



REPUBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Luis Fernando Vergara Munárriz

MEMORIAS AL CONGRESO NACIONAL

1990-1991





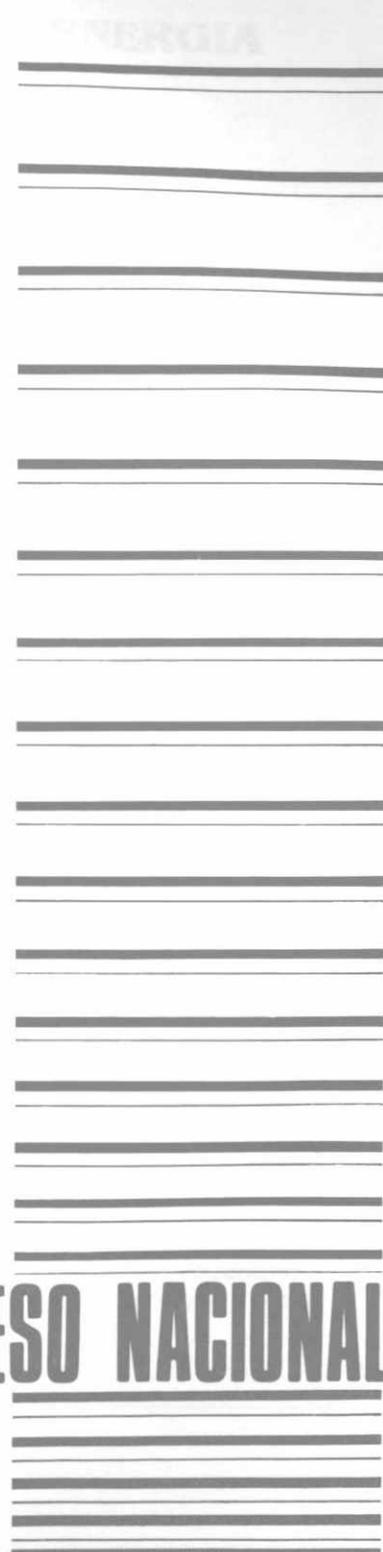
REPUBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Luis Fernando Vergara Munárriz

MEMORIAS AL CONGRESO NACIONAL

1990-1991

SANTAFE DE BOGOTA D.C., OCTUBRE DE 1991



Coordinación de edición: Asesoría de Prensa
Diseño y Diagramación: Color Ideas Ltda.
Tel. 2139717 - 2405419

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Ministro

Luis Fernando Vergara Munárriz

Viceministro

Amilkar Acosta (hasta junio 14 de 1991)
Felipe Tovar de Andreis (desde julio 26 de 1991)

Secretario General

Abraham Romero Ariza (hasta junio 14 de 1991)
Guillermo Villamil Bueno (desde julio 29 de 1991)

Secretaria Privada

Magdalena Uribe Rivas

ASESORES DEL MINISTRO

Asesoría Jurídica

Vivian Cook Ordóñez

Asesor Hidrocarburos

Ramiro Pérez Palacio

Asesora Prensa

Silvia Jaramillo (hasta abril 30 de 1991)
María Emilia Martínez (desde mayo 1 de 1991)

DIRECTORES DEL MINISTERIO

Dirección General de Energía y Fuentes No Convencionales

Rodrigo Navia López

Dirección General de Hidrocarburos

Rafael Forero Macías

Dirección General de Minas
Luis Fernando Tamayo Tamayo

Dirección General de Asuntos Legales
Carmen Lucía González Serna

Oficina de Planeación
Olga Escobar Molano

ENTIDADES VINCULADAS Y ADSCRITAS

CARBONES DE COLOMBIA S.A. -CARBOCOL-
Antonio Pretelt Emilliani
Presidente

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA -CORELCA-
Hernán Correa Noguera
Director General

MINERALES DE COLOMBIA S.A. -MINERALCO-
Jairo Cuevas
Gerente General

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS -ECOPETROL
Andrés Restrepo Londoño
Presidente

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL -FEN-
César González Muñoz
Presidente

INSTITUTO NACIONAL DE ASUNTOS NUCLEARES -IAN-
Jaime J. Ahumada
Director General

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA -ICEL-
Douglas Velásquez Jácome
Director General

INTERCONEXION ELECTRICA S.A. -ISA-
Uriel Salazar
Gerente (E)

INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES GEOLOGICAS MINERAS
-INGEOMINAS-
Adolfo Alarcol Guzmán
Director General

COMISION NACIONAL DE ENERGIA
Francisco J. Ochoa
Secretario Ejecutivo

Ismael Enrique Arenas
Alberto Brugman M.
Asesores

CONTENIDO

PRESENTACION

Capítulo I

UNA POLITICA ENERGETICA Y MINERA PARA EL FUTURO 1

1. La Energía como Punta de Lanza del Desarrollo 1
2. Sector Eléctrico: Un Reordenamiento Inaplazable 4
3. Hidrocarburos: A Consolidar la Autosuficiencia Petrolera 7
4. Gas: A Romper el Círculo Vicioso que Frena su Desarrollo 12

Capítulo II

EL PLANEAMIENTO INTEGRADO Y EL FINANCIAMIENTO DEL SECTOR ENERGETICO 19

1. Puesta en Marcha del Planeamiento Integrado 19
2. El Financiamiento Sectorial 22

Capítulo III

REALIZACIONES EN EL SECTOR ELECTRICO 29

1. Ajustes en el Marco Institucional 30
2. Avances de Proyectos en Ejecución 51
 - 2.1 Proyectos de Generación 51
 - 2.2 Proyectos de Transmisión 57
 - 2.3 Proyectos de Distribución 62

Capítulo IV

REALIZACIONES EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS	71
1. Contratos de Asociación y Participación de Riesgo	71
2. Exploración y Producción	72
3. Refinación y Transporte	85
4. Comercio Exterior de Hidrocarburos	92
5. Distribución de Combustibles y Lubricantes	94
6. Consumo y Precios	96
7. Gas Natural	99
8. Desarrollo Tecnológico	109
9. El Petróleo y el Desarrollo Regional	110
10. Legislación	118

Capítulo V

REALIZACIONES EN FUENTES ALTERNAS DE ENERGIA	121
1. Plan de Desarrollo de Zonas Aisladas	121
2. Promoción y Coordinación de la Cooperación Interinstitucional	123
3. Hacia un Programa Nacional de Energías No Convencionales	123
4. Extensión de las Aplicaciones de Energías No Convencionales	124
5. Institucionalización del Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica - PRESENCA	125
6. Primera Conferencia sobre Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y Fuentes Alternas de Energía	126

Capítulo VI

MINERIA: POTENCIAL DE RIQUEZA	127
1. Lineamientos Básicos de Política Minera	127
2. El Carbón: Hacia una Perspectiva Clara	136
2.1 Avances en Proyectos	142
3. Incremento de la Investigación Geológica (INGEOMINAS)	146
4. Creación de MINERALCO S.A.	149
5. Producción Minera	158
6. Descentralización de Trámites de los Asuntos Mineros	160

Capítulo VII

OTRAS ACTIVIDADES EN EL SECTOR DE MINAS Y ENERGIA	161
1. Instituto de Asuntos Nucleares: Extensión de Servicios y Transferencia de Tecnología	161
2. Cooperación Técnica Internacional	168
2.1 Grupo de Los Tres: Colombia - Venezuela y México	168
2.2 Olade	173
2.3 Grupo Andino	175
2.4 Convenio Eurcolerg	176
2.5 Consejo Mundial de Energía	178
2.6 Cooperación con E.E.U.U.	178
3. Fortalecimiento Institucional del Ministerio de Minas y Energía	179

ANEXOS ESTADISTICOS

Anexo No. 1 Balance Energético	3
Anexo No. 2 Energía Eléctrica	9
Anexo No. 3 Hidrocarburos	15
Anexo No. 4 Minería	31

PRESENTACION

En el presente informe de políticas y realizaciones del sector de minas y energía se describen las estrategias, planes y programas que han sido propuestos por la administración del Señor Presidente de la República doctor César Gaviria Trujillo y los avances logrados en el primer año de gobierno, que en forma esquemática se resumen a continuación.

La exploración, el desarrollo y la explotación de los recursos de energía y minerales existentes en el país se han constituido en actividades vitales y estratégicas para el avance reciente de la economía colombiana y para su proyección hacia el siglo XXI.

Tomando como referencia el potencial existente de estos recursos, el nivel actual de aprovechamiento, y sus características en el mercado nacional e internacional, se ha diseñado una estrategia de desarrollo sectorial que tiene como objetivo básico el de contribuir a acelerar el desarrollo económico del País.

Para tal efecto se va a promover un aprovechamiento más armónico racional y eficiente de las distintas fuentes de energía y otros recursos mineros, así como el adecuado abastecimiento de las necesidades nacionales, con los medios más apropiados y a los menores costos.

Estos objetivos se enmarcan dentro de una estrategia de apertura económica y modernización del Estado, y de una adecuada protección del medio ambiente, el cual se ve afectado por los procesos energéticos y de minería.

El Gobierno quiere que las entidades estatales del sector energético y minero sean más eficientes en el cumplimiento de sus misiones, para lo cual se establecerán convenios de gestión, de cuyo cumplimiento dependerá el acceso de estas entidades a los recursos de crédito y la autorización para iniciar nuevos proyectos.

Adicionalmente se combinará la participación de la inversión estatal y

privada y se ampliará la actividad de exploración minera y petrolera a las zonas de reserva nacional de estos recursos, en las cuales se promoverá la firma de nuevos contratos para lograr así el pleno desarrollo del potencial minero y energético del país.

Sin lugar a equivocarnos, podemos afirmar que la salud de la economía colombiana va a depender significativamente del sector energético. Para propiciar el aprovechamiento más racional y eficiente de las fuentes energéticas, así como el saneamiento financiero de los distintos subsectores, se aplicará una correcta política de precios y tarifas que sea explícita en cuanto al origen de los subsidios y que los oriente hacia quienes realmente los necesitan.

En los dos primeros capítulos de esta Memoria se presentan para cada recurso las políticas y estrategias de desarrollo sectorial que se propone adelantar el Gobierno Nacional, así como los avances concretos en lo relativo a planeación integrada y financiamiento del sector energético. Se hace referencia a la puesta en marcha y labores de la Comisión Nacional de Energía, a través de la cual se está concretando una efectiva coordinación y orientación del desarrollo del sector energético. En cuanto a financiamiento, es objetivo del Gobierno que la Financiera Energética Nacional (FEN) y el Fondo de Excedentes Energéticos se constituyan en instrumentos básicos para lograr el saneamiento financiero de las entidades y para canalizar los recursos hacia las inversiones que demanda el sector.

En el capítulo tercero se describen los problemas del sector eléctrico, las medidas adoptadas y los avances y perspectivas del Plan de Expansión. Frente a la seria crisis que afronta este sector, el Gobierno consideró inaplazable su reordenamiento y saneamiento financiero, razón por la cual se llevan a cabo transformaciones en el marco institucional y en la organización administrativa de las empresas. Se está aplicando un nuevo esquema tarifario y se van a redistribuir los mercados de acuerdo con criterios de integración. Mientras se logran resultados, a través del presupuesto nacional se asignarán recursos para subsidiar los mercados regionales marcadamente residenciales y los estratos pobres. Se busca proveer el marco necesario para lograr la participación privada en la inversión del sector.

Los principales indicadores, los desarrollos de política y las actividades

adelantadas en materia de petróleo y gas natural se exponen en el capítulo cuarto. La exploración y explotación de hidrocarburos se ha constituido en uno de los principales pilares de la economía nacional. La política del Gobierno está dirigida a garantizar la autosuficiencia ya alcanzada y a consolidar la condición exportadora.

La estrategia que se viene aplicando incluye el estímulo a la exploración, haciéndola extensiva a las denominadas cuencas frías o inactivas, disponiendo para ello de la flexibilidad requerida en los contratos de asociación y participación de riesgo. Con estas medidas y con las acciones que se adelantan para mejorar la situación de orden público en las regiones de exploración, se busca una renovada y mayor inversión privada, nacional y extranjera.

En su política energética, este Gobierno se propone crear la cultura del uso del gas en el país, a través de programas efectivos de suministro, para romper así el círculo vicioso que frena el desarrollo de este recurso. En la estrategia del suministro de gas se combinarán las reservas disponibles con importaciones de gas natural y gas propano, para lo cual se adelanta el estudio de la interconexión gasífera con Venezuela.

La sustitución de electricidad por gas natural permitirá al país obtener grandes beneficios como consecuencia de una moderación en el crecimiento del sector eléctrico. En julio de 1991 se elevaba a 363.579 el número de viviendas abastecidas con gas natural en todo el país. La meta es alcanzar un nivel de 770.000 usuarios de este servicio en 1995.

Como complemento de la política de suministro de electricidad y de combustibles, se adelanta la elaboración de un Programa Nacional de Energías No Convencionales, orientado especialmente al desarrollo de recursos energéticos alternos locales para la energización de zonas aisladas de la infraestructura nacional de suministro de energía. Las actividades desarrolladas en este frente se resumen en el capítulo quinto.

Los avances y perspectivas de la puesta en marcha de la política de carbón y de minería se explican en el capítulo sexto. La política de carbón se orienta al logro de una perspectiva clara para la producción y exportación de este importante recurso.

Colombia se ha ubicado como alternativa confiable en el suministro mundial de carbón, ocupando con los 13.8 millones de toneladas exportadas en 1990, el cuarto puesto en el mercado internacional de este producto. Para consolidar y ampliar esta posición, se promueve el desarrollo de una infraestructura integral de transporte y embarque, así como la firma de nuevos contratos de explotación con firmas nacionales y extranjeras. Se avanza en el desarrollo de los nuevos proyectos de la Loma, Calenturitas y el Descanso, principalmente.

Dado el importante potencial de riqueza y la tradición minera de Colombia, se está buscando que el aprovechamiento de recursos minerales se lleve a cabo dentro de las normas jurídicas y técnicas más adecuadas. Como consecuencia de lo anterior, se está actualizando el Registro Nacional Minero, se agilizan los trámites de solicitudes, se ha puesto en marcha Mineralco como empresa de fomento y se promueve la descentralización de trámites y servicios, así como la mayor participación de la inversión privada nacional y extranjera en el desarrollo minero.

El capítulo final describe otras actividades adelantadas por el Ministerio a través de sus dependencias y de las entidades que tiene adscritas o vinculadas. En el campo de la energía nuclear se viene dando un énfasis especial al desarrollo de su aplicación en servicios como el suministro de reactivos, ensayos de materiales, irradiación de alimentos, hidrología y mejora de cultivos. Para ello el IAN viene modernizando sus instalaciones de laboratorios y su reactor nuclear.

Igualmente, se muestran algunas actividades que se están llevando a cabo al interior del Ministerio a fin de mejorar también su gestión administrativa.

El sector energético forma parte de la agenda internacional del presente Gobierno y es por ello que se promueven labores de cooperación internacional para la ejecución de proyectos dentro del denominado Grupo de los Tres, y otros organismos internacionales como: Olade, el Grupo Andino, la Comunidad Económica Europea y en otras instancias internacionales. Finalmente se hace referencia a las labores desplegadas para propender al fortalecimiento institucional del Ministerio de Minas y Energía, con el fin de que esta entidad mejore su posición de liderazgo sectorial.

Capítulo I

UNA POLITICA ENERGETICA Y MINERA PARA EL FUTURO

1. La Energía como Punta de Lanza del Desarrollo

Hoy el mundo reconoce el enorme peso que el abastecimiento confiable de energía tiene en su desarrollo económico y en el logro de la paz, como nos lo demostró de manera notoria el reciente conflicto del Medio Oriente.

La conciencia mundial sobre el carácter finito de los recursos energéticos de uso intensivo, ha hecho que las políticas energéticas hayan vuelto sus ojos hacia la manera como cada recurso es consumido por las industrias, por los automotores y por los hogares.

Si asegurar un flujo continuo para el abastecimiento ha sido el factor determinante en el pasado para fijar dichas políticas en el mundo, hoy asegurar un uso adecuado y eficiente de los energéticos, es un determinante de igual categoría, y tal vez mayor, por el énfasis que todos los gobiernos queremos poner en la protección del medio ambiente, el cual se ve afectado por estos procesos energéticos.

Colombia, por fortuna, cuenta con importantes fuentes de energía. Tenemos grandes recursos carboníferos; un enorme potencial de generación de hidroelectricidad; unas perspectivas promisorias de hidrocarburos y un gran potencial no desarrollado aún, de energía solar.

El sector energético está llamado a contribuir al logro de un desarrollo económico estable y sostenido y a generar parte de las divisas que el país requiere para respaldar las actividades económicas, que permitirán mejorar las condiciones de vida de la población colombiana.

Sin lugar a equivocarnos, podemos afirmar que la salud de la economía va a depender significativamente del sector energético. Este tendrá como objetivos básicos contribuir a acelerar el desarrollo económico nacional, mediante un aprovechamiento más racional y eficiente de las distintas fuentes energéticas, una correcta política de precios que oriente los subsidios hacia las familias que realmente lo necesitan y un saneamiento financiero de los distintos subsectores, que permitan al Estado liberar recursos para promover el bienestar de grandes masas de la población.

Para lograr estos objetivos, se combinará de manera adecuada la participación estatal y privada, de tal forma que se logre un desarrollo más acelerado de los distintos subsectores (carbón, hidrocarburos, gas, electricidad), se compartan riesgos y beneficios y se facilite el flujo de inversión privada hacia el país.

En el logro de estos objetivos se contará también con el apoyo de la Financiera Energética Nacional -FEN-, a quien la ley le asignó la función de ser el instrumento financiero del sector.

Igualmente, los excedentes provenientes de precios altos de energéticos exportados ayudarán al saneamiento financiero de las empresas del sector, a través del Fondo de Excedentes. Este al mismo tiempo ayudará al saneamiento financiero de las empresas y permitirá mantener reservas para épocas de precios bajos.

Por otra parte se reforzarán los lazos de intercambio energético con los países vecinos, para aprovechar ventajas comparativas y reforzar el proceso de integración económica regional. La interconexión eléctrica con Venezuela está en marcha y nos proponemos con este país hermano, realizar el análisis técnico y económico para el suministro de gas a Colombia.

Uso Racional y Conservación de Energía

La conservación y utilización racional de nuestros energéticos requiere un sistema de precios que limite los subsidios. Estos en ausencia de una conciencia colectiva sobre el valor de los recursos utilizados, propician el despilfarro.

Por esta razón el Estado colombiano tiene el propósito de generar una

actitud de la población hacia el uso adecuado de los recursos energéticos, con el fin de utilizar la energía de la manera más económica posible desde el punto de vista nacional. Este programa se reforzará con señales adecuadas de precios.

La Conquista de la Eficiencia

Las empresas estatales del sector energético y minero deben ser entes de gran capacidad técnica y administrativa, dada la inmensa responsabilidad que les ha sido encomendada. Ello no significa que deban ser autosuficientes en todas las actividades que realizan. La variedad de trabajos y actividades requeridos que muchas veces no tienen carácter permanente, hace que sea más eficiente y económico contratarlos con firmas privadas. Esto contribuye de paso a fortalecer la capacidad técnica de contratistas y consultores nacionales.

