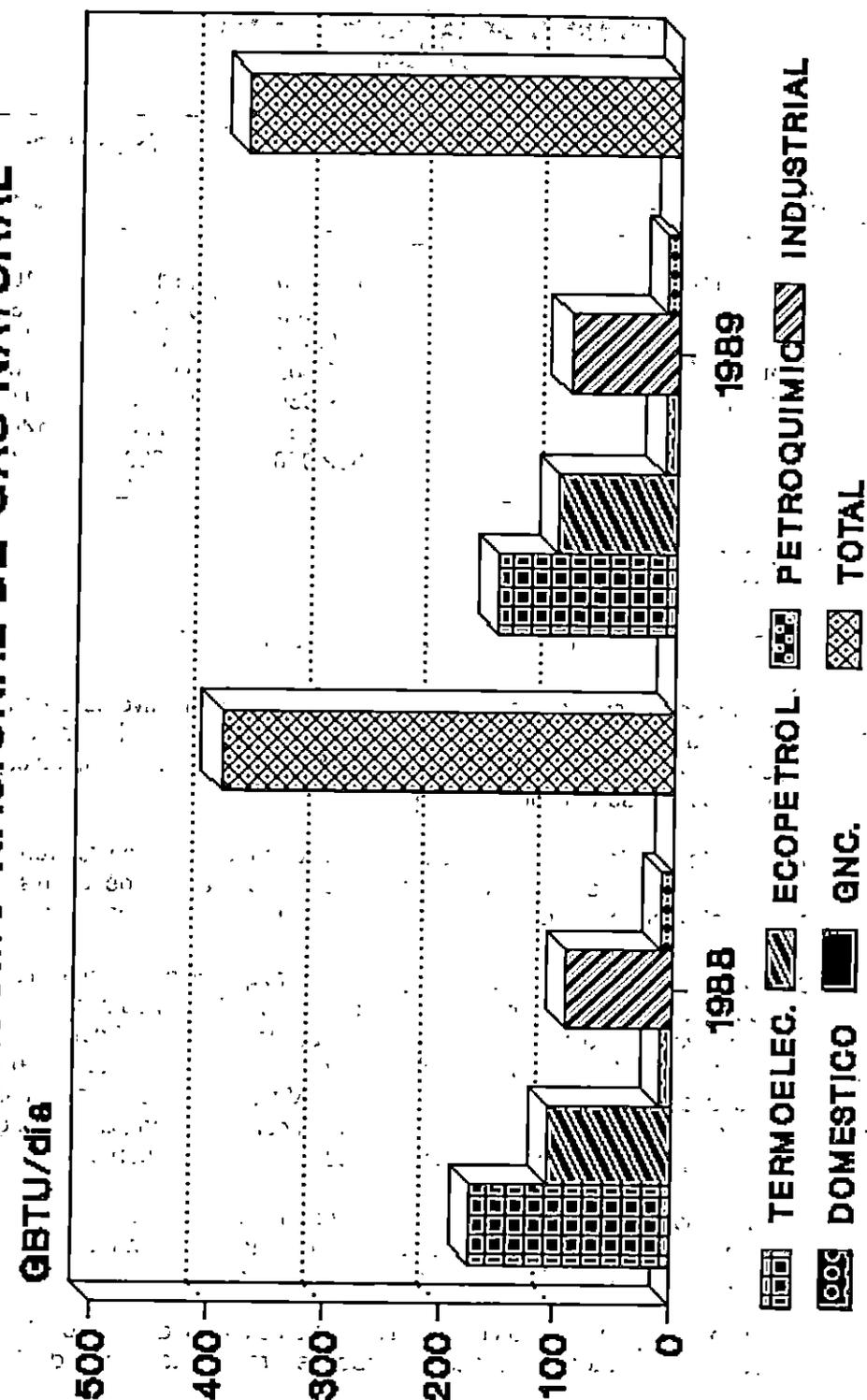
El gas natural registró en 1989 un consumo de 374.339 Millones de BTU/día, inferior en un 4.74%, con relación al año inmediatamente anterior. Esta reducción en el consumo se debió fundamentalmente a la menor demanda del sector termoeléctrico, como consecuencia de las condiciones hidrológicas favorables que se presentaron en 1989 y, en menor consumo en la operación del Complejo Industrial de Barrancabermeja (CIB) a causa de mayores tiempos de parada de plantas para labores de mantenimiento.

En lo que respecta al crudo de Castilla utilizado como combustible, presentó un incremento de 2.3% al llegar a un nivel de 12.6 KBPD. En conjunto, el consumo de combustóleo y crudo como combustible se redujo en un 3.5%.

El consumo doméstico reafirma su continuo crecimiento, ya que en 1989 alcanzó un promedio de 11.0 MBTU por día, equivalente al 2,9% del consumo total nacional. El consumo del gas natural comprimido (GNC), que se inició en 1987 se incrementó en un 141% en el año 1989 equivalente al 0.21% del consumo total. (Gráfico No. III-14).

Por sectores de consumo, los incrementos más notables en el período 1988-1989 corresponde a demanda del sector doméstico y de gas natural comprimido (GNC) utilizado en el transporte automotor (cuadro No. III-24).

GRAFICO No.III-14
CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL



CUADRO No. III-24

**CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL
(MBTU/día)**

SECTOR	1988	1989	VARIACION
			% 89/88
TERMoeLECTRICO	173.780	155.113	-10.74
ECOPETROL	106.668	102.857	-3.57
PETROQUIMICO	10.053	11.344	12.84
INDUSTRIAL	92.503	93.227	0.78
DOMESTICO	9.630	10.998	14.21
GNC	332	800	140.96
Total	392.966	374.339	-4.74

(P) Preliminar
Fuente: Ecopetrol

3.10 EL PROGRAMA DE GAS PARA EL CAMBIO

El programa de gas surgió como consecuencia del primer objetivo de la Política Energética, el cual se refiere a atender las necesidades de la población con los energéticos más apropiados y más económicos, para cada uno de los fines específicos en los cuales se consume energía:

Es importante resaltar el reordenamiento jurídico, en lo que hace referencia a la construcción de los gasoductos urbanos, agilizando los trámites de los mismos, contenido en el Decreto 609 del 20 de marzo de 1990, cuyos principales aspectos son:

- Cuando el Ministerio de Minas y Energía considere que es procedente la construcción de un gasoducto urbano y Ecopetrol certifique la fuente de suministro de gas natural y el volumen disponible para determinada localidad, dará aviso público de tal propósito con el fin de que se presenten todas las personas naturales o jurídicas, interesadas en participar en el proyecto; el Ministerio indicará la fuente de suministro y si el gasoducto atenderá, además del consumo domiciliario, el consumo industrial de acuerdo con las reservas estimadas de la fuente.

- El Ministerio de Minas y Energía podrá otorgar libremente en Concesión la construcción y operación de los gasoductos urbanos a toda persona natural o jurídica de derecho público o privado previo cumplimiento de los requisitos exigidos.

- Ecopetrol podrá suministrar gas natural directamente a las industrias o a las termoeléctricas no conectadas a gasoductos urbanos, previa autorización del Minis-

terio de Minas y Energía.

A continuación se presentan las realizaciones en el último año en desarrollo del programa gas natural para el cambio.

3.10.1 Ampliación de los Gasoductos Urbanos

En el cuadro No.III-25, se observan las instalaciones domiciliarias por ciudades. En 1989 se han conectado al servicio 228.161 familias, lo que significa un incremento del 23.67% en relación con lo ejecutado en el año 1988.

CUADRO No.III-25

INSTALACIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL

MUNICIPIO	INSTALACIONES A		VARIACION	
	DIC.31/88	DIC.31/89	#	%
RIOHACHA	2.769	3.316	547	19.75
MAICAO	-	257	-	-
SANTA MARTA	8.202	9.309	1.107	13.50
RODADERO	2.128	2.347	219	10.29
BARRANQUILLA	46.508	52.710	6.202	13.34
SABANALARGA	1.233	1.351	118	9.57
SOLEDAD	2.895	3.060	165	5.70
MALAMBO	171	227	56	32.75
CIENAGA	218	470	252	115.60
BARANOA	-	489	-	-
CARTAGENA	28.683	35.084	6.401	22.32
SINCELEJO	4.884	6.621	1.737	35.57
SAHAGUN	-	144	-	-
BUCARAMANGA	45.822	54.971	9.149	19.97
PIEDECUESTA	-	109	-	-
SABANA DE TORRES	-	107	-	-
BARRANCABERMEJA	2.099	5.590	3.491	166.32
FLORIDABLANCA	11.965	15.074	3.109	25.98
NEIVA	25.948	28.970	3.022	11.65
AIPE	961	1.007	46	4.79
YAGUARA	-	746	-	-
VILLAVICENCIO	-	4.970	-	-
BOGOTA	-	1.232	-	-
TOTAL	184.486	228.161	43.675	23.67

Fuente: Direc.General de Hidrocarburos-División de Combustibles.

3.10.2 Gas Natural a Poblaciones Aisladas y Sector Transporte

El Gas Natural Comprimido (GNC) se empezó a utilizar desde 1986, para atender a dos sectores: El doméstico y el de transporte.

3.10.2.1 Sector Doméstico.

Se tienen dos municipios con redes urbanas abastecidas con GNC (Aipe y Yaguará) que atienden 1.753 usuarios domiciliarios. En la Costa Atlántica, se está programando con Promigas la iniciación de un proyecto para abastecer con GNC la red urbana del municipio de Sabanagrande, lo cual servirá como plan piloto en esa región.

En estos casos, el GNC se transporta por vía terrestre, en módulos de cilindros de alta presión (3200 psig), desde los sitios que cuentan con el servicio de compresión del gas natural, hasta aquellos municipios donde no es factible la construcción de gasoductos. Allí se descomprime y se inyecta a la red urbana de distribución.

3.10.2.2 Sector Transporte.

Al finalizar 1989 se tenían en el país 8 estaciones de venta de GNC: 4 en Barranquilla, 2 en Cartagena, 1 en Santa Marta y 1 en Neiva. En construcción se encuentran 3 estaciones de servicio, en Barranquilla, Cartagena y Sincelejo.

El número de automotores abastecido creció de 890 en 1988 a 1.010 en 1989, y con un consumo superior al millón de pies cúbicos por día de gas natural en el mismo período.

En Bogotá, se realizó con todo éxito una prueba para determinar el efecto de la altura en la potencia de un bus urbano; el funcionamiento del vehículo fue enteramente satisfactorio en altitudes superiores a la de la Sabana de Bogotá (3.100 metros). Este hecho permite concluir que el programa de sustitución de gasolina por GNC podría realizarse en la capital y sólo depende de los proyectos de suministro de gas natural que se encuentran en estudio.

3.10.3 Gas Propano

El programa de "Gas para el Cambio" incluye una fase inicial de sustitución del cocinol, la leña, y la electricidad por GLP, siendo éste un paso intermedio para la sustitución a gas natural como energía doméstica. El cuadro No.III-26 muestra como se ha presentado una disminución del 9.63% en 1989 con respecto al año anterior, debido en gran parte a las menores entregas de la refinería de Cartagena, en 18.000 galones que equivalen al 68.62% con respecto a 1988.

CUADRO No.III-26

ENTREGAS DE CUPOS DE GAS PROPANO

PLANTA O TERMINAL	(Miles de Galones)		Variación 89-86
	1988	1989	
Bucaramanga	32.219	31.336	- 2.74
Puerto Salgar	18.942	20.198	6.63
Galán	5.158	4.944	(4.14)
Manizales	6.002	5.733	(4.98)
Pereira	7.792	7.571	(2.83)
Yumbo	6.260	8.454	35.04
Cartena	26.168	8.211	(68.62)
Plato	1.469	1.655	12.66
Cicuco	1.202	764	(36.18)
Tibú	3.936	3.615	(8.12)
Almagas	18.852	15.522	(17.71)
Alsabana	14.637	14.942	2.10
Puente Aranda	36.117	38.601	6.87
Total	178.754	161.546	(9.62)

Fuente: Dirección General Hidrocarburos-División Combustibles.

Asimismo merece comentar el programa Gas Propano 40 libras establecido en Bogotá para promocionar el consumo de gas propano en lugar del cocinol, dentro de un proceso a mediano plazo, de sustitución generalizada del cocinol por gas natural.

El programa tiene como meta cubrir en 4 años, un total de 100.000 usuarios que tenían cupos asignados de cocinol pero que no disponían del servicio.

Hasta el 31 de diciembre de 1989 (3 años del programa), se tenían cubiertas 83.476 familias, localizadas en 212 barrios, que han obligado a la apertura de 95 expendios en lugares estratégicos para el almacenaje de los cilindros llenos/vacios; para asegurar en todo momento el suministro del combustible.

En adición al programa de gas propano en cilindros de 40 libras, también se han construido redes domiciliarias internas con gas propano, que atienden un total de 4.861 familias en las urbanizaciones Ciudad Salitre, Ciudadela Colsubsidio y Caja de Vivienda Militar, con posibilidades de utilización posterior a gas natural.

3.11 PRECIOS DEL PETRÓLEO, DEL GAS NATURAL Y DE LOS COMBUSTIBLES

3.11.1 Precios Externos del Petróleo

En los últimos años, el mercado del petróleo se vió enfrentado a condiciones cambiantes de la demanda y oferta mundial, las cuales determinaron una preocupante inestabilidad de precios con tendencia a la baja. Luego de las alzas presentadas en los primeros años de la década, para de Colombia llevaron el precio a niveles cercanos a los 35 dólares por barril, durante los años 1983 a 1985 el precio promedio se situó en 28 dólares, debido en gran parte a la mayor oferta mundial y la disminución de los consumos en estos años. Estos precios siguieron deteriorándose hasta el año 1988 por dos razones: crecimiento de suministro proveniente de países no miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP); y las ventas de algunos países miembros de esta Organización se hacían por encima de las cuotas fijadas.

En los primeros meses de 1989 parecía presentarse una recuperación de los precios, los cuales volvieron a superar el nivel de 20 dólares el barril. A lo largo del año 1989 las cotizaciones oscilaron entre 17 y 20 dólares el barril.

Es procedente resaltar que el aumento de los precios de exportación del petróleo de 13.22 a 16.84 por barril, entre 1988 y 1989 y de 8 millones de barriles en los volúmenes de exportación, determinaron ingresos del orden de 412 millones de dólares, mejorando con ello la balanza comercial en el año 1989.

3.11.2 Precios Internos de los Combustibles

La razón fundamental por la cual los Gobiernos se ven forzados a ajustar los precios de los combustibles, no es otra distinta que la del inevitable encarecimiento que sufren los costos de producción, transporte y refinación del petróleo y los de importación y distribución de los combustibles. El requerimiento general de control de crecimiento de la demanda de gasolina, implica mantener los niveles de precios en términos reales.

En el período 1988-1989, el incremento en el precio de la gasolina regular fue inferior al aumento registrado en el índice de inflación, lo que significa, en términos reales, que el precio de la gasolina disminuyó en promedio 2% durante el período analizado, por cuanto se presentó un incremento anual del 24%, frente a un incremento en el nivel de inflación del 26.12% (cuadro No.III-27 y gráfico No.III-15).

CUADRO No. III-27
PRECIOS DE COMBUSTIBLES* (PESOS/GALÓN)

COMBUSTIBLE	1989	1990	VAR. % 89/88
GASOLINA MOTOR REGULAR	195.0	267.0	24.2
GASOLINA MOTOR EXTRA	243.0	332.0	23.9
BENCINA INDUSTRIAL	243.0	332.0	23.9
COCINOL	25.0	35.0	92.3
GASOLINA DE AVIACION	210.0	316.4	24.2
DIESEL OIL A.C.P.M	196.0	268.0	24.1
QUEROSENO	195.0	268.0	24.2
TURBOCOMBUSTIBLE JP A	200.0	272.8	36.9
DIESEL MARINO	148.8	184.5	24.0
COMBUSTOLEO	110.4	150.6	32.3

* Vigentes a principio de año

Fuente: Minminas

En diciembre de 1989 el precio de la gasolina expresado en dólares por galón era US\$0.60/galón y durante todo el lapso considerado se mantuvo por debajo de este nivel. En abril de 1990 la gasolina regular presentó una fuerte disminución llegando a US\$0.53 y la gasolina extra a US\$ 0.67 por galón.

Comparativamente con otros países, sólo muy pocos en el mundo tienen un precio inferior al de Colombia; en Estados Unidos, Ecuador, Brasil y Chile cuesta aproximadamente el doble; en Argentina, Uruguay, Panamá y Canadá, vale unas tres veces más (cuadro No.III-28).

Del precio de nuestra gasolina el 60.8% corresponde a Ecopetrol, el 25.7% van al Fondo Vial Nacional, el 6.4% constituye margenes de distribución y el 7.1% está destinado a otros impuestos.

CUADRO No.III-28
COMBUSTIBLES - PRECIOS AL CONSUMIDOR *
(US\$/Galón)

PAIS	Gasolina Regular	Gasolina Extra
ARGENTINA	0.55	0.65
BRASIL	0.45	n/a
COLOMBIA	0.53	0.67
CHILE	1.12	1.24
ECUADOR	0.41	0.54
MEXICO	0.71	0.83
PANAMA	1.67	1.98
PERU	0.43	0.70
VENEZUELA	0.21	0.23

* Abril/90
Fuente: OLADE

Los precios del gas natural para entregas en gasoductos troncales, presentaron incrementos en 1989 por encima del nivel de inflación (28.12%), con lo cual se pretende equilibrar los costos reales del gas natural a corto plazo.

El precio del gas natural con destino a la industria pasó de \$304.2 por MBTU en 1988 a \$456.5 MBTU, lo que reflejó un incremento del 50% con respecto a 1988. A pesar de esto, aún se considera el combustible más barato para la industria si se compara con los posibles combustibles sustitutos.

En el cuadro III-29 se describen los precios del gas natural con destino a los sectores económicos.

En lo que respecta a la fijación de tarifas de gas natural al consumidor mediante Ley 81 de 1988, le corresponde a la Junta Nacional de Tarifas.

El Decreto 700 del 29 de marzo de 1990, estableció una Estructura Nacional de Tarifas para el servicio de gas natural. Este decreto determina una base en la estructura económica de costos de prestación de este servicio, y consulta además el máximo beneficio para la sociedad.

En lo que respecta a las tarifas de gas natural para uso residencial, se estableció un cargo fijo mensual y un cargo mensual de consumo. El cargo fijo mensual independiente del nivel de consumo de gas natural y su valor dependerá del estrato socioeconómico en que se encuentre clasificado el inmueble.

CUADRO No.III-29
PRECIOS DE GAS NATURAL *
(Pesos/ Millón BTU)

SECTOR DE CONSUMO	1989	1990	VARIACION % 1990/89
PETROQUIMICO	225.00	307.00	36.44
INDUSTRIA	304.20	456.50	50.07
RESIDENCIAL	304.20	415.00	36.42
TRANSPORTE	1,168.00	1,602.00	37.16

* Para entregas en Gasoducto Troncal
Fuente: Minminas

También se tienen en cuenta para el análisis de estas tarifas los siguientes costos de referencia:

- Costos suministro de gas (medios e incrementales)
- Costos de Oportunidad de Sustitutos para el usuario.
- Costos de Oportunidad de Sustitutos para el país.

Para el servicio de gas natural a usuarios no residenciales, se cobrará un cargo fijo mensual y un cargo por consumo. El cargo fijo se determinará con base en la capacidad del medidor (M³/hora) y el valor del consumo se liquidará a una tarifa uniforme.

En lo que respecta a las tarifas de gas natural en la ciudad de Bogotá, la Junta Nacional de Tarifas, expidió la Resolución No. 145 del 28 de agosto de 1989, y contempla, entre otros, los siguientes puntos:

- Se establece un cargo fijo y un cargo por consumo. El cargo fijo depende del estrato socioeconómico y va desde \$50/mes para el estrato Bajo-Bajo hasta \$1.600/mes para el estrato Alto.
- Se establecen tres tipos de consumo: Básico (hasta 30 M³/mes), complementario (de 31 a 60 m³/mes) y suntuario (más de 60 m³/mes). Las tarifas para los bloques de consumo básico y complementario son diferenciales por estratos socioeconómicos, con el fin de orientar los subsidios o las familias de menos

recursos económicos. Las tarifas del consumo superior no son objeto de diferencia por estratos y su nivel se fijó buscando inducir un uso eficiente del servicio y evitar el derroche.

Las tarifas de conexión no se cobrarán a los estratos socioeconómicos bajos. Sólo se cobrarán a los estratos superiores.

Las tarifas aprobadas para el servicio residencial son las siguientes:

Estrato Socio-económico	Carga de Conexión (\$)	Tarifa por Consumo (\$/M ³)			
		Consumo Fijo Mensual (\$/usuario)	Consumo Básico (0-30) M ³ /mes	Consumo Complementario (31-60) M ³ /mes	Consumo Suntuario (más de 60) M ³ /mes
I	0	50	13	21	60
II	0	100	28	36	60
III	0	200	34	42	60
IV	20.000	400	38	48	60
V	40.000	800	44	54	60
VI	60.000	1.600	50	60	60

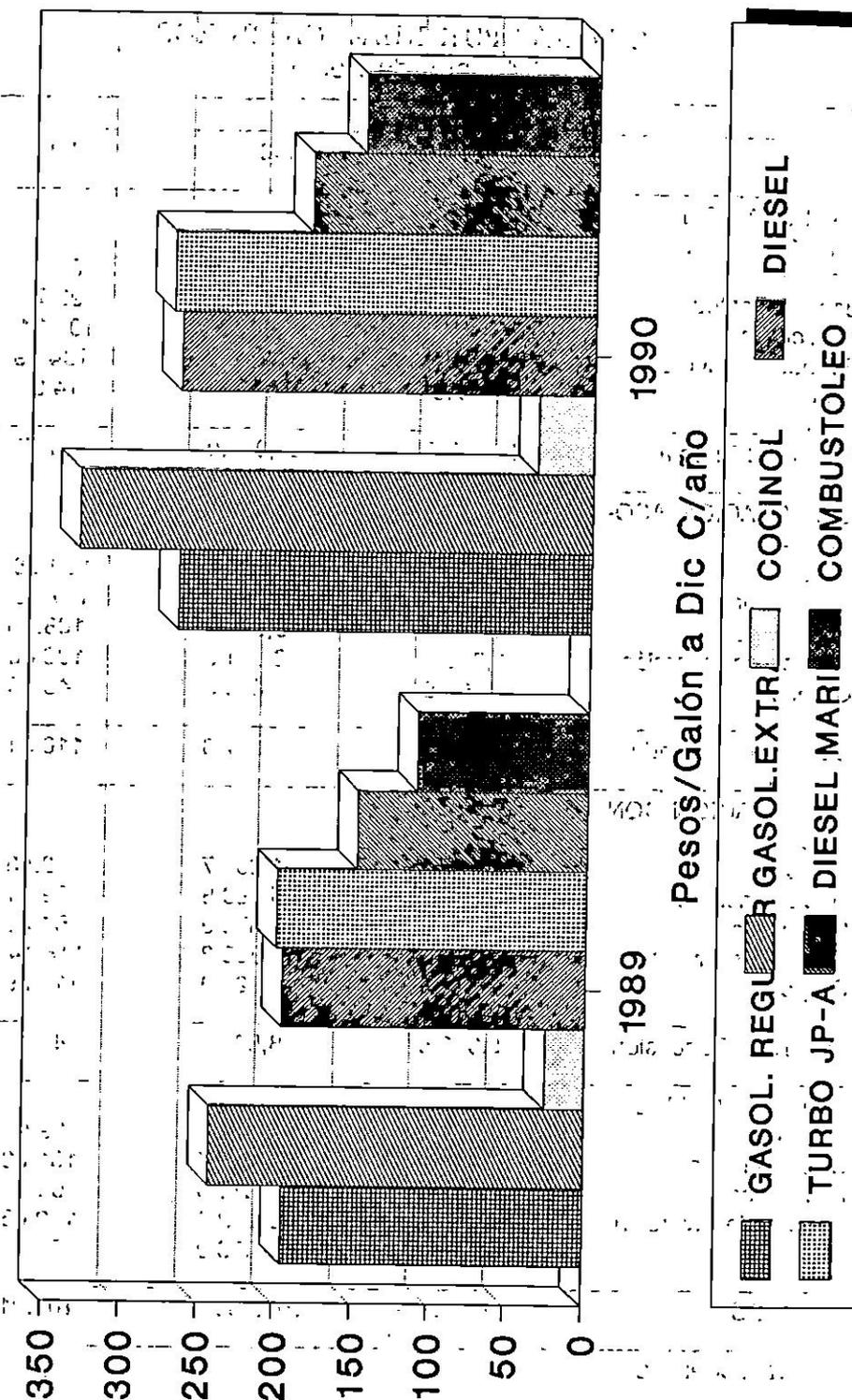
3.12 REGALIAS Y TRANSFERENCIAS AL GOBIERNO CENTRAL Y A LAS REGIONES

3.12.1 Regalías por Hidrocarburos

Una de las principales políticas del actual Gobierno para cumplir y poder desarrollar la parte social y regional consiste en de financiar adecuadamente los planes regionales en áreas marginales, ha sido preocupación constante del Ministerio, a través de la Dirección de Hidrocarburos y del mismo Ecopetrol, prever la oportuna liquidación y pago de las regalías, a la Nación, Departamentos, Municipios, Corporaciones Regionales y Fondos de Inversión (CORPES).