Para garantizar que las empresas energéticas sean más eficientes en el cumplimiento de sus misiones, se establecerán sistemas permanentes de seguimiento y de control de sus costos e inversiones, a través de contratos de gestión que se celebrarán con el Gobierno Central.

El acceso a los recursos de crédito y al presupuesto nacional en aquellas empresas que lo requieran, así como la autorización para iniciar la construcción de grandes proyectos, va a depender del cumplimiento de estos contratos.

La política energética que ha desarrollado este Gobierno creó las bases para lograr un desarrollo más armónico y equilibrado de los distintos subsectores energéticos, en consonancia con el plan general de desarrollo económico y social y enmarcado en la estrategia de apertura económica y de modernización del Estado.

Las empresas del sector energético deberán modificar sus actitudes del pasado, mejorar en su eficiencia y cumplir con los planes de gestión. Deberán actuar y pensar en términos del nuevo país que estamos construyendo, con el fin de que las nuevas generaciones de colombianos puedan disfrutar también de unos servicios esenciales para su bienestar.

La Comisión Nacional de Energía y el Planeamiento Integrado

En este contexto, el Gobierno ya dispone de un poderoso instrumento de coordinación y planeamiento integral del sector energético, creado por el Congreso de la República mediante la Ley 51 de 1989.

Esta Comisión tiene por objeto organizar y regular la utilización racional e integral de las distintas fuentes de energía de acuerdo con los requerimientos del país. A través de ella se definirán y aprobarán los programas de ensanche de hidrocarburos, carbón, energía eléctrica y fuentes no convencionales.

Es propósito de este Gobierno respaldar y poner a funcionar en todo su vigor a la Comisión Nacional de Energía, para que sus decisiones consulten y reflejen los verdaderos intereses de la Nación y se refuerce la capacidad del Gobierno Nacional en la definición de las políticas energéticas, dentro del marco de la política macroeconómica.

2. Sector Eléctrico: Un Reordenamiento Inaplazable

Aunque hay que abonar el gran esfuerzo realizado que ha permitido atender en los últimos años las necesidades crecientes de energía eléctrica en el país, la escasa capacidad de ahorro y la falta de control efectivo sobre las inversiones y los gastos en la mayoría de las empresas, en una época de abundancia de crédito externo, condujeron al sector a un endeudamiento exagerado y a una crisis financiera de altas proporciones, que han generado serios trastornos en las finanzas públicas y en el manejo macroeconómico de la Nación.

Para el actual Gobierno, es inaplazable entonces tomar la decisión de introducir mejoras en la organización administrativa, sanear las finanzas del sector y establecer políticas claras que le permitan hacia el futuro superar sus dificultades con base en un manejo más ortodoxo y eficiente de sus empresas.

Con el objeto de disminuir la necesidad de plantas de generación, se hace indispensable mejorar la estructura de consumo de energía eléctrica mediante señales apropiadas de precios y programas de sustitución ener-

gética. Se busca con ello moderar el crecimiento de la demanda y por ende los requerimientos futuros de capacidad instalada, aliviando de esta manera las finanzas del sector.

Este gobierno brindará todo su apoyo para consolidar el planeamiento energético integral. Debemos garantizar la satisfacción de las necesidades energéticas de la población a un menor costo, con niveles adecuados de confiabilidad y teniendo en cuenta aspectos técnicos, sociales, ecológicos, financieros y macroeconómicos.

Los planes de expansión del sector eléctrico serán ajustados periódicamente en forma dinámica, para tener en cuenta las variaciones de la demanda, así como la oferta y evolución de la situación energética global y la nueva información sobre los proyectos a desarrollar. Estos serán flexibles y se ajustarán en la medida en que avancen los programas de suministro y disponibilidad de gas.

De manera complementaria se hará una recuperación de buena parte de la capacidad de generación hoy fuera de servicio, bien sea por obsolescencia o por no haber realizado a tiempo los mantenimientos requeridos, o por insuficiencia de suministros para su operación.

Así mismo, se utilizarán parámetros en el diseño de los planes de expansión que sean concordantes con la capacidad económica del país. Estudios recientes demuestran la conveniencia de utilizar en el planeamiento de la expansión eléctrica unos índices de confiabilidad menores que los actuales sin que por ello implique una reducción en el abastecimiento de electricidad a las actividades productivas.

Por otra parte, se mejorarán los métodos de planeamiento de las inversiones en subtransmisión y distribución, para armonizarlos con el planeamiento logrado en generación y transmisión eléctrica. En los proyectos de transmisión y generación continuaremos evaluando los aspectos sociales y ecológicos para evitar alteraciones en el hábitat de la gente y en el medio ambiente.

Se redefinirá la estrategia de suministro de energía en las áreas rurales. La política de electrificación rural se enmarcará en un concepto más amplio de energización rural, complementando la energía eléctrica con otras fuen-

tes como carbón, energía solar y otras no convencionales.

Igualmente, se promoverá el desarrollo de microcentrales hidroeléctricas mediante esquemas de participación comunitaria en su desarrollo, operación y administración, similares a los utilizados con éxito en el Plan Nacional de Rehabilitación -PNR- y en el Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica -PESENCA-.

Sanear el Financiero y Ajuste Institucional

Se están tomando medidas tendientes a sanear de manera definitiva la situación financiera del sector eléctrico.

Las tarifas se irán adecuando a sus costos reales, manteniendo subsidios razonables para la población con menores recursos económicos. No conviene mantener esquemas tarifarios alejados de la realidad, porque se distorsiona la estructura financiera de las empresas y se les impide obtener márgenes suficientes de utilidad que garanticen su crecimiento y desarrollo. No es razonable tampoco que los subsidios otorgados a los usuarios residenciales sean absorbidos en su totalidad por la industria y el comercio. Obviamente, ella deberá contribuir en forma razonable, sin restarle competitividad en el proceso de apertura y modernización de la economía.

Se capitalizarán aquellas empresas con niveles de endeudamiento elevado, exigiéndoseles a cambio una participación más directa en su estructura accionaria y compromisos de gestión debidamente formalizados, tendientes a racionalizar los gastos de funcionamiento y mejorar su eficiencia.

El Gobierno Nacional será accionista principal de Interconexión Eléctrica S.A.-ISA-, a través de un mecanismo de capitalización que consiste en permutar temporalmente deudas por acciones de las empresas socias con el Gobierno e ISA, para lograr sanear una porción de las deudas de las empresas eléctricas. Esta decisión no implica, por lo tanto, un compromiso de capitalizar indefinidamente al sector eléctrico ni de aceptar obligaciones futuras que se deriven de la capitalización inicial. Las empresas eléctricas deben ser responsables de su gestión eficiente y asumir las consecuencias de eventuales descalabros financieros.

Continuaremos con el Plan de Ajuste Sectorial que comprende, además del reordenamiento financiero de las empresas, programas para la reducción de sus gastos de funcionamiento, el cobro de la cartera vencida y acciones específicas para controlar las pérdidas de energía eléctrica, tanto técnicas como aquellas derivadas de conexiones fraudulentas.

Muchos de los problemas que tienen algunas de las empresas se originan en la debilidad de sus mercados. Por lo tanto, se hace necesario hacer una redistribución de los mismos, integrándolos por regiones y racionalizando el número de entidades que los atienden, de manera que la coordinación sea eficaz y se logren mayores niveles de eficiencia.

Un primer diagnóstico indica que se debe modernizar el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica -ICEL- y dotarlo de suficiente capacidad técnica que le permita desarrollar programas especiales en aquellas regiones apartadas que demandan apoyo del Estado.

Igualmente se pretende promover la integración de entidades regionales a partir de las electrificadoras existentes, dentro de una sana política de descentralización. En este proceso se tendrá especial cuidado para evitar traumatismos técnicos y administrativos.

3. Hidrocarburos : A Consolidar la Autosuficiencia Petrolera

La política del Gobierno en materia de hidrocarburos estará dirigida a garantizar nuestra autosuficiencia y a consolidar la condición exportadora lograda en los últimos años.

Exploración y Producción

La importancia estratégica que ha adquirido el petróleo nos obliga a mantener una política de exploración petrolera en todas nuestras cuencas potenciales, coherente con unos propósitos de desarrollo de largo plazo y acorde con la evolución tecnológica.

Nuestro país ha aplicado una política en el campo de la exploración acertada y sólida. La exploración debe incrementarse manteniendo una

perforación aproximada de 70 pozos exploratorios anuales, con miras a asegurar la autosuficiencia del país más allá del año 2.000. La actividad asociada es fundamental para el logro de este propósito, aunque no puede dejarse a un lado la importancia estratégica de la actividad directa que desarrolla Ecopetrol, la cual debe continuar, buscando mayor eficiencia y eficacia a través de la preparación de sus técnicos y la aplicación de las tecnologías más apropiadas.

Por consideraciones de orden técnico y económico es necesario un alto grado de participación del capital extranjero en la exploración. Si queremos ampliar la cobertura de nuestra geografía, los contratos de asociación deben seguir siendo la principal herramienta de vinculación de la inversión foránea a esta actividad en el país.

Queremos ampliar su radio de acción hacia cuencas frías o inactivas, es decir aquellas que por carecer de información geológica o encontrarse muy alejadas de la infraestructura existente, no están siendo exploradas. Para incentivar la actividad en esas cuencas dispondremos de la flexibilidad necesaria en los contratos.

El superado debate sobre la bondad de los contratos de asociación nos demostró que Colombia ha sabido contratar y que se encuentra entre los países que mejores beneficios obtienen de su contratación petrolífera.

Igualmente, el país cuenta con importantes reservas de crudos pesados que requerirán posiblemente la extensión de los contratos de asociación a las áreas de refinación y transporte y la incorporación de modernas tecnologías que podrán ser adquiridas a través del Instituto Colombiano del Petróleo. -ICP-

Además, se intensificarán los estudios y los contratos tendientes a mejorar la recuperación de crudos en los campos existentes, con lo cual se logra un incremento de nuestras reservas en cuencas que poseen toda la infraestructura de producción y transporte.

Refinación y Transporte

Es conveniente que el país cuente con una capacidad de refinación adecuada para atender el consumo nacional. Actualmente Ecopetrol ade-

lanta los estudios de ingeniería básica para construir una refinería de 100.000 barriles diarios, localizada en el Magdalena Medio, dado que allí confluyen todas las redes de transporte y se encuentran los campos de crudos pesados que sólo así podrán valorizarse e incorporarse a las reservas del país.

Su ubicación, en el municipio de Puerto Triunfo, se definió con base en el estudio realizado por el Consorcio constituido por la Universidad de los Andes, la Pontificia Universidad Javeriana y la firma consultora TPL s.p.a.

Adicionalmente, se promoverá en asociación, el desarrollo de la infraestructura necesaria de refinación para el aprovechamiento de los crudos pesados que se encuentren.

El transporte de crudos, sus inversiones y su gestión, deben ser definidos en función de las necesidades y conveniencias propias de cada proyecto, buscando la participación del capital privado en conjunción con el capital estatal.

Ecopetrol deberá recurrir parcialmente al endeudamiento externo para el desarrollo de sus proyectos por cuanto el tipo de los mismos, su alta rentabilidad y la capacidad financiera de la Empresa, hacen posible que ésta sea una fuente de fondos para el desarrollo del país.

Distribución

La comercialización de combustibles se realiza a través de distribuidores mayoristas y minoristas. Esta labor realizada en forma eficiente por el sector privado, no requiere de la participación del Estado en forma directa y exclusiva. Un sano criterio de libre competencia debe regir esta actividad. Para ello debe garantizarse el libre acceso de los empresarios y que el margen de rentabilidad lo determine la eficiencia.

Se hace necesario capitalizar los Terpeles con el objeto de aumentar su participación en el mercado nacional de combustibles y lubricantes. La política sobre este particular consiste en fortalecerlos institucionalmente, colocarlos en situación de competir sin ventajas ni desventajas con las multinacionales, agilizar la conformación de sociedades y disminuir la participación de Ecopetrol.

Precios

Los precios de los combustibles en Colombia son altamente subsidiados, situación que ha desestimulado su uso racional y que ha limitado la capacidad del Estado para atender adecuadamente otros frentes sociales.

Los precios de los combustibles en Colombia son, con excepción de nuestros vecinos, Venezuela y Ecuador, de los más subsidiados del mundo. Esta circunstancia sólo se puede mantener debido a que somos exportadores netos de hidrocarburos. Los precios internos dejan inmensas pérdidas y sin las exportaciones Ecopetrol requeriría prácticamente doblar los precios actuales para lograr el equilibrio.

Existe entonces un subsidio de todos los colombianos a los consumidores de combustibles. Aunque en cierta medida, bien sea directamente en los automóviles o indirectamente a través de los productos que consumimos, todos somos beneficiarios del subsidio, unos lo son más que otros.

En la medida en que las circunstancias del país y los índices de inflación lo permitan, el país debe orientarse a la eliminación de este subsidio. No es conveniente depender cada vez más de unas exportaciones que no están aseguradas y con cuya ausencia el ajuste sería mucho más traumático.

Como complemento de esta política, se impulsará un mayor uso del gas natural comprimido en el parque automotor de servicio público.

Desarrollo Tecnológico

La tecnología petrolera se ha convertido en uno de los activos más importantes para una exploración exitosa y para mejorar los procesos de extracción, refinación y recobro mejorado de hidrocarburos. Las nuevas técnicas de exploración y evaluación geológica, apoyadas por intensas investigaciones geoquímicas, imágenes de satélite, e interpretación sísmica, mejoran y disminuyen el riesgo en las actividades asociadas con el petróleo.

Mejorar la capacidad tecnológica del país en esta materia y acompañarla con los desarrollos internacionales, será un propósito permanente de nuestra política petrolera. El Instituto Colombiano del Petróleo se constituye

por tanto, en un pilar fundamental para el logro de este objetivo.

Desarrollo Petroquímico

Dado que el país cuenta con crudos adecuados y con corrientes de refinación que se verán ampliadas con la entrada en operación de la nueva refinería del Magdalena Medio, existe un potencial de industria petroquímica que debe ser estudiado y desarrollado con el apoyo de la iniciativa privada. Ecopetrol deberá facilitar esta actividad garantizando los suministros a precios internacionales, en concordancia con la política de apertura económica.

Así mismo, nuestra empresa estatal deberá detectar, identificar, orientar y promover el desarrollo de proyectos petroquímicos de conveniencia nacional, en especial de aquellos que por su condición se traducen en el aprovechamiento de la sinergia refinación-petroquímica. Igualmente se evaluará la posibilidad de participar en el desarrollo de aquellos que sean de interés del sector privado, en los cuales se considere oportuno el aporte parcial de Ecopetrol para su exitosa culminación.

Regalías

El Estado cedió a los departamentos y municipios productores de crudos, el 60% de las regalías por concepto de exploración de hidrocarburos. A principios de 1989, se modificó el cálculo de las regalías con el objeto de reflejar la evolución real de los precios internos y externos. De esta forma, los entes territoriales reciben bajo su plena y absoluta responsabilidad grandes sumas de dinero que deben invertir en proyectos y no en funcionamiento, para lograr el mejor provecho de unos recursos que no serán permanentes por la normal declinación de los campos.

El Estado recibe de Ecopetrol además del 40% de las regalías, sus impuestos, utilidades y transferencias. Corresponde al Gobierno Central asignar, con criterio nacional, tales recursos. Esta no es una tarea de Ecopetrol, a quien equivocadamente se le formulan solicitudes y exigencias que están por fuera de su objeto.

La Política del Buen Vecino

El desarrollo de la industria petrolera debe enmarcarse, en buena medida, bajo el modelo que se implanta en el complejo de Apiay, cuyo objetivo es incorporarse como buen vecino en sus áreas de influencia, procurando no generar perturbaciones en la actividad económica tradicional. Se debe estimular la iniciativa privada en los servicios que requiera la Empresa y aprovechar las capacidades y los recursos de la región.

Ecopetrol debe disponer de la agilidad necesaria para emplear sus recursos humanos y técnicos actuales de la manera más eficiente y en el lugar y momento en que los necesite, sin detrimento del aprovechamiento de las disponibilidades regionales.

Manejo de los excedentes de Ecopetrol

Se fortalecerá el Fondo de Exploración de Ecopetrol, constituido para mantener la actividad exploratoria en las épocas de bajos precios o para intensificar los programas de inversión en este campo con el fin de conservar un nivel adecuado de reservas para el país.

Igualmente se establecerá el Fondo de Excedentes Energéticos, destinados a la financiación y saneamiento de las entidades públicas del sector.

4. Gas: A Romper el Círculo Vicioso que Frena su Desarrollo

En Colombia existe una gran expectativa por el suministro de gas. La aproximación de las tarifas eléctricas a sus costos reales ha intensificado la necesidad de un adecuado aprovisionamiento de gas, como alternativa de sustitución energética que el país debe estar en condiciones de proveer.

Es una verdad económica que el costo del gas en cocción y calentamiento representa apenas una tercera parte del costo de la energía eléctrica. La sustitución por gas en estos procesos permitirá al país obtener grandes beneficios como consecuencia de una moderación en el crecimiento del sector eléctrico.

La utilización del gas natural se ha iniciado por las regiones productoras. Es así como Ecopetrol a través de Promigas está construyendo en la Costa Norte 242 Kms de tubería, para interconectar el gasoducto troncal del Caribe con dieciocho poblaciones de los diferentes departamentos de la región. Con estas obras se conectarán al servicio de gas natural 80.000 nuevos usuarios. Igualmente se está intensificando su consumo en Santander, Huila y Meta.

El gas asociado de los Llanos Orientales permitirá satisfacer las necesidades de Villavicencio y las de los barrios marginados del sur de la capital de la República y en un futuro próximo las redes se extenderán a otras poblaciones del Llano.

Para la ejecución de estos proyectos, se ha diseñado con las empresas distribuidoras un plan de construcción de nuevas redes domiciliarias que incrementará en 405.440 usuarios los 364.560 conectados al servicio actualmente, para alcanzar alrededor de 770.000 usuarios en 1995.

Para la sustitución de gasolina motor mediante la utilización de Gas Natural Comprimido (GNC) en el sector de transporte de la Costa Atlántica y el Huila, se ha trazado un programa de conversión para 7.300 nuevos vehículos de servicio público.

Este Gobierno se propone crear la cultura del uso del gas en el país a través de programas efectivos de suministro, extendiendo las redes, adecuando los precios a los costos y generando estímulos a la exploración. Procuraremos romper el círculo vicioso en torno al gas: "No existe suficiente exploración por la carencia de una infraestructura de transporte y distribución que permita su explotación, y no se desarrolla dicha infraestructura, porque no existen suficientes reservas de gas".

Para romper este círculo vicioso, nos proponemos desarrollar una estrategia de suministro de gas que combinará las reservas probadas actualmente con importaciones y que involucrará nuevas reservas a medida que las expectativas se vayan concretando.

Inicialmente, el programa se basará en la oferta de gas propano para lo cual se contemplarán importaciones, adecuando el sistema de precios a

los costos. La ampliación de la oferta se orientará preferencialmente hacia regiones que no disponen de energéticos diferentes a la electricidad y su suministro no deberá implicar una carga financiera adicional para Ecopetrol. En su transporte y distribución se promoverá el concurso de particulares.

A mediano plazo el programa se basará fundamentalmente en la oferta de gas natural, en aquellas regiones que justifican la instalación de gasoductos troncales y urbanos complementada con una adecuada oferta de gas propano para las poblaciones menores y las áreas rurales.

Las reservas hasta ahora descubiertas no nos permiten hoy alcanzar una cobertura nacional, pero a través de la integración con Venezuela actualmente en estudio, el país podrá desarrollar una política de gas destinada a su masificación a lo largo y ancho del territorio nacional.

El proyecto de interconexión gasífera con Venezuela dará soporte a la construcción de una red de gasoductos que permitirá llevar este combustible a las principales ciudades del país como Barrancabermeja, Medellín, Cali, Bogotá y un número significativo de ciudades intermedias. Con base en este proyecto se reducirá en gran medida el consumo de electricidad en los hogares.

Minería : Potencial de Riqueza

Colombia cuenta con un importante patrimonio minero y una larga tradición en la explotación de metales preciosos, carbón, calizas, hierro, ferroníquel, materiales de construcción y numerosos minerales industriales.

El resultado del censo realizado en 1989 demostró que el 85% de las minas censadas se encuentran explotadas de hecho, como consecuencia, muy seguramente, de la falta de conocimiento de la legislación por parte de los mineros. Esto ha dado origen a un sometimiento de la propiedad minera del Estado al derecho de propiedad privada de los particulares sobre los terrenos.

El poco conocimiento logrado de la conformación geológica y la falta de una evaluación real del potencial minero del país, exceptuando hidrocarburos y carbón, han sido factores negativos para el desarrollo de la minería.

Estos hechos sumados a la explotación antitécnica y descontrolada de los depósitos minerales, se han convertido en asunto de especial preocupación por parte del Gobierno Nacional, debido al aprovechamiento irracional de esta riqueza y al deterioro de los recursos naturales no renovables y del medio ambiente.

Formulación de Políticas y Planes de acción

Para obviar los inconvenientes propios de anteriores legislaciones en materia minera, por primera vez el Código de Minas prohíbe la exploración, montaje y explotación sin título previo otorgado por el Ministerio de Minas, imponiendo sanciones para el ejercicio de dichas actividades en forma ilícita.

Con esta medida se pretende hacer que las explotaciones mineras legalicen su actividad ante el Ministerio y que la explotación de estos recursos se realice dentro de las normas jurídicas y técnicas exigidas. Igualmente se busca actualizar el registro nacional minero y agilizar internamente los trámites de solicitudes.

Dentro de los planes de acción se proponen también sistemas de contratación adecuados que induzcan a los inversionistas nacionales y extranjeros a participar en proyectos desde la etapa exploratoria y aprovechar convenios con países o entidades internacionales para la explotación de minerales.

De acuerdo con lo previsto en el Código de Minas, el Comité de Política Minera, en forma similar a la Comisión Nacional de Energía, asesorará al Ministerio en la formulación y ejecución de políticas, planes, programas y proyectos de exploración, explotación, beneficio, transporte, transformación y comercialización de minerales, en concordancia con los planes de desarrollo del Gobierno.

El Fondo de Metales Preciosos deberá ampliar su alcance y convertirse en un Fondo de Fomento de Minerales no Energéticos y disponer recursos económicos para la exploración. La fuente de recursos debe ser la creación de un impuesto a la explotación de algunos minerales no energéticos y la redistribución de los actuales impuestos y regalías con destino a la exploración.

MINERALCO S.A., solicitará en aporte las áreas que sean de su interés y se encargará de la promoción y venta de proyectos de exploración y explotación. Igualmente podrá contratar con el INGEOMINAS las exploraciones hasta un nivel de prefactibilidad y vender los proyectos de factibilidad y explotación a particulares.

El centralismo se constituye en el principal obstáculo para la fiscalización y control de la producción. El Código Minero estableció la delegación de funciones en entidades del orden departamental, regional y municipal, no para que se constituyan en policías mineros sino para que con su concurso, el compromiso de fomentar y estimular la minería en cada región, sea una realidad.

Una de las tareas básicas de este comité será coordinar los planes y programas de las empresas del sector, para sumar recursos técnicos y económicos y así eliminar duplicidad de esfuerzos por parte de otras entidades adscritas y vinculadas al Ministerio. Igualmente establecerá un sistema de evaluación de los programas de asistencia técnica y fomento minero con base en criterios de eficiencia y un mejor nivel de profesionalismo.

Carbón: Hacia una Perspectiva Clara.

A diferencia de otros países, Colombia podrá aumentar durante varias décadas la producción de carbón, mateniendo disminuciones en los costos de extracción. Esta es una coyuntura que el país no debe dejar pasar. Para esto, el esfuerzo de nuestra empresa estatal carbonífera, Carbocol, consiste en promover y facilitar la inversión extranjera y desarrollar capacidad empresarial privada nacional. Así mismo, el volumen de exportaciones se incrementará en concordancia con la capacidad de absorción del mercado internacional.

Dados los exitosos resultados del desarrollo del sector carbonífero colombiano, hoy nos orientamos a alcanzar la meta propuesta del 12% de participación en el mercado internacional de carbón térmico.

Para estimular y respaldar la participación de capital privado en estos proyectos, se promoverá el desarrollo de una infraestructura integral de transporte y embarque, o corredores carboníferos, que den salida tanto al

carbón proveniente de grandes proyectos como al de la pequeña y mediana minería.

El desarrollo de esta infraestructura integral de transporte y embarque de carbón se hará bajo esquemas consistentes con las políticas establecidas para el desarrollo del transporte férreo y portuario del país, y con posibilidades de una adecuada participación de la iniciativa y el capital privado.

Conscientes de que este incremento en las exportaciones colombianas intensificará la competencia internacional, daremos especial énfasis a desarrollar mercados para nuestro carbón en Latinoamérica. Este desarrollo beneficiará a otros sectores de la industria nacional, como el de servicios de ingeniería y el de proveedores de equipos, por lo cual adoptaremos las medidas complementarias para facilitar su participación.

Adicionalmente, en materia de aprovechamiento nacional del carbón, el Gobierno dará apoyo técnico y financiero a los usuarios que decidan consumir este energético. Igualmente impulsará la investigación aplicada en aspectos tales como el uso de estufas de carbón con destino a los hogares rurales y la gasificación. Dado el interés nacional, estos programas serán promovidos en su fase inicial por el Estado, llamando a la industria privada para que participe en su ejecución en las fases siguientes.

Es un hecho que la apertura económica exigirá unos productores nacionales altamente eficientes y competitivos. Con este propósito Carbocol intensificará los programas de apoyo al pequeño y mediano minero a través del Fondo de Fomento del Carbón, en aspectos técnicos, legales y financieros, para lograr consolidar un grupo carbonífero muy calificado que abastezca con confiabilidad y a precios razonables el mercado nacional e incluso se proyecte al mercado internacional.

La participación colombiana en el proyecto del Cerrejón fue desarrollada 100% mediante endeudamiento externo. Por esta razón y por los menores precios del carbón, no arroja aún los beneficios financieros esperados, pero debemos reconocer el aporte de las exportaciones de carbón a la estabilidad cambiaria y el apalancamiento que tal proyecto ha traído en el desarrollo carbonífero del país.

Respecto a las regalías del carbón, el Gobierno es consciente de reconocer la necesidad que tienen las regiones de recibir participaciones originadas en bienes de la Nación, para mejorar sus condiciones de desarrollo económico y social, pero parte de estos recursos debe destinarse a apoyar la minería y el desarrollo del subsector carbón en su conjunto.

El equilibrio ecológico será preocupación central del Estado. Seremos exigentes y haremos cumplir las normas establecidas para controlar la contaminación tanto en los centros de explotación como en las operaciones de transporte y cargue en los puertos. Generaremos una conciencia colectiva para lograr una armonía entre la preservación del ecosistema y el aprovechamiento regulado de nuestro potencial carbonífero.

Capítulo II

EL PLANEAMIENTO INTEGRADO Y EL FINANCIAMIENTO DEL SECTOR ENERGETICO

1. Puesta en Marcha del Planeamiento Integrado

En Colombia el sector energético ha venido adquiriendo una creciente y determinante importancia para la marcha de la economía nacional. Cerca del 40% de la inversión pública se hace en proyectos de explotación y suministro de energía y 30% del endeudamiento externo nacional corresponde a las empresas de este sector.

El acelerado crecimiento de las exportaciones de hidrocarburos y de carbón en los últimos años, ha compensado las bajas en ingresos por ventas externas de café y otros productos, contribuyendo así a la diversificación de exportaciones y a la mayor estabilidad cambiaria del país.

El Gobierno Nacional, las regiones productoras y varias entidades descentralizadas, han aumentado considerablemente su dependencia de las transferencias por la explotación de los hidrocarburos y del carbón. Por ejemplo los pagos de Ecopetrol por concepto de impuestos y regalías representaron en 1990 el 13.3% de los ingresos del Gobierno Nacional.

De otra parte, se tiene un marcado contraste entre la disponibilidad de recursos de energía y la estructura del consumo de estos bienes en el país. Los estudios sobre la demanda de energía en Colombia revelan un patrón ineficiente en términos económicos de la utilización de energéticos.

En el consumo de electricidad por ejemplo, más del 50% corresponde al sector residencial, porcentaje excesivamente elevado si se compara tanto con países desarrollados como Alemania (27%) y Estados Unidos (35%), o con nuestros vecinos Venezuela y Brasil (23%). La alta participación del sector

residencial en la demanda de energía eléctrica se debe a que más del 52% está dirigida a los usos de cocción, calentamiento de agua y enfriamiento del ambiente. Esto, además de ser ineficiente en términos de aprovechamiento energético, resulta en altos costos, tanto para el usuario como para la economía del país, por las enormes inversiones que se deben hacer en plantas de generación y líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Lo cierto es que a los consumidores no se les ha ofrecido un suministro confiable de energéticos alternos más eficientes y económicos para esos usos, como son el gas natural, el gas propano y la energía solar.

Las ineficiencias en el consumo y suministro de energía en Colombia han sido resultado de la falta de coordinación efectiva entre las entidades encargadas del desarrollo de los recursos energéticos del país. Tanto Ecopetrol como Carbocol y el sector eléctrico han llevado a cabo sus planes sin analizar y concretar las posibilidades de sustitución para un óptimo aprovechamiento de todas las alternativas disponibles o potenciales.

La Comisión Nacional de Energía y sus Actividades

Frente a la creciente importancia del sector energético en la economía y el problema de la deficiente asignación de recursos por la ausencia de una planeación integrada, la Ley 51 de 1989 creó la Comisión Nacional de Energía en la que además de los ministros de Minas y Energía, de Hacienda y del Jefe del Departamento Nacional de Planeación, tienen asiento los gerentes de las principales empresas del sector energético como Ecopetrol, Carbocol, el IAN, ISA y dos de sus empresas socias.

La Ley 51 fue reglamentada mediante el Decreto 1425 de julio 5 de 1990, y la comisión inició actividades en agosto del mismo año. Para su operación cuenta con dos asesores, un Secretario Ejecutivo y un Cuerpo Técnico de alto nivel.

Para el análisis de los temas, se cuenta con el Grupo de Apoyo Técnico conformado por los jefes de las oficinas de Planeación de las entidades miembros que se reúne quincenalmente, y un Grupo de Apoyo Jurídico integrado por los jefes de las oficinas jurídicas.

La Comisión tiene como objetivo principal organizar y regular la utili-

zación racional e integral de las distintas fuentes de energía de acuerdo con los requerimientos del país. Para lograr este objetivo tiene entre otras las siguientes funciones generales:

– Establecer los requerimientos energéticos de la población y de los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas, económicas y de precios de los recursos energéticos.

– Determinar la manera de satisfacer esos requerimientos, teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, según opciones de mínimo costo económico y social y un orden estricto de prioridades.

Además, para cada subsector la Ley le da la función de aprobación de los planes, los programas y los proyectos más importantes de expansión. Tiene también funciones especiales de primer orden como es la de poder regular de manera temporal los niveles de producción y consumo de los hidrocarburos y estímulos especiales para evitar una situación de desabastecimiento interno.

La existencia de la Comisión Nacional de Energía es el resultado de un reconocimiento explícito del papel fundamental que el sector energético tiene dentro del conjunto del desarrollo económico y social del país, y a la necesidad de contar con la mejor planeación y coordinación entre los diversos subsectores que lo componen, así como mayor coherencia con los planes nacionales de desarrollo económico. El proceso actual de internacionalización de la economía, en el que se encuentra empeñado el Gobierno Nacional, exige que las decisiones de toda índole estén orientadas por criterios comunes de eficiencia económica, administrativa y energética. Es esta la dirección en que se encuentra trabajando la Comisión Nacional de Energía.

El Gobierno ha venido brindando todo su apoyo para consolidar el planeamiento energético integrado, y así garantizar la satisfacción de las necesidades energéticas de la población a menor costo, con niveles adecuados de confiabilidad y eficiencia en el suministro, como de ahorro y conservación en el uso de la energía.

Durante el tiempo de su funcionamiento, la Comisión se ha constituido en el foro natural para la discusión, análisis, concertación y definición de las políticas energéticas y para la toma de las decisiones de inversión en este campo, dentro de las limitaciones y restricciones de la posición financiera del sector y el marco de la política macroeconómica.

2. El Financiamiento Sectorial

Fondo de Excedentes Energéticos

De acuerdo con la Ley 51 de 1990 de endeudamiento interno, se constituyó mediante el Decreto No. 1172 de Mayo 6 de 1991 el Fondo de Excedentes Energéticos destinado a la financiación y saneamiento de las entidades del Sector. Este fondo se capitalizará en parte, con los ingresos que perciba Ecopetrol por las exportaciones que se registren a precios por encima de un determinado nivel.

La FEN como Entidad Financiera Sectorial

La Ley 25 de 1990 reglamentada por el Decreto 1806 del mismo año, convirtió a la FEN en la entidad financiera del Sector Energético, ampliando sus servicios a las empresas de todo este sector y permitiéndole asignar créditos no solo para proyectos de inversión sino también para financiar servicio de deuda. Las normas anotadas autorizaron a la Nación para aportar al capital social de la FEN los créditos internos que ésta hubiera otorgado a las empresas del sector eléctrico, con recursos provenientes del contrato de empréstito BIRF 2889-Co y los créditos desembolsados por el FODEX- Cuenta Gobierno Nacional- hasta 1987.

La Ley 51 de 1990, adicionó a las funciones de la FEN la realización de operaciones fiduciarias en los casos que se estime convenientes, para el saneamiento del Sector Energético.

Al asumir estas nuevas responsabilidades, la FEN llevó a cabo una reestructuración administrativa en septiembre de 1990, que comprendió las vicepresidencias de Crédito, Planeación, Recursos Financieros y la Administrativa que se transformó en Dirección.

Con la expedición del Decreto 1731 del 4 de julio de 1991 se precisa el carácter de sociedad de economía mixta de la FEN y se señala que en cumplimiento de su objeto podrá desarrollar las operaciones previstas para las corporaciones financieras. En la misma norma se redefinen las entidades del sector energético, al incluir en él a las de derecho privado y a las dedicadas a la producción de bienes y prestación de servicios para las entidades del sector. Con el fin de adecuar la entidad a esta nueva situación jurídica se llevó a cabo una reforma de estatutos en Asamblea de Accionistas del 26 de septiembre de 1991.

Estas atribuciones, sumadas al fortalecimiento patrimonial previsto en la Ley 25, convierten a la FEN en el instrumento financiero del Gobierno Nacional para lograr que las empresas del sector alcancen el saneamiento y la solidez financiera en el mediano plazo.

La FEN ha venido participando en los diferentes grupos de trabajo para resolver los problemas del sector eléctrico. En este sentido, jugará un papel fundamental como soporte financiero en las soluciones, al ser el principal canal del ahorro interno y del crédito externo para el fomento sectorial.

La FEN deberá adelantar análisis financieros sobre las empresas del sector y de riesgo en sus colocaciones, con énfasis en la concertación de planes de desempeño, incluyendo el adecuado seguimiento y el plan de acción correspondiente. Así también deberá analizar y adoptar esquemas adecuados de garantía para sus créditos e inversiones.

Captación de Recursos y Créditos Otorgados

La FEN ha mantenido e incrementado su actividad de entidad financiera, tanto en la captación de recursos como en la colocación de los mismos.

Se destaca el enorme crecimiento en las captaciones durante el primer semestre de 1991, las cuales se elevaron a 287.142 millones de pesos, monto este superior a la sumatoria de las realizadas en todos los períodos anteriores. El incremento se debe a que en este período la FEN entró en pleno a atender el servicio de la deuda externa del Sector Energético, principalmente el Eléctrico.

Merece especial atención la cesión de recursos de acuerdos de pago a la FEN, como consecuencia del desmonte definitivo del FODEX en el Banco de la República, junto con el traslado a la FEN de acuerdos de pago del Fondo de Exploración de Ecopetrol, en la modalidad de fiducia.

El pasado 26 de abril la FEN firmó con el Chemical Bank, agente de los bancos prestamistas del Crédito Hércules, un contrato de empréstito por US\$350 millones, correspondientes a la porción asignada al sector eléctrico en dicho crédito. Para 1991 se tienen programados desembolsos por US\$200 millones, los cuales están destinados como crédito interno para las empresas del sector.

Desde finales del año anterior se ha presentado una gran actividad para la FEN en el campo crediticio, originada en la asignación de crédito para atención del servicio de deuda y la refinanciación de los acuerdos de pago provenientes de los créditos FODEX cedidos a la FEN. (Cuadro No. 1).

Cuadro No.1

**REFINANCIACION DE ACUERDOS DE PAGO Y ASIGNACION CREDITOS FEN
II SEM/90 Y I SEM/91**

	Créditos	MontoUS\$ Millones	Participación %
1.	Créditos línea CADEX	372.1	33.0
	A. Primera Cesión FODEX (Recursos Challenger)	107.0	9.5
	B. Créditos de Recursos FEN	161.1	23.5
2.	Refinanciaciones Cuentas FODEX	448.3	39.7
	A. Segunda Cesión FODEX (Recursos ECOPEPETROL)	101.3	9.0
	B. Tercera Cesión FODEX (Recursos TELECOM, ECOPEPETROL, FNA y FNC)	347.0	30.7
3.	Créditos con recursos externos	267.6	23.7
	A. BID 237/IC-CO	4.4	0.4
	B. EXIMJAPAN	263.2	23.3
4.	Créditos Recursos locales	40.9	3.6
	A. Ordinarios	28.6	2.5
	B. Tesorería	11.2	1.0
	C. Bonos y ISS	1.1	0.1
TOTAL		1.128.9	100.0

En las nuevas funciones de la Financiera se han otorgado créditos de corto y largo plazo a las empresas, para que puedan cumplir con las obligaciones contraídas tanto en el país como en el exterior, mediante los denominados Créditos de Apoyo al Pago de Servicio de Deuda Externa -CADEX, garantizadas por la Nación, refinanciación de acuerdos de pagos y créditos para inversión con recursos externos e internos.