Como resultado de las operaciones de producción de petróleo y gas natural, en 1989 se liquidaron y pagaron regalías por un valor de 109.155 millones de pesos (cuadro No.III-30).

GRAFICO No.III-15
PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES



CUADRO No.III-30
REGALIAS POR HIDROCARBUROS
(Millones de Pesos)

	1988	1989	89/88
EXPLOTACION DIRECTA			
Nación	4,414.2	8,886.2	101.31
departamentos	5,294.0	10,520.8	98.73
Municipios	1,440.7	2,900.3	101.31
Fondos de Inversión	419.1	981.5	134.19
Corpes	357.5	768.2	114.91
Sub-Total Directa	11,925.5	24,057.0	101.73
EXPLOTACION ASOCIADA			
Nación	13,619.4	27,822.1	104.28
Departamentos	16,116.5	34,985.1	117.08
Municipios	4,580.6	9,537.9	108.23
Fondos de Inversión	1,905.2	3,941.5	106.88
Corpes	160.9	230.8	43.45
Sub-Total Asociada	36,382.6	76,517.3	110.31
EXPLOTACION CONCESION			
Nación	1,125.2	1,603.7	42.53
Departamentos	3,772.1	5,269.8	39.71
Municipios	890.3	1,373.3	54.25
Fondos de Inversión	143.3	309.8	116.14
Corpes	11.6	24.9	114.29
Sub-Total Concesión	5,942.5	8,581.5	44.41
TOTAL REGALIAS			
Nación	19,158.8	38,312.0	99.97
Departamentos	25,182.6	50,775.7	101.63
Municipios	6,911.6	13,811.5	99.83
Fondos de Inversión	2,467.7	5,232.8	112.05
Corpes	529.9	1,023.9	93.21
TOTALES	54,250.6	109,155.9	101.21

FUENTE: ECOPEPETROL

La Ley 075 de 1986 estableció a partir de enero 1o. de 1987 que de las regalías pactadas en los contratos de Asociación del 20%, 12% se reparten entre departamentos (9.5%) y municipios (2.5%), y el 8% restante na a la nación y se reparte de acuerdo a lo definido por el CONPES.

Es importante resaltar los incrementos sustanciales en regalías obtenidos en 1989, con la expedición del Decreto 545 de marzo de 1989 y su reglamentación por la Resolución No. 1689 de junio 6 de 1990.

Con la aplicación de este decreto, el precio básico de regalía dejó de ser constante para convertirse en una variable trimestral, que resulta del ponderado del precio del crudo internacional y del precio interno de refinación.

A este efecto, se considera la proporción del crudo destinado a la exportación cuyo precio de referencia es el precio internacional ajustado por un índice de calidad, según la gravedad API y el porcentaje de azufre, descontados los costos de transporte y trasiego al puerto de embarque y la del que se destina a la refinación interna, cuyo precio corresponde al de la canasta de los derivados, descontados los costos de refinación y transporte.

La Resolución No. 1689 de 1990, define las diferentes constantes involucradas en el cálculo del precio básico de regalías.

El cuadro No.III-31, muestra la discriminación de regalías pagadas por contratos de Asociación en los años 1988 y 1989.

CUADRO No.III-31
REGALIAS
Millones de (\$) y Dólares (US\$)

CONTRATO	1988	1989		VAR(%)		89/88
	US\$	\$	US\$	\$	US\$	
Cravo Norte	23,983.6	82.0	55,825.6	141.5	123.98	72.60
Las Monas	737.3	2.5	1,498.8	3.9	103.28	59.28
Cocorná	2,716.1	7.9	3,113.3	8.8	14.62	11.34
Nare	19.2	0.1	456.7	1.1	2,278.65	1,689.06
Tisquirama	76.3	0.3	168.4	0.4	120.71	63.81
Palermo	3,211.6	10.7	5,879.6	15.4	83.06	44.30
Casanare	869.7	2.9	2,943.3	7.6	238.42	161.45
Cubarral	2,172.7	7.3	2,816.6	7.4	29.64	1.56
Arauca	348.9	1.2	592.7	1.6	69.87	32.45
Huila	385.8	1.3	470.6	1.2	21.98	-3.50
Putumayo	120.6	0.4	174.7	0.5	44.85	13.61
Upia	225.6	0.7	458.6	1.2	103.30	62.26
Guajira	1,668.6	6.1	2,457.9	7.6	47.27	23.70
San Jorge	178.2	0.2	330.9	0.3	85.69	68.16
Total	36,548.4	123.4	76,852.5	198.5	110.35	60.81

Fuente: Ecopetrol

-Aproximadamente el 46.51% de las regalías son recibidas directamente por los departamentos, corporaciones, municipios y el restante 53.49% los canaliza la Nación hacia el desarrollo de las regiones productoras. Entre las entidades territoriales se destacan por el monto de regalías recibidas, la Intendencia del Arauca con cerca de 24.860 millones de pesos en 1989. Le siguen en importancia los departamentos de Huila, Santander, Antioquia, Meta y la Guajira, como se observa en el Cuadro No. III-32.

CUADRO No. III-32

REGALIAS DEPARTAMENTALES
(millones de pesos)

	1987	1988	1989	VARIACION % 89/88
ANTIOQUIA	696	1,896	4,108	116.67
ARAUCA	9,122	11,371	24,861	118.64
CASANARE	393	597	1,945	225.80
HUILA	3,574	4,481	6,084	35.77
META	1,345	1,821	2,893	58.87
PUTUMAYO	576	856	1,721	101.05
SANTANDER	2,046	3,232	6,065	87.65
GUAJIRA	-	747	1,109	48.46
OTROS	917	187	1,990	995.64
TOTAL	18,669	25,183	50,776	101.63

Fuente: Minminas.

3.12.2 Impuestos por Transporte de Crudos y Derivados

El Ministerio de Minas y Energía a través de la Dirección General de Hidrocarburos, lleva a cabo la liquidación de los impuestos de transporte de crudo, productos y gas natural en los oleoductos, poliductos y gasoductos que operan en el país.

El valor liquidado por concepto de los oleoductos aumentó en 1989 con respecto al 1988 en más del 1.000%, debido en gran parte a las liquidaciones retroactivas que se efectuaron a las compañías Occidental de Colombia y Shell de Colombia, por las operaciones realizadas en el oleoducto Caño Limón Coveñas.

En lo referente a la liquidación por poliductos se presenta un aumento del 11.64% con respecto a 1988. Igualmente sucedió con la liquidación de gasoductos troncales en un 20.95%. El impuesto de transporte por gasoductos urbanos se incrementó en un 537.67%. (Cuadro No. III-33).

CUADRO No. III-33

IMPUESTOS DE TRANSPORTE DE CRUDO Y REFINADOS
(millones de pesos)

TIPO DE TRANSPORTE	1988	1989	VARIACION %
Oleoductos	208.56	3119.57	1395.76
Poliductos	4.95	5.52	11.64
Gasoductos Troncales	621.71	751.97	20.95
Gasoductos Urbanos	19.19	122.40	537.67
Total	854.41	3999.46	368.10

En la parte correspondiente a Caño Limón Coveñas se liquidó en 1989, pero corresponde al período Dic/85 - Dic/89.

Fuente: Minminas-División de Fiscalización.

3.12.3 Los Hidrocarburos y su Contribución al Desarrollo Económico y Social.

En cumplimiento de la política de integración con la comunidad, durante el presente Gobierno se desarrolló una importante gestión en beneficio de las poblaciones vecinas a sus actividades operativas de hidrocarburos para contribuir al mejoramiento de las condiciones de vida de sus habitantes. Esta acción se enmarca en los principios de participación de la comunidad, desarrollo de su capacidad de autogestión y cooperación interinstitucional.

Los principales programas cumplidos se realizaron con Planes Concertados de Inversión, Desarrollo de la Comunidad, Manejo del Impacto Social y la Coordinación Interinstitucional.

Se creó en Ecopetrol la Dirección de Relaciones con la Comunidad con las siguientes funciones relativas a las participaciones en el desarrollo económico y social de las áreas de influencia petrolera:

1. Ejecutar los planes que conjuntamente el Gobierno y Ecopetrol establezcan para el desarrollo de las zonas donde la empresa adelanta actividades propias de su objetivo.
2. Lograr una mejor posición y un fortalecimiento de la imagen de la empresa ante la opinión pública.
3. Implementar acciones con la comunidad que habita en el área de influencia de las asociaciones en que participa Ecopetrol.
4. Coordinar la acción externa que la empresa desarrolla a través de los Distritos Operativos y Oficinas Centrales.

3.12.3.1 Planes Concertados de Inversión

Se beneficiaron de los programas concertados entre Ecopetrol y entidades territoriales, 117 poblaciones, a las cuales se le adelantan las regalías provenientes de la producción de hidrocarburos, para aplicarlas a obras de gran significación para dichas regiones.

Así mismo, 11 municipios productores de hidrocarburos concertaron directamente con Ecopetrol un modelo similar de inversión para atender obras prioritarias de sus comunidades.

Los programas concertados en 1989 tienen un valor de 12.932 millones de pesos que benefician a 128 municipios (Cuadro No.III-34), cifra muy inferior a la ejecutada en 1988, la cual ascendió a 19.966 millones de pesos y benefició a 245 municipios.

CUADRO No. III-34

PLANES CONCERTADOS DE INVERSIÓN-1989 (valores en miles de \$)

Entidad	Valor	Vías	Acueducto	Acciones					
				Alcantarillados	Educa.	Salud	Electric.	Des.Urb.	Otros
DEPARTAMENTOS									
Boyacá	1,200		15	15					
Guajira	800		1				22		
Huila	1,954					30		40	2
Santander	3,830	36	62	60					
Intendencia de Casanare	2,800	23	15		18		2	4	
MUNICIPIOS									
Aipe	200			1		3			
Manauare	65		7	1	6	3		4	
Neiva	1,000	9	5	8	8	3	2	8	
Paicol	14.6				2		1		
Paz de Ariporo	35			3			2		
Río de Oro	45				1		1		
San Marcos	30				1				
Talagüa Nuevo	44								
Yondó	485		1	2		1		2	
Villavicencio	400							1	
San Pablo	30								
TOTAL M\$	12,932.6								
Número de Acciones	442	71	108	91	65	10	31	63	3

Fuente: Ecopetrol

En cumplimiento de este programa, 277 municipios han visto erigir en sus territorios obras viales, acueductos, alcantarillados, electrificación, educación, salud y planes de desarrollo urbano.

A través de los Planes Concertados de Inversión y con el pago de regalías causadas en 1989 por valor de \$109.155 millones (ver Cuadro No.III-31), correspondientes a la Nación, departamentos, intendencias y municipios por la producción de hidrocarburos, la industria petrolera ha contribuido notablemente al desarrollo de extensas regiones colombianas.

3.12.3.2 Desarrollo de la Comunidad

Se vienen realizando esfuerzos para llevar a cabo un trabajo con las comunidades de sus áreas de influencia, encaminado a lograr que sus miembros asuman cada vez más un nivel protagónico en el análisis de sus necesidades y problemas más sentidos, con el objeto de buscar soluciones acordes con los recursos disponibles y con las posibilidades de cooperación interinstitucional.

Esta actividad se ha llevado a cabo en forma directa en 167 municipios a través de sus distritos operativos, oficinas regionales, la acción de las compañías asociadas y durante la ejecución de proyectos de Ecopetrol.

El Cuadro No.III-35 indica los programas de integración y el monto de las inversiones:

CUADRO No.III-35

PROGRAMAS DE INTEGRACION CON LA COMUNIDAD DURANTE 1989 (millones de pesos)

PROGRAMA	ECOPETROL	ASOCIADOS	TOTAL
CAMINOS	1.816.2	1.471.5	3.287.7
EDUCACION	390.9	43.5	434.4
ENERGIA	97.2	0.9	98.1
EXTENSION CULTURAL	214.2	3.7	217.9
ACCION SOCIAL	440.7	22.3	463.0
SALUD	216.2	9.5	225.7
SERVICIOS	150.7	3.9	154.7
TOTAL	3.326.1	1.555.3	4.881.4

A través de la Dirección de Relaciones con la Comunidad, Ecopetrol ha logrado la participación de entidades públicas y privadas con intereses comunes en diferentes regiones para la programación y ejecución de diversas actividades y proyectos de carácter social. Con ello se ha logrado una presencia más integral de las instituciones estatales, logrando un mejor aprovechamiento de los recursos y generando una mayor confianza de las comunidades locales y regionales hacia la acción operativa y unificada del Estado. La Campaña Libertadora 170 Años Des-

pués, el proyecto de desalinización de agua de mar por energía solar en el Cabo de la Vela, la interconexión Sogamoso-Yopal, el convenio con los Departamentos de Antioquia y Santander para la construcción del puente sobre el río Magdalena entre Barrancabermeja y Yondó, son entre otras, las mejores demostraciones de esta acción integrada.

Merece así mismo mencionar que dentro de estas acciones se resalta la asesoría brindada al Oleoducto Colombia en la instrumentación del programa de relaciones con la comunidad; el manejo de esta política en las actividades de sísmica, al sur de Bolívar; el proyecto de integración Ecopetrol-comunidad de Yondó, Antioquia; y la atención de algunas de las necesidades de comunidades indígenas de Aico, la Sortija y Nicolás Ramírez, Tolima.

Dentro del Plan Nacional de Rehabilitación (PNR), Ecopetrol ha realizado aportes por un valor acumulado de 21.417 millones de pesos, de los cuales 5.208 millones de pesos fueron transferidos en 1988 y 16.209 millones de pesos durante 1989.

3.12.3.3 Financiamiento del FODEX

Durante los 3 últimos años Ecopetrol ha venido realizando inversiones en Títulos de Regulación del Excedente Nacional (TREN) que a diciembre 31 de 1989 alcanzan un valor acumulado de 253,1 millones de dólares discriminados así: 99,1 millones de dólares en 1987, 85 millones de dólares en 1988 y 69 millones de dólares en 1989.

3.12.3.4 Aportes a CARBOCOL

En 1989 Ecopetrol efectuó aportes a Carbocol por valor de 8.012 millones de pesos, más 25 millones de dólares.

3.12.3.5 Transferencia y Subsidios

En el cuadro No.III- 36 se discriminan los pagos por subsidios efectuados en los 2 últimos años, en donde se puede destacar que el subsidio a la gasolina sigue siendo el más alto con un 68,7%, con relación a 1988.

En lo que respecta al gas natural el subsidio presentó una disminución del 22,2% con respecto a 1988, debido en gran parte a que los precios del gas natural observaron incrementos cercanos al 50%, con lo cual se viene desmontando el subsidio por este concepto.

CUADRO No.III-36

PAGO DE SUBSIDIOS (millones de pesos)

	1988	1989	Variación 88/89
Gasolina	24,299.2	40,993.8	68.7
Cocinol	6,908.0	9,556.1	38.3
J.P.A Vuelos Nacionales	2,533.7	2,805.3	10.7
Gas Natural	2,635.4	2,049.6	(22.2)
Transporte Combustible	617.8	664.1	7.5
Electrificadoras	11,193.2	13249	18.4
Total Subsidios	48,187.3	69,317.9	121.4

Fuente: Ecopetrol

Como se observa en el cuadro anterior, el subsidio a las electrificadoras que es una compensación por el costo de los combustibles y del gas natural para las regiones con servicios de energía de generación térmica, fue durante 1989 de 13.249 millones de pesos, cifra superior en un 18,4% con respecto a 1988.

3.13 DESARROLLO TECNOLÓGICO

El Plan de Sustitución de Importaciones, implementado con la creación de los Nucleos de Articulación con la Industria (NAI) fue recibido con beneplácito por los gremios de la producción del país por significar a mediano y largo plazo la generación de nuevos empleos, la utilización de la capacidad ociosa de equipos instalados y sobre todo, se vislumbran las bases para que la industria en todos sus niveles empezara su crecimiento tanto en equipos como en técnicas que Ecopetrol requería para producir repuestos, piezas, máquinas, tubería y accesorios, y en general toda una inmensa gama de productos que se importan en el país. Esta actividad fue realizada gracias a una muy amplia cooperación de todos los Distritos de Ecopetrol.

La idea de los NAI fué contuida por medio del Decreto No 780 de 1987, con la reacción de los grupos de Integración Industrial, GII. Este Decreto establece grupos de Integración con L Industria en determinadas empresas y fija sus funciones.

La labor desarrollada por los GII ha sido muy valiosa. En el área de hidrocarburos ha contado con el apoyo de Ecopetrol a través del Instituto Colombiano del Petróleo, ICP y en el sector eléctrico, ISA ha servido como coordinador con las demás empresas.

El Instituto Colombiano del Petróleo, ICP cuenta con tres Divisiones básicas:

- Exploración y Explotación
- Refinación y Petroquímica
- Desarrollo Energético y Ambiental

Sus objetivos se orientan hacia un proceso de asimilación y creación de tecnologías en el país a través de recursos humanos existentes en Ecopetrol y de nuevos profesionales seleccionados en las mejores Universidades Nacionales. Esta acción se deriva de la necesidad que tiene el país de aspirar a su desarrollo y eliminar en forma paulatina su dependencia actual de asesoría extranjera para la gran mayoría de sus programas de ingeniería.

Con el fin de consolidar la infraestructura necesaria para adelantar dentro de un plazo mínimo el cumplimiento de las metas que se han fijado a la institución, se presentó en noviembre de 1986, el Plan Estratégico de Desarrollo, en el cual se definen los programas de cada una de las Divisiones del ICP en los próximos 5 años. El Plan Estratégico de Desarrollo se ha diseñado con base en 3 categorías de inversión que se describen seguidamente.

3.13.1 Recursos Humanos

Ante la carencia del personal científico de alto nivel que es requerido para el desarrollo de los Programas de Investigación aplicada en áreas especializadas del petróleo, se hace necesaria una acción intensa, acelerada y eficiente entre el ICP y las Vicepresidencias de Ecopetrol, para aportar personal técnico con experiencia en dichos programas, y establecer planes especiales de entrenamiento de profesionales recién egresados de las Universidades que en un período de 3 a 5 años se incorporen a actividades propias de la investigación.

En la actualidad se ha iniciado un Plan de Selección de Profesionales que se especializarán en cinco de las mejores universidades norteamericanas.

Se han presentado más de 200 candidatos, de los cuales se seleccionará un grupo de 25 que harán especializaciones en los campos específicos que requiere el ICP para adelantar sus programas.

En el año 1990 se adelantará un plan similar incorporando otras Universidades e Institutos Internacionales, para hacer más universal el acceso a las nuevas tecnologías requeridas para nuestro desarrollo.

3.13.2 Equipamiento

Por ser ésta una de las categorías más importantes, de la inversión, se requiere un estudio muy cuidadoso, asesorado por expertos en las diversas especializaciones de la actividad petrolera. Con esta finalidad se ha procedido a:

- Efectuar visitas del personal de Dirección y Técnico del ICP a Centros de Investigación del CENPES en Brasil e INTEVEP en Venezuela, para estudiar con sus

homólogos los Programas de Investigación y Asistencia Técnica que se ejecutan en dichos centros, que a su vez ayudaran en la selección de los equipos necesarios para el Instituto.

- Contratar asistencia técnica con el Instituto Francés del Petróleo y Petrocanadá para la identificación y especificación de equipos para laboratorio y plantas piloto en las áreas de Refinación y Petroquímica, y Exploración/Explotación.

- Asesoría directa de CENPES e INTEVEP para desarrollar programas conjuntos de investigación con equipos de alto costo y sofisticación científica que ellos ya tienen instalados, para evitar, por parte del ICP hacer inversiones que no sean convenientes por el momento.

3.13.3 Planta Física

Se adquirió un terreno para la Sede del ICP en Piedecuesta (Santander), cerca de la ciudad de Bucaramanga con una extensión de 31 hectáreas, en el cual se adelantarán construcciones de cerca de 25.000 metros cuadrados, para laboratorios, plantas piloto, centros de información tecnológica, apoyos de sistematización, áreas de servicios, oficinas y administración.

Las actividades desarrolladas por el ICP en investigación, ingeniería básica y asesoría técnica se refieren esencialmente al análisis de nuestros pozos (más de 1.000 análisis), a programas de capacitación dentro del convenio con Petrocanadá, a ingeniería básica de los proyectos de la planta de asfalto de Castilla y plantas de gas de Apiay, elaboración de términos de referencia de estudios ambientales y planes de contingencia para derrames de crudos.

3.14 Perspectivas de los Hidrocarburos para el año 2000

El contraste entre la situación actual, en la cual los hidrocarburos constituyen una fuente primordial de recursos para el desarrollo del país y la aún fresca y onerosa experiencia iniciada en la década de los 60, cuando la casi desapercibida actividad exploratoria produjo a mediados de los años 70 el cambio de país exportador a importador neto de crudo, situación que sólo se logra superar 10 años después, pone en clara evidencia la necesidad de mantener a largo plazo la autosuficiencia en la producción de petróleo.

Las reservas actuales de petróleo del orden de 1947 millones de barriles permiten un autoabastecimiento que no dura hasta finales de la presente década. Por lo anterior y ante una expectativa de mayores precios internacionales, es prioritario mantener y aún incrementar el plan exploratorio para allegar nuevas reservas cuya producción permita satisfacer a largo plazo los requerimientos internos para refinación y manteniendo en lo posible excedentes exportables. Sólo se puede llegar a esta posición mediante la asignación adecuada de recursos para la exploración directa y propiciando la participación del capital extranjero a través de los contratos de asociación.

Ante una disponibilidad de recursos moderados de hidrocarburos en el país, parecería prudente establecer un mecanismo apropiado de estabilización de los gastos financiados con los excedentes petroleros y fortalecer a Ecopetrol para poder mantener una cierta continuidad en su nivel de inversiones.

Los pronósticos de crecimiento de la demanda de productos blancos en el país, (gasolina y destilados medios) están ligados al crecimiento de la economía. La gasolina, que participa en un 70% del consumo total de combustibles blancos, se importa actualmente en una proporción cercana al 25% de su consumo total, el cual puede llegar a crecer en valores próximos al 60% durante la década de los noventa. Las anteriores circunstancias, frente a la capacidad de producción de las actuales refinerías, haría necesario importar un volumen de gasolina superior al 40% de su demanda a finales de siglo.

3.14.1 Pronósticos de Abastecimiento de Crudo hasta 1995

Para la proyección sobre la producción de crudo hasta el año 1995, se tomó como variables explicativas los presupuestos y estimativos que cada empresa al igual que Ecopetrol tiene en sus proyecciones futuras, así mismo sus posibles hallazgos. Para tal fin, se han tomado dos escenarios de referencia, uno alto y uno bajo: (cuadro No.III-37).

— Escenario Alto

En este escenario se tienen en cuenta los siguientes parámetros:

- Una probabilidad del 90% en el descubrimiento de reservas.
- Un 95% de la producción que se tiene proyectada en Caño Limón.

— Escenario Bajo

- Una probabilidad del 50% en el descubrimiento de reservas.
- Un 85% de la producción que se tiene proyectada en Caño Limón.

La construcción de la nueva refinería, sobre la cual ya se hizo referencia anteriormente, junto con algunos cambios operacionales en el Complejo Industrial de Barrancabermeja, permitirá disminuir notoriamente el déficit de gasolina y mantener el autoabastecimiento de diesel durante el resto de siglo, permitiendo inclusive la exportación de algunos excedentes de este producto.

CUADRO No. III-37
PROYECCION DE PRODUCCION DE CRUDO
1990-1995

ESCENARIO		1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	VAR.- %/año 95/89
ALTO	Unidad								
A. PRODUCCION DE CRUDO									
Totales	KBPD	403.7	435.9	444.8	515.2	521.4	517.2	471.2	2.61
Prod. Directa:	KBPD	82.6	91.0	96.5	117.7	116.5	120.6	115.0	5.67
Prod. Asociada:	KBPD	262.6	288.8	299.1	353.2	366.8	371.9	336.1	4.20
Prod. Concesion	KBPD	58.5	56.1	49.2	44.3	38.1	24.7	20.1	-16.31
A. PRODUCCION DE CRUDO									
Totales	KBPD	403.7	413.4	421.5	485.1	480.4	468.0	421.2	0.71
Prod. Directa:	KBPD	82.6	91.0	95.7	111.4	107.5	109.8	102.9	3.73
Prod. Asociada:	KBPD	262.6	266.3	276.6	329.4	334.8	333.5	298.2	2.14
Prod. Concesion	KBPD	58.5	56.1	49.2	44.3	38.1	24.7	20.1	-16.31

Fuente: Ecopetrol- Dirección de Planeación Corporativa

El déficit de gasolina de alguna importancia no volverá a presentarse para finales del siglo. La nueva refinería con capacidad original de 75 KBDC está siendo diseñada para permitir una fácil y económica ampliación a 100 KBDC, con lo cual los próximos gobiernos podrán responder más fácilmente al adecuado suministro de productos blancos que requiera el país al término de la década.