Los créditos CADEX otorgados por la FEN a las empresas del sector eléctrico se relacionan en el Cuadro No.2.

Cuadro No. 2

**GIROS CON CREDITOS FEN, PARA PAGO DE DEUDA GARANTIZADA
A SEPTIEMBRE DE 1991
(U\$ MILES)**

Por Empresa	1990	1991	Total	Participación %
EEB	26.362.94	77.100.82	103.463.76	29.21
CORELCA	3.499.08	16.634.51	20.133.59	5.68
CHB	19.048.75	45.013.34	64.062.09	18.09
ICEL	9.398.76	13.990.35	23.389.11	6.60
ISA	68.930.83	74.239.26	143.170.09	40.42
TOTAL	127.240.36	226.978.29	354.218.64	100.00
PARTICIPACION	35.92%	64.08%	100.00%	

Nota: cifras en U\$ miles de la fecha de giro

Con base en la cesión del FODEX -Banco de la República-, se refinanciaron acuerdos de pago de las empresas eléctricas, según se muestra en el Cuadro No.3.

Cuadro No. 3

ACUERDOS DE PAGOS REFINANCIADOS POR LA FEN

EMPRESA	CESIONES			TOTAL
	Primera (Recursos: Challenger)	Segunda (Recursos: ECOPELROL)	Tercera (Recursos: Varios*_/	
ISA		72.0	111.4	183.4
EEB			127.7	127.7
EPM			1.1	1.1
CHB		21.5	106.8	128.3
CVC	21.8	7.8		29.6
ICEL	14.6			14.6
CORELCA	70.6			70.6
TOTAL	107.0	101.3	347.0	555.3

*_/ TELECOM, FEXPETROL, TESORAL-FNC

En el Cuadro No. 4 se relacionan los créditos otorgados por la FEN en el período 1990-1991, con base en los recursos externos suministrados por el BID y el EXIMJAPAN. Los créditos asignados con recursos internos se enumeran en el Cuadro No.5.

Cuadro No. 4

CREDITOS PARA INVERSION CON RECURSOS EXTERNOS

Recurso Préstamo	Empresa	Monto US\$ Millones	Total
BID 237/IC-CO	EEB	4.4	4.4
EXIMJAPAN	EPM	93.0	263.2
	ISA	80.0	
	EEB	25.0	
	ICEL	21.0	
	EMCALI	16.2	
	CORELCA	15.4	
	CVC	5.2	
	CENS	4.0	
	ESSA	3.4	
TOTAL			267.6

Cuadro No.5

ASIGNACION DE CREDITOS CON RECURSOS INTERNOS

Empresa	Monto (\$ Millones)	Objeto	Tipo de Crédito
EPM	7.000	Servicio deuda	Tesorería
EPM	1.360	Pérdidas	Ordinario
ICEL	2.500	Compra Pagarés	Ordinarios
ISA	700	Dcto. Pagarés	Bonos ISS
CHB	US\$10,0	Pago Contratistas	Ordinario
CORELCA	US\$ 4,3	Servicio Deuda	Ordinario
EPP	1.619	Distribución	Ordinario
CEDELCA	152,7	Subtransmisión	Ordinario
E. TOLIMA	1.050	Transmisión	Ordinario
CHEC	2.272	Mantenimiento	Ordinario
TOTAL	\$16.653,7 US\$14,3		

Desempeño de la FEN en 1991

El primer semestre de 1991 fue un período de crecimiento sin precedentes en el balance de la FEN. Los activos se incrementaron en 48% frente al 22% del primer semestre de 1990. El 78% de los nuevos activos correspondió a aumentos en la cartera denominada en moneda colombiana, 6% a la cartera denominada en moneda extranjera y 16% a los rubros de intereses, comisiones y descuentos.

La composición de los activos de FEN en 1991 muestra la creciente importancia de las operaciones en moneda colombiana, como resultado del traslado del FODEX y de las operaciones del CADEX. En diciembre de 1990 la cartera en moneda extranjera constituía el 81% del activo total frente al 11% de la cartera en moneda colombiana. A junio de 1991 disminuyó la cartera en moneda extranjera a 57% del activo y la cartera en pesos aumentó a 33% de los activos.

Para financiar estos crecimientos, la FEN realizó una campaña de captación sin precedentes. Los saldos de obligaciones por concepto de CEV y TER crecieron durante el primer semestre en \$ 134.441 millones y \$ 22.297 millones, respectivamente, equivalentes a 437% y 64% respecto a los saldos de estos rubros en diciembre de 1990. La evolución de los pasivos frente a un valor patrimonial incrementado tan solo 14%, determinó un incremento del apalancamiento que pasó de 10.6 veces en junio de 1990 a 11.5 veces en junio de 1991.

Las utilidades de la FEN en el primer semestre de 1991 ascendieron a \$11.061 millones, con crecimiento de 400% respecto al primer semestre de 1990.

En el primer semestre de 1991 la actividad crediticia de la FEN se concretó en financiar el pago del servicio de deuda externa del sector eléctrico, llevar a cabo el proceso de desmonte y traslado a la FEN del FODEX y realizar operaciones de compra de títulos valores emitidos por empresas del sector dentro del contexto de su nuevo papel de organismo rector del reordenamiento financiero del sector energético.

Capítulo III

REALIZACIONES EN EL SECTOR ELECTRICO

La generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica son actividades a cargo del Estado Colombiano, que para el efecto ha creado y desarrollado entidades y empresas oficiales del orden nacional y regional como el ICEL, CORELCA o la CVC; del orden departamental como las electrificadoras filiales y subsidiarias del ICEL y CORELCA que atienden fundamentalmente estos mercados; del orden municipal como EPM y la EEB y de carácter especial, como es el caso de ISA, constituida en forma de sociedad anónima por las principales empresas del sector.

Durante los últimos 20 años el servicio de energía eléctrica se extendió a la mayoría de los colombianos al pasar de un cubrimiento de atención a la población del 40% en 1970 al 80% en 1990.

El esfuerzo realizado por las empresas para ampliar la cobertura del servicio y atender las necesidades de electricidad en sus áreas de responsabilidad, implicó acometer cuantiosas inversiones y gastos con créditos externos, en una época en que éstos eran abundantes, pero sin consideraciones suficientes sobre la capacidad de ahorro y de autogeneración de fondos para el repago de las deudas en cada una de ellas.

El manejo descrito condujo al sector a un endeudamiento exagerado, a la carencia de un criterio unificado sobre su proyección entre las diferentes entidades y a una crisis financiera de altas proporciones.

Este Gobierno consciente de la complejidad del problema financiero del sector eléctrico, advirtió la necesidad de mejorar el programa de ajuste que se puso en marcha desde el pasado gobierno, por lo cual tomó la inaplazable decisión de introducir cambios en el marco institucional y administrativo, al igual que en las finanzas del sector, con miras a superar las

dificultades y despejar el futuro del sector eléctrico, sobre la base de una política unificada y un manejo más ortodoxo y eficiente de todas sus empresas.

1. Ajustes en el Marco Institucional

Entre los diversos factores que se han establecido para explicar los problemas del sector eléctrico, sobresale el relacionado con la compleja estructura institucional que se desarrolló y aún se mantiene para la prestación del servicio de energía eléctrica. En ésta estructura aparecen entidades que deben reportar a otras instancias diferentes al Ministerio de Minas y Energía como EEB, EPM, EMCALI, CVC y otras que dependen de las respectivas alcaldías, que a su vez representan más de la mitad de los usuarios y de las ventas del sector.

Con miras a mejorar el desempeño del sector, se determinó la conveniencia de llevar a cabo importantes ajustes en su estructura institucional, para optimizar el uso de los recursos y ceñir a las empresas generadoras y distribuidoras de energía eléctrica, a patrones de eficiencia económica que garanticen su supervivencia dentro de las reglas de juego de la competencia abierta para la prestación de este servicio.

Esta reestructuración incluye el reagrupamiento regional de las empresas y mercados, el control del desempeño mediante contratos de gestión, la aplicación de nuevos criterios para electrificación rural, la revisión del esquema de comercialización de la electricidad, la capitalización y nuevo rol de ISA y el diseño de esquemas que promuevan la participación del sector privado, tanto en la generación, como en la transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Los lineamientos de la política eléctrica establecen el derrotero del sector en cuanto al papel de la Comisión Nacional de Energía, el nuevo rol de ISA, el fortalecimiento de la FEN, la reestructuración del ICEL, aspectos tarifarios, participación privada, estabilidad gerencial y programa general de reestructuración.

El Consejo Nacional de Política Económica y Social -CONPES- en su reunión del 21 de mayo de 1991, aprobó la estrategia de reestructuración del

sector eléctrico, fundamentada en el mejoramiento de la gestión administrativa y financiera de cada una de las empresas, para que compitiendo entre sí, se logre una mejor asignación de recursos que satisfagan la demanda de los consumidores y generen excedentes para financiar las inversiones futuras y el pago de la deuda.

Desarrollo de condiciones de Competencia

El desarrollo de condiciones para promover la competencia en el suministro de energía se hará mediante la consolidación de empresas autónomas y eficientes con mayor libertad para comprar y vender energía y realizar intercambios, con prevalencia de los criterios de rentabilidad económica y social. Para este propósito el Estado garantizará el libre acceso a la red nacional interconectada y habrá libertad para conformar empresas generadoras autónomas.

Reagrupación Regional e Integración de Mercados

Para optimizar el funcionamiento del sistema eléctrico interconectado y lograr la solidez financiera de las empresas, se hace necesario eliminar paralelismos en la subtransmisión y distribución. Se buscará que los mercados guarden correspondencia con criterios de integración eléctrica, más que con consideraciones de fronteras departamentales o municipales.

A este respecto, se ha avanzado en un esquema de reagrupamiento regional de las empresas generadoras y distribuidoras departamentales y municipales, de tal manera que las empresas regionales resultantes tengan mercados diversificados y sólidos para garantizar su viabilidad financiera en el largo plazo. Consecuentes con la política de descentralización del Gobierno, las empresas que configurarán el nuevo esquema institucional tendrán una mayor autonomía para la toma de decisiones que afecten a sus respectivas regiones, pero con políticas y esfuerzos coordinados con los organismos nacionales de planificación.

Reestructuración del ICEL

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica está en proceso de reestructuración, como resultado de la nueva política de reagrupación de las empre-

sas y mercados regionales y municipales, para adecuarlo a esta nueva realidad quedando como prioridad en sus nuevas funciones, las mismas que desempeña en la actualidad pero fundamentalmente orientadas a las zonas apartadas y a los llamados territorios nacionales. La reestructuración del ICEL se inició con la modificación de su planta que pasó de 354 funcionarios a 102, a partir del primero de octubre.

Convenios de Gestión para Mejorar la Eficiencia

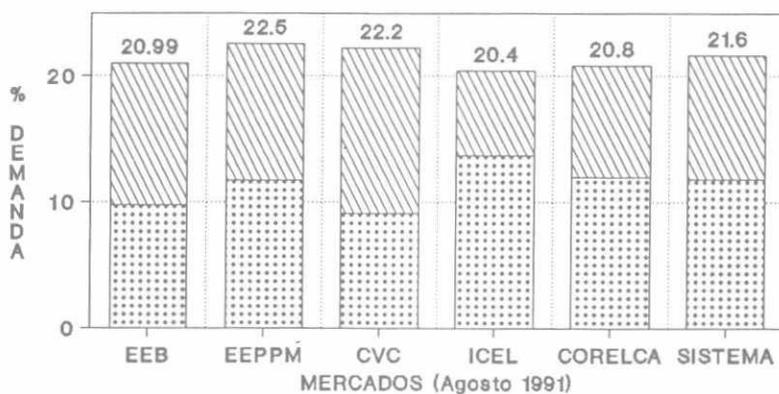
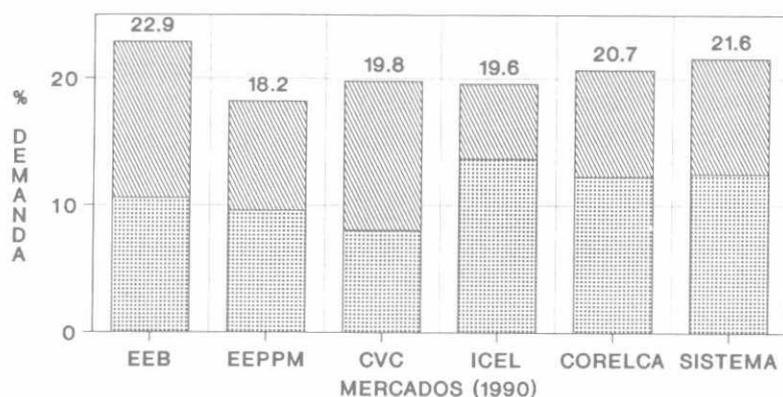
Como una parte importante de la estrategia para lograr el buen desempeño administrativo, financiero y técnico de las empresas, se diseñaron y se están poniendo en práctica unos compromisos contractuales de gestión, cuyo cumplimiento será vigilado por el Ministerio de Minas y Energía, la FEN y el CONFIS. Las metas de estos compromisos se hicieron con base en la situación actual de cada una de las empresas y las particularidades de sus mercados; el contrato de compromiso incluye metas muy estrictas en los aspectos de: reducción de pérdidas, recuperación de cartera, gestión financiera, control de gastos e índices de eficiencia en la prestación del servicio. Las empresas que no cumplan las metas acordadas serán intervenidas y sometidas a un proceso de reestructuración y en casos extremos podrán ser liquidadas.

Reducción de Pérdidas de Energía

En el año de 1990 el sector eléctrico colombiano presentó un nivel de pérdidas en su demanda de energía del 21.6%, frente a las cifras registradas en el año de 1988 que fueron del 24.3%, siendo este último el valor histórico más alto que se ha registrado. Tan preocupante como la cifra en sí del año 1988 era la tendencia que traía, pues en el año 1981 este índice era del 19.3%. (Gráfico No. 1).

Estas pérdidas de energía se dividen en dos clases: las pérdidas técnicas ocasionadas por la energía disipada como calor en conductores y transformadores y por obsolescencia de redes y equipos, y las pérdidas negras, llamadas así a la energía consumida por usuarios pero no facturada, bien sea por existencia de conexiones fraudulentas o por daño o carencia del equipo de medida.

Grafico No.1
SECTOR ELECTRICO
Desagregación Índice de Pérdidas



TÉCNICAS

 NO TÉCNICAS

En abril de 1989 el sector eléctrico, mediante la dirección y coordinación del Ministerio de Minas y Energía, puso en marcha el Plan de Emergencia para Reducción de Pérdidas y Cartera orientado a implantar medidas remediales inmediatas y efectivas para reducir los niveles de pérdidas de energía, especialmente las denominadas no técnicas e implantar programas de recuperación de cartera.

El Plan incluyó acciones bien definidas como la creación de la unidad de seguimiento dependiente del Ministerio de Minas y Energía para el control del Plan; creación de unidades de control de pérdidas en todas las empresas, con dependencia directa de la gerencia; expedición del Decreto 1303 de 1989 como herramienta jurídica, para aplicar sanciones a usuarios fraudulentos, y la obligatoriedad de presentar a las juntas directivas un detallado informe de las acciones adelantadas y los resultados obtenidos dentro de las metas trazadas, para disminuir las pérdidas y la cartera. El plan fue presentado a la banca multilateral dentro de los planes de ajuste sectorial.

Los resultados de este plan se pueden apreciar en el comportamiento de los índices de pérdidas en los años 1989 y 1990, pues no sólo se ha cambiado la tendencia creciente que traían esos índices en los años anteriores, sino que se presentan reducciones importantes. El sistema total muestra una disminución significativa del índice, al ubicarse en el 21.6% para 1990, muy cerca de la meta que se había trazado para este año que era del 21.2%.

En el cuadro No.6 se presenta el resumen de los desempeños alcanzados por las principales empresas en 1989 y 1990 comparados con los años anteriores. El seguimiento de este plan hasta agosto del presente año estuvo a cargo de la unidad de Pérdidas y Cartera del Ministerio de Minas y Energía y del Comité de Sistemas de Distribución y Pérdidas de Energía que coordina ISA. Este seguimiento fue trasladado a la FEN, según recomendaciones del CONPES en su documento "Estrategia y reestructuración del Sector Energético", en mayo de 1991.

Atentados Terroristas

En contraste con los esfuerzos que se hacen para mejorar el servicio y disminuir las pérdidas de energía eléctrica, el Sistema Eléctrico Colombiano se ha visto afectado por la ola de atentados terroristas sobre las torres de las líneas de 500, 230 y 115 KV. Para enfrentar este problema se tiene diseñada una estrategia que incluye el restablecimiento acelerado del servicio y las medidas orientadas a prevenir nuevos atentados. El costo de estos atentados se estima en US\$57.8 millones en el primer semestre de 1991.

Cuadro No.6
INDICES HISTORICOS DE PERDIDAS DE ENERGIA
% DE LAS RESPECTIVAS DEMANDAS

Empresas	1988	1989	1990	Jul../1991 (6)	Meta 1991
EEB PROPIO	24.8	22.1	22.9	21.1	21.8
EEPPM PROPIO	20.3	19.7	18.2	14.2	18.2
EMCALI	20.9	21.0	18.6	17.7	17.5
CVC PROPIO	20.6	21.0	22.5	22.6	21.5
C/MARCA (1)	20.8	18.5	18.7	19.0	17.5
META	30.7	25.6	18.1	17.0	18.0
ANTIOQUIA	19.9	19.3	19.2	18.6	18.6
CHOCO	16.9	19.4	15.9	14.0	17.0
CHEC	27.3	24.4	23.0	23.0	21.9
EDEQ	32.3	28.9	23.4	22.4	21.4
TOLIMA	22.8	19.1	18.2	20.1	17.5
HUILA	22.8	15.1	19.5	18.8	18.0
CAQUETA	20.2	17.3	13.7	14.8	14.0
BOYACA	20.8	12.1	9.4	10.1	11.0
SANTANDER	20.2	17.1	16.9	16.8	17.0
N. SANTANDER	19.3	14.0	14.2	14.6	14.0
CAUCA	34.0	29.4	25.4	24.6	25.0
NARIÑO	38.9	36.2	31.8	31.7	30.5
GRUPO ICEL (2)	23.3	21.1	19.6	19.9	19.7
ATLANTICO	27.8	26.1	23.6	22.7	22.0
BOLIVAR	12.3	10.1	12.9	12.1	12.5
MAGDALENA	32.8	30.6	28.2	28.2	26.6
CORDOBA	25.1	25.7	22.6	22.6	21.5
SUCRE	23.3	23.0	20.4	19.5	19.3
CESAR	31.6	29.8	27.0	27.1	25.5
GUAJIRA	33.4	29.1	27.1	24.3	27.0
MAGANGUE	9.8	11.2	10.6	10.3	10.5
GRUPO CORELCA	23.6	22.3	20.6	20.1	20.1
PEREIRA	24.6	26.8	25.1	25.2	25.0
CARTAGO	29.4	29.4	27.0	28.4	26.5
TULUA	14.6	14.6	12.0	11.3	12.0
TOTAL EMPRESAS (3)	22.6	21.2	20.0	21.2	19.4
RED INTERC. (4)	1.8	1.8	1.6	1.6	1.7
TOTAL SISTEMA	24.4	23.0	21.6	21.2	21.1

(1) NO INCLUYE LOS MERCADOS DE ALCALIS Y ECOPETROL. ESTAN EN EEB

(2) LOS INDICES DE ELECTRIFICADORAS DE ICEL NO INCLUYEN LAS PERDIDAS INTERNAS DE LA RED ICEL EXCEPTO 1988. EL AGREGADO DE GRUPO NO VARIA

(3) PERDIDAS DE LAS EMPRESAS (INCLUYENDO INTERCONEXION)

(4) PERDIDAS DE ENERGIA DEL SISTEMA INTERCONECTADO

(6) INDICE AÑO CORRIDO (JULIO 1990 JULIO 1991)

Disminución De La Cartera Morosa

El incremento de la cartera morosa a través del tiempo ha sido otro elemento perturbador de la eficiencia del sector. Al finalizar 1990 la cartera se encontraba en \$70.000 millones, los que se distribuían así: sector privado 50%, sector público departamental y municipal 40% y sector público nacional 10%. Adicionalmente, las empresas subsidiarias de ICEL Y CORELCA han dejado de pagarle a estas \$80.000 millones e ICEL Y CORELCA junto con las demás empresas distribuidoras, han dejado de cancelarle a ISA \$180.000 millones, suma que podría asegurarse es asumida por la Nación, al tener que pagar los compromisos del sector con los organismos internacionales de crédito.

La situación descrita obligó a crear un plan de recuperación de cartera en el cual se impusieron metas de recaudo a las empresas. Así mismo se contó con un aporte por \$4.910,7 millones del presupuesto nacional en 1990, con el fin de cancelar parte de las deudas oficiales de organismos del orden nacional. Este se aplicó mediante el cruce de cuentas entre las diferentes entidades. (Gráfico 2)

Las actividades desarrolladas hasta el 31 de mayo de 1991 no muestran una disminución sustancial, pues esta solo es posible con un recaudo mayor del 100%, nivel que no es fácil de conseguir cuando los usuarios por muchos años han venido dejando de cumplir con sus pagos, sin que este incumplimiento les acarree sanción alguna, ni siquiera el corte del servicio, toda vez que aquellos a quienes se les suspende se vuelven a reconectar.

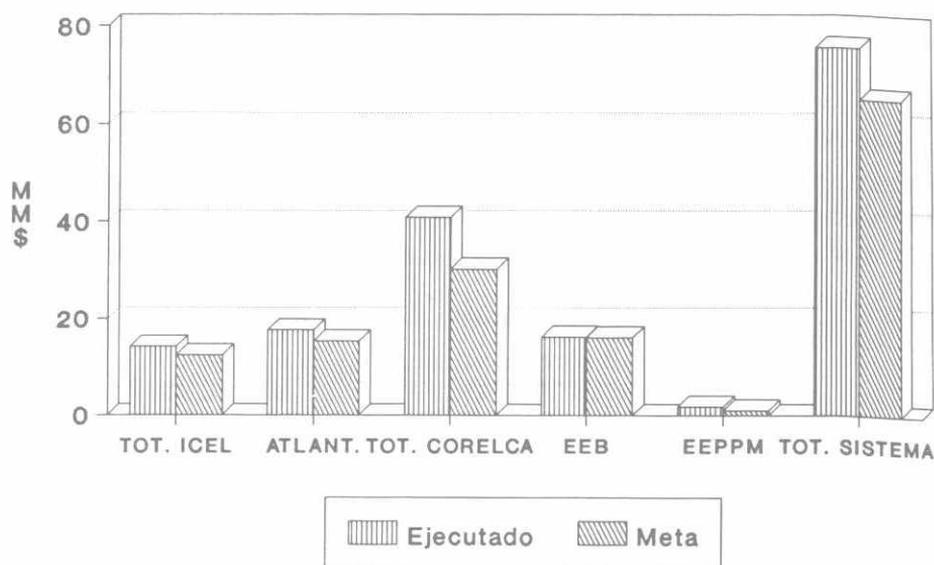
A 31 de mayo de 1990 las empresas facturaron \$166.000 millones y cobraron \$150.000 millones, lo cual equivale a un recaudo del 90%. Aunque se ha conseguido aumentar el porcentaje de recaudo, la diferencia va aumentando la cartera total y agrava la situación. En el cuadro No.7 se muestra el estado de la cartera a 31 de mayo de 1991 y el cumplimiento de las metas para todas las empresas a la misma fecha.

Transparencia en el Sistema Tarifario

Es necesario racionalizar la estructura de consumo de energía eléctrica.

Gráfico No.2
SECTOR ELECTRICO
RECUPERACION DE CARTERA

A JUNIO 31 DE 1991



mediante niveles apropiados de tarifas y programas de sustitución energética. Se busca con ello moderar el crecimiento de la demanda y por ende los requerimientos futuros de capacidad instalada, aliviando de esta manera la presión y la incertidumbre sobre las finanzas del sector. La Política de subsidios se reorientará a beneficiar únicamente los usuarios de bajos recursos y a las regiones de menor desarrollo económico, aspecto que dejará de ser perturbador de las finanzas de las empresas ya que estará obviado con el reagrupamiento de mercados y empresas regionales.

Cuadro No.7
CARTERA DE ELECTRIFICADORAS A 31-VI-91
(MILLONES DE \$)

Empresa	Cartera pública			Cartera privada		
	Menor 90 días	Mayor 90 días	Total	Menor 90 días	Mayor 90 días	Total
GRUPO CORELCA	11,269	16,719	27,988	10,419	12,076	22,495
ATLANTICO	9,720	3,908	13,628	7,064	4,449	11,513
BOLIVAR	397	3,739	4,137	1,788	1,166	2,954
CESAR	15	523	538	0	0	0
CORDOBA	1,009	2,399	3,408	547	596	1,143
MAGDALENA	115	3,072	3,186	787	4,191	4,978
SUCRE	13	3,078	3,091	233	1,674	1,907
GRUPO ICEL	4,038	12,494	16,531	5,634	3,202	8,836
AMAZONAS	5	64	68	8	12	20
BOYACA	386	535	921	1,588	623	2,211
CAQUETA	26	56	81	33	21	54
CELGAC	211	1,057	1,268	174	106	279
CENS	371	953	1,324	2,017	236	2,253
CHEC	942	3,299	4,241	245	125	369
CHOCO	12	43	55	35	181	217
EADE	848	224	1,072	0	0	0
HUILA	64	268	332	276	423	699
META	401	1,112	1,513	98	70	168
NARIÑO	173	2,006	2,180	86	315	400
QUINDIO	499	210	709	626	127	753
SANTANDER	80	166	246	234	206	440
TOLIMA	21	2,501	2,521	215	758	972
CHB	2,925	26,071	28,996	0	0	0
ISA	113,083	214,099	327,182	0	0	0
TOTAL	131,315	269,383	400,698	16,052	15,278	31,330

Mediante los Decretos Nos. 969 y 970, el Gobierno Nacional reglamentó el Decreto Ley No. 3069 de 1968 y la Ley 81 de 1988, en los cuales le da facultades a La Junta Nacional de Tarifas JNT- para que fije tarifas acorde con los costos reales de generación y las necesidades de expansión del servicio, y que la estratificación del mismo en el sector residencial se fije acorde con la capacidad de pago de los usuarios.

Con base en los anteriores decretos, la JNT produjo las Resoluciones Nos. 90 y 91 del 12 de septiembre de 1990, mediante las cuales adoptó un nuevo esquema tarifario, tanto para los usuarios finales como para las ventas de intercambio o ventas en bloque.

El nuevo esquema busca que los precios de la electricidad reflejen los costos reales de la prestación del servicio para promover su uso más racional. Para el efecto se toma como referencia el denominado Costo Incremental Promedio de Largo Plazo, cuyo nivel en junio de 1991 se muestra en el cuadro No.8.

Cuadro No.8

COSTOS INCREMENTALES PROMEDIOS EN ALGUNAS ZONAS \$/Kwh - Junio 91

Nivel	CORELCA	ICEL	EPPM	EEB	Promedio
Generación y transmisión	24.53	26.17	25.68	26.74	26.14
Subtransmisión	25.91	29.37	27.21	30.93	28.50
Distribución Primaria	30.08	32.70	27.80	29.88	30.60
Distribución Secundaria	40.20	43.49	30.77	39.88	39.02

Para conseguir los objetivos planteados en el nuevo esquema, se eliminaron los subsidios para los estratos residenciales intermedios y altos. Adicionalmente se pondrán en marcha mecanismos efectivos para garantizar el pago del consumo, tanto de los usuarios a las empresas distribuidoras como de estas a las empresas generadoras. Estas medidas mejorarán la generación interna de los fondos que el sector requiere para atender el servicio de su deuda y para financiar sus inversiones. Las metas tarifarias se muestran en el cuadro No.9.

Cuadro No.9

**METAS TARIFARIAS RESIDENCIALES
% DEL CIPLPr
NIVELES DE CONSUMO**

Estrato	Subsitenc.	Básico	Intermedio	Superior
I	20	70	110	125
II	30	70	110	125
III	40	80	110	125
IV	50	80	110	125
V	60	90	110	125
VI	70	90	110	125

Meta tarifaria consumos no residenciales sera 110%
del CIPLPr en el nivel de tension correspondiente.

Capitalización y Nuevo Rol de ISA

Interconexión Eléctrica S.A. ha cumplido desde su fundación un papel importante en la planeación y desarrollo del sistema eléctrico interconectado nacional.

La carencia de reglas comerciales claras dió lugar a la concentración en ISA de los problemas financieros del sector, al estar en cabeza suya gran parte de la deuda externa y por otro lado no recibir el pago de la totalidad de la energía vendida a sus empresas socias. Para capitalizar la empresa el Gobierno Nacional ha venido aplicando un mecanismo transitorio de permutación de las acciones de las empresas socias por las deudas que éstas tengan con ISA o con la Nación. Las empresas socias tienen la opción de recompra de las acciones cedidas. Se busca con ello el establecimiento de mecanismos temporales que propicien la normalización financiera sectorial, pero para esto se requiere una redefinición del papel de ISA, dentro de una reestructuración general institucional del sector.

Se ha considerado en principio, separar las funciones y contabilidades

de las actividades de generación e interconexión de la sociedad: permitir que ISA venda energía a todas las empresas distribuidoras, socias o no socias, en un esquema de competencia y que pueda vender parte de sus activos para financiarse, pero que continúe con las funciones de transporte, planeamiento y coordinación de los intercambios del sistema interconectado.

En la actualidad, las empresas consumen su propia energía y están obligadas a comprar una proporción fija de la generación de ISA para cumplir sus necesidades y repartir el excedente del sistema. A las empresas filiales de ICEL Y CORELCA, solo se les permite comprar la energía requerida a sus matrices.

A partir de diciembre de 1991 entrará en vigencia un nuevo esquema comercial en el que se eliminan las relaciones obligatorias y se introducen los contratos de largo plazo sobre bases autónomas en cada empresa. Las ventas en bloque en el corto plazo, las estacionales y de largo plazo, tendrán en cuenta el costo de oportunidad de la energía. Las empresas generadoras podrán efectuar ventas en bloque a cualquier distribuidora, pagando derechos de transmisión y optimizando la operación del sistema.

Con los ajustes adelantados sobre las tarifas, el saneamiento administrativo y financiero, el nuevo esquema comercial y todas las demás medidas tomadas en el sector, se espera establecer las condiciones para la regionalización y la participación del sector privado en la generación y distribución de energía eléctrica.

Capitalización de la Nación en ISA

En octubre de 1991 el Gobierno Nacional ordenó la capitalización en ISA hasta por \$389.000 mil millones, mediante el cruce de obligaciones adeudadas a la Nación por la misma ISA y sus entidades socias. Con esta operación la Nación adquiere el 51% del capital accionario de ISA y el derecho de veto en el órgano directivo de esa entidad, el cual será ejercido por el Ministerio de Minas y Energía.

Nuevos Criterios para Electrificación Rural

Dentro de una concepción amplia del suministro de energía al sector

rural, el servicio de energía eléctrica a nivel regional debe llevarse a cabo teniendo en cuenta el uso de otras fuentes alternas, con el fin de garantizar un menor costo en su suministro. El Ministerio de Minas y Energía a través de La Comisión Nacional de Energía, avanza en la formulación de acciones específicas para mejorar el abastecimiento de energéticos a zonas rurales, las cuales involucren, además de las empresas eléctricas, a otras entidades regionales y a las mismas comunidades beneficiarias.

Situación del Sistema Interconectado Nacional

Para atender la demanda de electricidad el sistema interconectado Nacional contaba con una capacidad instalada efectiva de 8312 MW a diciembre de 1990, distribuída así: 78,4% en plantas hidroeléctricas y 21,2% en plantas termoeléctrica. (Gráficos No. 3 y 4)

Gráfico No.3
SECTOR ELETRICO COLOMBIANO
CAPACIDAD INSTALADA

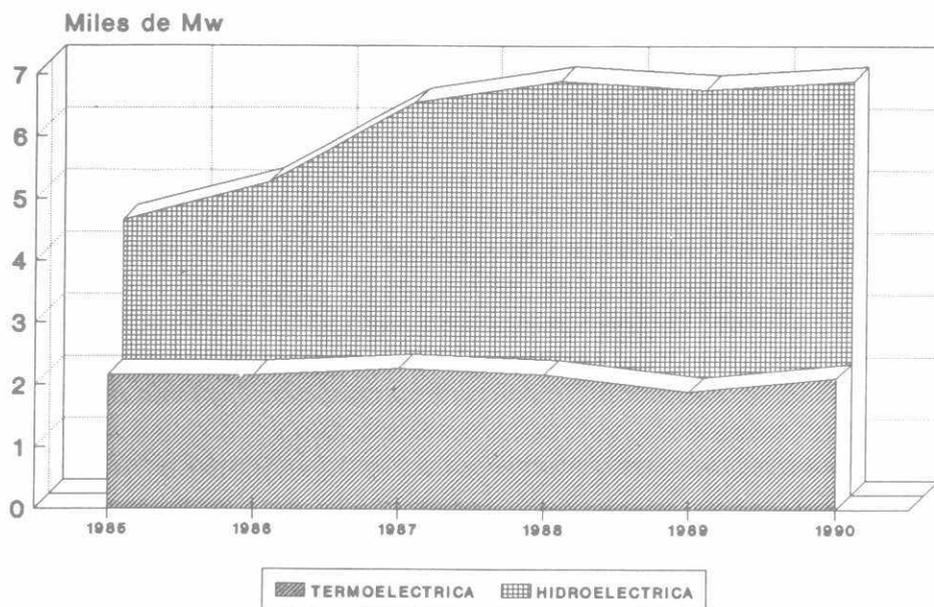
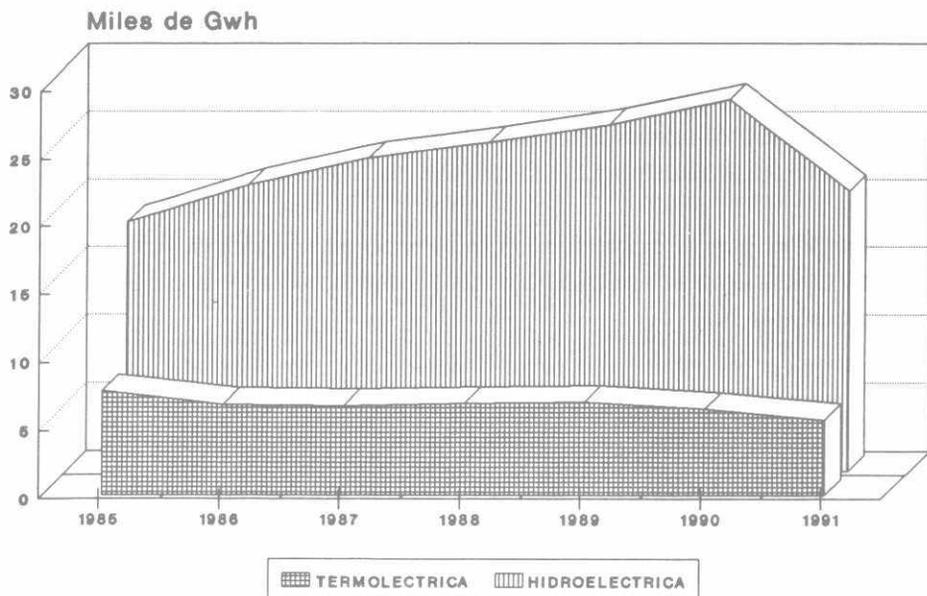


Gráfico No.4 SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO GENERACION TOTAL



Enero-Septiembre de 1991

El Sistema Interconectado Nacional que es operado por ISA, permite transportar energía desde los centros de generación hasta los principales centros de consumo. La red de transmisión se extiende desde la Guajira hasta Nariño y desde Urabá hasta Arauca. Se cuenta con líneas de transmisión de 500, 230 y 115 KV, con longitudes de 523, 7.024,9 y 6.880,8 Kms respectivamente.

Generación y Consumo de Electricidad

En los últimos años, la demanda de energía eléctrica ha venido presen-

tando una desaceleración en su tasa de crecimiento. En la década de los 80 el crecimiento promedio anual de la demanda fue del 5.8% para energía y 5.3% para la potencia. En 1990 la demanda de energía eléctrica llegó a 33.982 GWh, con un crecimiento del 4.9% respecto del año anterior y la demanda máxima de potencia fue de 5.887 MW, con un crecimiento del 3.3%.

De la energía generada, cerca del 21.6% corresponde a pérdidas en generación, transmisión y distribución, 1.9% son consumos propios de las empresas generadoras y el 76.5% restante corresponde al consumo de usuarios finales. Este consumo se distribuye así: sector residencial 50%, sector industrial 30%, sector comercial 10% y el restante 10% es consumo del sector oficial, que incluye alumbrado público, y otros.

Se estima que el cubrimiento del servicio es superior al 96% en áreas urbanas y al 42% en áreas rurales, para un promedio ponderado nacional del 80%. (Cuadro No.10).

Proyección de la Demanda

Las últimas revisiones que se han hecho en las proyecciones de la demanda de energía eléctrica indican que se continuará con la tendencia declinante en la tasa de crecimiento, lo cual daría como resultado un incremento esperado de la demanda del 4.8% promedio anual para los próximos años, situación que implica una modificación en la proyección del plan de expansión. (Gráfico No.5).

Entre los factores que inciden en la baja tendencia de crecimiento están los siguientes: las políticas de sustitución energética que disminuirá la demanda de energía eléctrica; las políticas de indexación tarifaria y ajustes puntuales, cuyo objetivo, como se explica en otro aparte, es el de llevar las tarifas a niveles cercanos al costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) y finalmente a la disminución que se prevé en los índices de pérdidas.