La ejecución de los programas de inversión para lograr los objetivos propuestos en cada una de las actividades de Ecopetrol, combinados con el cumplimiento de las condiciones esperadas en materia de precios, económicas y financieras permitirán la obtención de importantes recursos para el Estado a través de regalías, impuestos y demás transferencias, los cuales en dólares corrientes promedian los 500 millones anuales, para el próximo cuatrenio.

El mantenimiento de la autosuficiencia de petróleo y gas natural a mediano y largo plazo implica, como condición indispensable, la ejecución de un programa continuo e intensivo de exploración de nuevas reservas.

El programa de actividades exploratorias parte de dos premisas fundamentales: de una parte, la capacidad técnica y de inversión de Ecopetrol y de otra parte la continuidad de la operación de las compañías privadas asociadas con la empresa estatal, a través de los contratos de asociación tradicionales, de las nuevas modalidades de participación de riesgo, etc.

El programa exploratorio incluye tanto las cuencas activas de exploración tradicional, como también algunas cuencas no activas (Cauca, Cesar y Chocó) que cuentan con información suficiente para iniciar actividades de exploración. Sobre

estas nuevas cuencas Ecopetrol viene adelantando una intensa labor de promoción que se ha concretado con la firma de varios contratos.

El objetivo del programa exploratorio hasta el año 2000 es el descubrimiento de 1.800 millones de nuevas reservas recuperables, mediante la perforación de cerca de 1.150 pozos exploratorios, de los cuales alrededor de 800 serán perforados por las compañías Asociadas con Ecopetrol. Este programa exploratorio significa una inversión por parte de las empresas Asociadas de 2.500 millones de dólares, y de 1.497 millones de dólares por parte de Ecopetrol.

A su vez, Ecopetrol adelantará el levantamiento de 98.700 kilómetros de sísmica y la perforación de 368 pozos exploratorios, con lo que espera descubrir 534 millones de barriles de nuevas reservas. Como se sabe, para el financiamiento de este plan se tiene el respaldo del Fondo de Exploración del Petróleo. Adicionalmente Ecopetrol proyecta inversiones hasta el año 2000 superiores a 430 millones de dólares en el mantenimiento de los campos actuales.

Las inversiones en exploración y desarrollo están complementadas con los proyectos para la ampliación de la red de transporte de petróleo. Merece destacarse la reciente entrada en operación del denominado Oleoducto Central de Los Llanos, con capacidad de 75 mil barriles/día, de propiedad de Ecopetrol, el cual transportará los crudos de las áreas del Meta y Casanare, con destino a la refinación interna y a la exportación.

Como se informó anteriormente se adelanta igualmente la construcción de un nuevo oleoducto desde Vasconia, en el Alto Magdalena, hasta el puerto petrolero de Coveñas, el cual recibirá los crudos provenientes del Huila, de los Llanos Orientales y el combustóleo sobrante de la nueva refinería hasta la Costa Norte.

Con esta nueva capacidad de transporte, las reservas actuales podrán ser explotadas a una capacidad mayor. En el cuadro No. III-37 se presentan unos pronósticos de producción de petróleo, tanto de reservas actuales, como de las adicionales que se irán descubriendo con el programa exploratorio. Con estas nuevas reservas y con la instalación de la nueva refinería, se continuaría contando con excedentes exportables de crudo que para el año 2000 tendrían niveles similares a los de hoy.

El gas natural continuará siendo un recurso energético de gran importancia para el país; es necesario, por lo tanto, continuar invirtiendo en el hallazgo de nuevas reservas cuya utilización debe continuar orientándose prioritariamente a la sustitución de otros energéticos cuyo suministro es aún más oneroso para el Estado.

Un proyecto importante del programa de gas para el cambio es el del uso de gas natural comprimido para vehículos automotores (GNC), dentro del cual se cuenta ya con 5 estaciones de servicio en Barranquilla, Cartagena y Neiva y 800 vehículos de servicio público que lo utilizan y 3.150 vehículos que lo harán en un futuro próximo. Existen planes concretos para construcción de 8 nuevas estaciones, sin incluir Bogotá. Para esta ciudad, se realiza actualmente un estudio con

el objeto de determinar y cuantificar el efecto de la altura sobre el rendimiento y potencia de los vehículos con motor a gasolina que se transformen a GNC.

La demanda de gas natural en el sector industrial se estima que crecerá al 4% anual hasta el año 2000. El otro sector de rápido crecimiento será el de consumo residencial y comercial, particularmente en las áreas urbanas a donde se está extendiendo este servicio, como es el caso de un gran número de municipios en la Costa Atlántica, en el Huila, en Santander, así como en Villavicencio y Bogotá. Se calcula que el potencial teórico de usuarios residenciales de gas natural es de 2.7 millones. Con el programa en desarrollo, se espera llevar servicio de gas en el año 2000 a un total de 900.000 usuarios (cuadro No. III-38).

El principal desarrollo que en la actualidad se adelanta es, sin duda alguna, el de suministro de gas natural en una extensa zona residencial del sur de Bogotá, que sustituirá especialmente cocinol en el consumo doméstico.

Además de los beneficios directos que esta sustitución representa en términos de ahorro de costosas importaciones de gasolina motor, se van a lograr invalubles beneficios de tipo social, como el de la eliminación de los frecuentes y graves accidentes que resultan en irreparables quemaduras y vidas, especialmente entre niños.

Con el gas de Apiay se atenderán 260.000 usuarios de Bogotá, en un programa de 7 años. Si se comprueban reservas en Casanare ese cubrimiento podría ampliarse dependiendo de los volúmenes allí disponibles.

3.14.2 Planes para el año 2000 en Materia de Gas Natural

El Programa de Gas se continuará desarrollando en los próximos 10 años y las fases de desarrollo con sus proyectos específicos se resumen así:

Fase 1

Se continuará con los proyectos para incrementar el consumo residencial en las zonas que ya dispongan del servicio del gas natural, mediante la ampliación de las redes urbanas. Durante la realización de estos proyectos, se prestará especial atención en satisfacer los requerimientos energéticos de las familias de escasos recursos económicos, las cuales han estado marginadas del servicio por los altos costos de conexión y las dificultades para su financiación.

Estos proyectos serán desarrollados por las empresas distribuidoras regionales, las cuales en su mayoría son empresas filiales de Ecopetrol, requiriéndose cuantiosas inversiones para la ejecución de estas obras.

Fase 2

En esta fase, Ecopetrol continuará con el desarrollo de los gasoductos regionales de la Costa Atlántica, próximos 3 años.

En el Departamento del Huila está proyectando un gasoducto de 185 kilómetros para llevar el gas natural a 8 municipios del sur del Huila. El proyecto se ejecutará por etapas, programándose para la primera etapa la construcción de 38 kilómetros y que permitirá conducir el gas a los municipios de Campoalegre y Rivera, antes de 1993.

En la zona oriental, la empresa Gases del Oriente S.A. construirá un gasoducto de 8 kilómetros, para conducir el gas a la ciudad de Cúcuta.

Por otro lado, Ecopetrol construirá los gasoductos a Cantagallo, Puerto Wilches y San Pablo, con una longitud de 18 kilómetros.

CUADRO No. III-38

**CONEXIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL
PROGRAMA DE GAS NATURAL**

REGION GEOGRAFICA	INST. A		AÑO								TO-TAL
	DIC/89	1990	1991	1992	1993	1994	1995	2000	2000		
GASES DE LA GUAJIRA	3,573	3,620	1,320	1,320	1,320	1,320	300	300	13,073		
GASES DEL CARIBE	69,963	15,000	25,452	24,660	19,112	15,000	4,000	4,000	177,187		
SURTIGAS	41,849	10,000	16,000	26,200	17,500	12,100	3,000	3,000	129,649		
TOTAL COSTA ATLANTICA	115,385	28,620	42,772	52,180	37,932	28,420	7,300	7,300	319,909		
GASORIENTE	55,187	13,000	11,000	10,000	7,000	2,000	2,000	2,000	102,187		
GASES DE B/BERMEJA	5,590	3,400	3,000	3,000	3,000	2,000	2,000	1,000	22,990		
METROGAS	15,074	3,100	3,500	3,500	3,500	1,500	600	600	31,374		
GASES DEL ORIENTE	0	0	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	1,000	16,000		
TOTAL ORIENTE	75,851	19,500	20,500	19,500	16,500	8,500	7,600	4,600	172,551		
ALCANOS DEL HUILA	30,723	4,600	4,700	4,700	1,000	1,000	1,000	1,000	48,723		
LLANOGAS	4,960	9,400	8,300	5,000	5,000	3,000	600	600	36,860		
GAS NATURAL S.A.	1,200	34,900	50,000	50,000	50,000	50,000	23,900	-	260,000		
INSTALACIONES POR AÑO		97,020	126,272	131,380	110,432	90,920	40,400	13,500			
GRAN TOTAL PAIS	228,119	325,139	451,411	582,791	693,223	784,143	824,543	838,043	838,045		

3.14.3 Programa de Gas Natural Comprimido (GNC)

La extensión al centro del país del programa de gas natural comprimido para uso automotor, iniciado en la Costa Atlántica y en el Departamento del Huila con grandes incentivos para los usuarios y para Ecopetrol, se ha suspendido hasta que se tenga certeza de las reservas de gas en el área del Casanare que permita una mejor estructuración de este proyecto, que requiere cuantiosas inversiones.

En la Costa Atlántica y en el Huila, el desarrollo del proyecto del GNC continuará a cargo de Promigas y de Alcanos del Huila, respectivamente. Estas empresas además de usar el GNC como combustible para vehículos automotores, continuarán incentivando su utilización para satisfacer las redes urbanas en aquellos municipios hacia donde no es factible la construcción de gasoductos troncales.

Ministerio de Minas y Energía

CAPITULO IV

4. POLITICAS Y REALIZACIONES EN MATERIA DE CARBON

Entre 1989 y 1990, son evidentes y notorios los aportes logrados en el subsector carbón, como desarrollo de las orientaciones dadas en el Plan de Economía Social del presente gobierno, y cuyos aspectos se resumen a continuación:

– La exploración del carbón tuvo resultados exitosos al elevar las reservas demostradas en 1989 a 6.503 millones en 1989.

– La producción nacional de carbón pasó de 15.1 millones de toneladas en 1988 a 18.9 millones en 1989 y se estima en 20.5 millones de toneladas para el presente año. Las exportaciones pasaron de 10.7 millones de toneladas en 1988 a 13 millones de toneladas en 1989 y se pronostican en 14.6 millones de toneladas para 1990, o sea, se aumentarán en un 40%.

– A los beneficios directos que trajo la ejecución de proyectos carboníferos, se añaden la generación de divisas por un valor equivalente al 62% de la variación de las reservas internacionales del país, la generación de 22.000 empleos en el país, compras a la industria nacional por más de \$33.000 millones y aportes en obras de ayuda a la comunidad. Entre los grandes inversionistas y Carbocol, hasta 1990 aportaron cerca de \$2.200 millones a programas de salud, educación y vías, buscando su orientación hacia los municipios pobres.

En este capítulo se presenta con más detalle estos desarrollos así como en primer lugar, la perspectiva hacia el año 2.000.

4.1 Políticas generales de contratación

El Gobierno ha establecido que los nuevos proyectos carboníferos deben realizarse bajo el esquema de contratos con inversionistas privados, para que ellos exploren y exploten los yacimientos del Estado bajo su propio riesgo, mejorando claramente las contraprestaciones económicas.

Los aspectos básicos que consideran los contratos ya firmados en carbón son:

a) Contraprestaciones Económicas:

– Las regalías directas se establecieron de manera que guardan relación con el volumen a explotar y con un precio de referencia internacional.

– Habrá un ingreso de participación para utilidades no esperadas, si el precio internacional excede un determinado nivel.

– Se prevén cánones superficiarios así como el pago de derecho de entrada.

b) Participación de la industria y personal Colombiano:

– El inversionista contratará y mantendrá un alto porcentaje de personal nacional, preferencialmente del área del proyecto.

– Utilizará bienes y servicios originados por la industria e ingeniería colombiana, siempre y cuando cumplan con las exigencias técnicas.

c) También las cláusulas abarcan los siguientes puntos:

– Evaluación, seguimiento y correctivos para el impacto ambiental por parte del inversionista, a satisfacción de las entidades estatales competentes.

– Compromiso del inversionista para capacitar y entrenar al personal colombiano en actividades directivas, profesionales, técnicas, administrativas y operativas.

– Se dejó abierta la posibilidad de que terceros puedan hacer uso de la infraestructura construida por el inversionista, siempre y cuando cumplan ciertos términos y condiciones económicas aceptables para las partes.

– Se consideraron otros aspectos relacionados con delimitación y devolución de áreas, definición de períodos, registro de capital Vs. deuda y reversión de activos al Estado libre de todo pasivo.

4.2 PROGRAMAS Y PROYECTOS DE EXPLORACION PARA EL MERCADO INTERNACIONAL

El Cuadro No. IV-1 sintetiza la situación de las reservas colombianas de carbón, según regiones. El programa de exploración avanza en su totalidad dentro de los cronogramas previstos, como se observa en los proyectos que se relacionan a continuación.

4.2.1 Proyecto La Loma - DRUMMOND

Siguiendo las pautas de contratación mencionadas, el 23 de agosto de 1988 se firmó entre CARBOCOL y DRUMMOND LTDA. un contrato para la exploración, montaje, explotación y exportación de las reservas carboníferas del depósito de La Loma, sobre un área definida de hasta 9020 hectáreas.

El 20 de febrero de 1989 se firmó el Acta de perfeccionamiento del contrato y con ella la fecha efectiva de iniciación de los trabajos geológicos, de ingeniería y de impacto ambiental.

En febrero 5 de 1990, Drummond entregó a CARBOCOL una recopilación de estudios realizados hasta la fecha en las áreas de:

- Geología reservas y calidad
- Hidrología y Geotécnica
- Aerofotogrametría y cartografía
- Infraestructura y transporte
- Minería
- Impacto ambiental
- Evaluación financiera y económica

En el transcurso de 1990 Drummond espera definir la alternativa de transporte y puerto para el proyecto y los estudios ambientales correspondientes.

Beneficios para el País : El contrato establece la explotación por 30 años de hasta 10 millones de toneladas anuales de carbón. El país recibirá como contraprestación, en dólares de 1987, US\$ 1.044 millones por concepto de regalía, US\$1.221 millones por impuestos de renta y remesas y US\$67 millones adicionales por ingreso de participación, si los precios continúan reaccionando al alza.

Cuadro No IV. 1

COLOMBIA - RESERVAS DE CARBON POR CATEGORIAS, SEGUN REGIONES
(Millones de Toneladas)

Dic/89

REGIONES	Demostradas			INFERIDAS
	Medidas	Indicadas	TOTAL	
GUAJIRA	3.670.0	0	3.670.0	0
CORDOBA	309.1	268.2	577.3	2.584.0
CUND. Y BOYACA	312.8	276.7	589.5	11.537.5
CESAR	154.2	1.098.0	1.252.2	712.0
ANTIOQUIA	24.0	115.2	139.2	140.0
VALLE DEL CAUCA				
Y CAUCA	24.1	34.2	58.3	127.2
N. DE SANTANDER	13.6	63.3	76.9	289.6
SANTANDER	71.1	68.6	139.7	2.5
TOTAL	4.578.9	1.924.2	6.503.1	15.392.6

FUENTE: CARBOCOL, Vicepresidencia de Apoyo a la Minería del Carbón
- Dirección de Exploración 1989.

Dentro del contrato se estipula la participación preferencial de la industria e ingeniería nacional.

Beneficio para la Región :

- Aportes de Drummond de US\$2.000.000 con destino a beneficios sociales y económicos directos en el área del proyecto.

- Mejoramiento del transporte interno en el Cesar y desde el Cesar a la Costa Caribe.

- Generación de entrenamiento y empleo directo para aproximadamente 800 a 1.000 colombianos.

- Creación de empleo indirecto, alrededor de 3.000 a 4.000 plazas impulsando industrias como la construcción, el transporte, las comunicaciones y el comercio mayorista y minorista.

- Construcción de un mínimo de 260 viviendas para obreros.

4.2.2 Proyecto Calenturitas - PRODECO

Siguiendo también las directrices de contratación el 21 de febrero de 1989, CARBOCOL suscribió un contrato de exploración y explotación de gran minería con la compañía colombiana PRODECO S.A., con el objeto de explotar durante 30 años hasta 3 millones de toneladas anuales de carbón a cielo abierto, con destino al mercado internacional.

El proyecto está ubicado en municipios determinados como de pobreza absoluta, en el área de La Loma, sector de Calenturitas, en el departamento del Cesar, en jurisdicción de los municipios de El Paso, Becerril y la Jagua de Ibirico, dentro del aporte 871 de CARBOCOL, con una extensión de 6.668 hectáreas.

El proyecto se encuentra en la etapa de exploración, la cual se inició en julio de 1989 y tiene una duración de 2 años. Los estudios exploratorios realizados por PRODECO durante el primer semestre de labores consistieron en 4.406 metros de perforación, registrados eléctricamente, identificando la existencia de treinta y ocho (38) mantos de carbón.

Durante el año de 1990, Prodeco realizará los estudios técnicos complementarios a la evaluación geológica del yacimiento, tales como geotécnica, hidrogeología e impacto ambiental.

Beneficio para el País : Durante la vida del proyecto el país obtendrá en divisas de las exportaciones programadas del orden de US\$3.000 millones de 1989, con los pronósticos de precios FOB-actuales; regalías básicas del orden de US\$221 millones y regalías adicionales por US\$143 millones, además de los impuestos correspondientes a renta y complementarios.

Beneficios para la Región: Este proyecto carbonífero vinculará con prioridad a gente de la región. Para ello se tiene contemplado un programa de entrenamiento del recurso humano. Además generará un considerable número de empleos indirectos que se deriven del proyecto, tales como suministro de materiales e insumos etc.

El proyecto también contribuirá a la ejecución de planes de desarrollo social y económico en beneficio de la comunidad.

4.2.3 Proyecto El Descanso

CARBOCOL contrató los estudios de prefactibilidad minera del área de El Descanso en el departamento del Cesar los cuales concluyeron con la investigación detallada del subsuelo, mediante la ejecución de 23.998 metros de perforación, en 1989.

Los resultados obtenidos en esta fase del estudio mostraron un yacimiento de carbón de características muy atractivas para el montaje de un proyecto minero a cielo abierto, de producción a gran escala. Las reservas calculadas hasta 300 metros de profundidad en un área de 90 km² son del orden de 1.460 millones de toneladas de carbón de las cuales 1.300 millones tienen categoría de reservas demostradas. En un área de 50 kms², seleccionada para el proyecto minero, la reservas demostradas hasta 300 metros de profundidad son de 880 millones de toneladas de carbón.

La inversión en la fase de investigación detallada del subsuelo fue del orden de \$1.600 millones.

A partir de 1990 se llevará a cabo el estudio de prefactibilidad para el montaje de un proyecto minero con producción entre 5 y 12.5 millones de ton/año el cual servirá de base para negociar el posterior desarrollo.

4.2.4 Proyecto San Luis (El Carmen Santander)

Mediante acuerdo firmado con el Gobierno del Brasil, se esperaba que entidades de ese país emprendieran un estudio de factibilidad. Al no haber obtenido aún respuesta de este país, CARBOCOL tiene previsto iniciar en 1990, para el flanco occidental un concurso de méritos para contratar la fase de prefactibilidad para el montaje de un proyecto minero del orden de un millón de toneladas año. Esta producción estaría destinada principalmente a la exportación de carbones para uso metalúrgico. El flanco oriental sería desarrollado mediante contratos de exploración-explotación con el sector privado nacional.

4.3 PROGRAMA DE EXPLORACION PARA EL MERCADO INTERNO

4.3.1 Proyecto Páramo del Almorzadero

Para el desarrollo minero integral del Páramo CARBOCOL realizará un estudio de prefactibilidad minera para un proyecto de carbón antracítico del orden de 150 millones de toneladas año. Las áreas no cubiertas serán desarrolladas mediante contratos de pequeña y mediana minería con terceros, dentro del programa de Apoyo a la Minería del Carbón.

4.3.2 Proyecto Albania - Jesús María

Durante los meses de septiembre a diciembre de 1989 se llevó a cabo la prospección geológica del área de La Albania-Jesus María, localizada al sur del Departamento de Santander.

Los resultados muestran que las manifestaciones en el área corresponden a bitúmenes sólidos, clasificados como asfaltitas, y solo evidencias de carbones con determinada importancia, fueron localizados al occidente del área inicialmente seleccionada para el estudio.

4.3.3 Proyecto Amagá - Venecia - Bolombolo

Con el fin de atender el incremento de la demanda de carbón en los Departamentos de Antioquia, Valle y Antiguo Caldas, se realizó la exploración de un área localizada en el Municipio de Venecia, Departamento de Antioquia, con una extensión aproximada de 16 km². La investigación geológica se realizó en dos fases consecutivas: La Fase I "Geología de Superficie" se efectuó entre octubre de 1988 y abril de 1989; la Fase II "Geología de Subsuelo" se efectuó entre mayo de 1989 y marzo de 1990. La inversión total asciende a \$365 millones.

Los resultados obtenidos, fueron:

- Se identificaron 18 mantos de carbón persistentes, con espesores que varían entre 0.6 y 3.2 metros.

- Se calcularon reservas demostradas del orden de 140 millones de toneladas hasta profundidades que varían entre 200 y 500 metros, dependiendo de las condiciones estructurales.

- Se determinó la calidad del carbón, clasificándolo como bituminoso alto en volátiles, de mediano poder calorífico, en su mayoría bajo en cenizas y azufre y de uso térmico.

A partir de abril de 1990 se adelantarán, como una inversión adicional de \$185 millones, los estudios de prefactibilidad técnico-económica para cuatro proyectos mineros de mediana escala en esta zona.

4.4 PROYECTOS CON EMPRESAS REGIONALES

4.4.1 Procarbón de Occidente

Previendo las labores de desarrollo y preparación de la Mina la Honda en el área Río Inguito - El Tambó, Departamento del Cauca, en noviembre de 1989 se dio comienzo al período de explotación, que contempla alcanzar en 1994 una producción de 120.000 ton-año.

De acuerdo con las necesidades del mercado regional, se contempla investigación geológica en otras áreas, para el montaje de nuevos proyectos de mediana escala.

4.4.2 Chidral - Cartón de Colombia

Mediante contrato con CHIDRAL-CARTON DE COLOMBIA, se hizo la investigación geológica y la factibilidad técnico-económica en un área del Municipio de Jamundí, Departamento del Valle del Cauca, determinándose reservas demostradas de 1.6 millones de toneladas.

Actualmente se realiza el montaje del Proyecto La Ferreira y la construcción de las obras civiles para el para alcanzar en 1994 una producción de 60.000 ton-año.

4.4.3 Carbonorte

Mediante contratos con CARBONORTE, se concluyó la investigación geológica y el estudio de factibilidad económica de las áreas el Zulia y Tasajero, Departamento de Norte de Santander, que permitió poner en operación tres proyectos mineros que alcanzan una producción global de 100.000 ton-año.

De otra parte, previéndose el ensanche de la unidad térmica de Tasajero, se llevó a cabo la exploración geológica en el área de El Zulia-Río Peralonso, para lo cual CARBOCOL adquirió acciones en la Sociedad por valor de \$29 millones. La investigación determinó reservas demostradas del orden de 1.7 millones de ton; actualmente se realiza el estudio de factibilidad técnico-económica para un proyecto minero de mediana escala.

4.5 PROGRAMAS DE APOYO A LA PEQUEÑA Y MEDIANA MINERIA

4.5.1 Programa de Apoyo Jurídico

Para el manejo sistematizado y gráfico de la información jurídica de las solicitudes de explotación de carbón, se montaron los programas correspondientes en el Ministerio y en CARBOCOL, como parte del Registro Minero.

CARBOCOL continúa con el programa de contratación de explotaciones de pequeña y mediana minería de carbón en algunas áreas de aporte. Esta tarea se

facilitará gracias al nuevo código minero. Es importante destacar la firma del contrato con Acerías Paz de Río.

A diciembre de 1989 se tenían 53 contratos suscritos, así:

Contratos de Explotación

Solicitudes recibidas	140
contratos otorgados	5

Contratos de Exploración-Explotación

Solicitudes recibidas	23
Contratos otorgados	2

4.5.2 Programa de Apoyo Técnico

Apoyo Técnico y Salvamento Minero: Las labores de asistencia técnica se orientaron a ampliar la cobertura del Programa de Asistencia Integral (PAI), con el fin de fortalecer la capacidad de gestión empresarial del minero. Además, se concretó el Convenio con Dancoop para asistir técnicamente a las cooperativas carboneras y se adelantó la preparación de diversos proyectos de investigación relacionados con la protección del medio ambiente en zonas de pequeña minería.