Cuadro No.10

**GENERACION DEMANDA Y CRECIMIENTO POR SISTEMA
1987-1990**

SISTEMA	(GWH)					%		
	1987		1988		1989	1989/88	89/88	90/89
	(1)	(2)	(1)	(3)	(1) (3)	(4)	(5)	
EEB(6)	GEN	4416.90	3866.18	3519.07	3954.95	-12.47	-8.98	12.39
	DEM	7631.20	7973.05	8330.58	8796.16	4.48	4.48	5.59
EPM	GEN	6283.20	5819.70	6960.44	7120.18	-7.38	19.60	2.29
	DEM	6322.10	6697.81	6941.39	7125.97	5.94	3.64	2.66
CVC	GEN	2239.70	2877.21	2928.60	2714.00	28.46	1.79	-7.33
	DEM	3852.30	4073.40	4322.76	4673.49	5.74	6.12	8.11
CHC	GEN	656.10	731.71	750.93	692.97	11.52	2.63	-7.72
	DEM	1816.90	1910.28	1992.30	2037.36	5.14	4.29	2.26
TOL	GEN	200.20	253.72	313.89	237.55	26.73	23.72	-24.32
	DEM	894.50	997.59	1043.89	1127.90	11.52	4.64	8.05
NOR	GEN	1756.50	2132.91	1482.15	1723.45	21.43	-30.51	16.28
	DEM	2169.80	2317.53	2412.55	2612.40	6.81	4.10	8.28
CED	GEN	273.00	257.50	271.74	258.14	-5.68	5.53	-5.00
	DEM	755.60	816.63	847.49	866.81	8.08	3.78	2.28
COR	GEN	4163.50	4373.94	4112.56	4362.90	5.05	-5.98	6.09
	DEM	5431.60	5603.72	5798.49	6086.35	3.17	3.48	4.96
CHB	GEN	870.80	1886.43	2321.92	2335.70	116.63	23.09	0.59
	DEM	23.60	51.89	88.75	88.75	119.87	71.03	0.00
ISA	GEN	8487.60	8819.25	9724.70	10581.92	3.91	10.27	8.81
	DEM	3.00	9.44	12.16	80.53	214.67	28.81	562.25
TOTAL	GEN	29347.50	31018.54	32386.00	33981.77	5.69	4.41	4.93
	DEM	28900.60	30451.34	31849.69	33414.28	5.37	4.59	4.91

(1) LA DEMANDA DE CHB SE REFIERE AL CONSUMO PROPIO Y A LAS PERDIDAS EN LA RED DEL PROYECTO

(2) LA DEMANDA DE ISA SE REFIERE AL CONSUMO EN JAGUAS

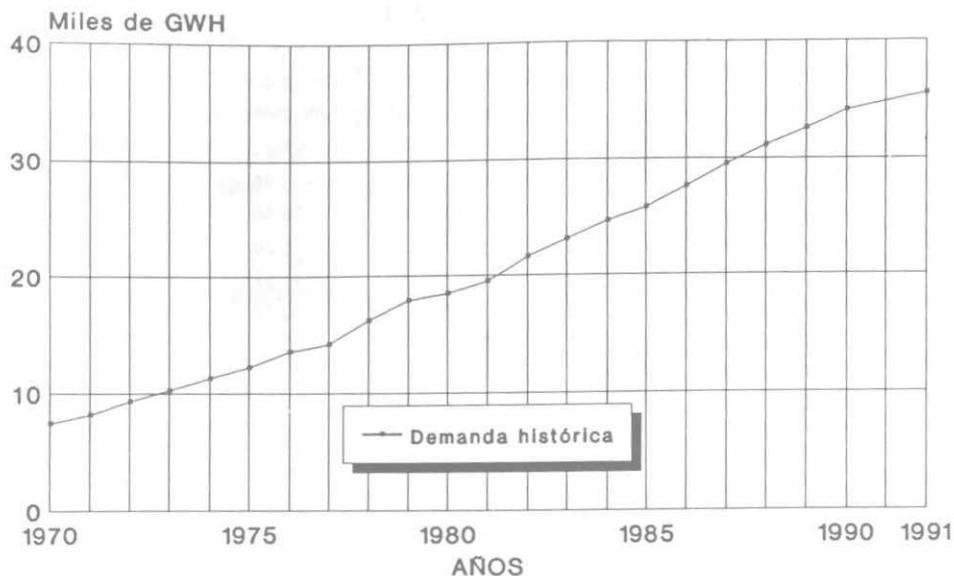
(3) LA DEMANDA DE ISA SE REFIERE A LA DIFERENCIA ENTRE LA GENERACION BRUTA Y LA ENERGIA DE INTERCAMBIO

(4) LA DEMANDA DE CHB SE REFIERE AL CONSUMO DE AUXILIARES Y A LAS PERDIDAS EN EQUIPOS DE PATIO

(5) LA DEMANDA DE ISA INCLUYE LAS VENTAS A LA OXY

(6) INCLUYE CUNDINAMARCA Y META

Grafico No.5
DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA
1970-1991



(Enero-Octubre de 1991)

Plan de Expansión de la Generación y la Transmisión

El plan de expansión actual del sistema interconectado colombiano fue adoptado a finales de 1988 y su última actualización tuvo lugar en julio de 1990.

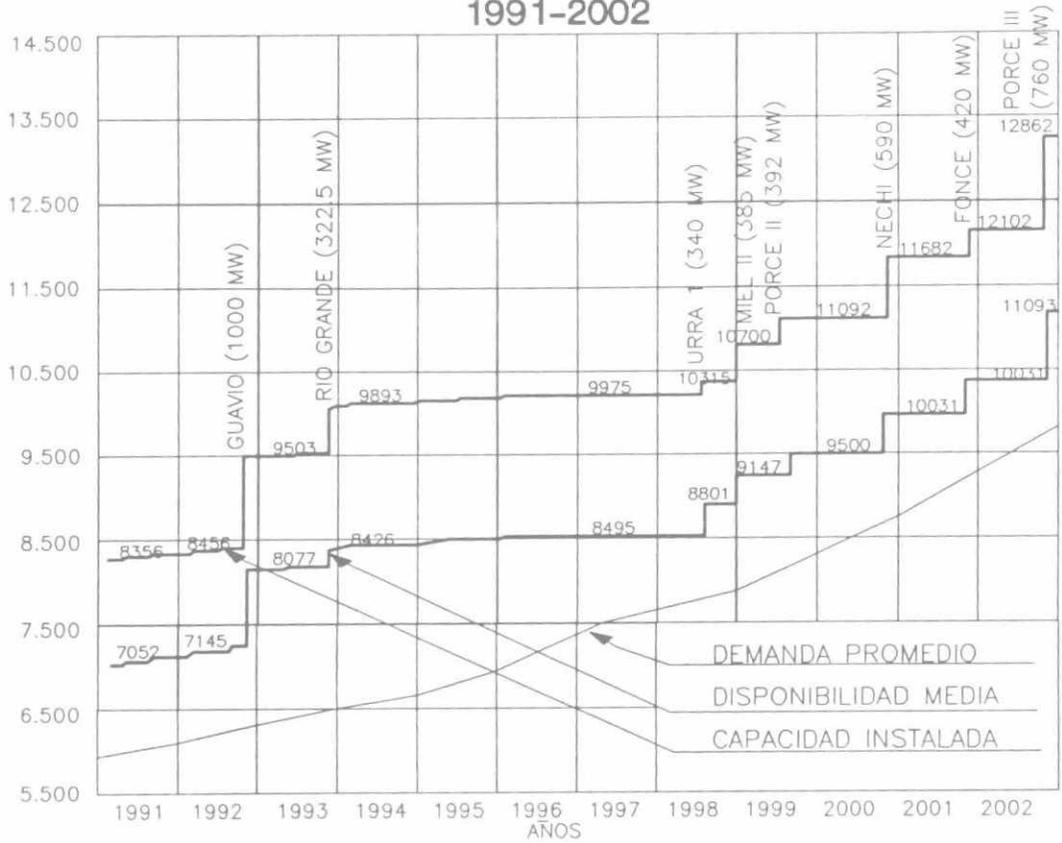
Considerando una proyección de demanda con una tasa de crecimiento del 4.8% promedio anual y teniendo en cuenta el proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia-Venezuela, el Plan de Expansión en Generación para el período 1992-2001 está conformado por los proyectos de Guavio, Río

Grande II y Urra I cuyas construcciones se adelantan actualmente. Miel II y Porce II, los cuales cuentan con estudios de diseño y Nechí, Fonce y Porce III, para los cuales se aprobaron estudios, y un proyecto termoeléctrico hasta de 300 MW el cual no está definido. Estos proyectos estarán complementados por el programa de recuperación de unidades (PRU), con el que se espera poner de nuevo en operación unos 250 MW térmicos y 70 MW hidráulicos (Gráfico No. 6).

En el cuadro No. 11 se presentan los proyectos del plan de expansión de la generación y la transmisión eléctrica, con sus características básicas.

Desde el último trimestre de 1990 se ha venido completando la actualización del catálogo de proyectos de generación y se iniciaron los estudios de planeamiento a largo plazo para efectuar una revisión del Plan de Expansión, la cual se llevará a cabo durante 1991.

Gráfico No. 6
PLAN DE EXPANSION SECTOR ELECTRICO
CAPACIDAD INSTALADA Y DISPONIBLE
1991-2002



Cuadro No. 11

**PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION Y
LA TRANSMISION A 230 KV Y 500 KV
PERIODO 1991-2000**

		Líneas de Conexión			Subestaciones / Transformadores		
LÍNEAS	LOG. (KM)	No. Ctos.	VOLT (KV)	SUBESTACION/CONEXION	TIPO (1)	UNIDAD (2)	
1991				SUR (BOGOTA) SOBRE CTO. TUNAL-PARAISO	SA	230	
				NOROESTE AL CIRCUITO SAN CARLOS-TORCA	SA	230	
1992	LA MESA-MIROLINDO (IBAGUE) ***	85.5	2	230	NOROESTE A LOS CTOS SAN CARLOS-BALSILLAS Y TORCA- LA MESA	SA	230
	CUESTECITA-CUATRICENTE- NARIO ****	150	1	230	GUAVIO SOBRE LA LINEA	CAP	230
	JAMONDINO (Pasto)-MOCOIA	95	1	230	CHIVOR II-TORCA	CAL	230
	JAMONDINO-TUMACO	210	1	230	BALSILLAS AL CIRCUITO TORCA-LA MESA	CAL	230
					JUANCHITO AL CIRCUITO SAN BERNARDINO (Popay.)-YUMBO	CAL	230
1993	OCCIDENTE-ANCON SUR	28.4	1	230	SOBRE LA SEGUNDA LINEA A		
	OCCIDENTE-ENVIGADO	27.8	1	230	500 KV HACIA CORELCA	R	-372
	SAN CARLOS-CERROMATOSO	226.1	1	500	CERROMATOSA	T	150
	CERROMATOSO-CHINU	132	1	500	CUESTECITA	C	3X27
	CHINU-SABANALARGA	184.7	1	500	LA REFORMA (VILLAVICENCIO)	SA	230
	CERROMATOSO-URRAI **	84	1	500	CARTAGO A UN CTO. ESMERALDA		
	URRAI-APARTADO	49.5	1	230	A-YUMBO	SA	230
	SAN CARLOS-COMUNEROS (BCA)	183.2	1	230	JAMONDINO (PASTO)	SA	230
	PALOS (B/MANGA)-OCAÑA-						
	SAN MATEO (CUCUTA)	222	1	230			
	B/QUILLA-SLARGA-SOLEDAD	16.3	2	230			
1994	CUESTECITA-VALLEDUPAR	110	1	230			
1995	BETANIA-MIROLINDO (IBAGUE)	200	1	230	SAN MARCOS (CALI)		
					SAN MARCOS A LOS CIRCUITOS CARTAGO-YUMBO Y ESMERALDA- JUANCHITO	C	-35,+3X70
					LA PINTADA A UNO DE LOS CIR CUITOS SAN CARLOS-ESMERALDA	SA	230
1996							
1997							
1998	SAN CARLOS-CARTAGO	218	1	500	URRAI	T	450
	CARTAGO-SAN MARCOS (CALI)	161	1	500	CHINU	C	-17,+175

Cuadro No. 11 (Continuación)

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION Y
LA TRANSMISION A 230 KV Y 500 KV
PERIODO 1991-2000

		Líneas de Conexión			Subestaciones / Transformadores		
LÍNEAS	LOG. (KM)	No. Cios.	VOLT (KV)	SUBESTACION/CONEXION	TIPO (1)	UNIDAD (2)	
				SAN MARCOS (CALI) A LOS DOS CIRCUITOS ESMERALDA-YUMBO SOBRE LA LINEA A 500 KV SAN CARLOS-CARTAGO	CAL	230	
				CARTAGO	R	168	
				SAN MARCOS (CALI)	T	450	
				CARTAGO A UNO DE LOS CIRCUI TOS ESMERALDA-SAN MARCOS	T	450	
					CAL	230	
1999	GUADALUPE IV-OCCIDENTE	87.1	1	230	SAN FELIPE (MARIQUITA) AL		
	EL SALTO-BARBOSA	40	1	230	CIRCUITO ESMERALDA-LA MESA	CAL 230	
	BARBOSA-BELLO	26	1	230			
	LA TASAGERA-BELLO	16	1	230			
2000	BARRANCA-PALOS (B/MANGA)	95.7	1	230	CHINU-SABANALARGA	CS 40%	
	SABANALARGA-FUNDACION	92.6	1	230			
	SABANALARGA-SOLEDAD	38.2	1	230			
2001	URRA I-CHINU	155	1	500	SAN MARCOS (CALI)	C 0,+200	
	CHINU-TERNERA	150	1	500	CHINU	T 150	
					TERNERA	T 450	
2002					PORCE III	T 750	

- * LINEA PERTENECIENTE A UNA TRANSMISION DE DOBLE CIRCUITO
- ** ENTRA EN OPERACION EN 1993 COMO PARTE DEL REFUERZO CERROMATOSO-APARTADO ENERGIZADA A 115 KV. EN 1997 SE ENERGIZARA A 500 KV COMO LINEA DE CONEXION DEL PROYECTO URRRA I
- *** ESTA LINEA ESTARA PREENERGIZADA A 115 KV HASTA DICIEMBRE DE 1993
- **** ITERCONEXION COLOMBIA-VENEZUELA 45 KM CORRESPONDEN A COLOMBIA Y LOS 105 KM RESTANTES CORRESPONDEN A VENEZUELA
- * (1) T-TRANSFORMADOR, R-REACTOR, C-COMPENSACION ESTATICA, CS-COMPENSACION, SERIE SA-SUBESTACION ADICIONAL SOBRE LA RED EXISTENTE, CAP-CONEXION ADICIONAL PARA PLANTA, CAL-CONEXION ADICIONAL PARA EMPALMES DE LINEAS SOBRE UNA SUBESTACION EXISTENTE
- ** (2) VOLTAJE (KV) PARA SA, CAP, CAL, (MVA) PARA T, R Y C PORCENTAJE DE REACTANCIA DE LA LINEA PARA CS

2. AVANCES DE PROYECTOS EN EJECUCION

2.1 PROYECTOS DE GENERACION

Proyecto Hidroeléctrico del Guavio (EEB-ISA)

La Empresa de Energía de Bogotá e ISA adelantan la construcción de este importante proyecto de generación eléctrica que se encuentra situado al oriente del departamento de Cundinamarca, y el cual aprovechará las aguas del río Guavio en una central con capacidad inicial de 1000 MW, cuya entrada en operación se prevé para octubre de 1992.

Entre el 1º de agosto de 1990 y el 31 de mayo de 1991 el avance de las obras del proyecto pasó del 78.0% al 93.8%; el montaje de los blindajes de alta presión y distribuidores pasó del 18.5% al 42.0%. En el mismo período se avanzó en el montaje de los equipos electromecánicos de la Central y en el montaje de las turbinas No. 1 a No. 5 de las correspondientes unidades auxiliares de generación, así como el ensamble de los dos primeros generadores de la Central. La construcción de la presa y obras anexas quedó concluida el 31 de marzo de 1990 y la correspondiente a la conducción y central subterránea, el 31 de diciembre de 1990.

La inversión efectuada durante el período comprendido entre agosto 1 de 1990 y agosto 31 de 1991 fue de US\$49.3 millones. Para el resto del período de construcción el proyecto requerirá inversiones por valor de US\$235 millones, sin incluir reclamaciones.

Por otro lado, entre el 1º de enero de 1991 y el 31 de agosto de 1991, el avance total del proyecto pasó del 80.6% al 87.2%. Durante el mismo período, el avance de los trabajos complementarios de la central relacionados con el montaje de los distribuidores, blindaje y revestimiento en concreto hidráulico de los ramales Nos. 1 y 2 del túnel inferior de carga, blindaje del pozo de carga y revestimiento y tapón de la ventana de construcción No. 2 del túnel superior de carga, pasó de 34.1% al 53.5%.

La inversión de ISA entre enero 1º y agosto 31 de 1991 fue de US\$ 48.2 millones.

Proyecto Hidroeléctrico Río Grande II (EPM)

Las Empresas Públicas de Medellín -EPM- adelantan la construcción de este proyecto de propósito múltiple, que atenderá el suministro de agua potable para el Valle de Aburrá y generará energía eléctrica a través de dos centrales de 300 MW y 22.5 MW de capacidad. La entrada en operación está programada para el segundo semestre de 1993 y la inversión en el período 1991-1993 es del orden de US\$110 millones.

Proyecto Hidroeléctrico Urrá (CORELCA)

Localizado a 100 kilómetros aproximadamente al suroccidente de Montería, capital del departamento de Córdoba, aprovechará las aguas del río Sinú y tendrá una capacidad instalada de 340 MW en cuatro unidades de 85 MW cada una.

Durante el período comprendido entre agosto 1 de 1990 y mayo 31 de 1991 quedaron concluidos los trabajos correspondientes a la adecuación del terreno y la construcción de la vía principal de acceso a los campamentos de Urrá I. Se adjudicaron las licitaciones para la construcción de la línea de transmisión de energía, para el suministro de materiales faltantes de la línea y para la construcción de los campamentos. La construcción de las obras civiles principales del Proyecto fue contratada por CORELCA con el consorcio Skanska-Conciviles en el año de 1985. Se tiene previsto iniciar estas obras en el primer trimestre de 1992. El suministro de las turbinas, generadores y transformadores del proyecto se contrató desde 1982 con la URSS.

En el mismo período se adelantaron diversas actividades relacionadas con asuntos ambientales y socioeconómicos, con el fin de promover la autosuficiencia en las comunidades localizadas en el área del proyecto. Por otra parte, se adelantarán los estudios y diseños para el reasentamiento de los pobladores en el lote denominado el Ceibal.

En marzo de 1990 se firmó el contrato entre CORELCA y ENERGOMA-CHEXPORT, para la adquisición, transporte y puesta en operación del equipo complementario para la Central de Urrá I.

En septiembre de 1991 el DNP presentó a la consideración del Banco

Interamericano de Desarrollo (BID) el Proyecto URRRA I, con el fin de iniciar oficialmente el proceso tendiente a establecer la participación de dicha entidad en la financiación de la obra.

Los contratos firmados con Energomachexport y con Skanska-Conciviles contemplan fórmulas de reajuste que aumentan los costos del proyecto en la medida que este se desplace en su ejecución. El suministro del equipo por parte de Energomachexport está previsto para 1.997 y la construcción de obras civiles por Skanska-Conciviles a partir de 1.992, previa aprobación del proyecto por la Banca Multilateral.