El servicio nacional de salvamento minero de Carbozol acometió diferentes labores de rescate y apoyo a otras entidades en casos como el de inspección preventiva en el tubo madre del acueducto de Bogotá.

El siguiente cuadro refleja en estadísticas el resultado de estas actividades:

- ASISTENCIA TECNICA

	1989
No. de fichas técnicas de minas	133
No. de minas con topografía subterránea	63
No. de minas en programa de asistencia integral (PAI)	37
No. de recursos y seminario de formación a obreros minas	41

- SALVAMENTO MINERO

Socorredores formados	131
Minas con socorredores cuadrillas	10
Minas con planes de salvamento	147
Minas atendidas en prevención de riesgos	193
Minas atendidas en emergencia	48

4.5.3 Programa de Apoyo Financiero

Este programa que se realiza con recursos del fondo del fomento del Carbón y para facilitar aún más el acceso del minero a estos fondos, Carbocol está estudiando el montaje de un Sistema de Garantía Propio, aprovechando la creación de la prenda minera del nuevo Código de Minas.

4.5.4 Apoyo a la Comunidad

El presupuesto de este programa pasó de \$161 millones en 1988 a \$245 millones en 1989. Los cuadros IV-2 y IV-3 muestran detalle de las obras que se adelantan en este programa y los beneficios que perciben las comunidades en las zonas de influencia de los proyectos.

Con Indumil se desarrollan proyectos de construcción de polvorines. En Cúcuta se construyeron tres en el Batallón Maza aportando Carbocol el valor total de la obra, o sea \$35 millones. Para Valledupar está en trámite la construcción de 3 polvorines en el Batallón de Popa, por un valor de \$40 millones.

4.5.5 Promoción al Uso del carbón

Carbocol ha venido promocionando proyectos y realizando estudios e investigaciones sobre consumo de carbón, que no sólo aumenten la demanda por este recurso, sino que conlleven ahorros para la economía, por menores costos económicos y sociales de energía.

— Para asegurar una adecuada integración entre la oferta y la demanda nacional de carbón, se pusieron en marcha los Comités Departamentales de Carbón, habiéndose realizado ya cerca de 100 reuniones en las 6 regiones carboníferas.

— Atención de solicitudes de crédito de fomento para proyectos de sustitución para la industria textil, química y agroindustrial.

Del Fondo Nacional de Investigación del Carbón -FONIC, se ejecutaron recursos por parte de CARBOCOL en proyectos de investigación y Desarrollo Tecnológico. Algunos proyectos que cabe destacar son:

A continuación se presentan algunas actividades y estudios.

Cuadro No IV-2
APORTES A LA COMUNIDAD DE GRANDES PROYECTOS CARBONIFEROS
(Millones de Pesos)

	1988	1989
A. EL CERREJON (MPIO.S.DE LA GUAJIRA) (1)		
* SALUD	13	30
Convenio SEM (Erradicación Malaria)	0	0
Donaciones Hospitales/Ptos.de salud	13	30
* PLAN DE AYUDA COMUNIDAD INDIGENA (PAICI)	76	77
Educación	5	8
Tecnificación de la Pesca	2	0
Salud	26	24
Crédito/mercadeo Artesanías	3	3
Suministro de agua	3	8
Caprinos	0	7
Otros	37	27
* EDUCACION	23	46
* APOYO A ORGANIZACIONES CIVICAS/PROG ESP	21	59
* OTROS APORTES/CONTRIBUCIONES	0	19
SUBTOTAL	133	231
B. DRUMMOND (1)		73
DESARROLLO REGIONAL DPTO DEL CESAR		73
* La Jagua, Chiriguaná, El Paso		
TOTAL BENEFICIOS DIRECTOS	133	304

FUENTE:

A. Programas de beneficio social Carbocol-Intercor y Plan del Operador.

B. Contrato de la Drummond (aportes anuales por US\$0.2M desde 1989 hasta completar US\$2M según contrato).

(1) Para el caso del Cerrejón el 50% de gastos corresponde a Carbocol, y el resto a Intercor. Para Drummond el 100% de gastos provienen de recursos de esta firma.

– Se llevó a cabo el diseño de una batería de hornos de solera de óptimas especificaciones, para la producción de coque, a fin de fortalecer las cooperativas técnica y comercialmente y lograr que exporten el coque de buena calidad de todos sus afiliados.

– Se realizará a mediados del año el concurso de méritos para el estudio de factibilidad sobre el montaje de una planta demostrativa de gasificación de carbón en Antioquia, por un período de duración de once (11) meses, en Convenio con la Gobernación de Antioquia, Gases de Antioquia y Empresas Departamentales de Antioquia.

– Se estructuró el proyecto de apropiación y transferencia de tecnología de gasificación de carbón y capacitación de recursos humanos, el cual se inicia en el presente año.

– Se estructuró y concretó el proyecto sobre hidrocrackeo catalítico de bitúmenes sintéticos y naturales, con miras a producir un crudo sintético como sustituto del fuel-oil y como aditivo para la producción de coque metalúrgico a partir de carbones no coquizables. En el primer semestre del presente año debe iniciarse su realización.

– Se estructuró y concretó el proyecto sobre investigación de tecnologías del lavado de carbones para diferentes zonas carboníferas del país, estimándose su iniciación en el segundo trimestre del presente año. Se busca utilizar equipos simples con el fin de ponerlos al alcance del pequeño y mediano minero.

– Se estructuró y concretó la realización del proyecto sobre utilización y/o disposición de las cenizas de todas las centrales termoeléctricas del país, con la participación de algunas de las empresas del sector eléctrico. Su iniciación se estima sea en el segundo semestre del año en curso.

Se avanzó en la estructuración de otros proyectos, tales como:

Programa de caracterización de los carbones de Cundinamarca y Boyacá, el cual se estima inicie en el presente año.

Definición de prioridades de investigación para conocer el comportamiento durante los procesos de combustión de los carbones colombianos.

Uso y aplicaciones del carbón en la industria artesanal.

Análisis y alternativas de las condiciones tecnológicas y sociales de producción de carbón de la pequeña y mediana minería.

Por último, dentro del proceso de transferencia de la experiencia colombiana a otros países latinoamericanos y para eventualmente desarrollar nuevos mercados, CARBOCOL elaboró un modelo de evaluación de generación termoeléctrica con diferentes combustibles, para la Organización Latinoamericana de Energía

(OLADE). En el marco de su programa de carbón, también se prestó asesoría técnica al Gobierno de Haití en el proceso de lignito, en la evaluación de varios de sus depósitos.

4.6 GRAN MINERIA

4.6.1 Cerrejón Zona Norte

El cuadro No.IV-3 refleja detalladamente indicadores del desempeño del Complejo para el período.

Para este complejo fue un buen año, ya que se logró producir 11.4 millones de toneladas, equivalentes al 99% de la producción planeada para dicho año. Los despachos por Puerto Bolívar fueron de 11.5 millones de toneladas de los cuales 523 mil toneladas correspondieron a carbones de Zona Central.

Hasta febrero de 1990 la producción acumulada del año es de 2.1 millones de toneladas, se planea extraer este año 13 millones de toneladas.

A 31 de diciembre de 1989 los inventarios de carbón en mina y puerto cerraron con 906.000 toneladas, mejorando las disponibilidades en un 76% al compararlo con 1988 (513.806 T).

Generación de divisas : En 1989 los ingresos por venta de Zona Norte fueron \$399.2 millones de dólares.

Compras en el país : Las compras de insumos a la industria nacional ascendieron a \$33.450 millones en 1989 y se destaca al representar el 43% de este total. Los ahorros consolidados por sustitución de importaciones se estiman en \$576 millones para este año.

Personal : Al finalizar el año de 1989, el complejo cuenta con un total de 5.031 empleados, de los cuales 4.984 son colombianos. Para la misma fecha el total del personal a cargo de los contratistas al servicio del operador era de 5.506 personas.

4.6.2 Cerrejón Central

En el presente año están liquidando los contratos de explotación y transporte y se adelantan los trámites de terminación del contrato con la comunidad de El Cerrejón, la cual abrió una licitación internacional para una explotación de largo plazo y recibió dos ofertas.

4.7 AVANCES EN PRODUCCION

El cuadro No.IV-4 sintetiza la Producción Nacional para 1989, y resalta como el crecimiento tuvo lugar en absolutamente todas las regiones carboníferas del país. La pequeña y mediana minería aportó el 31.6% de la producción total.

Cuadro No. IV 3
DESEMPEÑO CERREJON ZONA NORTE 1989

	1989	1990 (P)
PRODUCCION		
• Producción Carbón MT	11.411	13.000
• Producción Esteril' MNCB	69.904	76.300
Operador	60.328	57.300
• Contratista	9.576	19.000
• Relación de Descapote	6.1	
MANEJO DE CARBÓN-MT		
• Ferrocarril	11.990	12.700
• Embarques Total	11.529	12.700
• Zona Central	0.523	
• Total Inventarios	-0.906	
CALIDAD DEL CARBON EXPORTADO		
Poder Calórico -Btu/Lb	11.765	
Humedad Total -%	11.24	
Ceniza -%	7.43	
Azufre -%	0.68	
COSTOS TOTALES		
DE OPERACION -US\$M	271	303.3
Salarios y Beneficios	66.9	70.9
Gastos Generales	14.7	17
Materiales y Suministros	114.9	112.7
Servicios Contratados	74.5	102.7
INVERSIONES DE CAPITAL -US\$M	48.5	83.2
Compras en el País US\$M	14.473	
INGRESOS POR SERV/OTROS -US\$M	4.1	
PERSONAL -No empleados		
Operador	5.031	5.027
MPT	1.359	1.403
NMPT	3.232	3.513
Extranjeros	47	31
Temporales	393	80
• Contratistas	5.506	4.486

FUENTE Informes Anuales del Operador 89, Plan del Operador 1989 perador 1989

CUADRO No. IV-4
COLOMBIA - PRODUCCION DE CARBON SEGUN REGIONES 1989
(Miles de Toneladas)

	1988	1989
Costa Atlántica		
Guajira (Z.N.)	8.768	11.411
Guajira (Z.C.)	111	522
Córdoba	250	300
César	461	700
Cundinamarca	1.745	1.845
Boyacá	1.534	1.669
Antioquia	888	929
Norte de Santander	686	694
Valle del Cauca	742	758
Otros	92	74
Total Nacional	15.277	18.902

Fuente: Carbocol--Planeación Corporativa.

4.8 CONSUMO DE CARBON

La estructura del consumo por tipo de carbón no insinúa cambio significativo, predominando consumo de térmicos contra coqueizable en un 85%.

Dos sectores económicos plenamente identificados explican alrededor del 95% de los consumos anuales de carbón en el país; el industrial y el eléctrico. El sector industrial tradicionalmente ha consumido alrededor de 2/3 partes del total. El sector eléctrico presentó tendencia creciente en el consumo.

4.9 LAS EXPÓRTACIONES DE CARBON

Los países compradores del carbón colombiano se encuentran altamente diversificados, pero el continente europeo es el principal destino de carbón con el 82%. El Cuadro No. IV-6 ilustra estos movimientos internacionales.

La denominada exportación de minería tradicional, es decir, carbón que proviene de Cundinamarca, Boyacá y Norte de Santander, también ha tenido un crecimiento que se espera a su vez que se mantenga en el mediano plazo. Es de anotar que buena parte de este volumen exportado es de calidad metalúrgico y generalmente comercializado en forma de coque con valores agregados de costo, precios y tecnología.

Cuadro No. IV-5
COLOMBIA - CONSUMO DE CARBON SEGUN SECTOR ECONOMICO
1980-1990
(Miles de Toneladas)

AÑO	SECTOR ELECTRICO (1)	SECTOR INDUSTRIAL (2)	SECTOR SECTORES (3)	OTROS TOTAL
1989	1.284	3.785	266	5.255
1990 *	1.484	3.813	266	5.562

FUENTE: CARBOCOL- Planeación Corporativa

(1) Incluye: Generación Eléctrica Pública y autogeneración Industrial

(2) Incluye: Carbones Térmicos y Metalúrgicos

(3) Incluye: Residencial y Transporte

* Valores Estimados

CUADRO No. IV-6
COLOMBIA - EXPORTACIONES DE CARBON SEGUN
PAISES 1986 - 1989
(Miles de Toneladas)

ZONA DESTINO	PAIS DESTINO	1988	1989
EUROPA	AUSTRIA	0	0
	ALEMANIA	372	256
	DINAMARCA	2.363	2.380
	FINLANDIA	0	62
	HOLANDA	1.370	1.633
	NORUEGA	0	0
	SUECIA	194	68
	BELGICA	43	3
	FRANCIA	449	1.549
	INGLATERRA	271	659
	IRLANDA	490	657
	MARRUECOS	600	27
	ALBANIA	0	0
	ESPAÑA	262	690
	GRECIA	189	29
	ISRAEL	348	593
	ITALIA	208	600
PORTUGAL	80	198	
TURQUIA	0	0	
YUGOESLAVIA	0	0	
TOTAL		7.237	9.404

Continúa Cuadro IV-6

ZONA DESTINO	PAIS DESTINO	1988	1989
LEJANO ORIENTE	COREA	0	0
	HONG KONG	326	669
	JAPON	304	215
	TOTAL	630	884
AMERICA	ARGENTINA	174	0
	BRASIL	0	0
	MEXICO	0	0
	PANAMA	6	17
	PTO.RICO	220	202
	PERU	0	0
	EL SALVADOR	0	0
	ECUADOR	0	0
	COSTA RICA	0	0
	R.DOMINICANA	0	5
	VENEZUELA	0	0
	U.S.A.	1.160	1.017
	CANADA	0	0
	TOTAL	1.560	1.241
	POR IDENTIFICAR DESTINO	1.310	1.464
GRAN TOTAL	10.739	12.993	

4.10 PRECIOS EXTERNOS E INTERNOS DEL CARBON

Durante 1989 el mercado continuó su positiva recuperación, lo cual significó un incremento del 25% en los precios de este año sobre los de 1988. Se estima que para 1990, el precio llegue a los US\$40 por tonelada.

Para el mercado nacional, el precio promedio del carbón térmico se estimó para 1989 en \$5.874 por tonelada puesta en planta. Estos precios muestran incrementos entre 1987 y 1989 que estarían por encima de la inflación. El cuadro No. IV-7 muestra dicha tendencia.

CUADRO No. IV-7
PRECIO PROMEDIO DE CARBON EN PLANTA
(\$/Ton.)

DEPARTAMENTOS	1987	1989
ANTIOQUIA	4.198	7.956
BOYACA	3.016	6.257
CUNDINAMARCA	2.203	4.692
NORTE DE SANTANDER	3.341	5.835
VALLE DEL CAUCA	3.948	6.221
OTROS DEPARTAMENTOS	7.148	N.D
PROMEDIO NACIONAL	3.716	5.874

FUENTE: CARBOCOL

4.11 FONDO DE FOMENTO DEL CARBON

El Fondo de Fomento del Carbón reemplazó al Fondo Nacional del Carbón por disposición del Decreto 2656 de 1988. En 1989 el Fondo recaudó \$5.899 millones por concepto del impuesto a la producción del carbón y regalías, que fueron distribuidos de acuerdo con las normas legales, entre los Municipios y los Departamentos beneficiarios, las distintas corporaciones de Desarrollo Regional, Ingeominas, Ministerio de Minas y Energía y para distintos programas de apoyo a la minería del carbón. El cuadro IV-8 muestra los ingresos al Gobierno y sus respectivas transferencias.

CUADRO No. IV-8

COLOMBIA
INGRESOS Y TRANSFERENCIAS DE LOS RECAUDOS
(Millones de Pesos)

CONCEPTO	AÑO
INGRESOS AL GOBIERNO	5.899
1. Impuestos	2.385
2. Regalías	3.514
TRANSFERENCIAS (Ejec y Reser)	3.786
1. Departamentos	949
2. Municipios	1.052
3. Corporaciones	304
4. Carbocol 5% Admon.	148
5. Reasignación	926
6. Región Planificada de la Costa	408

FUENTE: Vicepresidencias de Apoyo y Financiera.

4.12 DESARROLLO TECNOLOGICO

CARBOCOL trabajó intensamente durante el período en el desarrollo de herramientas orientadas a incrementar la capacidad técnico-negociadora de la Empresa; y propendió por su transferencia a otros sectores, campo en el cual se destacan los siguientes logros:

– Proyecto COL-86-004, sobre sistemas de contratación de grandes proyectos carboníferos, financiado con recursos del Banco Mundial y ejecutado a través del Departamento de Cooperación Técnica para el Desarrollo (DTCD) de las Naciones Unidas.

– Con el objeto de estimar la contribución del sector carbón a la economía nacional se realizaron estudios sobre metodología y evaluación social de proyectos carboníferos y estimación del valor económico del carbón en Colombia, financiados con recursos propios y de PNUD (Proyecto Col-84-026).

– Dentro del Programa de PNUD se realizaron visitas a varias minas y puertos en los Estados Unidos, Canadá, Brasil, Chile, Argentina y Suráfrica como parte de entrenamiento de personal técnico de CARBOCOL.

– Se adquirió un Sistema de Evaluación y Control Geológico Minero.

4.13 PROGRAMA EN MARCHA Y PERSPECTIVAS EN CARBON PARA EL AÑO 2.000

Los siguientes comentarios ilustran el excelente posicionamiento que llegará a tener el sector carbón a las puertas del siglo XXI, y la importancia por tanto de mantener el compromiso para que se hagan realidad estos proyectos.

El impulso que CARBOCOL le dió a la exploración ha arrojado resultados muy exitosos. Entre 1987 y 1989 el país consiguió una triplicación de las reservas demostradas con lo cual ha asegurado Colombia la disponibilidad para mantener una participación del 10% en el mercado internacional del carbón térmico y el abastecimiento al consumo nacional al año 2.000.

De conseguir sacar adelante nuevos contratos para grandes proyectos de exportación entre los que se destacarían los de La Loma, de San Luis y del Cerrejón Central y poder desarrollar una infraestructura integral de transporte y embarque que le de salida a estos carbonos y a los de pequeña y mediana minería, el total de exportaciones del país pasaría de 14.6 millones de toneladas en 1990 a 44 millones de toneladas en el 2.000. El aporte de la Gran Minería sería del orden de 41 millones de toneladas y el de la pequeña y mediana minería sería de 3 millones de toneladas.

A la fecha, para los próximos 4 años CARBOCOL ya ha vendido en el mercado internacional más del 50% de su producción. Para 1991 los compromisos son de 5.7 millones de toneladas, para 1992 de 5.6 millones de toneladas, para 1993 de

5.0 millones de toneladas y para 1994 de 4.2 millones de toneladas.

El consumo nacional de carbón pasará de 5.5 millones de toneladas en 1990 a 7.4 millones de toneladas en el año 2.000, siempre y cuando se mantenga una buena dinámica de crecimiento industrial del país y el sector eléctrico aumente sus consumos de modo que por lo menos mantenga la participación relativa actual del carbón en la generación.

CUADRO No. IV-9

COLOMBIA
PRODUCCION CONSUMO Y EXPORTACION DE CARBON
(Miles de Toneladas)

	1990	1995	2000
CONSUMO PROYECTADO	5.562	6.654	7.380
EXPORTACIONES PROYECTADAS	14.592	25.230	44.050
GRANDES PROYECTOS	13.070	22.800	41.000
Zona Norte	13.000	15.000	20.000
Zona Central	70	2.000	3.000
Loma - Drummond	4.300	10.000	
Loma - El Descanso			5.000
Prodeco	1.500	3.000	
PEQ/MEDIANA MINERIA	1.522	2.430	3.050
Cesar	600	1.200	900
Córdoba	200	350	850
Minería Tradicional	772	880	1.300
PRODUCCION PROYECTADA	20.468	31.884	51.430

FUENTE: Carboacol

NOTA: Inventarios solo para 1990

En respuesta a estos dos frentes de demanda, al año 2.000 se aumentará la producción en dos y media veces superando los 50 millones de toneladas, producidas en su casi totalidad por minas altamente competitivas. Colombia cuenta con 1.290 minas de pequeña y mediana minería carbonífera. Sin embargo, el 95% de estas minas no tienen ningún desarrollo empresarial. Al año 2.000 más del 90% de la producción de la PMMC deberá generarse en minas tecnificadas gracias a los programas de apoyo diseñados por CARBOCOL. Para 1995 se esperan como resultados: pasar de 57 a 275 minas con desarrollo técnico empresarial; tener legalizada 350 minas contra 53 en la actualidad; y disponer de 1.500 auxiliares de socorro, 800 socorredores y 600 planes de salvamento minero.

Es la generación de divisas donde se ha visto el beneficio más inmediato e impor-

tante del sector carbón. La contribución neta hasta el año 2.000 continuará siendo positiva. Si el país logra el montaje de otros grandes proyectos, se estima que el aporte mínimo global superaría los US\$1.000 millones en el año 2.000. Para dicho año el aporte de los proyectos del Cerrejón serían del 59% mientras los otros grandes proyectos mineros en su madurez operacional, como son La Loma-Drummond, La Loma-El Descanso, Prodeco-Calenturitas, aportarían el complemento. De otra parte la Pequeña y Mediana Minería carbonífera estaría contribuyendo en el año 2.000 con exportaciones por valor de US\$180 millones adicionales.

Los ingresos al Gobierno por impuesto a la producción y regalías del carbón crecieron de forma importante al pasar de \$2.307 millones en 1986 a \$16.941 millones para 1990. Para el 2.000 se calculan en \$ 657.779 millones, con lo cual el crecimiento del recaudo en términos corrientes sería del orden del 44% promedio anual, mientras en términos constantes estaría en el orden del 18% promedio anual. Estos ingresos se redistribuirán entre la Nación, las regiones y CARBOCOL quien los destina a los programas de apoyo a la pequeña y mediana minería carbonífera. (Ver cuadro IV-10).

CUADRO No. IV-10
COLOMBIA
INGRESOS AL GOBIERNO 1990 -2000

	1990	1995	2000
IMPUESTOS	3.321	9.185	25.200
REGALIAS	13.620	82.868	632.579
TOTAL (\$M)	16.941	92.053	657.779

FUENTE: CARBOCOL

La generación de empleo por parte del sector también se triplicó en los últimos 15 años, para superar 22.000 empleos directos en 1988. Solo El Cerrejón Zona Norte empleó en 1989 cerca del 40% de esta fuerza laboral. De no existir mayores inconvenientes para la operación de los otros grandes proyectos mineros, esta tendencia creciente de empleo se podrá mantener durante el transcurso de la presente década. Como se muestra en el cuadro IV-11

CARBOCOL, en conjunto con COLCIENCIAS, ha establecido el Fondo Nacional de Investigaciones Carboníferas-FONIC, y mediante éste está promoviendo estudios que cubren frentes tecnológicos importantes para el largo plazo como la carboquímica.

En pasadas administraciones tuvieron lugar loables esfuerzos para el desarrollo del sector carbonífero. En 1983 la participación de CARBOCOL en la inversión pública fue del 15% y en los desembolsos de crédito externo del 24%. Sin embargo, estas participaciones caen hasta representar un 2% de la inversión pública y un 10% de los desembolsos de crédito externo en 1990. Para el año 2.000 y dado el lineamiento del CONPES de desarrollar los proyectos de gran minería sin inversión del Estado, CARBOCOL ya no conllevará esfuerzos financieros directos para el gobierno. Como se muestra en el cuadro IV-12.

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

CUADRO No IV-11
COLOMBIA
GENERACION DE EMPLEO

DEPARTAMENTO (S)	1974	1983	1988
ANTIOQUIA	1.588	2.260	1.786
BOYACA	2.615	4.964	3.308
CUNDINAMARCA	2.521	5.783	3.234
N. DE SANTANDER	402	1.075	2.233
VALLE DEL CAUCA	1.339	1.797	1.595
GUAJIRA	0	199	9.266
OTRAS REGIONES	19	216	582
TOTAL PAIS	8.484	16.294	22.004

FUENTE: CARBOCOL

CUADRO No. IV-12
COLOMBIA
PARTICIPACION DE CARBOCOL EN LA ECONOMIA
(Miles de Toneladas)

	1989	1990
PARTICIPACION EN LA INVERSION PUBLICA	2% \$35.4	2% 41.6%
PARTICIPACION EN DESEMBOLSOS CREDITOS EXTERNOS LARGO PLAZO	.6% \$126.2	10% \$248.3
PARTICIPACION SALDO DEUDA LARGO PLAZO	11% \$1457.0	10% \$1.464.0

(\$ en Millones de dólares)

Sin embargo para los próximos años CarboCOL arroja un déficit en el flujo de caja, por lo cual se busca soluciones a mediano plazo, entre lo cual se destacan entre otras, las siguientes: compra de la deuda, refinanciación de la deuda externa, renegociación de la deuda externa y capitalización de los socios. Estas soluciones han sido presentadas a los organismos estatales pertinentes.