El costo actual del proyecto se estima en US\$698 millones, incluyendo US\$ 190 millones de gastos financieros. Para el financiamiento se tiene propuesto el siguiente esquema.

FUENTES	US\$ MILLONES
Energomachexport	73.03
Bancos Suecos	204.54
CAF	50.00
BID	135.10
Crédito interno	94.75
Recursos propios	140.13

Proyecto Hidroeléctrico Miel II (ISA)

El Proyecto hidroeléctrico Miel II situado en el departamento de Caldas, aprovechará las aguas del río La Miel y tendrá una capacidad instalada de 388 MW.

El proyecto consiste en embalsar las aguas del Río La Miel mediante una presa situada inmediatamente aguas abajo de la desembocadura de sus afluentes Tenerife y Pensilvania y adicionarle los caudales desviados del Río Guarinó. Generará 2.169 GWH/año y tendrá un costo de US\$461.4 millones, a precios corrientes.

ISA adelantó los diseños para la licitación de las obras civiles principales y para el equipo electromecánico; realizó además los diseños de campamen-

tos y oficinas y los estudios socioeconómico y ambiental.

Con la CHEC y el Comité de Cafeteros de Caldas se gestiona la construcción y financiación de la infraestructura vial. Asimismo se trabaja en la precalificación de los constructores de presas y obras subterráneas y se elaboran los pliegos de licitación para la construcción de las obras civiles principales y suministro de equipo electromecánico.

En lo que va corrido del año, se ha trabajado en la culminación de los diseños y elaboración de especificaciones de obras civiles y de equipo electromecánico. También se adelantarán investigaciones geotécnicas adicionales y se terminarán los diseños de campamentos y oficinas con una inversión de US\$1.82 millones.

Recuperación Central Hidroeléctrica Calderas-Tafetanes (ISA)

Es un complemento del Complejo del proyecto San Carlos. Sus aguas provenientes del río Calderas, después de ser turbinadas en una pequeña central de 18.4 MW, son desviadas al embalse de Punchiná del Proyecto San Carlos, aportando 6.7 metros cúbicos por segundo al sistema y generando 32.4 MW continuos. Por otra parte, las aguas del río Tafetanes son desviadas al embalse del Proyecto Calderas.

En la noche del 21 al 22 de septiembre de 1990, debido a una tormenta inusual sobre la hoya de la quebrada La Arenosa, a la cual descarga sus aguas la Central de San Carlos después de generar energía, se produjo una avalancha de grandes proporciones que causó graves daños en las obras civiles y en los equipos de la Central.

La recuperación de la Central, de sus equipos y de sus obras anexas se inició en octubre de 1990; a finales de mayo de 1991 se encontraba concluida la remoción de los escombros de la casa de máquinas y del canal de descarga. La inversión efectuada en los trabajos de recuperación hasta mayo de 1991 fué de \$270 millones y se ha previsto que la Central entre nuevamente en operación a mediados de 1994.

Plan de Recuperación de Pequeñas Centrales del Grupo ICEL

En el pasado se pretendió cubrir toda la demanda de energía eléctrica con el sistema interconectado. Esta modalidad de expansión llegó a sus límites económicos ya que en el momento no constituye la solución más eficiente para atender la demanda de energía. La solución para algunas regiones, tanto en áreas de ICEL como de CORELCA, es la recuperación de pequeñas centrales que en este momento se encuentran fuera de servicio.

Con base en la nueva política se concibió este plan, el cual se adelantó mediante un convenio de cooperación técnica suscrito entre los gobiernos de Colombia y Japón. El estudio final se terminó en el segundo semestre de 1990 y en la actualidad está a consideración de ISA.

El estudio se realizó sobre doce plantas, once pequeñas hidroeléctricas y una termoeléctrica. Con la rehabilitación de estas plantas se recuperarán 18,25 Mw hidroeléctricos y 8 Mw termoeléctricos. La inversión total requerida es de aproximadamente US\$41,5 millones, a precios de 1989.

Suministro Eléctrico en Tumaco (ICEL)

Para solucionar el problema del servicio eléctrico en Tumaco, con inversiones superiores a los \$1.500 millones, el ICEL llevó a cabo la reparación y mantenimiento de las plantas allí existentes y la adquisición de una nueva planta con capacidad de 2.500 KW.

Traslado Central Turbogas de Chinú (ISA-CORELCA)

En noviembre de 1990, a solicitud de CORELCA, la Comisión Nacional de Energía aprobó el traslado de tres unidades de Chinú en el departamento de Córdoba a la ciudad de Barranquilla, con el fin de mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de la Costa Atlántica. Este traslado obedece a la necesidad de energía presentada en esta zona del país, agravada en los últimos tiempos por los atentados a las líneas de transmisión. Las citadas unidades no podrían ser utilizadas por CORELCA en el sitio actual ante la carencia de gas natural en la zona, combustible que es utilizado por estas plantas.

En julio de 1991 la Junta Directiva de ISA aprobó la venta de tres

unidades de turbogas, a Corelca. Actualmente se encuentra en licitación el traslado de las mismas a Barranquilla.

Programa de Recuperación de Unidades de Generación -PRU- (CORELCA).

Este programa tiene como objetivo asegurar la confiabilidad del sistema en la Costa Atlántica, a partir de la recuperación de pequeñas unidades de generación térmicas de CORELCA que se encuentran fuera de servicio.

Se espera recuperar 95 MW de capacidad instalada inactiva en el período 1990-1992, con una inversión estimada de US\$15.7 millones cuadro No.12. Para reforzar el programa, CORELCA también efectuó mantenimientos mayores a las unidades de Termoguajira 1 en el segundo semestre de 1990 y Termobarranquilla 2 en el primer trimestre de 1991. (Cuadro No. 12)

Cuadro No. 12

SISTEMA CORELCA					
PROGRAMA DE RECUPERACION DE UNIDADES (PRU)					
Tipo	Unidades	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Recuperada (MW)	Inversión Miles US\$
VAPOR:	B/QUILLA 1	66	52	14	1.536
	B/QUILLA 2	66	52	14	1.536
	B/QUILLA 3	71	69	2	1.660
	C/GENA 3	71	70	1	1.660
	SUBTOTAL	274	243	31	6.390
TURBO GAS:	B/QUILLA 5	21	10	11	
	B/QUILLA 6	21	15	6	
	RIO 9	18,9	0	18,9	
	RIO 10	18,9	16	2,9	
	BALLENAS 2	15,8	12	3,5	
	CHINU 1	7,1	0	7,1	
	CHINU 2	7,1	6	1,1	
	CHINU 3	14	0	14	
SUBTOTAL	123,8	59	64,5	9,355	
TOTAL		397,8	302	95,5	15.745

Expansión de Generación para San Andrés (CORELCA)

Con el objeto de ampliar el sistema de generación de la Isla de San Andrés que asegure y permita atender la demanda de energía hasta el año 2.000, se negoció durante 1990, con base en la declaratoria de urgencia evidente expedida por el Consejo de Ministros, un contrato por US\$12.738,900 con la firma inglesa KLEINWORT BENSON LIMITED para instalar dos unidades diesel con capacidad de 10 MW cada una. Dicho contrato se firmó el 2 de noviembre de 1990, quedando debidamente perfeccionado en febrero de 1991.

2.2 PROYECTOS DE TRANSMISION

Proyecto Refuerzos de Transmisión (ISA)

Para mejorar la capacidad de transporte de energía entre el interior del país y la Costa Atlántica, se adelantará la construcción de un segundo circuito a 500 Kv y la ampliación de las subestaciones en San Carlos, Cerromatoso, Chinú y Sabanalarga.

Durante el período 1990-1991 se ordenó iniciar la fabricación de los materiales de la línea y subestaciones y se contrató su construcción y montaje. Estas obras están proyectadas para entrar en servicio en el primer semestre de 1993. Se fabricaron y se entregaron los equipos electrónicos para la ampliación del sistema de comunicaciones y se está adelantando la infraestructura necesaria para el montaje de los mismos. Esta ampliación estará disponible para el primer semestre de 1992.

El proyecto de Refuerzo a la Transmisión tiene un costo total de US\$316 millones. Entre agosto de 1990 y mayo de 1991 se han invertido US\$50 millones.

Dentro del proyecto de refuerzo de transmisión a 230 KV se tiene la línea San Carlos-Comuneros, para la cual en el presente año se realizó la licitación de materiales y se encuentran en evaluación las propuestas recibidas, quedando pendiente la elaboración de los documentos para licitar la construcción.

Proyecto Segundo Plan de Transmisión (ISA)

El Segundo Plan de Transmisión, a cargo de ISA será financiado por la FEN, con recursos del crédito de Exinbank-Japan. Este proyecto, tiene un costo de US\$117 millones de los cuales se han invertido US\$ 200.000 y comprende las siguientes obras:

Línea La Mesa-Mirolindo

Proyecto en ejecución que comprende la construcción de la línea a 230 KV de doble circuito, con una longitud de 100 kilómetros entre las subestaciones La Mesa y Mirolindo. Igualmente incluye la ampliación de la subestación La Mesa y la construcción de la subestación Mirolindo. El objetivo principal de esta línea es mejorar sustancialmente el abastecimiento de la demanda eléctrica en el departamento del Tolima.

Línea Betania-Mirolindo

Esta obra comprende la construcción de la línea a 230 KV en circuito sencillo, con una longitud de 200 kilómetros entre las subestaciones Betania y Mirolindo; la ampliación de las subestaciones de Betania y Mirolindo y la instalación de equipo de comunicaciones en estas subestaciones. La construcción de esta línea permitirá mejorar la confiabilidad del servicio en el suroccidente del país, área comprendida por los departamentos de Valle, Cauca, Nariño y Huila y reforzará la demanda del Tolima a partir de 1995. Adicionalmente esta línea, junto con la línea Betania-Popayán, garantiza la confiabilidad de transmisión de la Central Betania.

Línea Cerromatoso-Urabá

Está conformada por los siguientes tramos: Cerromatoso-Urrá a 500 KV, con una longitud de 84 kilómetros y Urrá-Urabá a 230 Kv, con una longitud de 58 kilómetros. El objetivo inicialmente es el suministro de energía para la construcción de Urrá y fundamentalmente conectar este proyecto al Sistema Interconectado Nacional y atender el mercado creciente de la región de Urabá, zona en la cual el Gobierno tiene especial interés por su desarrollo comercial e industrial.

Subestación la Reforma

La construcción de la Subestación la Reforma (Villavicencio) a 230 KV, junto con la Línea Guavio-Villavicencio-Bogotá (a cargo de la EEB 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 I

En lo que va corrido del presente año (enero-agosto) se han realizado una serie de obras entre las que se destacan: el recibo del 70% de los equipos, la construcción de 4 casetas para las estaciones repetidoras y el montaje del 50% de las estaciones. Durante el mismo período se han invertido en el proyecto \$28.800 millones.

Ampliación del Sistema de Comunicaciones II Etapa

Su objetivo básico es lograr una mayor integración de los servicios de comunicación a la red existente y la supervisión y control requeridos por el Centro Nacional de Telecomunicaciones y Control de ISA.

Entre agosto de 1990 y mayo de 1991 se llevaron a cabo las siguientes acciones:

- Obtener del Eximbank-Japón a través de la FEN, un préstamo por US\$80 millones para la financiación de los equipos, materiales y demás obras del Proyecto.

- Elaboración de las especificaciones técnicas para los equipos de las subestaciones La Mesa y Mirolando; selección del nuevo corredor de la línea La Mesa-Mirolando; preparación de los documentos para contratar los equipos de las subestaciones y materiales de la línea; preparación de los documentos para contratar los materiales de la línea Cerromatoso-Urabá.

- Diseño de la ampliación del Sistema de Comunicaciones II Etapa, desarrollado por parte de la Universidad del Cauca.

- Inicio de la contratación del suministro de materiales para la línea La

Mesa-Mirolindo y los equipos para la Subestación la Reforma.

De acuerdo con el estado de avance de los proyectos, la línea La Mesa - Mirolindo estará en operación en el segundo semestre de 1992.

Igualmente, para el segundo semestre de 1993 estarán en funcionamiento las subestaciones de La Mesa - Mirolindo, la Reforma y la línea Cerromatoso - Urabá; para mediados de 1995 entrará en operación la línea Betania - Mirolindo.

Proyecto de Interconexión con Venezuela (ISA-CORELCA)

El objetivo del Proyecto es el de mejorar la confiabilidad de suministro de energía eléctrica de los sistemas interconectados de ambos países, mejorar la posibilidad de optimización del uso de los recursos energéticos y soporte en caso de emergencia en cualquiera de los países. El Proyecto tiene un costo de US\$17 millones, de los cuales se han invertido US\$500 mil. Su financiación se tramita con el BID.

El proyecto comprende para la parte colombiana el desarrollo de las siguientes obras:

La construcción de una línea a 230 KV en circuito sencillo con una longitud de 43 kilómetros entre la subestación Cuestecita ubicada en la localidad del mismo nombre en el departamento de la Guajira y la subestación Cuatricentenario localizada en el estado Zulia, en la frontera con Colombia.

La ampliación de la subestación Cuestecita consiste en la ejecución de un campo adicional de transformación, uno de compensación y dos de línea a 230 KV de tipo convencional.

Por otra parte, en cumplimiento de los acuerdos firmados entre los gobiernos centrales de Colombia y Venezuela para la ejecución del proyecto, se han adelantado las siguientes acciones:

- Ejecución de los diseños tanto de la línea como de la subestación.
- Preparación de los documentos para los contratos de suministros de

materiales y equipos y de ejecución de obras.

Dentro de los programas de integración fronteriza entre Colombia y Venezuela también se estudia la posibilidad de una línea de interconexión a 230 Kv entre las subestaciones El Corzo en Venezuela, estado Tachira, y San Mateo Colombia, departamento de Norte de Santander; esta interconexión permitiría disponer de un soporte de energía en el sistema Nordeste, principalmente para el departamento de Norte de Santander en cuya electrificadora se soportaría el proyecto. Igualmente se está estudiando la factibilidad de construir un segundo circuito de interconexión por la Guajira.

Proyecto Tercer Plan de Transmisión

El objetivo del Proyecto es mejorar y aumentar la capacidad de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional a cuatro zonas del País: el Suroccidente, la Costa Atlántica, la Intendencia de Arauca y el Urabá antioqueño. El costo total de este proyecto es de US\$298 millones.

El Proyecto comprende:

— La construcción de una línea a 500 KV entre San Carlos en el departamento de Antioquia y San Marcos en el Valle del Cauca, con una longitud de 380 kilómetros; ampliación de un campo de línea en la subestación San Carlos; construcción de un campo de línea y uno de transformación 500-230 KV en la subestación San Marcos y en la subestación intermedia de Cartago.

— Construcción de la subestación San Marcos I Etapa y conexión en la misma de dos circuitos a 230 KV de las líneas Esmeralda - Yumbo; instalación de compensación reactiva para elevar de -50 a +200 MVAR e instalación de transformación 230-115 KV. Respecto a este proyecto se adelantan los estudios de diseño, para lo cual se obtuvo un préstamo de FONADE por valor de \$ 309 millones. La construcción de la subestación San Marcos I Etapa será financiada por el BID.

— La construcción de la subestación Urabá, de los campos de transformación y demás obras para energizar a 230 KV la línea Urrá I - Urabá.

— Instalación de capacidad de compensación reactiva en las subestaciones Caño Limón y Chinú.

Compensación Reactiva Socios ISA

Durante el año 1990 se adelantaron estudios para actualizar las necesidades de instalar compensación reactiva en cada uno de los sistemas eléctricos de las áreas servidas por las empresas socias de ISA. Estas enfatizaron sus principales beneficios que son: reducción de pérdidas técnicas, disminución de costos operativos por reducción de necesidad de generación mínima en plantas costosas, mejor calidad y seguridad en la prestación del servicio y reducción de las inversiones al permitir aplazar proyectos de generación, transmisión, transformación y subtransmisión.

2.3 PROYECTOS DE DISTRIBUCION

Plan de Inversión en Sistemas de Distribución

Para llevar la electricidad a los usuarios finales, las empresas distribuidoras tanto de los grandes centros urbanos como de los departamentos y regiones más alejadas cuentan con sistemas de distribución construidos por ellos mismos y según sus propios criterios.

Para coordinar y mejorar el suministro de energía eléctrica desde el punto de vista de utilización de la infraestructura de transmisión y distribución, en el año de 1990 se dió especial énfasis a la estructuración de programas para los sistemas de subtransmisión y distribución de todas las empresas.

A partir de un análisis de requerimientos y de recursos disponibles, se elaboró y consolidó el Plan de Inversiones en sistemas de subtransmisión y distribución para el período 1989-1993, de acuerdo con las capacidades financieras de las empresas, los planes de expansión en generación y transmisión y las políticas macroeconómicas del Gobierno.

Las inversiones en sistemas de subtransmisión y distribución serán alrededor de US\$700 millones en el período 1990-1993, que representan el 23% de las inversiones del sector.

Dentro de los programas incluidos en este plan sobresalen los relativos a las remodelaciones de redes, como parte de los planes de reducción de pérdidas y mejora en el suministro al usuario final.

Se avanza igualmente en los procesos de normalización y unificación de criterios entre empresas, para llegar a metodologías unificadas en el planeamiento de los sistemas de distribución, con el fin de llevar al usuario final en todo el país un servicio con niveles aceptables de confiabilidad y calidad.

Subestación Sincelejo y Línea Chinú-Sincelejo

Durante el segundo semestre de 1990 se perfeccionaron los contratos para el suministro de equipos de la subestación y la línea.

En agosto de 1991 se tenían adjudicados los contratos para el suministro de equipos, materiales y el montaje de la subestación. En el mes de octubre se abrirá la licitación para la construcción y montaje de las líneas.

El valor de esta inversión es de aproximadamente US\$6 millones, suma que será financiada en gran parte con recursos del crédito interno BID-FEN.

Subestación El Libertador y Ampliación Subestación Santa Marta

Durante el segundo semestre de 1990 fueron perfeccionados los contratos para el suministro de los equipos en la subestación El Libertador y la ampliación de la subestación Santa Marta. Asimismo, durante el primer trimestre de 1991 se adjudicaron los contratos de suministro de materiales para la subestación.

En agosto de 1991 estaban adjudicados los contratos para el suministro de los equipos y el montaje de la subestación Libertador, así como para la ampliación de la subestación Santa Marta.

El valor aproximado de esta inversión es de US\$4.2 millones, suma que será financiada con recursos del crédito BID-FEN.

Subestación Zambrano

Con esta subestación se amplía la cobertura y mejora la calidad del servicio en los municipios de Zambrano (Bolívar) el Plato (Magdalena). Anteriormente se alimentaban a 34.5 Kv y el nuevo nivel de alimentación es de 66 Kv desde la subestación El Carmen. En el mes de febrero de 1991 quedó energizada esta Subestación.