Según documentos preparados para la Conferencia Mundial de Energía de 1986, entrado el siglo XXI, el carbón volverá a ocupar la posición preponderante entre las fuentes de abastecimiento de energía del Planeta. Así, lo que estamos consiguiendo en estos y en los próximos años, será dejar los cimientos para que, con el avance del siglo XXI, se magnifique aún más el impacto positivo del carbón en nuestra economía.

CAPITULO V

5. POLITICAS Y REALIZACIONES EN MATERIA DE ENERGIA NUCLEAR Y FUENTES NO CONVENCIONALES

5.1 La Política sobre Energía Nuclear y Fuentes no Convencionales

El objetivo general trazado por el Gobierno Nacional en el campo nuclear y en el de las energías no convencionales, es la investigación, promoción y divulgación de las aplicaciones pacíficas de estos recursos, así como el control de vigilancia de su empleo, para el beneficio del desarrollo científico y tecnológico del país. Desde este punto de vista, es importante señalar el carácter integral que el presente Gobierno ha querido dar al sector energético a través de la Ley 51 de 1989, y en el cual la fuente nuclear, sería una de las alternativas de posibilidad futura, así como su papel en ciencia y tecnología complementado por la Ley 29 de 1990. La presentación de un Plan Nacional de Rehabilitación ha permitido además, proyectar algunas acciones de investigación y aplicaciones del campo nuclear y de las energías no convencionales a problemas prioritarios en sectores tales como el de la salud y nutrición, recursos naturales y la investigación, evaluación y análisis de los minerales uraníferos y las fuentes energéticas no convencionales.

Dado el carácter multidisciplinario de las actividades que involucran el estudio de investigación del recurso uranio, durante los últimos cuatro años, el IAN ha contribuido en los estudios adelantados por el Proyecto Minero del Guainía, en los preliminares de exploración geotérmica con técnicas isotópicas y geoquímicas y, finalmente, dentro del Proyecto Información Geológica Colombiana, INGEOCOL, aporta la infraestructura y sistematización en lo referente al uranio y sus asociados a la red nacional de información geológica.

El uso creciente de las técnicas nucleares representado en un incremento de los usuarios a 3.400 en 1989, han llevado a fortalecer sus actividades de dosimetría personal por película, teniendo un incremento en el último cuatrenio cercano del 40% y superior en los monitorajes de fuentes emisoras de radiaciones ionizantes; se estableció un Laboratorio Secundario de Calibración Dosimétrica, cuyo objetivo es servir de referencia a las múltiples actividades en radioterapia, radiología y normalización en instrumentación de radiaciones.

El Fondo Especial de Radioisótopos fue creado, con el objeto de manejar todo lo concerniente a importación y distribución de materiales radioactivos y reactivos fríos para marcación, El volumen de estas operaciones ha aumentado considerablemente en los últimos años, debido especialmente al crecimiento en el número de centros de Medicina Nuclear en el país.

Es importante anotar que la producción nacional de nucleoequipos o kits fríos, incide significativamente en la disminución de los costos finales de las pruebas diagnósticas en Medicina Nuclear, ya que su precio es muy inferior a los kits importados, cuya cantidad total ha venido dis-

minuyendo paulatinamente.

5.2 AVANCES EN EL DESARROLLO Y USOS DE LA ENERGIA NUCLEAR

5.2.1 Investigación y Análisis del Recurso Uranio

Considerando el recurso uranífero como una alternativa energética se ha continuado, el Desarrollo de Procesos, la sistematización y caracterización en detalle de la información respecto a la existencia de mineral de uranio, a través de los trabajos realizados por las compañías extranjeras asociadas, que exploraron aproximadamente el 25% del territorio nacional.

La sistematización ha producido estudios geoestadísticos detallados y ha llevado a la elaboración de mapas con el propósito de establecer la potencialidad del país en materia de recursos uraníferos y la factibilidad de su explotación y procesamiento, ya sea para futuras negociaciones o como reserva para un abastecimiento potencial de combustible nuclear.

En forma complementaria, el Area de Desarrollo de Procesos ha generado una infraestructura a nivel de laboratorio que garantiza la determinación de diagramas de flujo aplicables a estudios técnico-económicos para recuperación de uranio y elementos asociados. Los diferentes métodos de beneficio han sido adecuados para los minerales provenientes de las exploraciones realizadas en el país.

Paralelamente a estas acciones, se han producido a nivel de laboratorio concentrados de uranio (torta amarilla), los cuales, en un futuro, serán la base de etapas posteriores del Ciclo de Combustible Nuclear.

5.2.2 Ampliación de la Infraestructura de Investigación Nuclear

Con el propósito de ampliar y continuar en el país, las investigaciones en el campo nuclear se previó en una primera instancia la posibilidad de incrementar la potencia del actual Reactor IAN-R1 y la planta productora de Radioisótopos. Sin embargo y dado que la vida útil de este reactor ya está agotada y se requiere por tanto contar con la infraestructura necesaria para atender hacia el futuro los cambios tecnológicos, en esta materia, se ha replanteado esta propuesta por la de adquirir un Reactor de investigación MAPLE-X10 de 5MW y es así que se adelantan los trámites necesarios para la consecución de los recursos financieros y sobre lo cual existen alternativas concretas con el Gobierno del Canadá.

Este proyecto cuyo costo será del orden de US\$ 69.0 millones, además de permitir una mejora en las investigaciones, sobre las aplicaciones de los minerales radiactivos en la medicina, la industria y la agricultura, creará asimismo la infraestructura conveniente y necesaria para la investigación en proyectos nucleares de mayor alcance como el Programa Nucleoeléctrico Colombiano, para el cual el IAN cuenta con los estudios preliminares, con asistencia del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA).

5.3 APLICACIONES RADIOACTIVAS

El objetivo básico actual del Instituto de Asuntos Nucleares, es brindar el soporte técnico, investigativo, de comercialización y protección de la población, para el desarrollo de la medicina nuclear, así como para las aplicaciones radioactivas en los demás sectores de la economía.

Es así que se ha desarrollado y optimizado la utilización de reactivos para radioinmunoanálisis de hormonas tiroideas, reduciendo costos a través del uso de reactivos a granel y la sustitución progresiva de dichos reactivos por aquellos de producción nacional. Los reactivos producidos son evaluados por el Laboratorio de Referencia del IAN y dosificados para ser enviados a centros de atención médica.

En trabajo conjunto con el Instituto Colombiano Agropecuario y la Universidad Nacional, con apoyo del OIEA, se inició un amplio programa de trabajo, a fin de estudiar, utilizando el radioinmunoanálisis, los diferentes factores que afectan la producción del ganado bovino, porcino, caprino y ovino.

La aplicación de técnicas nucleares en las ramas agronómicas, en campos como el manejo adecuado de suelos, la obtención de nuevas variedades de plantas por medio del mejoramiento genético y controles de plagas y enfermedades, en un país netamente agrícola como Colombia, son herramientas fundamentales para el incremento de su producción.

Los proyectos basados en fertilización primaria (nitrógeno-fósforo-potasio) para algunos cultivos de interés nacional como trigo, arroz y papa, obteniéndose en experimentos pilotos en este último año incrementos en la producción por hectárea hasta de un 100%.

En cooperación con el Instituto Colombiano Agropecuario, ICA, se realiza un programa pionero en Inducción de Mutaciones en arroz, obteniéndose, en la cuarta generación 145 mutantes de diferentes variedades, las cuales presentan resistencia al ataque del hongo *Pyricularia Orizae* y precocidad de hasta 10 días en el período vegetativo.

Se trabaja conjuntamente con la Universidad Nacional en trigo y sorgo para la obtención de líneas tolerantes o condiciones adversas ambientales y de suelos.

El uso de fuentes intensas de radiación gama, dentro de las técnicas nucleares, es una de las que ofrece la mayor versatilidad en sus aplicaciones en la agricultura, la industria y el medio ambiente, con un contenido que enmarca dentro de los programas sociales del actual Gobierno.

Se han efectuado los estudios de factibilidad técnico-económica dentro de un gran programa nacional de diversificación de la producción y de las exportaciones a través de la desinfestación de frutas por irradiación como un proceso alternativo a métodos convencionales de cuarentena, objetados actualmente por su toxicidad a ineficiencia, programa que se viene desarrollando en cooperación con el OIEA.

En el campo de la hidrología, las técnicas nucleares sirven de apoyo para que, en colaboración con otras instituciones de diferentes ámbitos, se realicen exploraciones, evaluaciones, cuantificación de los recursos hídricos del país, análisis de sedimentos y comportamiento de los contaminantes en los diferentes ríos.

Estas técnicas nucleares permiten llevar a cabo estudios de fugas en presas, diques y tuberías, estudios de tiempo de tránsito y dispersión, y análisis de mecánica de suelos y pavimentos.

En cooperación con la Corporación Autónoma Regional de la Sabana, CAR; Instituto de Investigaciones Geológico-Mineras INGEOMINAS; Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, UPTC; Organismo Internacional de Energía Atómica, OIEA; Empresa de Obras Sanitarias de San Andrés y Providencia, EMPOISLAS, se han venido desarrollando actividades dentro de los proyectos: Evaluación del Acuífero de la Sabana de Bogotá; Evaluación del agua subterránea en Tunja, Duitama y Sogamoso; Estudios de tiempo de Tránsito y coeficiente de retrodispersión y sedimentos en los ríos Magdalena y Bogotá; Evaluación del Acuífero Kárstico de la Isla de San Andrés.

El desarrollo de estas actividades contribuye a la mejora de la calidad de vida, mediante el suministro de agua potable.

En la transferencia de tecnología se resalta el control de calidad y ensayos no destructivos con radiografía X y gamma, ultrasonido corrientes inducidas, tintas penetrantes y partículas magnéticas, que ha permitido, a través de la capacitación de funcionarios de empresas privadas, la sustitución de la contratación en el exterior que se requería anteriormente. Esta capacitación continuada ha tenido una gran acogida en la industria nacional.

El mayor impacto de estas técnicas ha sido en el sector metalmeccánico, el sector de transporte aéreo y, en especial, el transporte de los productos en la industria petrolera.

Se destacan los proyectos relacionados con la determinación de tierras raras, metales nobles y especiales en recursos minerales; análisis de microelementos en especies vegetales; y técnicas analíticas para estudios en contaminación atmosférica y cuerpos de agua.

5.4 DESARROLLO Y APROVECHAMIENTO DE FUENTES NUEVAS Y RENOVABLES DE ENERGIA

Los proyectos de energía solar, biomasa y eólica, requieren mecanismos de control para evitar una prematura comercialización, que a la larga causa frustraciones, desestímulos, y desperdicio de los recursos destinados a la investigación.

En cuanto a biogas, se ha incrementado la comercialización, aunque en forma demasiado empírica, y que por tanto no corresponde todavía a un desarrollo adecuado de esta forma de energía.

Con respecto a la energía eólica y pequeñas centrales Solares, existen proyectos como los de la Guajira y Llanos Orientales que podrían transformarse en programas importantes si son vinculados a planes de desarrollo regional.

Dentro de los planes de transferencia tecnológica, se han establecido programas académicos a nivel universitario para institucionalizar regionalmente el desarrollo de la investigación y aplicación de las fuentes nuevas y renovables de energía.

5.4.1 Proyectos de Suministro de Energía en Zonas Aisladas

La Dirección General de Energía Eléctrica y Fuentes No Convencionales del Ministerio de Minas y Energía, ha venido coordinando varios proyectos para el suministro de energía en zonas aisladas que carecen o tienen un suministro deficiente de energía eléctrica y no están incluidas en planes de interconexión a corto o mediano plazo, mediante la utilización de los recursos energéticos existentes en las zonas y cuya transformación y aprovechamiento sea posible en tiempos y costos razonables, dando participación activa a las comunidades en la búsqueda de soluciones apropiadas a los problemas energéticos existentes.

Estos proyectos se están realizando mediante Convenios Interadministrativos con las Electrificadoras de Nariño, Chocó y Meta. Los proyectos son:

a. Cumbitara (Nariño)

Este proyecto que se está ejecutando con Centrales Eléctricas de Nariño S.A. CEDENAR, consiste en un aprovechamiento hidráulico para la optimización y ampliación de la minicentral hidroeléctrica del Municipio de Cumbitara al noroccidente del departamento de Nariño, para lograr una capacidad nominal de generación de 156,3 KVA. Actualmente se encuentra en su etapa de factibilidad técnica y económica.

b. Acandí (Chocó)

Este otro proyecto que se está llevando a cabo con la Electrificadora del Chocó S.A., consiste en un aprovechamiento hidráulico para la construcción de una minicentral hidroeléctrica en el municipio de Acandí, en el Urabá Chocoano, y de una capacidad nominal de generación de 500 KW. Actualmente se encuentra en la etapa de factibilidad económica.

c. Pizarro-Bajo Baudó (Chocó)

Este posible proyecto que se está estudiando con la Electrificadora del Chocó S.A. consiste en un aprovechamiento hidráulico para la construcción de una minicentral hidroeléctrica en el municipio de Pizarro, para una potencial capacidad de generación de 600 KW.

Se está analizando también, la utilización de los desechos de madera en dos aserríos vecinos para implementar la instalación de gasificadores de madera.

d. La Primavera (Vichada)

Dentro del proyecto que se está llevando a cabo con la Electrificadora del Meta S.A. y como resultado del Estudio Socioeconómico y de Planificación Energética para el municipio de La Primavera, se ha remitido para análisis y posible inclusión en los proyectos que adelanta el Plan Nacional de Rehabilitación PNR, una de las soluciones energéticas recomendadas en dicho estudio, para la utilización de energía solar en un sistema fotovoltaico de bombeo y purificación de agua que sirva para dotar a la comunidad del suministro de agua potable.

En estas zonas donde ya se han identificado las necesidades energéticas, se está trabajando en la implantación de las soluciones para dotar de energía a dichas localidades. Los proyectos son de carácter piloto y sus resultados servirán para el diseño de un Programa Nacional de Aplicación de Fuentes No Convencionales de Energía para Zonas Aisladas.

Los criterios y objetivos que se tienen en cuenta para la selección de las localidades y la ejecución de los proyectos, responden a las siguientes prioridades:

- Encontrar una respuesta adecuada a la demanda de energía para cubrir necesidades de suministro de agua potable, salubridad, comunicaciones, educación, preservación de alimentos y medicamentos, suministro de fuerza y luz, preservación del medio ambiente e impulso de actividades artesanales y comerciales en la cabecera de las localidades y algunas áreas de influencia.

- Colaborar en la búsqueda de mecanismos de financiación y ejecución de las soluciones energéticas resultantes de las recomendaciones establecidas en los estudios realizados.

- Buscar una transferencia real de tecnologías apropiadas hacia las autoridades locales y la comunidad.

Actualmente la Dirección General de Energía Eléctrica y Fuentes No Convencionales del Ministerio de Minas y Energía, está llevando a cabo una evaluación institucional para determinar en detalle la nueva situación presentada a raíz de la sanción de la Ley 51 de 1.989, que creó la Comisión Nacional de Energía dándole atribuciones sobre fuentes no convencionales. Esta evaluación está relacionada con la Resolución 283 de 1.985 del Ministerio de Minas y Energía que le asignó funciones sobre fuentes no convencionales de energía al Instituto de Asuntos Nucleares -IAN-, al Instituto Colombiano de Energía Eléctrica -ICEL- y a la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica -CORELCA-.

5.5 PROGRAMA ESPECIAL DE ENERGÍA DE LA COSTA ATLÁNTICA -PESENCA-

El Convenio de Cooperación entre los Gobiernos de la República de Colombia y la República Federal de Alemania, para la ejecución de un programa especial de energía de la Costa Atlántica, que inicialmente estaba previsto hasta junio de 1989, fue ampliado hasta el año de 1993, dado los resultados positivos obtenidos en materia de fuentes alternas de energía como se aprecia a continuación.

Este proyecto se ha orientado al análisis de la situación energética, instalación y demostración de tecnología para el aprovechamiento de fuentes de energía nuevas y renovables en la zona de la Costa Atlántica.

Los estudios energéticos y socioeconómicos para las 23 zonas de planificación seleccionadas en la Costa Atlántica, han servido como referencia para instituciones, entidades y empresas que necesitan información básica sobre la situación energética de la Costa Atlántica. También se han elaborado documentos sobre los siguientes temas: Energía, Eólica, Mareomotriz, Solar, Electricidad, Geotermia, Recursos Hidroenergéticos y Agropecuarios, Petróleo, Gas, Carbón y Combustibles.

Una serie de publicaciones realizadas corresponde al uso actual y potencial de la energía en cultivos agrícolas de la Costa Atlántica, éstos son: Yuca, Plátano, Arroz, Maíz, Frutales y Hortalizas.

Dentro del Sistema de Información Regional de Energía IRENE, los resultados alcanzados son: Establecimiento del servicio de documentación y literatura DOLI con 800 documentos sobre el tema, información sobre 130 empresas fabricantes y distribuidores de equipos energéticos ERICA y el sistema que maneja la información numérica INES, con el fin de lograr la elaboración de balances energéticos regionales y su consolidación con el Balance Energético Nacional.

Para las zonas de planificación se han identificado 31 proyectos en los cuales PESENCA puede participar en la solución de algunos de los problemas que tienen las comunidades. Dentro de estos proyectos se destaca la construcción de la minicentral hidroeléctrica de Caracolí (Guajira) con capacidad de 87.5 KVA.

En las actividades de realización de soluciones con el recurso hídrico, PESENCA ha participado en los siguientes proyectos principales: En la rehabilitación de la minicentral hidroeléctrica de Rio Piedras (Santa Marta-Magdalena) con capacidad de 125 KVA, en la rehabilitación de la pequeña central hidroeléctrica de Gaira (Santa Marta-Magdalena) con capacidad de 1000 KVA, en el montaje de la minicentral hidroeléctrica de Palmor (Ciénaga-Magdalena) con capacidad de 125 KVA, en ésta misma región de Palmor se montaron dos microcentrales, una con capacidad de 8 KVA en Palestina, utilizando el sistema de turbina-bomba y otra con capacidad de 15 KVA en Paucedonia, para generar energía eléctrica a nivel de fincas.

En las 23 zonas de planificación y en otras regiones de la Costa Atlántica, PESENCA ha donado más de 35 plantas de energía solar con fines demostrativos

BIBLIOTECA

y de solución a los problemas de la comunidad, principalmente en lo referente a iluminación en centros educativos, centros de salud y casas comunitarias. Las empresas impulsadas por PESENCA han vendido más de 1000 plantas solares.

En las zonas de "El Lazo y El Rodeo" (Córdoba) y Cabo de La Vela (Guajira), se instalaron las primeras estaciones solares de carga de baterías en Colombia, con capacidad de 500 y 1000 W. de potencia respectivamente. Esta solución ha despertado gran interés a nivel regional, dada la utilización actual de las baterías.

Con el fin de impulsar la tecnología sobre el biogás, PESENCA ha montado siete plantas para aplicaciones prácticas de cocción en hornos que producen pan y para iluminación. Con el efluente se están haciendo aplicaciones en hortalizas y pastos:

En lo concerniente a la energía eólica se han instalado tres molinos de viento para bombeo de agua, de fabricación nacional, los cuales están siendo evaluados para las condiciones de la Alta Guajira.

Con respecto a la capacitación y adiestramiento de personal, PESENCA ha realizado más de 16 seminarios y efectuado capacitación de personal en cursos cortos en el país y el exterior.

Se estableció un Centro de Pruebas y Demostración de Tecnologías Energéticas Renovables en el Centro de Investigaciones del ICA en Turipana (Montería-Córdoba). En este lugar se han evaluado y se muestran los sistemas en las áreas solar y de biomasa, incluyendo las actividades de gasificación, biogás y secado de productos agrícolas. En Riohacha (Guajira) en las instalaciones del SENA, se estableció el Centro de Pruebas para Energía Eólica.

La divulgación de los proyectos se ha hecho a través de los medios de comunicación: prensa radio y televisión. Se han elaborado cinco documentales en diferentes soluciones ejecutadas por PESENCA.

5.6 COORDINACION Y PROMOCION DE COOPERACION INTERINSTITUCIONAL

La División de Fuentes No Convencionales del Ministerio de Minas y Energía, viene trabajando en la promoción, coordinación y evaluación de la cooperación interinstitucional entre entidades nacionales que estén participando en la ejecución de proyectos con fuentes de energía nuevas y renovables.

Actualmente se está tramitando la realización del Convenio de Cooperación entre el Ministerio de Minas y Energía, el IAN y el Instituto Colombiano de Meteorología, Hidrología y Adecuación de Tierras -HIMAT- para la publicación del Atlas de Radiación Solar de Colombia.

También conjuntamente con el IAN, se está diseñando la realización de un proyecto para determinar cual es el real potencial con el que pueden contribuir efectivamente las fuentes alternas de energía, especialmente del sol, viento, biomasa,

micro y minicentrales, a las necesidades energéticas del País. Este proyecto también pretende encontrar el potencial energético de localidades aisladas, que no estén incluidas en los planes de interconexión eléctrica, donde la contribución energética y las condiciones sociales y económicas existentes permitan un desarrollo regional.

CAPITULO VI

6. POLITICA Y REALIZACIONES EN MATERIA DE MINERIA

La actividad Minera Nacional se ha venido desarrollando en forma tal que ha logrado un aporte más significativo en el desarrollo económico del país, lo cual se refleja en los altos índices de la participación sectorial en el Producto Interno Bruto y en las exportaciones.

Este avance del Sector Minero, condujo a la administración Barco a dar orientaciones de política hacia un reordenamiento jurídico e institucional del mismo y que se concretan en las siguientes realizaciones:

- Creación del Fondo de Metales Preciosos.
- Expedición de un Nuevo Código de Minas.
- Realización del Censo Minero Nacional.
- Conformación del Registro Minero.
- Transformación de la Empresa Colombiana de Minas (Ecominas) en una sociedad anónima estatal denominada Minerales de Colombia (Mineralco).

Estas acciones que se iniciaron en 1986 y que lograron su implementación total en el último año, se suman a aquellas que en forma continuada se vienen realizando, como son las de exploración, explotación y asistencia técnica a la pequeña minería, entre otras y que a continuación se detallan.

6.1 Investigación Geológica-Minera, Estudio y Evaluación de Yacimientos

El mayor y mejor aprovechamiento de los recursos mineros comienza con las amplias investigaciones geológicas para conocer sus posibilidades de explotación, labores que desarrolla el Instituto de Investigaciones Geológicas Mineras INGEO-MINAS directamente mediante los convenios de cooperación técnica tanto con entidades nacionales y extranjeras. Los nexos establecidos con corporaciones regionales, universidades, institutos de investigación y organismos de nivel internacional, han permitido desarrollar proyectos de gran importancia, con los cuales se ha logrado la capacitación de numerosos funcionarios, el intercambio tecnológico, la adquisición de equipo altamente sofisticado para investigación, y la captación de recursos propios que han propiciado el desarrollo de sectores importantes como la infraestructura física, la sistematización, la exploración geológica, el estudio y vigilancia de volcanes.

6.1.1 Recursos Minerales

Se ha venido trabajando en la exploración de oro y cobre-molibdeno, al suroccidente de Antioquia, en límites con el Chocó, en convenio con Alemania Federal. Los resultados son promisorios, especialmente en lo referente a metales preciosos y los trabajos continuaron en la cuenca de los ríos Iró-Condoto.

- En desarrollo del convenio de cooperación técnica con Gran Bretaña se ha realizado una exploración de metales preciosos en la costa Pacífica (Ríos Timbiquí-Guapi), con asesoría a los mineros de la región, y capacitación en métodos de exploración.

- Un contrato con ECOPEPETROL, permitió la exploración de una de las regiones menos conocidas geológicamente en nuestro país: el Escudo de Guayana, en la Serranía de Naquén (Guainía). Este contrato, el de mayor envergadura llevado a cabo por el Ingeominas hasta la fecha con presupuesto nacional, tuvo el propósito directo de definir los horizontes de mejor prospecto para explotación de oro en la zona y en forma indirecta, así como integrar más esos apartados territorios al desarrollo colombiano.

Otros proyectos de exploración de metales preciosos desarrollados son los siguientes:

- Prospección para oro en la Serranía de San Lucas (Departamento de Bolívar).
- Prospección para oro en la cuenca del Río Timbiquí (Departamento del Cauca).
- Exploración para oro en la cuenca del Río Mira (Departamentos del Cauca y Nariño).

6.1.2 Hidrogeología

- Bajo convenios y contratos con Gobernaciones y Corporaciones Regionales de varios departamentos, se efectuaron estudios hidrogeológicos y perforaciones de pozos para agua subterránea en diferentes localidades (Riohacha, Uribia, Mariquita, Madrid, Apiay, Tibaitatá, Guaduas, Manaure, Lérída, Tibasosa, Maicao, entre otras).

- En 1989 se publicó el Mapa Hidrogeológico de Colombia.

- Actualmente se adelanta, mediante convenio con la CAR, el Estudio Hidrogeológico Cuantitativo de la Sabana de Bogotá, con el fin de cuantificar el volumen de agua subterránea que deberá ser explotada anualmente en esa área. Mediante convenio con la Gobernación del Magdalena, se ha venido comprobando que las poblaciones ribereñas del río se pueden abastecer con agua subterránea potable, y a través de un convenio con Corpogujaira, se está solucionando el problema de abastecimiento de agua en la ciudad de Riohacha.

6.1.3 Geología Ambiental

A partir de la promulgación del Decreto 3815 de diciembre de 1985, el INGEO-MINAS recibió del Estado la obligación de adelantar las actividades de investigación de amenazas geológicas.

La reestructuración del Instituto, en diciembre de 1987, incluyó el campo de la geología ambiental por primera vez en forma destacada y con el alcance nacional, a través de las diferentes regionales.

Actualmente se adelantan estudios detallados dentro de los cuales se incluyen diseños de obras para mitigar los efectos de amenazas en: Medellín, Restrepo, Valledupar, Ibagué, Cuenca del Chicamocha y problemas de erosión a lo largo de las líneas de Costa del Caribe y Pacífico.

6.1.4 Vulcanología

Se realizó la vigilancia y monitoreo de los volcanes de los siguientes proyectos:

- Elaboración de Mapas de Amenazas de los Volcanes Huila, Tolima Galeras, Puracé, Cumbal y Azufral.
- Estudio en el Nevado del Ruiz (Fuentes Termales, Depósitos Piroclásticos, Estructuras, Petrografía de Líticos, Derrubios, Análisis de Tremores, Glaciología).

6.1.5 Sismología

Se está avanzando en la estructuración del proyecto, para establecer una Red Sísmica Nacional y ya se cuenta con los estudios de localización de las estaciones que recibirán señales vía satélite de los diferentes puntos ubicados en todo el país y que se recibirán en una estación central en Bogotá. Para tal efecto se han realizado convenios con PNUD (Naciones Unidas) y el Gobierno de Canadá para la financiación de los equipos necesarios, la asesoría de expertos y la capacitación, con inversión superior a los \$1.300 millones.

6.1.6 Prospección Geofísica

Se incrementó la actividad en la búsqueda de aguas subterráneas y diseño de pozos. Simultáneamente se participó en la definición de zonas de riesgos por deslizamientos. Actualmente se cuenta con los métodos de magnetometría, gravimetría, electromagnetismo y geoelectrónica, para cumplir con todos los propósitos.

Un proyecto básico que se desarrolla es el siguiente:

- Calicatas eléctricas y su aplicación en cartografía y geología.

Los demás proyectos son de aplicación en Hidrogeología, Recursos Minerales

y Geología Ambiental. Se han dado además los primeros pasos en el inicio de la geofísica marina con la participación en cruceros extranjeros en los Océanos Atlántico y Pacífico; para definir las características de sus plataformas, empleando los métodos sísmico y magnetométrico.

6.1.7 Geoquímica y Química de Minerales

El aumento de las labores de exploración e investigaciones geológicas ha hecho que se requiera cada día más del apoyo de la ciencia de la química para complementar los estudios, superando los estudios netamente físicos, que a continuación se mencionan.

- Estudio de Correlación y Clasificación Geoquímica de los Crudos de los Llanos orientales.
- Geoquímica y Mineralogía del Hierro en Ambientes Ferrolíticos de los Llanos Orientales - Convenio Universidad de Nancy, Francia.
- Estudio de Aplicación del Proceso Bayer para Obtención de Alúmina.
- Aplicación de Métodos Químicos en el Análisis de Gases de Fumarolas Procedentes de Volcanes en Actividad.

Por otra parte, se adelantó la elaboración de un manual de métodos de análisis químicos y se estudia el desarrollo de nuevos métodos analíticos. Se está tramitando en la actualidad un convenio con la Comunidad Económica Europea (CEE) para continuar y ampliar las investigaciones sobre ambientes ferrolíticos en Vichada, y se tienen prácticamente definidos los términos para la recepción de un equipo de beneficio de minerales a escala de laboratorio donado por el Gobierno Italiano; adicionalmente, el Gobierno Japonés está interesado en montar una gran planta de beneficio para metales preciosos, que posiblemente se ubicaría en la ciudad de Cali.

6.1.8 Estudio de Carbones

En este campo se ha trabajado estrechamente con CARBOCOL para la caracterización de los carbones procedentes de diferentes regiones. Así, se ha contribuido enormemente en la evaluación de calidad de carbones de El Cerrejón, La Loma, El Descanso, Lenguaque, Amagá, Norte de Santander, etc. Se han utilizado en equipos muy modernos para la agilización de los análisis en razón de la demanda por parte de las compañías mineras. El laboratorio es actualmente uno de los mejores en Latinoamérica, con personal altamente capacitado, los resultados que se obtienen son perfectamente comparables con aquellos de laboratorios reconocidos internacionalmente. Se avanzó en los siguientes proyectos:

- Caracterización de Carbones del Cerro Golondrinas, Valle del Cauca.
- Evaluación de Contenido de Sodio y Potasio en Cenizas de algunos Carbo-

nes Colombianos.

– Caracterización de Carbones Sinclinal de Checua-Lenguazaque.

Adicionalmente, se están estandarizando métodos para análisis de otros elementos en el carbón y se están elaborando patrones certificados de carbón.

6.2 PROGRAMAS DE EXPLORACION Y EXPLOTACION

El Gobierno Nacional promueve a través de la Empresa Colombiana de Minas (Ecominas), transformada en Minerales de Colombia S.A. (MINERALCO), otros programas de exploración y explotación de las áreas mineras aportadas, orientando las acciones principales hacia el fomento de la pequeña y mediana minería, con énfasis en el subsector de metales preciosos. Para el efecto, se han realizado algunos convenios y contratos con diferentes entidades para la exploración y explotación de los recursos mineros, lo mismo que en la prestación de asistencia técnica, capacitación y otorgamiento de créditos.

Con el propósito de impulsar proyectos que estimulen la sustitución de importaciones, se ha estructurado una serie de programas de inversión principalmente en aquellos donde la oferta interna es deficitaria.

Por otra parte, se ha trazado una política de revisión de tarifas por concepto de los contratos de exploración y explotación de los recursos minerales, específicamente de los yesos, roca fosfórica, azufre y las esmeraldas en la denominada Zona de Reserva Nacional. En este campo se considera como objetivo importante la organización del comercio de esmeraldas, cuyos estudios realizó la Ecominas, concluyendo que la creación de una Bolsa de Piedras Preciosas podría ser la solución a este respecto.

Con la creación del Fondo de Fomento de Metales Preciosos, mediante el Decreto 2657 de diciembre 22 de 1988, recientemente delegado a ECOMINAS, hoy Mineralco S.A., para su administración y manejo, se han definido programas sectoriales como son los concernientes a la evaluación de distritos mineros activos, la exploración de áreas potenciales, el crédito e inversiones, la capacitación y prestación de servicios a los pequeños mineros, la investigación tecnológica y la protección del medio ambiente en las áreas de proyectos mineros. De esta manera se pretende cumplir los objetivos del Fondo orientado principalmente a organizar, apoyar y actualizar técnica y financieramente a los pequeños y medianos mineros, mejorar sus condiciones socioeconómicas, aumentar la producción de metales preciosos e identificar y promover áreas potenciales de futuros desarrollos.

6.2.1 Piedras Preciosas y Semipreciosas

Mineralco S.A. tiene a su cargo la investigación, evaluación y comercialización de las piedras preciosas que puedan existir en el territorio nacional; se han hecho importantes avances en cuanto a esmeraldas se refiere y se iniciaron programas

de investigación para corindones (rubí y zafiro) en Cauca y turmalinas en La Guajira.

Con el auspicio de ECOMINAS se creó, en marzo de 1988, la Federación Nacional de Esmeraldas de Colombia, agremiación que propende por el bienestar de sus asociados y trata de mostrar la posición de vanguardia que la industria de las esmeraldas ocupa en el país.

La exportación de esmeraldas muestra un importante crecimiento en los últimos dos años; así, para 1989 estas exportaciones fueron aumentando a llegar a un valor de US\$107.810.970.

Además, en 1988 se iniciaron exportaciones de piedras preciosas diferentes a las esmeraldas por un valor de US\$90.683, y que para 1989 estas exportaciones fueron de US\$99.287.

Dentro de la política de fomento y desarrollo del sector, a partir de 1989, con el apoyo de instituciones universitarias tales como: Universidad Nacional de Colombia, Universidad de Bogotá Jorge Tadeo Lozano y Universidad de Duro Preto del Brasil, ha adelantado varios cursos teórico-prácticos de capacitación en Gemología. Actualmente, con el concurso del SENA y Artesanías de Colombia, se estructuran cursos de corte y talla de piedras preciosas y semipreciosas.

Con el objeto de ofrecer servicios de identificación y certificación de piedras preciosas, la Empresa ha adquirido los equipos e instrumentos necesarios para la adecuación de un "Laboratorio Gemológico".

Por otra parte, ha venido cumpliendo con la obligación legal de cancelar las regalías correspondientes por la explotación de esmeraldas, de conformidad con las normas establecidas.

6.2.2 Metales Preciosos

a) Marmato Zonas Aledañas (Riosucio, Supía, Quinchía):

Con el objeto de promover y racionalizar la minería de metales preciosos, se ha impulsado un programa de contratación que incluye la delimitación y legalización de las explotaciones de hecho y la vinculación de capitales privados en la ejecución de proyectos de exploración y/o explotación de estos recursos.

Como resultado de esta actividad, en 1989 se tramitaron un total de 64 contratos de los cuales 17 corresponden a mineros de hecho y 47 a empresas e inversionistas dedicados a otras actividades comerciales. En la actualidad, se mantienen 17 contratos vigentes y dos nuevas solicitudes en proceso de tramitación. De estos proyectos, dos se encuentran en la etapa de montaje, cuya culminación permitirá aumentar la capacidad de beneficio del mineral en aproximadamente 100 Ton/día, con un incremento en la producción de oro del orden de 500 gr/día.

Como actividades a corto plazo, se ha planificado la ejecución de un proyecto

en el sector sur del área (Risaralda), con el fin de evaluar detalladamente el depósito existente y proceder a la construcción y montaje de una nueva planta de tratamiento con capacidad para 100 Ton/día. Este programa, que tiene una duración de dos años y con inversiones de \$20 millones de pesos en 1990 y \$50 millones en 1991, beneficiará directamente a un número aproximado de 200 mineros.

b) Riosucio - Atrato (Antioquia - Chocó):

Localizado en la región noroccidental de Colombia, es un prospecto con importantes manifestaciones de oro y platino, en depósitos aluviales. Para el presente año se ha planificado un proyecto, cuyo objetivo es seleccionar y delimitar las áreas de mayor interés en las cuales se adelantarán futuros programas de evaluación técnico-económica con miras a promover su explotación.

El proyecto, con un costo de \$15 millones de pesos, se ejecutará bajo la modalidad de contrato con INGEOMINAS.

c) Ataco (Tolima):

En esta área, la Empresa busca establecer el potencial minero y las bases para futuros programas de inversión en exploración, explotación y asistencia técnica. Para tal fin, se inició un proyecto de inventario geológico-minero y selección de áreas de interés.

6.2.3 Investigación

a) Roca Fosfórica:

La evaluación de los yacimientos de roca fosfórica promovió la creación de empresas departamentales que han venido explotando estos recursos a niveles relativamente bajos, habida cuenta que el mineral no es sometido a proceso alguno de transformación. Con el fin de darle un mayor valor agregado a este recurso, contando con el apoyo financiero del Centro Internacional de Investigaciones para el Desarrollo, materializó en el año de 1989 un programa enfocado a la construcción de una planta piloto para la elaboración de roca fosfórica parcialmente acidulada.

La planta iniciará operaciones en 1990, permitiendo promover en el mercado este nuevo producto. Bajo el anterior esquema, se espera que el aporte nacional de roca fosfórica en el mercado nacional de fertilizantes fosfatados, pase de 9.000 toneladas de P_2O_5 en 1989 a 40.000 toneladas en el año 2.000.

Merece destacar, asimismo la reactivación de Fosfatos de Boyacá S.A., que estuvo paralizada durante varios años, de la cual eran accionistas el IFI, Departamento de Boyacá, Acerías Paz del Río, Cementos Boyacá y ECOMINAS, que logró conseguir por iniciativa de esta última, la vinculación de una empresa nacional con gran experiencia en la explotación de fosfatos desde hace más de 20 años, con el compromiso de reactivar a Fosfatos Boyacá a partir del presente año. Con

la compra de las acciones del IFI y de una parte de las que posee ECOMINAS, los nuevos accionistas esperan incrementar la producción de fosfatos, sustituir las importaciones y generar 120 empleos directos, no calificados, con beneficio no sólo para la nueva sociedad sino del departamento y por consiguiente del país.

b) Yesos:

Como consecuencia del aumento en la demanda de yesos con destino a la producción de cementos, por ampliación de las plantas cementeras, la exploración de nuevos yacimientos efectuada directamente, ha sido una actividad prioritaria en el último año, prospectándose depósitos no sólo dentro de las áreas aportadas sino fuera de ellas en zonas potenciales vecinas a los centros cementeros.

En los dos últimos años, la política sobre exploración y promoción para contratación, ha permitido suscribir tres nuevos contratos, uno en Los Santos y dos en La Guajira con las firmas Yesera del Norte y Yesos La Península Ltda, cuya producción abastece principalmente el mercado de la Costa Atlántica. En la actualidad son objeto de estudio tres solicitudes más para la contratación en Los Santos con mineros locales y empresas cementeras.

A pesar del reciente incremento en la producción nacional de yesos, los esfuerzos realizados en este campo aún no son suficientes y es así que las importaciones ascienden a las 100.000 toneladas/año de mineral.

c) Azufre:

ECOMINAS recibió en 1983, en calidad de aporte, los yacimientos de azufre del Departamento del Cauca, suscribiendo con Industrias Puracé un contrato para proseguir con las actividades de exploración, explotación y beneficio mineral, por el cual la Empresa percibe una contraprestación económica, de acuerdo con la variación porcentual de los salarios y de los precios de combustibles y explosivos.

La producción actual de azufre proveniente de los yacimientos de Puracé, es cercana a las 40.000 toneladas/año, lo que equivale al 50% del consumo nacional. Industrias Puracé tiene programas para incrementar dicha producción a corto plazo, con destino principalmente a la fabricación de ácido sulfúrico y como fertilizante, adicionado con úrea.

Con base en los trabajos de exploración y evaluación efectuados por ECOMINAS y el Ministerio de Minas y Energía, en el aporte de Chiles-Cumbal se determinaron reservas probadas de azufre puro del orden de 400.000 toneladas en el depósito de Nasates y se establecieron reservas geológicas adicionales en las áreas de los volcanes de Chiles y Cumbal.

Teniendo en cuenta que los yacimientos se prolongan hacia el sur, sobrepasando la frontera con Ecuador, se estructuró en 1988 un proyecto binacional entre Mineralco S.A. y el INEMIN del Ecuador, para desarrollar conjuntamente los depósitos comunes a ambos países. Se elaboró el estudio de mercados para Colombia

y se preparó un plan de acción para exploración. Actualmente se está a la espera del estudio de mercado de la parte Ecuatoriana. Para desarrollo de este proyecto se buscaría apoyo financiero por parte de la Corporación Andina de Fomento.

d) Cobre:

Se realizó un estudio de prefactibilidad del depósito Pantanos, único aporte de cobre vigente, con un costo de \$86 millones de pesos.

Durante 1984 se terminó la prefactibilidad del depósito de cobre-molibdeno de Mocoa, en cooperación con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo -PNUD-, con un costo de US\$3.7 millones de los cuales ECOMINAS aportó US\$250.000 correspondientes a la contrapartida nacional.

Teniendo en cuenta la nueva situación de los precios del cobre y el manifiesto interés de diferentes gobiernos extranjeros, se ha empezado a promocionar este proyecto para la realización de su factibilidad y diseño, cuyo costo se estima en US\$30 millones, con una duración de cuatro años.

e) Níquel:

Dentro de los aportes de una área de 4.386 Has. localizada en el Municipio de Montelíbano (Córdoba), se han identificado lateritas níquelíferas con tenores de 1.5% de níquel y 18% de hierro.

Con el objeto de definir su potencial y promover la contratación del área, se adelantaron conversaciones con la Empresa Cerromatoso S.A., que ha manifestado interés en realizar inicialmente un programa de exploración.

6.2.4 Exploración del Escudo de la Guayana

En 1986 se intensificaron los esfuerzos por lograr la terminación de la cartografía geológica de algunos sectores de la Orinoquia y Amazonia comprendidos dentro del Escudo de Guayana, tarea que resulta indispensable para el desarrollo posterior de labores de exploración detallada y evaluación de reservas.

a) Serranías de Naquén y Caranacoa (Guainía):

El Ministerio de Minas y Energía el 6 de octubre de 1986 concedió a la Empresa Colombiana de Minas un aporte dentro de la Reserva Especial creada mediante Decreto 185, para la explotación de oro y demás minerales y que incluye las Serranías de Naquén y caranacoa en la Comisaría del Guainía.

Realizados algunos estudios preliminares de exploración por parte de Ecominas e Ingeominas, en estas áreas que abarcan 14.000 kilómetros cuadrados y que según los resultados obtenidos tendrían gran potencial aurífero, se determinó la necesidad de establecer una empresa del Estado independiente que coordinara todas las tareas necesarias para el desarrollo tanto minero como socioeconómico

de esta apartada región del país.

A través de esta nueva Compañía un grupo pequeño pero muy calificado de especialistas colombianos procedentes de las diferentes entidades socias, se dedican de tiempo completo junto con una firma internacional asesora, a planear la exploración general del Escudo, la contratación de la explotación de las riquezas mineras y el desarrollo socioeconómico de la zona.

Se tiene previsto que la sociedad en ningún momento invertirá capital propio en la exploración detallada en el desarrollo de los proyectos mineros; su función inicial es la de contratar la exploración general para preparar y conducir las negociaciones con inversionistas privados nacionales y extranjeros para la etapa de explotación y planear el desarrollo de infraestructura física y social en el área de influencia.

Se consideró importante que la sociedad iniciara con un capital suficiente que le permita un fácil acceso al crédito. Por esto la sociedad contará con un capital de \$5.000 millones, la mayor parte de éstos constituye aporte en especie de los socios; por esto se valorizó en 2.250 millones de pesos el aporte de la Serranía de Naquén que será la forma de participación de Ecominas, correspondiente a aproximadamente el 45% de la sociedad. ECOPEPETROL y CARBOCOL participarán con el pago de los salarios del personal que labora en la sociedad y los gastos de funcionamiento, así como con aportes en dinero. ECOPEPETROL tendrá un 45% de capital acciones. INGEOMINAS e IAN colaborarán también en el manejo de la sociedad y el desarrollo de sus tareas.

El avance del programa exploratorio permitió establecer 5 tipos de mineralización, especialmente aluviones, filones enrejados de cuarzo con oro, kerógenos y metaconglomerados. Según los geólogos consultores varias de estas mineralizaciones ofrecen buenas posibilidades de explotación.

Aprovechando la época de verano, el Ministerio de Minas y Energía inició en noviembre de 1988 la prospección detallada de los depósitos aluviales en la confluencia de Caño Loco con el Caño Masiva, en la parte norte del área aluvial de la Batea.

ECOMINAS participó en el estudio de la pequeña minería de la Serranía de Naquén, incluyendo el análisis socioeconómico, estudio de reservas, asistencia técnica, cooperativas y crédito.

A medida que se avanza en los trabajos de geología de detalle se podrán ir seleccionando las áreas y sitios de mayor interés y con mejores posibilidades para una posterior licitación y desarrollo minero.

Se considera que el Guainía es la nueva provincia minera de Colombia, pues allí se han detectado ocurrencias minerales semejantes a las que Brasil ha venido desarrollando en el otro lado de la frontera.

Se considera que, dada la ubicación de la zona, en un área carente de infraestructura de todo orden, susceptible de convertirse en un polo de progreso estable, es procedente invitar a firmas mineras precalificadas para que ofrezcan su participación en la exploración detallada del área del Naquén, y, de resultar reservas auríferas explotables, adelantar las operaciones adecuadas de desarrollo y producción.

b) La Pedrera (Amazonas):

Constituye uno de los grandes prospectos de metales preciosos para proyectos de gran minería. Sus características geológicas y los posibles yacimientos auríferos son similares a los del Guainía.

En esta zona, en razón no sólo del potencial geológico existente, sino también por la presencia de unos 2.000 pequeños mineros que producen aproximadamente 20 kilos de oro al mes, se tiene programada para 1990, una serie de actividades técnicas en el área, que permitirán establecer las bases para la planificación de un proyecto orientado a definir el potencial minero del área y organizar la operación de la pequeña minería.

6.3 ASISTENCIA TECNICA A LA PEQUEÑA Y MEDIANA MINERIA

La labor de fomento a la pequeña y mediana minería es una de las principales funciones y de las de mayor impacto desarrolladas por el Ministerio. Esta labor se concentra básicamente a través de las regionales mineras, con sede en las ciudades de Medellín, Bucaramanga, Ibagué, Pasto y Quibdó, las cuales están coordinadas por la Dirección de Minas en Bogotá.

Dentro de la política de reactivación de las regionales se realizaron importantes renovaciones físicas y locativas. Es así como durante el año 1989 se adquirió una sede para la Sección Regional de Bucaramanga a un costo de 25 millones de pesos y se pretende en el presente año comprar los terrenos contiguos con el fin de construir el laboratorio de beneficio de minerales y de fundición. En la Regional de Medellín, se ha renovado completamente la planta de beneficio de minerales con equipos cuyo valor sobrepasa los 20 millones de pesos de los cuales 17 fueron producto de los servicios prestados por esta Regional en el proyecto de exploración del Guainía, además, en la mayoría de los laboratorios, tanto químicos como de fundición de las Secciones Regionales, se han renovado muchos de los equipos de medición y análisis.

La asistencia técnica que el Ministerio presta a través de sus Regionales, ha estado orientada primordialmente hacia el apoyo de pequeñas y medianas explotaciones. Esta asistencia se traduce en la prestación entre otros de servicios tales como: Evaluación de reservas, asesoría en el planeamiento minero y métodos de explotación, levantamientos topográficos, caracterización de minerales, determinación mineralógica en laboratorio químico, ensayos al fuego para determinación

de tenores de oro y plata, pruebas en planta piloto de beneficio de minerales y fundición de metales preciosos.

Durante este período se efectuaron visitas a un total de 402 minas en todo el país, incluyendo la asesoría en aspectos técnicos y legales con el objetivo fundamental de ayudar a los mineros en la legalización de áreas, diseño y explotación de yacimientos, mejoramiento de los procesos de cianuración, amalgamación y beneficio de minerales.

En coordinación con el Banco de la República, las Regionales Mineras de Pasto, Bucaramanga e Ibagué, prestan el servicio de fundición de metales preciosos provenientes especialmente de los Departamentos de Nariño, Santander y Tolima.

En este período se fundió un total de 2.495 remesas que pesaron 773.297 gramos como barras fundidas. En la actualidad se trabaja en un proyecto de estandarización de métodos y procedimientos de fundición y análisis tanto para las Secciones Regionales Mineras como para las fundiciones privadas de la ciudad de Medellín.

El Ministerio a través de sus regionales mineras, en coordinación con el Banco de la República y MINERALCO S.A., desarrolla el Programa de Financiación de la Pequeña y Mediana Minería. Este es un importante esfuerzo del Estado Colombiano, por cuanto generalmente el minero colombiano trabaja informalmente y carece de los documentos y respaldos requeridos por las entidades crediticias.

A través de un convenio con el SENA, Banco de la República, MINERALCO S.A. e INGEOMINAS, el Ministerio ha puesto en vigencia un programa piloto para otorgar asistencia, asesoría y capacitación a los pequeños y medianos mineros que se dedican a la explotación de oro y platino.

De otra parte, vale la pena resaltar los recientes convenios de cooperación suscritos entre el Ministerio y la Empresa Colombiana de Minas, a través del Fondo de Fomento de Metales Preciosos y las Secciones Regionales Mineras, entre los cuales se destacan los siguientes:

- Evaluación Ecológico-Minera de un sector del distrito aurífero del Sur de Bolívar.
- Servicio de taller móvil y almacén de repuestos en el Departamento del Chocó.
- Funcionamiento de una casa taller en el Municipio de Barbacoas, Departamento de Nariño.
- Adecuación tecnológica de pequeñas explotaciones en aluviones poco profundos, denominadas Guaches, en el Departamento del Chocó.
- Desarrollo del distrito minero de "La Llanada" en el Departamento de Nariño.