Subestación Salguero

Del estudio de pérdidas realizado por CORELCA, se desprendió la necesidad de construir esta subestación en Valledupar cuyo nivel de transformación es de 34.5 a 13.8 KV y una capacidad 10-12 MVA. Las obras civiles se iniciaron en septiembre de 1990 y ya se concluyeron. Actualmente se prepara la licitación para su montaje y puesta en servicio.

Ampliación Subestación Toluviejo

El proyecto consiste en la construcción de un módulo de salida a 34.5 KV para dar mayor confiabilidad al sistema que alimenta la zona turística de Tolú y la fábrica Tolcemento.

Durante la presente administración se ha ejecutado un 85% de las obras civiles y actualmente se prepara la apertura de la licitación para el montaje.

Línea Pasto-Tumaco

Interconectará la Costa Pacífica principalmente la región de Tumaco, en un circuito a 230 KV con el Sistema Interconectado Nacional. Su construcción estará a cargo de la CVC y el ICEL y se prevee su terminación en 1993. En el momento se encuentra en proceso licitatorio.

Línea Bucaramanga-Ocaña-Cúcuta

Proyecto prioritario dentro del Sistema Interconectado que beneficiará a los departamentos de Santander, Norte de Santander, sur del Cesar y Bolívar. El costo total del proyecto es de US\$35,9 millones, de los cuales US\$21 millones serán financiados con un crédito de FEN-EXIMBANK. El proyecto fue

declarado de Urgencia Evidente por el Consejo de Ministros con lo que se obvió el proceso de licitación y en el momento se encuentra en la etapa de contratación.

Subestación Jamondino

Obra complementaria de la línea Popayán-Pasto. Atenderá la demanda del sur del país y será la subestación de partida de las líneas a Tumaco y Mocoa. El costo total del proyecto asciende a \$5.383 millones que serán financiados con crédito FEN, aportes del ICEL y del Presupuesto Nacional.

Subestación Mirolindo

Esta obra hace parte de la expansión de Sistema Interconectado Nacional; el diseño estuvo a cargo de ISA y está terminado. La construcción estará a cargo de ISA en la parte de 230 KV, de ICEL en 115 KV y de las electrificadoras en 34,5 KV. Se ha considerado conveniente realizar el proyecto en dos etapas: la primera terminará en 1992 y se energizará la línea La Mesa-Ibagué y la subestación a nivel de 115 KV; la segunda etapa se terminará a finales de 1993 energizándose definitivamente a 230 KV. Esta línea es prioritaria para la zona del Tolima.

Línea Santuario-Puerto Rico

Este proyecto ampliará la infraestructura eléctrica del Caquetá, con la construcción de líneas de 115 y 34,5 KV. El costo total asciende a \$7.657 millones y se tienen presupuestados \$500 millones para 1992.

Subestación el Bordo

El proyecto que beneficiará a zonas incluidas en el PNR, consiste en la ampliación de la subestación de 34,5 a 115 KV y la construcción de redes.

Proyectos de las Electrificadoras

Complementarias a las obras descritas durante 1991, las electrificadoras, con la colaboración del ICEL, realizarán una serie de obras en líneas y

subestaciones que fortalecerán sus sistemas y ampliarán sus coberturas regionales.

Programas de Electrificación Rural

Durante el período comprendido entre agosto de 1990 y abril de 1991, se ejecutaron en el área rural de la Costa Atlántica obras de electrificación correspondientes a los siguientes proyectos: Programas con Comunidades, Desarrollo Rural Integrado DRI, Plan Nacional de Rehabilitación PNR e Inversión forzosa.

En cumplimiento de dichos programas se construyeron obras por un valor aproximado de \$2.311 millones correspondientes a 81 localidades, beneficiando a un total de 10.113 usuarios.

Dentro de los programas del DRI, en 1990 el ICEL ejecutó obras por valor de \$1.090 millones en los departamentos de Caldas, Huila, Meta, Norte de Santander y Tolima que beneficiaron 1.253 familias. Para 1991 se tiene programada la construcción de 50 Kms de redes de distribución con una inversión de \$97 millones que beneficiarán a 109 viviendas.

Dentro del PNR, en 1990 el ICEL construyó 300 Kms de redes de distribución por valor de \$1.272 millones que beneficiaron a 1.500 viviendas. Para 1991 se asignaron recursos por \$500,4 millones que permitirán adelantar obras de electrificación que beneficiarán a 500 viviendas.

En desarrollo de la Ley 56 de 1981, las empresas generadoras de energía eléctrica invierten cada año el 2% de sus ingresos por ventas en programas de electrificación rural, en las regiones en donde se encuentran los proyectos. Durante 1990 se hicieron inversiones por \$89,5 millones que beneficiaron a 100 viviendas y se programaron inversiones por \$115,4 millones para 1991 que beneficiarán a 110 viviendas.

Para las zonas no interconectadas, ICEL y CORELCA adelantan programas de suministro, operación, reparación y mantenimiento de plantas de generación.

Actualmente el ICEL está instalando 64 nuevas plantas en áreas no

interconectadas en localidades de la Orinoquía.

Alivio de la Situación Financiera

Mientras se logran los resultados buscados con la estrategia de reordenamiento de tarifas y ajuste sectorial, el Gobierno a través del Presupuesto Nacional asigna recursos para subsidiar los mercados regionales marcadamente residenciales y de bajos ingresos. Durante la presente administración CORELCA ha recibido el apoyo del Gobierno Nacional mediante aportes otorgados para el pago del Servicio de la Deuda Interna por valor \$20.643 millones.

Igualmente, CORELCA ha recibido créditos del Gobierno Nacional por US\$37,2 millones para el pago del Servicio de la Deuda Externa, US\$26.0 millones con el Fondo de Monedas Extranjeras y US\$3.5 millones con la Financiera Energética Nacional; estos créditos se suscribieron con el objeto de cubrir el faltante de 1990 y los vencimientos del primer trimestre de 1991.

Del nuevo crédito contratado por el Gobierno denominado "Hercules", se ha otorgado a CORELCA a través de la FEN un cupo de crédito por US\$11.0 millones, para atender requerimientos del Servicio de la Deuda Externa garantizada por la Nación, correspondiente a los vencimientos del segundo trimestre de este año.

Optimo Programa de Inversiones

Mediante una evaluación detallada, el Gobierno ha venido revisando el programa de inversiones del sector, ajustando la ejecución a la nueva realidad sectorial y acorde con las posibilidades financieras de cada empresa. Para evitar los desbordamientos pasados, los nuevos proyectos sólo podrán iniciarse cuando su financiación esté asegurada. También es importante la decisión a tomar sobre las inversiones en los grandes proyectos, las que no se adoptarán si no hay un análisis completo de riesgos a nivel del sector.

Protección del Medio Ambiente

Las empresas del sector eléctrico han venido incorporando, como

elemento básico en la decisión final de adelantar un proyecto, la variable de impacto ambiental en todas las etapas implícitas en el desarrollo de los proyectos, con el objeto de atenuar y compensar si es del caso, los efectos negativos sobre el medio ambiente y los habitantes de las regiones afectadas por la construcción de proyectos eléctricos de todo tipo.

En las áreas de influencia de los proyectos eléctricos y como elemento compensador, las empresas a cargo, además de pagar los impuestos predial y de industria y comercio, también llevan a cabo obras de electrificación y de reforestación de las cuencas.

En el caso de ISA, esta empresa adelanta obras de electrificación rural por valor de \$283 millones que beneficiarán a 700 familias aproximadamente en la zona de influencia de las centrales de Chivor y Chinú; realizó pagos de impuestos por \$94 millones a los municipios donde están situados estos proyectos. Durante el último año, en la cuenca del embalse de Chivor se reforestaron 850 hectáreas con una inversión de \$290 millones y transfirió a CORNARE en Antioquia \$1.800 millones, que equivalen al 4% del valor de las ventas de energía de las centrales San Carlos y Jaguas. Adicionalmente está adelantando obras comunales por valor de \$200 millones en las áreas de influencia de los referidos proyectos.

Para encontrar la posible utilización de los residuos producidos en las plantas térmicas y de esta manera disminuir los daños ambientales ocasionados por este tipo de plantas, el ICEL suscribió un convenio con CARBOCOL, COLCIENCIAS, EEB, ELECTROBOYACA, CORELCA y el Comité del Sector Eléctrico Colombiano y contrató los estudios con la Universidad del Valle por un valor de \$244 millones; el estudio se encuentra en su primera fase.

Mayor Participación del Sector Privado

Como parte de la nueva política sectorial y mediante la definición de reglas comerciales claras y de aproximación de las tarifas a los costos económicos, se abren las posibilidades y se crean las condiciones para que el sector privado participe en esta actividad que hasta ahora ha sido monopolio del Estado. Se estudian las medidas y opciones para concretar el marco de esta participación, especialmente en el proceso de generación.

A través de seminarios y grupos de trabajo se han estado analizando las mejores opciones para la participación privada en el sector eléctrico. El paso siguiente es el de una estrategia para concretar esa participación en ramas y proyectos específicos.

El Gobierno Nacional va a poner en ejecución un plan tendiente a abrir el servicio de energía eléctrica a la iniciativa privada, a través de las siguientes estrategias:

— La Nación asume el pago de las deudas cuando las empresas eléctricas no pueden hacerlo y a cambio recibe activos de producción rentables, los cuales serán puestos en venta entre el sector privado.

— Con la participación del sector privado se mejorará la capacidad de generación en las centrales térmicas de Barranquilla y Cartagena.

— La Comisión Nacional de Energía expedirá las normas para permitir la construcción de proyectos de autogeneración y venta al público de excedentes de energía.

— El Fondo Energético de Inversiones Privadas, que dispondrá inicialmente de US\$500 millones y será manejado por la FEN, se orientará a financiar las empresas privadas que entren a participar en el suministro eléctrico.

— La FEN permitirá el acceso de particulares a sus líneas de financiación.

— El Gobierno establecerá un sistema de subsidios especiales para las familias de bajos ingresos.

Capítulo IV

REALIZACIONES EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS

El desarrollo de la industria petrolera se ha venido consolidando como una de las principales variables estratégicas para el avance de la economía colombiana. Las exportaciones petroleras representaron en 1990 niveles similares a las del café; la Nación y entidades descentralizadas del orden nacional y regional han aumentado su dependencia de la actividad petrolera; el petróleo y el gas natural atienden cerca del 60% de las necesidades energéticas del país, en los sectores residencial e industrial y en especial en el sector transporte.

De ahí entonces la conveniencia y prioridad de la política del Gobierno en materia de hidrocarburos que además de promover el aprovechamiento de otros recursos y el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de combustibles, se orienta también a mantener la autosuficiencia y consolidar la condición exportadora. Esta política comprende acciones en los frentes de exploración, producción, refinación, importaciones y exportaciones, transporte, distribución, precios, desarrollo tecnológico y petroquímico del petróleo y sus derivados, manejo de excedentes de Ecopetrol y extensión del uso del gas licuado y natural.

1. Contratos de Asociación y Participación de Riesgo

Para que Colombia pueda continuar siendo autosuficiente en materia petrolera hasta más allá del año 2.000, se requiere mantener una política de exploración acertada y sólida, coherente con unos propósitos de desarrollo a largo plazo. Este Gobierno ha considerado como conveniente la extensión de la actividad hacia cuencas hasta ahora inactivas y a las áreas costa afuera. Para tal efecto se ha venido introduciendo la flexibilidad requerida en los contratos de asociación, con el fin de lograr un alto grado de participación

del capital extranjero para complementar la actividad directa de Ecopetrol en procura de nuevos hallazgos de hidrocarburos.

El Gobierno ha venido capitalizando el Fondo de Exploración para garantizar la continuidad de la actividad exploratoria de Ecopetrol, cuando las condiciones financieras de la empresa estatal no sean favorables. Ecopetrol cuenta actualmente con cerca de US\$ 186 millones en títulos del Gobierno Nacional, que representan el Fondo de Exploración y de Reservas Líquidas de la Empresa, cuyo manejo se ha encargado a la FEN.

Al terminar el año 1990 estaban aprobados 89 contratos de los cuales 74 pertenecen al sistema de asociación, 14 a la modalidad de participación de riesgo y 1 especial. Durante este mismo año se aprobaron 24 nuevos contratos y se renovaron 21, lo cual significó un aumento de tres contratos con relación a 1989.

En julio de 1991 estaban vigentes 91 contratos de asociación. En lo que va transcurrido del presente año, se han suscrito 18 nuevos contratos.

La actividad exploratoria en cuanto a número de contratos, continuó concentrada en las cuencas activas, así: 36% en los Llanos Orientales, 22% en el Valle Medio del Magdalena, 19% en el Valle Superior del Magdalena y 12% en el Valle Inferior. Un total de 44 compañías petroleras participaban al final del año en los contratos de asociación, 27 de ellas en calidad de operadoras.

La participación de Ecopetrol en las inversiones de desarrollo en los contratos de asociación fue de US\$55.6 millones en 1990. Para las inversiones exploratorias en los contratos de participación de riesgo, Ecopetrol aportó US\$4.6 millones en el año.

2. Exploración y Producción

Con las reservas conocidas de petróleo y la tasa actual de agotamiento de las mismas, la autosuficiencia del país duraría hasta 1996, cuando se volvería a la situación de importador neto de hidrocarburos, de no contar con nuevos hallazgos.

Los índices de la actividad de exploración de petróleo, que estuvieron en aumento durante 1987 y 1988, descendieron a niveles preocupantes en 1988 y 1989. Las reservas descubiertas en estos dos últimos años estuvieron por debajo de los niveles de producción, lo cual ha significado una disminución neta en el volumen total de reservas de hidrocarburos.

El objetivo nacional consiste en extender el nivel de autosuficiencia y aumentar la relación reservas/producción. Para tal efecto, se requiere mayor actividad de exploración de parte de Ecopetrol y de las compañías privadas.

Actualmente se adelantan trabajos adicionales de exploración en el área de Cusiana para determinar los volúmenes de reservas allí existentes. De confirmarse con estos trabajos las expectativas que han surgido sobre la riqueza petrolífera de esta zona, se podría recuperar el nivel de reservas y se alargaría la duración de la autosuficiencia.

El campo Cusiana se ve como un proyecto promisorio, no solo por su eventual contribución para incrementar el nivel de reservas de hidrocarburos, sino porque permitirá la extracción de un petróleo de alta calidad con un importante componente de gas natural, el cual servirá para mejorar el abastecimiento de la demanda de gas en el mercado nacional.

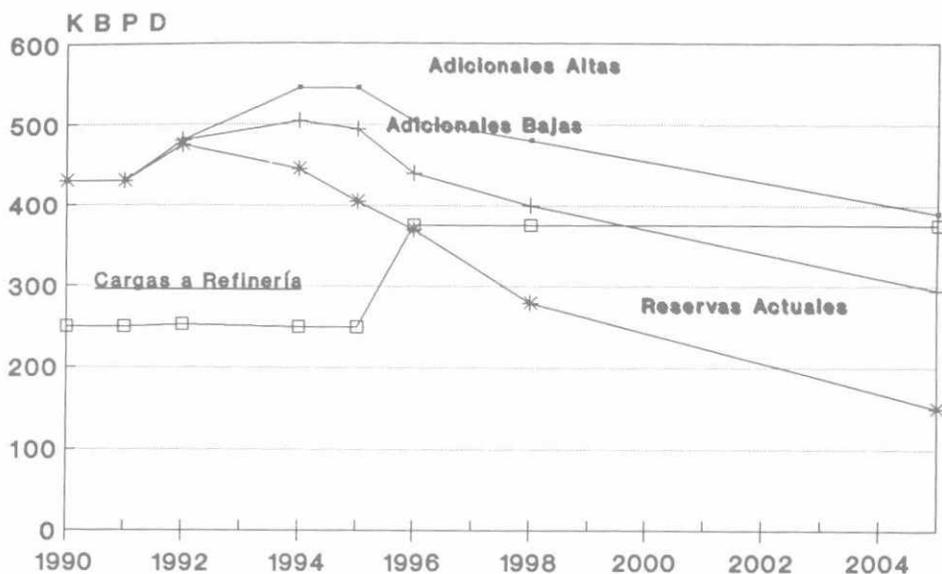
En el Gráfico No.7 se muestra el Pronóstico de Producción de Crudo con las reservas actuales y los niveles que se podrían alcanzar en el evento de que se cuente con reservas adicionales.

Exploración Sísmica

A la luz de los resultados obtenidos, a partir de 1990 Ecopetrol diseñó una nueva estrategia exploratoria orientada a reducir el riesgo en esta actividad, mediante el aumento del conocimiento geológico. La empresa estatal está enfocando buena parte de sus recursos de exploración hacia los estudios geológicos y sísmicos, particularmente en áreas o cuencas hasta ahora inactivas, con lo cual se espera promover más adelante una mayor actividad de la inversión privada en la exploración de tales cuencas.

No obstante las dificultades de orden público, en 1990 se realizaron en el país 9.594 kms. de perfiles sísmicos en áreas potencialmente petrolíferas. En

Gráfico No.7
**PROYECCION DE PRODUCCION
 DE PETROLEO**



operación directa Ecopetrol adelantó 4.528 Kms. de perfiles en 24 programas, localizados en nueve cuencas sedimentarias. Bajo el sistema de asociación se registraron 5.066 Kms. de líneas sísmicas. (Cuadro No.13).

Hasta julio de 1991 Ecopetrol había registrado un acumulado de 2.397 Kms, lo cual representa un avance del 41% de la actividad programada para el presente año. En lo que respecta a lo realizado en asociación, durante el mismo período se obtuvo un total de 2.234 Kms con un 44.7% de avance de acuerdo a lo programado.

Cuadro No. 13

EXPLORACION SISMICA
(Kms de Perfil)

	1988	1989	1990	Enero- Julio 1991
Ecopetrol	5.191	4.727	4.528	2.397
Asociación	6.765	7.074	5.066	2.234
TOTAL	11.956	11.801	9.594	4,631

Pozos Exploratorios

La política exploratoria asigna una importancia fundamental a la perforación exploratoria, pues esta es la actividad que permite evaluar las estructuras potencialmente almacenadoras de hidrocarburos.

Ecopetrol llevó a cabo en forma directa la perforación de ocho pozos exploratorios en 1990, con un total de 67.900 pies perforados. En comparación con 1989, se presentó una disminución sustancial en el número de pozos perforados por la empresa estatal. Esto se atribuye a dificultades de carácter tecnológico y administrativo.

Las compañías asociadas perforaron 58 pozos exploratorios, con un total de 346.900 pies y en las concesiones se perforó un pozo con profundidad de 3.800 pies. Los pozos perforados por las empresas privadas mantuvieron índices similares a los de años anteriores.

Tal como se detalla en los cuadros Nos. 14 y 15, la actividad de perforación exploratoria en el país totalizó 67 pozos con 414.900 pies perforados y una inversión de 197.4 millones de dólares en 1990. (Gráfico No.8).

A julio de 1991, se habían perforado en asociación un total de 23 pozos y se encontraban cuatro en perforación. En lo que respecta a Ecopetrol, se perforaron cuatro pozos y se encontraba en perforación un quinto pozo, con lo cual se espera alcanzar la meta de 12 pozos durante el presente año.

Cuadro No.1 4

POZOS EXPLORATORIOS

	1988	1989	1