Conjuntamente con la Universidad Nacional- Sede Medellín y el auspicio de Colciencias, el Ministerio de Minas y Energía adelanta un estudio de tostación de minerales polimetálicos en horno de lecho fluidizado que conduzca a un mejor aprovechamiento de los metales preciosos.

6.4 FISCALIZACION E INTERVENTORIA MINERA

Adicionalmente a las actividades propias de la función de vigilancia y control del desarrollo minero nacional que la Dirección General de Minas ha ejercido a través de la División de Fiscalización de Minas, se pueden destacar durante este período otras actividades.

En primer término, debe indicarse que para atender las disposiciones del nuevo Código de Minas que tienen la intención de facilitar y agilizar el cumplimiento de las obligaciones de orden técnico, por parte de los beneficiarios de títulos mineros, se han diseñado los formularios para la prestación de forma simplificada de los informes técnicos de todo tipo exigidos por el Ministerio a los titulares de derechos mineros.

En segundo lugar es de mencionar el programa sistemático de Fiscalización de Minas que tiene por finalidad velar por el cumplimiento de las actividades y obligaciones que tienen los beneficiarios de títulos mineros en los aspectos de exploración, explotación, montaje, beneficio y transformación de minerales y el de liquidación de las contraprestaciones económicas que percibe el Estado.

La fiscalización sistemática de títulos mineros se estructura en la división del territorio nacional en seis zonas que corresponden al área de influencia de cada una de las Secciones Regionales Mineras, las cuales a su vez se dividen en subzonas constituidas por distritos mineros. Con este cubrimiento se espera lograr un mayor control sobre las actividades mineras y una mayor eficiencia del trabajo de campo por parte de los ingenieros. Paralelamente y como apoyo logístico para el cumplimiento de las funciones fiscalizadoras, se ha dispuesto un equipo de sistema auxiliar y un Software que permite conformar las bases de datos correspondientes a cada función.

Dentro de este tema cabe reseñar los contratos de interventoría que el Ministerio de Minas y Energía ha suscrito con el SENA-Regional Boyacá para la construcción de la Mina Escuela del Centro Nacional Minero del SENA en Sogamoso, como parte integrante y fundamental en el proceso de enseñanza. El SENA, en calidad de entidad responsable, pidió al Ministerio la colaboración para que éste llevara a cabo la interventoría en la ejecución de la obra.

Finalmente, es relevante mencionar la labor que la Dirección General de Minas, cumple en materia de liquidación de las regalías e impuestos a favor de la Nación, Departamentos y Municipios como contraprestación económica por la explotación minera, así como la fiscalización mediante visitas, de la destinación y utilización de esas participaciones.

En el presente cuadro se relacionan los valores liquidados en los principales minerales distintos del carbón:

MINERAL	VALOR	
	1989	1990
Níquel	\$ 4.302.168.994	\$ 488.104.725
Hierro	157.995.916	47.299.581
Sal	417.131.830	109.853.629
Oro	6.171.666	600.000
Platino (gramos)	335.55	5.94 Grs.
Inspección y Vigilancia	13.16 Grs.	
Esmeraldas	48.305.154	18.335.770

6.5 PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE HIGIENE Y SEGURIDAD DE MINAS

La Dirección General de Minas directamente y a través de convenios con INGEOMINAS Y MINERALCO S.A., promueve la implantación de nuevos modelos de aprovechamiento del oro, basados en un mejor conocimiento del yacimiento, en cuanto a riqueza mineral, profundidad y forma del aluvión, condiciones granulométricas y geotécnicas de los terrenos. Es así como se han iniciado proyectos de gran importancia, financiados con recursos del Fondo de Fomento de Metales Preciosos, en cada uno de los departamentos citados que comprende no sólo la evaluación de áreas específicas para disminuir el riesgo de inversión normalmente asociado a este tipo de explotaciones, sino que se está presentando, a través de las diferentes Regionales Mineras, la asistencia necesaria para armonizar los sistemas de explotación y beneficio utilizados actualmente, evitando la sub-utilización de las maquinarias de arranque y acarreo del material, normalmente sobredimensionadas, y mal acopladas a deficientes sistemas de recuperación obteniéndose pérdidas de hasta el 40% del oro, además de excesivo consumo de mercurio y la consecuente contaminación a ríos y lagunas que supera los límites permisibles en las zonas auríferas. En este aspecto, el Ministerio ha alcanzado grandes logros en la descontaminación de cianuro y mercurio de las corrientes de agua que abastecen los acueductos de Bucaramanga, Buga, Ginebra y Mariquita con el control de las explotaciones y la divulgación de métodos de recuperación y amalgamación no contaminantes y sistemas de tratamiento de aguas como presas de decantación y restauración de suelos.

Para divulgar la acción del Ministerio en este campo y aprovechar las experiencias de otros países, se realizará en septiembre de este año el Primer Seminario Minero Ambiental, con el concurso de MINERALCO S.A., las Universidades, el Indereña y las Corporaciones Autónomas de Desarrollo, con el propósito de que las autoridades, empresarios, profesionales y trabajadores se capaciten todos y adquiera-

ran los elementos necesarios para coadyuvar en la gran cruzada nacional de hacer minería con protección del ecosistema y evitar la formación de zonas ciertamente dolorosas como la Jagua de Ibirico y el Bajo Cauca Antioqueño.

En esta última región, se están definiendo otras alternativas de manejo de su problemática minera ambiental en coordinación con el Consejo Departamental de Política Minera y Protección Ambiental y en el marco de la nueva normatividad y organización institucional establecida para el sector minero por el Gobierno Nacional. Producto de este trabajo ha surgido la propuesta concreta del Centro Integrado de Asesoría Minera-CIAM, con sede en Cauca, que con una inversión de 170 millones de pesos se encargará de adelantar 4 subprogramas básicos: Asistencia Técnica, Protección de Recursos Naturales, Formación Empresarial y Salud Ocupacional.

Igualmente, merece especial comentario la acción que la Empresa Privada en Antioquia ha emprendido, con la ayuda del INDERENA Y PROANTIOQUIA para recuperar económicamente las zonas de explotación.

Otras actividades en este campo son:

- Asesoría a la CVC en los problemas de contaminación del Río Claro causados por las explotaciones de bauxita en el Corregimiento de San Antonio, Municipio de Jamundí (Valle).
- Colaboración a la CVC en la solución de los problemas de contaminación en el área de influencia del embalse de Salvajina causados por la explotación de oro.
- Participación con otras entidades: CAR, CARBOCOL, el Periódico EL TIEMPO, Secretaría Distrital de Obras Públicas en la formulación de propuestas para la recuperación de los Cerros Orientales de Bogotá.
- Agilización del trámite de expedientes; se suspendieron los denominados términos de referencia para los estudios de impacto ambiental, reemplazándose por un formulario simplificado para la presentación de los estudios.
- Inicio de la base estadística sobre accidentabilidad, morbilidad y seguridad en las operaciones mineras.
- Elaboración del proyecto de Reglamento de Higiene y Seguridad en las labores mineras a cielo abierto, cuyos principales temas son: Condiciones de Trabajo, Manejo de Explosivos, Transporte, Combustibles, Electricidad, Talleres, Incendios, Medio Ambiente, Explotación de Canteras y Aluviones.
- Coordinación de la aplicación de las normas de seguridad, Decreto 1335 de 1987, en las explotaciones subterráneas.

6.6 SISTEMATIZACION DEL REGISTRO MINERO

El Registro Minero Nacional, es el inventario o catastro permanente actualizado y público de todos los títulos mineros otorgados y en trámite, el cual desarrollará las categorías de ubicación de las áreas de dichas solicitudes en la categoría nacional, así como las categorías jurídico-minera y económico-social con el fin de satisfacer las necesidades de información que demande la administración pública, entidades y organismos públicos o privados, y en general, toda persona interesada en el sector minero colombiano.

Gracias a la sistematización de la División de Ingeniería y Proyectos de la Dirección General de Minas, se ha logrado agilizar de manera considerable, la tramitación de las solicitudes y títulos mineros, mediante la automatización de la captura de información básica de expedientes; determinaciones técnicas como cierre y ajuste de polígonos y emisión de hojas de linderos. Además, se ha conseguido la actualización de la información contenida en los expedientes mineros en trámite.

Con el Sistema de Información de Expedientes Mineros (SIEM) se logró conformar una base de datos que comprende la información básica o general, información jurídica, técnica y de localización, de todas las solicitudes y títulos mineros vigentes a la fecha; de tal manera que este proyecto se encuentra funcionando en un 100%, constituyendo un soporte fundamental para la formación del Registro Minero Nacional.

En el primer semestre de 1990 se han culminado las etapas de diseño, implementación, montaje y puesta en marcha del registro minero nacional con la consecuente expedición de certificados de Registro Minero, de características únicas de difícil falsificación, los cuales contienen datos pertinentes como: Identificación del solicitante, localización del área solicitada, actuaciones jurídicas, etc. Estos certificados constituyen la única prueba sobre la validez de títulos mineros.

Para ejecutar la sistematización del Registro Minero se adquirieron, mediante el Proyecto MINMINAS-PNUD y mediante financiación de CARBOCOL, programas y equipos de computación y se contrató el personal especializado correspondiente y la capacitación de los funcionarios responsables del manejo del sistema.

Dentro de los programas a desarrollar a corto plazo, están:

- Diseño y montaje del Registro Minero para la inscripción de Sociedades Ordinarias de Minas.
- Diseño y montaje del Registro Minero para la inscripción de Consorcios Mineros.
- Diseño, montaje y puesta en marcha del subsistema gráfico ARC/INFO. En la actualidad se está adelantando el estudio de los usos de control cartográfico del país, y la creación de librerías de mapas que permitan una mejor manipulación

de datos cartográficos, a nivel nacional, y cargar dichas librerías con los datos técnicos de la solicitudes mineras.

– Establecimiento de una red nacional de comunicación, para usuarios remotos del Registro Nacional Minero en las Secciones Regionales Mineras y Gobernaciones Delegadas.

6.7 PRESENTACION DEL CENSO NACIONAL MINERO

Una de las principales limitantes identificadas tradicionalmente en los estudios e investigaciones acerca del sector minero, ha sido la falta de un sistema estadístico adecuado para obtener la información sobre estructura y condiciones geológicas, técnicas, económicas y sociales de todo el sector minero, especialmente en lo relacionado con la pequeña y mediana minería.

Con el propósito de superar buena parte de estas limitaciones, el Ministerio de Minas y Energía, en colaboración con las entidades a él adscritas y vinculadas, programó y puso en ejecución el Censo Nacional Minero, con los siguientes objetivos:

Con motivo de la culminación de la información capturada durante el Censo Nacional Minero 1988, el Departamento Administrativo Nacional de Estadística -DANE y el Ministerio de Minas y Energía, presentaron a principios de 1990 los principales resultados en una publicación denominada "CENSO NACIONAL MINERO 1988, RESULTADOS GENERALES". La edición se hizo con 649 ejemplares y en pasado mes de febrero se llevó a cabo un Seminario sobre el tema con la asistencia de todas las entidades participantes en el Censo, Ministerio de Minas y Energía, CARBOCOL, INGEOMINAS, DANE. Así mismo, este último entregó a cada entidad la grabación de la información total en medios magnéticos.

Esta investigación sitúa a Colombia entre los pocos países latinoamericanos que cuenta con información censal básica sobre explotación de recursos minerales en aspectos tales como sistemas de explotación, formas de arranque de mineral, equipos de seguridad minera, volumen y utilización de estériles, legislación minera, personal ocupado, producción, maquinaria, ubicación geográfica de las minas, etc. El proyecto demandó una inversión de 103 millones de pesos financiados por el Ministerio de Minas y Energía y por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, PNUD.

6.8 NUEVO CODIGO DE MINAS

En desarrollo de las facultades extraordinarias contenidas en la Ley 57 de 1987, el Gobierno adelantó la elaboración de un Nuevo Código de Minas, el cual se expidió mediante el Decreto 2655 de diciembre 24 de 1988 y entró en vigencia a partir de junio de 1989.

En el Nuevo Código de Minas se previeron las medidas legales requeridas para

adecuar la estructura básica de la administración del sector y para fortalecer los mecanismos financieros de la minería, que incluye el establecimiento del Registro Minero, cuyo objetivo es el de lograr un trámite rápido y simplificado de las formalidades y condiciones para la obtención de títulos mineros, base jurídica fundamental para el desarrollo de proyectos. Mediante el Decreto Legislativo 2659 de diciembre 23 de 1988, se modificó la estructura administrativa del Ministerio, para atender las obligaciones emanadas del Código de Minas.

Actualmente se han dictado los Decretos identificados con los números 2466, 2462 de octubre de 1989 y 136 de enero 5 de 1989, 710 de marzo y 727 de abril de 1990, y la Resolución Ministerial No. 0031 de enero 9, 1021 de abril del presente año, a través de los cuales se reglamenta lo relativo a materiales de construcción, al otorgamiento de los derechos mineros y a la adecuación del Registro Minero, principalmente.

6.9 FONDO DE FOMENTO DE METALES PRECIOSOS

Según lo establecido en el Nuevo Código de Minas en cuanto a la conformación, fines y administración, se crea mediante Decreto 2657 de diciembre de 1988 el Fondo de Metales Preciosos administrado por Ecominas y por el cual se adelanta el siguiente estudio:

– Diagnóstico, organización empresarial y programación para el desarrollo de los asentamientos mineros en el Distrito de La Dorada.

El proyecto consiste principalmente en la realización de programas preparatorios con miras al desarrollo de trabajos específicos de evaluación en las diferentes áreas; estos programas requieren de un proceso de organización empresarial y de un conocimiento detallado del Distrito Minero.

Para la promoción, capacitación y organización de las cooperativas, se apoyará en el Departamento Administrativo Nacional de Cooperativas -DANCOOP-. La duración del proyecto es de seis meses con un costo de \$6.5 millones de pesos.

a) Evaluación de Areas Específicas en el Bajo Cauca-Antioquia:

El objetivo básico del proyecto es la evaluación de los yacimientos y el diseño de técnicas adecuadas de extracción, beneficio y manejo ambiental, inicialmente dirigido a la mediana minería del oro. Esta región es considerada la más importante productora de oro en el país, con una producción promedio en los últimos años de 15 toneladas.

El costo estimado para realizar el proyecto es de \$307 millones.

b) Proyecto Casa-Taller Barbacoas (Nariño):

El programa está enmarcado dentro de los objetivos del Fondo de Metales Preciosos en cuanto tiene que ver con la prestación de servicios mineros, orientado

principalmente hacia las siguientes actividades:

- Permitir el desplazamiento de mecánicos hasta los sitios de trabajo de los mineros.

- Aporte de mayor número de repuestos, herramientas y equipos, para mejorar la eficiencia en la prestación del servicio de reparación y mantenimiento de los equipos.

Este proyecto se ejecutará en coordinación con CORPONARIÑO y tendrá un costo inicial para el Fondo de \$650.000.

c) Proyecto Taller Móvil - Almacén Región Chocoana:

Este programa tendrá como objetivos:

- Ofrecer al minero en el sitio de trabajo el mantenimiento preventivo y/o remedial de los equipos.

- Disponer de un inventario suficiente de repuestos en Quibdó para abastecimiento de la minería regional.

- Prestar servicio de capacitación en los aspectos mecánicos y de mantenimiento.

El costo del proyecto es de \$17.7 millones de pesos.

d) .decuación Tecnológica de las Pequeñas Explotaciones de Aluviones (Las Animas - Chocó):

Con este proyecto se pretende:

- Delimitar, evaluar y legalizar áreas aptas para el laboreo subterráneo a pequeña escala en los aluviones auroplatiníferos del sector.

- Aprovechamiento racional de los yacimientos.

- Implantar un sistema de explotación con fines didácticos, adaptado a las condiciones del medio.

- Obtener mayores rendimientos en la actividad productiva.

- Organizar las comunidades mineras.

El costo total del proyecto se estima en \$66.9 millones de pesos.

6.10 MINERALES DE COLOMBIA S.A. (MINERALCO)

Por virtud de la ley 02 de enero 2 de 1990, fué autorizado el Gobierno Nacional, para transformar a la Empresa Colombiana de Minas (Ecominas), en una sociedad anónima del orden nacional, con capital estatal, cuyo nombre corresponderá a Minerales de Colombia S.A. (MINERALCO S.A.); esta entidad sera un instrumento idóneo, capaz y ágil para llevar a cabo la labor de fomento y producción minera en los diferentes niveles de pequeña, mediana como de gran minería.

MINERALCO S.A. bajo el régimen de sociedad anónima que la cobijará, tendrá como accionistas a entidades del Estado, que mediante el aporte de sus capitales fortalecerán la base económica de la nueva sociedad, circunstancia que se traducirá en mayor solvencia para el manejo de proyectos más importantes dirigidos al bienestar de la población minera y al crecimiento de la minería nacional.

Con la transformación de ECOMINAS en una sociedad anónima del Estado, la prestación del servicio minero en todas sus fases se cubrirá de manera más eficiente y directa sin las limitaciones de tipo jurídico y económico de la actual Ecominas.

6.11 SITUACION Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR MINERO

Los notables cambios y avances logrados en los últimos años en el campo minero nacional, han determinado la conformación de un sector amplio y de creciente significación en la economía nacional. Es así como la minería colombiana que tradicionalmente había tenido una baja participación en la generación del Producto Interno Bruto (PIB) correspondiendo al año de 1980 al 1.27%, incrementó su aporte a este agregado de la producción total de la economía a 4.17% en 1988 y 4.37% en 1989, como resultado del aumento en las actividades de exploración y explotación de recursos minerales y de hidrocarburos. A su vez el sector minero propiamente dicho aporta el 2.0% al PIB, si se considera que los hidrocarburos generan el 54% del PIB minero, los metales preciosos cerca del 23% y el carbón el 15%.

En forma más concreta, este crecimiento de la minería, es el resultado del auge en la producción de oro, que en 1986 llegó al nivel récord de los últimos 50 años de 1.285.878 onzas troy y en 1989 se estima en volúmenes cercanos al 1.0 millón de onzas troy.

Asimismo, se refleja allí la dinámica de las explotaciones en níquel y carbón en los yacimientos de Cerromatoso (Córdoba) y Carrejón (Guajira).

Una mejor apreciación de la importancia de la minería, se puede establecer al considerar su aporte en la Balanza de Pagos, en los ingresos fiscales de la nación, departamentos y municipios, así como en la generación de empleo, particularmente en el caso de la pequeña y mediana minería de oro y carbón.

Las exportaciones de carbón, oro, ferroníquel y esmeraldas pasaron de niveles

cercanos a los 300 millones de dólares, en 1980, equivalentes al 9% del total nacional, a un monto superior a los 1.200 millones de dólares en 1989, los cuales representan más del 21% del total nacional.

Los cuadros anexos a este capítulo, presentan con más detalle, la evolución descrita anteriormente.

No obstante lo anterior, Colombia mantiene aún una alta dependencia importadora en materias de origen mineral, especialmente productos de hierro, acero, aluminio y cobre, cuyo monto se estima para 1990 en US\$500.0 millones. La sustitución de estas importaciones es una perspectiva interesante para la búsqueda de yacimientos minerales y el desarrollo de proyectos de explotación y transformación en este importante sector de recursos básicos de la economía.

Es por esta razón que se viene avanzando en dos estrategias básicas de desarrollo del sector, cual es la elaboración de un programa quinquenal de exploración minera y la conformación de proyectos gran minería en áreas sobre las cuales se tiene un conocimiento geológico adecuado y que a continuación se hará una breve referencia. Para el desarrollo de estas estrategias, el reordenamiento sectorial ya establecido, que se mencionó inicialmente en este capítulo, se constituirá en un elemento básico para su implementación.

6.11.1 Programa exploratorio

El Sistema Andino de Colombia está ubicado geológicamente dentro del Cinturón Circunpácifico una de las áreas más importantes del universo en cuanto a la producción de metales.

Países típicamente mineros como Chile, Perú, México, Estados Unidos, Canadá y Australia están localizados dentro de este Cinturón, el cual participa en la producción mundial con más de un 50% del oro, 80% de cobre y molibdeno, 55% de estaño, 65% de platino y metales asociados y además presenta una alta contribución en la producción de metales estratégicos como cromo y tungsteno.

En el oriente del país el Escudo Precámbrico de Guayana presenta una exposición de más de 150.000 kilómetros cuadrados con un potencial desconocido, pero de grandes perspectivas si se tienen en cuenta los importantes hallazgos minerales realizados en los países limítrofes: Brasil y Venezuela.

Lo anterior demuestra la necesidad de impulsar en Colombia la exploración minera para que el sector minero se convierta en uno de los polos más importantes que redunde en el beneficio económico y social del país.

Sin pretender realizar un análisis exhaustivo, se incluye una descripción somera del potencial de los dos ambientes geológicos de Colombia, cuyos minerales debido a la demanda en los mercados mundiales y a su estabilidad y proyección de precios, deben considerarse como prioritarios en el diseño de un plan de desarrollo del sector minero del país.

a) Sistema Andino

Las tres cordilleras en que se divide el Sistema Andino en nuestro país ofrecen una interesante gama de posibilidades mineras.

Con base en las exploraciones mineras actuales y en herramientas como los mapas: geológico, de terrenos y metalogénico elaborados por INGEOMINAS se pueden establecer prioridades y racionalizar la exploración geológico-minera del país.

– Metales preciosos

Es evidente que el oro y en menor proporción el platino y la plata deben constituirse en primera prioridad en cualquier plan de exploración. El país con explotaciones, la mayoría de ellas rudimentarias, y con el agravante de que cerca del 50% del oro se pierde por los deficientes sistemas de beneficio produce cerca de 30 toneladas de metal, lo que da clara idea de su potencial. Colombia fue el primer productor mundial de platino y hoy en día nuestra producción es muy modesta.

El Gobierno a través de la empresa MINERALCO S.A. y la inyección de recursos al Fondo de Fomento de Metales Preciosos, fortalecerá los programas de exploración, desarrollo y producción de metales preciosos.

El país tiene muchos sitios con potencial de oro, pero se considera que en orden de prioridades se debe explorar y desarrollar el oro y platino aluvial de la cuenca Atrato-San Juan y de la Costa Pacífica entre Buenaventura y Tumaco. En oro filoniano merece especial atención la zona oriental de Antioquia y la Serranía de San Lucas.

– Cromo, Cobalto y Titanio

Considerados como metales estratégicos, cuyo precio en el mercado mundial es estable o tiende a incrementarse y cuyo potencial en Colombia es evidente pero hasta el momento desconocido.

Cuerpos lenticulares o podiformes con presencia de estos metales deben ubicarse a lo largo de los sistemas de la Falla Cauca-Romeral y Falla del Atrato. Asimismo arenas negras con alto contenido de estos metales deben prospectarse a lo largo de las Costas Pacífica y Atlántica. El Arco de Sevilla en la Sierra Nevada de Santa Marta constituye un objetivo prioritario para la exploración y ubicación de minerales de Titanio.

– Metales Básicos Vulcanológicos

Depósitos importantes de cobre, plomo, zinc asociados en muchos casos con oro y cuyo ambiente geológico permite también la ubicación de extensos depósitos de manganeso deben prospectarse en los Cinturones Volcánicos de las Cordilleras Central y Occidental de Colombia, especialmente dentro de esta última.

- Minerales para el desarrollo agrícola

Los elementos Fósforo y Potasio constituyen conjuntamente con el Nitrógeno la base de los fertilizantes que permiten la rectificación y mejoramiento de los suelos agrícolas del país; muchos de estos se hallan empobrecidos y requieren la aplicación inmediata de estos correctivos.

La Cordillera Oriental ofrece magníficas posibilidades de ubicar depósitos de estos elementos, y por tanto debe ser objeto de una prospección sistemática. Uno de ellos, el Fósforo ya ha sido ubicado en numerosas localidades a lo largo de la Cordillera, pero es necesario profundizar en su evaluación y caracterización para tener una idea clara de su aplicación según el tipo de suelo y de lograr una distribución que permita racionalizar su transporte.

b) Escudo Precámbrico

Como bien se sabe estos terrenos son los mayores productores de minerales a nivel mundial. Tal situación es bien conocida en los Escudos Precámbricos de Canadá, Australia, Suráfrica y de Guayana, este último cubriendo áreas importantes de Brasil, Venezuela y Colombia, pero casi que inexplorado en lo que se refiere a nuestro país.

- Potencial Minero de Brasil y Venezuela en el Escudo de Guayana

El Escudo de Guayana presenta magníficas condiciones litológicas y estructurales que han permitido importantes acumulaciones metalíferas tanto en Brasil como en Venezuela.

Se destacan las franjas de hierro y manganeso de Imataca en Venezuela, Kanakú en Guayana y Adampada y Coerene en Surinam. Bauxitas se producen en Venezuela muy cerca a la frontera con Colombia y diamantes a lo largo del Río Orinoco. Uno de los depósitos más ricos de estaño en el mundo, el de Pitinga, está ubicado en el Escudo en Brasil. Así mismo, importantes depósitos de tierras raras (Niobio, Tantalio, Itrio) se explotan en rocas del Escudo no muy lejos de las fronteras de nuestro país.

- Perspectivas en minerales en las zonas limítrofes con Brasil y Venezuela

Las posibilidades de localizar depósitos de minerales en esta zona limítrofe son muy positivas dadas las condiciones y ambientes geológicos existentes.

- Oro

El denominado Proyecto del Guainía, sobre el cual se hizo referencia anteriormente, hace parte de las posibilidades mineras en esta zona.

- Lignito

En la Comisaría del Amazonas en Colombia, en el Estado del Amazonas en el Brasil, se ha localizado carbón de tipo lignito que por parte de Brasil fue intensamente estudiado entre 1975 y 1976, comprobando reservas del orden de los 35 millones de toneladas. Colombia no tiene este conocimiento geológico pero cerca al Municipio de Leticia se localizaron (carretera a Tarapacá), algunos afloramientos de lignitos semejantes a los encontrados en Brasil.

El implementar el conocimiento geológico de estos carbonos permitiría al Amazonas contar con un recurso energético vital para el desarrollo industrial del Municipio de Leticia y zonas aledañas.

Las plantas eléctricas que allí funcionan se alimentan de fuel-oil traído por planchón desde Orito.

Con el lignito se puede pensar en termoeléctricas que solucionarían el problema energético.

- Posibilidades de otros minerales

Asímismo, existen posibilidades de localizar yacimientos de hierro, arcillas, estaño, minerales radiactivos, bauxita, diamantes y tierras raras (Niobio y Tantalio), por las posibilidades que se presentan en la zona limítrofe de Venezuela con Colombia.

Al considerar la importancia de llevar a cabo estudios específicos en estas zonas limítrofes, los países vecinos a través de convenios de Cooperación Bilateral y Multilateral, pueden en forma integrada realizar estos tipos de estudios con miras al futuro desarrollo de las zonas de fronteras. Una vez expuestas las posibilidades mineras con que cuenta el país se hace necesario orientar programas que siguiendo las experiencias en hidrocarburos puedan ser utilizadas para los minerales sólidos si se quiere que la minería se convierta en un polo de desarrollo que incida en el mejoramiento de los sectores productivo y social del país.

El Ingeominas en su papel de entidad del Estado, encargada de la identificación y evaluación de nuestros recursos naturales no renovables, viene realizando un programa sistemático de exploración geológico-minera del país. Importante para lograr este objetivo ha sido la contribución externa a través de proyectos de Cooperación Técnica Internacional. Sin embargo, estos recursos son insuficientes para mantener la actividad exploratoria a un ritmo coherente con el desarrollo industrial del país. Por lo tanto se debe contar con recursos financieros que permitan el fortalecimiento de dicha actividad para los minerales sólidos. Es bien sabido que los grandes consorcios mineros dedican el 3% o 4% del producto de sus ingresos para mantener en marcha sus programas de exploración.

En el caso específico de los metales preciosos, contando ya con el Fondo de Fomento de Metales Preciosos se tiene previsto fortalecer la capacidad del Ingeo-

PRODUCCION MINERA NACIONAL
1989

MINERAL	UNIDAD	1989
METALES PRECIOSOS	Onza-Troy	1,200,046
Oro	Onza-Troy	948,627
Plata	Onza-Troy	220,140
Platino	Onza-Troy	31,279
PIEDRAS PRECIOSAS	Kilates	3,420,408
Esmeraldas	Kilates	3,420,408
MINERALES METALICOS	Toneladas	1,322,217
Mineral de Hierro	Toneladas	529,600
Plomo (Concentrado)	Toneladas	394
Zinc (Concentrado)	Toneladas	723
Mercurio (Concent.)	Libras	-
Cobre (Concentrado)	Toneladas	ND
Manganeso	Toneladas	ND
Cromita	Toneladas	-
Mineral de Niquel	Toneladas	790,000
Bauxita	Toneladas	1,500
MINERALES COMBUSTIBLES	Toneladas	18,902,000
Carbón	Toneladas	18,902,000
MINERALES NO METALICOS	Toneladas	21,112,778
Calizas	Toneladas	17,000,000
Azufre (Refinado)	Toneladas	41,575
Mineral de Asbesto	Toneladas	158,149
Yeso	Toneladas	553,025
Dolomita	Toneladas	44,873
Mármol	Toneladas	30,000
Barita	Toneladas	5,460
Feldespato	Toneladas	40,850
Arcilla y Caolín	Toneladas	1,800,000
Arenas Silíc.-Cuarzo	Toneladas	700,000
Sal Terrestre	Toneladas	190,380
Sal Marina	Toneladas	469,875
Talco	Toneladas	9,196
Calcita	Toneladas	12,060
Diatomáceas	Toneladas	3,600
Magnesita	Toneladas	20,425
Mica	Toneladas	60
Fluorita	Toneladas	300
Roca Fosfórica	Toneladas	30,000
Bentonita	Toneladas	2,950
Cemento (1)	Toneladas	6,705,493

FUENTE: Mirminas Oficina de Planeacion
Sección Sistemas y Estadística
(1): Se incluye por el gran contenido
de minerales

VALOR DE LA PRODUCCION MINERA NACIONAL
1989

MINERAL	(Miles de \$)
METALES PRECIOSOS	154,076,607
Oro	147,684,318
Plata	364,101
Platino	6,028,188
PIEDRAS PRECIOSAS	37,709,400
Esmeraldas	37,709,400
MINERALES METALICOS	3,159,040
Mineral de Hierro	2,677,890
Plomo (Concentrado)	2,602
Zinc (Concentrado)	2,773
Mercurio (Concentrado)	ND
Cobre (Concentrado)	ND
Manganeso	ND
Cromita	-
Mineral de Niquel	470,000
Bauxita	5,775
MINERALES COMBUSTIBLES	104,950,600
Carbón	104,950,600
MINERALES NO METALICOS	31,211,157
Calizas	20,400,000
Azufre (Refinado)	433,118
Mineral de Asbesto	550,000
Yeso	1,505,671
Dolomita	140,926
Mármol	116,626
Barita	136,500
Feldespato	83,040
Arcilla y Caolín	3,994,800
Arenas Silíceas-Cuarzo	746,300
Sal Terrestre	850,000
Sal Marina	1,950,000
Talco	21,231
Calcita	16,384
Diatomáceas	N.D.
Magnesita	161,621
Mica	632
Fluorita	8,700
Roca Fosfórica	52,774
Bentonita	42,834
V/r.Total Produccion	331,106,804
(Miles de Pesos)	
Tasa de Cambio por	348.0
(Dolar Promedio)	
V/r.Total Produccion	951,456
(Miles de Dolares)	

FUENTE: Mirminas Oficina de Planeacion
Sección Sistemas y Estadística

PRODUCCION Y PARTICIPACION NACIONAL DE
ORO POR DEPARTAMENTOS

DEPARTAMENTOS	PRODUCCION	PARTICIPACION
ANTIOQUIA	627,600	66.16
BOLIVAR	27,257	2.87
CALDAS	29,048	3.06
CAUCA	18,557	1.96
CORDOBA	17,536	1.85
CHOCO	98,550	10.39
NARIÑO	29,107	3.07
PUTUMAYO	2,600	0.27
RISARALDA	2,646	0.28
SANTANDER	7,867	0.83
SUCRE	30,753	3.24
TOLIMA	9,658	1.02
VALLE	17,844	1.88
OTROS DPTOS.	29,604	3.12
TOTAL NACIONAL	948,628	100.00

Fuente: Banco de la Republica; Minimas

PRODUCCION Y PARTICIPACION
DE CARBON POR DEPARTAMENTOS
1989

DEPARTAMENTOS	PRODUCCION MILES DE TONELADAS	PARTICIPACION %
ANTIOQUIA	921.0	4.87
BOYACA	1,649.0	8.72
CUNDINAMARCA	1,823.0	9.64
GUAJIRA	11,782.0	62.33
N. SANTANDER	686.0	3.63
VALLE	758.0	4.01
OTROS	1,283.0	6.79
TOTAL	18,902.0	100.00

FUENTE: CARBOCOL

minas para que con el concurso de compañías privadas pueda agilizar el conocimiento del verdadero potencial de los metales preciosos. Especial énfasis debe darse a la asesoría técnica en los métodos de beneficio del oro, ya que en la actualidad cerca del 50% del metal se pierde por la utilización de técnicas de recuperación deficientes.

Para la evaluación y desarrollo de los otros minerales estratégicos se debe buscar un fortalecimiento de los recursos de inversión del Ingeominas. Es necesario agilizar el proceso de la cartografía geológica nacional a escalas adecuadas (1:50.000 y 1:100.000) como herramienta básica en la racionalización de los programas de exploración minera. Sigue siendo importante y debe tratar de ampliarse el apoyo de la cooperación internacional para desarrollar esta investigación básica.

En lo que corresponde a la investigación del Escudo Precámbrico de la Guayana existen posibilidades de desarrollo de convenios de cooperación bilateral y multilateral con Brasil y Venezuela. Estos países tienen una mayor experiencia en estos ambientes geológicos y el intercambio tecnológico puede ser de gran ayuda para Colombia. Dentro de los marcos generales de cooperación a nivel de Cancillerías se negociarán los convenios específicos del Ingeominas con los servicios geológicos de Brasil y Venezuela para adelantar planes conjuntos. Teniendo en cuenta las dificultades de logística e infraestructura de la zona, es necesario incrementar los recursos humanos y de inversión del Instituto. En forma preliminar se considera que diez técnicos con un presupuesto de \$250 millones/año podría en un plazo no inferior a cinco años tener una visión precisa del potencial minero del Escudo Precámbrico de nuestro territorio.

6.11.2 Nuevos Proyectos de Explotación Minera

Sobre la base de las exploraciones sistemáticas realizadas por Ingeominas y otras entidades estatales como Ecominas y Carbocol, así como con la colaboración de organismos internacionales, cuyas actividades y avances fueron expuestas ampliamente en esta memoria, el país cuenta con posibilidades para la ejecución de proyectos de explotación que podrían ser desarrolladas en un mediano plazo. Los proyectos mineros no energéticos que dentro de esta perspectiva se observan más próximos para su ejecución, serían los depósitos de cobre y molibdeno de Mocoa (Putumayo) y el proyecto de oro en conglomerado en las Serranías de Naquén, en la Comisaría del Guainía, como gran minería.

CAPITULO VII

7. COOPERACION TECNICA INTERNACIONAL

La Cooperación Técnica Internacional es uno de los campos donde se aprecia con mayor claridad la evolución política del mundo, y el interés de la mayoría de países por ampliar y consolidar sus relaciones con otros.

Dentro de este contexto el sector minero energético colombiano ha buscado desarrollar y fortalecer el intercambio de experiencias. Durante los últimos cuatro años son relevantes los siguientes:

7.1 Cooperación Multilateral

7.1.1 Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas

Con esta dependencia de la organización de las Naciones Unidas -ONU- se adelantaron dos convenios. Ellos son:

— *Reordenamiento del Sector Minero y Programa de Apoyo a la Pequeña Minería*: Suscrito por el PNUD, Departamento Nacional de Planeación y Ministerio de Minas y Energía, sirvió para apoyar las actividades estatales de planificación y administración del sector minero; se trabajó en la consolidación del sistema de información y registro minero en el diseño y ejecución del Censo Minero Nacional, y en el reordenamiento legal, que culminó con la expedición del Código de Minas.

— *Apoyo a la Planeación del sector Energético*. Suscrito por el PNUD y el Ministerio de Minas y Energía financió la vinculación de expertos colombianos a programas de trabajo específicos de planeación, que permitieron la ampliación de la capacidad técnica del Ministerio y la mayor integración de las Oficinas de Planeación de las Entidades Públicas del sector.

7.1.2 Organización Latinoamericana de Energía - OLADE

La participación de Colombia dentro de la Organización Latinoamericana de Energía - OLADE -, realmente ha sido satisfactoria en el periodo que describimos, esta Organización le ha permitido al país establecer diálogos con los demás países para informarse sobre el avance político, técnico y comercial de las actividades energéticas, para lograr el respaldo y apoyo en actividades de capacitación del recurso humano nacional y para ambientar favorablemente las relaciones bilaterales que más adelante referimos. Seguramente al evolucionar el proceso de consolidación que actualmente vive la Organización, se facilitarían aún más las relaciones entre los países, y la adopción de políticas regionales.

Es bueno resaltar el apoyo que la OLADE, conjuntamente con otras entidades, dió al sector energético colombiano para realizar satisfactoriamente en el país algu-

nos eventos como el Seminario Taller internacional sobre Pérdidas de Energía Eléctrica, realizado conjuntamente con la Universidad Nacional de Colombia, el cual tuvo la participación de representantes de 15 países; el Seminario sobre las Posibilidades de Dieselización del Parque Automotor, al cual concurren expertos de cinco países.

Recíprocamente, Colombia manifiesta una permanente disponibilidad de los técnicos colombianos para apoyar a OLADE y sus países miembros según la experiencia y recursos disponibles. En este sentido se debe mencionar el apoyo que CARBOCOL ha dado para evaluar las posibilidades del uso del carbón en termoeléctricas y la colaboración directa del Ministerio de Minas y Energía en la transferencia de su experiencia en Sistemas de Información Energético.

7.1.3 Conferencia Mundial de Energía

El Consejo (Conferencia) Mundial de Energía es un foro mundial permanente que, valiéndose de publicaciones y reuniones periódicas, permite el intercambio de experiencias sobre los aspectos principales del sector energético. Cuenta con un Comité principal que sirve de enlace a los Comités Nacionales, establecidos en más de 127 países del mundo. En el caso colombiano el Comité está presidido por el Viceministro de Minas y Energía, con la secretaria de la Jefe de la Oficina de Planeación del mismo Ministerio, y la participación de los Directores o Gerentes de las Empresas del Sector Energético.

En el mes de abril pasado se realizó en el Japón la Conferencia Mundial de Energía, evento en el cual se analizaron los aspectos fundamentales de la planeación estratégica de la utilización de las fuentes energéticas y su vinculación al medio ambiente. Allí estuvieron presentes la Señora Ministro de Minas y Energía y algunos miembros del Comité Nacional.

7.1.4 Grupo Informal de Países Latinoamericanos y del Caribe Exploradores de Petróleo - GIPLACEP.

Este grupo fue creado en Puerto la Cruz, Venezuela, en agosto de 1983, con la participación de los Ministros de Energía de Ecuador, México, Trinidad Tobago y Venezuela. Colombia se incorporó a principios de 1987.

Los objetivos básicos son los de intentar una cooperación más intensa en el terreno petrolero y un análisis de la situación petrolera y sus incidencias en el panorama regional. Adicionalmente se procura propiciar un mayor intercambio de bienes y servicios.

Los Ministros de Minas y Energía de este grupo se han reunido en 7 oportunidades. La última de ellas se realizó en la ciudad de Cancun-México, durante los días 29 y 30 de junio de 1989, ratificando la necesidad de intervenir coordinadamente, para tratar de estabilizar el mercado petrolero internacional.

7.1.5 Pacto Andino

Dentro del seno del Pacto Andino, principalmente por las decisiones tomadas por los Presidentes de los países reunidos en Galapagos-Ecuador en 1989, han surgido acciones que tienden a fortalecer la cooperación de los países de la región. Muestra de ello es la reunión de Ministros de Energía realizada en Quito - Ecuador durante el mes de abril pasado, en la cual se acordó diseñar e implementar los mecanismos que permitan un mayor intercambio de tecnologías y bienes necesarios en el área de los hidrocarburos, buscando la utilización de las ventajas comparativas y del beneficio de los mercados ampliados.

A este efecto se ha solicitado a OLADE incluya dentro de sus proyectos, con financiación específica de los países Andinos, dirigido a lograr los siguientes objetivos:

- Impulsar la ejecución de proyectos de intereses bilaterales o multilaterales que se encuentran en ejecución para el mayor aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos, tales como los convenios de cooperación en materia de procesamiento y la comercialización, de crudo y derivados, con el objetivo de atender el abastecimiento de hidrocarburos en la subregión y optimizar las capacidades productivas de estos países.
- Desarrollar planes y programas de conservación y ahorro de energía en el sector petrolero con la ayuda del Fondo Andino de Conservación de Energía, FACE.
- Fortalecer los mecanismos financieros de promisión de exportaciones subregionales de bienes de capital, servicios de insumos para el sector petrolero.
- Proponer la creación de un "Consejo Tecnológico Hidrocarburífero Subregional Andino" cuya coordinación está asignada a INTEVEP de Venezuela, trabajando en dos niveles, uno directivo con la participación de los organismos que en cada país de la subregión, quienes serán los responsables de la planificación científica y tecnológica, y un segundo nivel ejecutivo con la participación de los responsables de centros de institutos de investigación y desarrollo tecnológico de las empresas del sector.
- Constituir un grupo de trabajo subregional con el propósito de crear un Centro de Formación y Entrenamiento de personal experto en la prevención y control de derrames petroleros.

Este proceso de fortalecimiento de las relaciones entre los países del Pacto Andino ha sido ratificada, durante el mes de mayo pasado, en la reunión de los Presidentes, realizada en el Cuzco - Perú.

7.1.6 Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana - ARPEL

Entidad que está próxima a celebrar sus 25 años de existencia en el año de

1990 y que, a raíz de las reuniones celebradas en Jamaica y Buenos Aires en el año inmediatamente anterior, ha planteado la necesidad de una apertura de la Organización, reformando sus estatutos, con el fin de hacerla más flexible, y ajustarla a las cambiantes circunstancias del mundo moderno.

Colombia a través de ECOPETROL ha venido manifestando en repetidas oportunidades su compromiso con la integración petrolera latinoamericana y nuestro deseo de cooperación con todos los países de la subregión en este campo específico de la actividad energética.

7.1.7 Comunidad Económica Europea (CEE)

El sector energético colombiano suscribió en diciembre de 1988 con la Comisión de las Comunidades Europeas (CCE), de la Comunidad Económica Europea, un Convenio de Financiamiento, denominado EURCOLERG, para realizar tres subproyectos concretos a saber:

- Evaluación del Programa Gas para el Cambio
- Gestión para el manejo de la Carga Eléctrica
- Apoyo técnico a las actividades técnicas específicas del Ministerio.

Los dos primeros subproyectos que buscan fortalecer el planeamiento y el diseño de las políticas específicas, así como propiciar el intercambio de experiencias y tecnología fueron objeto, por parte de la CCE y afectando los recursos de ella misma, de dos licitaciones privadas internacionales que concluyeron en el mes de mayo con la selección y suscripción de dos contratos con los consorcios europeos Gaz de France-BEICIP-Sociedad Catalana de Gas y, Lahemeyer International.

Las actividades comenzarán durante el tercer trimestre de 1990. La coordinación nacional esta a cargo del Ministerio y la ejecución colombiana corresponde a ECOPETROL e ICEL- Electrificadora de Santander - Electrificadora de Boyacá, quienes invitarán a participar a las entidades públicas y privadas que estimen conveniente.

El tercer proyecto se iniciará una vez el Ministerio haya definido con mayor certeza los equipos requeridos y los expertos necesarios.

7.2 Cooperación Bilateral

7.2.1 Alemania Federal

Sin lugar a dudas una de las relaciones más sólidas y fructíferas se tienen con Alemania Federal. A manera de ejemplo vale la pena destacar sobre el desarrollo de dos proyectos.

- *Sistema de Información Energético* : Como se verá en el acápite correspondiente esta labor fue intensa. En el mes de diciembre de 1989, representantes del

Gobierno Alemán y de la GTZ, entregaron al Ministerio, y en conjunto al sector energético, este sistema que, además de ser ejemplo en latinoamérica, constituye el apoyo fundamental a la Planeación Nacional.

- *Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica - PESENA*: Esta actividad, que ha venido ejecutándose en los 7 Departamentos de la Costa Atlántica y la Intendencia de San Andrés y Providencia, por parte de la GTZ y de CORELCA, tiene como objetivos fundamentales la utilización de las fuentes energéticas no convencionales disponibles en cada región y, con base en ellas, buscar el desarrollo integral de la Comunidad.

En desarrollo de estas actividades se han hecho investigaciones, que, a la fecha, ponen a la Costa Atlántica a la cabeza de los sistemas de informaciones sectoriales, del conocimiento de escenarios energéticos, y del montaje de microempresas relacionadas.

Este proyecto que ya lleva cerca de 8 años de ejecución iniciará una nueva etapa el próximo año, y en la cual se ha convenido que la Dirección pasará a ser competencia exclusiva de colombianos.

7.2.2 Venezuela

Dentro de un marco de cooperación múltiple, fortalecida por la entrevista de los Presidentes, en el Puente de Rumichaca, en el año de 1989, avanzan dos cooperaciones específicas energéticas:

- *Interconexión Eléctrica*: Dada la amplia disponibilidad de capacidad eléctrica instalada en Venezuela y las restricciones que en el mismo campo tiene Colombia se ha convenido ampliar la interconexión entre el Zulia - Venezuela y Maicao - Colombia. Este convenio permitirá intercambios hasta de 300 mw.

- *Cooperación en Hidrocarburos*: Además de los acuerdos sobre intercambio de información y trabajo conjunto se avanzó en conversaciones relativas a intercambios comerciales sobre fuel-oil, crudo y gasolina. Han sido relevantes los acuerdos de cooperación para solucionar los problemas de contaminación de los ríos, derivada de los atentados a los oleoductos colombianos.

7.2.3 Ecuador

El espíritu de solidaridad que permitió el Convenio de Cooperación de Transporte de Crudo Ecuatoriano por Oleoductos Colombianos, cuando la naturaleza destruyó en 1987 parte de la infraestructura del Ecuador, derivó en una ampliación de los términos a acuerdos sobre intercambio de información y acciones de exploración conjunta de las áreas fronterizas. Desde el punto de vista geológico los resultados han sido aceptables, y excelentes en lo concerniente a relaciones técnicas y profesionales.

7.2.4 México

Con este país se han adelantado varias conversaciones y se suscribió un memorando de entendimiento, en el cual el Gobierno Mexicano manifiesta su intención de adquirir carbón colombiano que servirá de combustible a plantas termoeléctricas. También se incluyó la intención de estudiar proyectos carboníferos que puedan ser objeto de inversión conjunta de los dos países.

7.2.5 Canadá

Con destino a mejorar el conocimiento y la aplicación de la energía nuclear en Colombia el País está interesado en adquirir un reactor de investigación IAN - RI y mejorar la planta de producción de radio-isótopos. El Gobierno de Canadá está dispuesto a colaborar en tal sentido, y actualmente se estudian las modificaciones necesarias a un acuerdo logrado en 1988 sobre este aspecto.

En materia de hidrocarburos ya han transcurrido dos años y medio desde la iniciación de la segunda fase del proyecto de cooperación técnica entre ECOPE-TROL y Petrocanadá International Assistance Corporation -PCIAC-. Sus resultados han sido ampliamente satisfactorios por el intercambio de experiencias prácticas, lo cual determinó que ya se halla convenido extender el programa hasta marzo de 1991.

Asimismo, el Gobierno del Canadá ha ofrecido su ayuda en otros campos, como por ejemplo el fortalecimiento del Ministerio en técnicas metalúrgicas.

7.2.6 España

Dentro del marco del "Acta Final de la Segunda Reunión de la Comisión Mixta de la Cooperación Científico - Técnica", suscrita por los dos países, expertos españoles han estado promoviendo actividades de identificación de proyectos de cooperación. Es de subrayar la realización de las dos Jornadas Iberoamericanas de Minería, evento realizado en el patrocinio de Tecniberia y que sirvió para ese propósito y el intercambio de posibilidades con otros países latinoamericanos.

7.2.7 Gran Bretaña

Con el Gobierno de la Gran Bretaña, por intermedio de la British Mining Consultants Limited se firmó un convenio para fortalecer las actividades de seguridad e higiene minera en operaciones a cielo abierto en Colombia.

7.2.8 Corea del Sur

Con este país se han suscrito actas de entendimiento que se desarrollan a través de reuniones de un Comité de Cooperación Conjunta. En mayo de 1989 se llevó a cabo la quinta reunión de este Comité con la participación activa del Ministro de Energía de Corea y altas personalidades de las empresas privadas de ese país,

el Ministro de Minas y Energía de Colombia y los directivos de las empresas públicas del sector, concluyendo con la programación de intercambios concretos de cooperación en las áreas de minería, hidrocarburos y energía Eléctrica.

Con otros países del contexto latinoamericano se han mantenido operaciones comerciales importantes; con Chile para la venta de petróleo crudo y la compra de gasolina, y con Argentina también para la compra de gasolina.

001501

PROPIEDAD
Sección Documentación
y Divulgación
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

000097

FECHA DE DEVOLUCION
El préstamo de esta obra vence en la fecha
que señala el último sello

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01000188
BIBLIOTECA

PROPIEDAD
Sección Documentación
y Divulgación
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Memorias al congreso nacional 1989-1990
/Margarita Mena de Quevedo

338.209861 C718m 1990 Ej.1

Impresión:
Servicopias Impresores Ltda.

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA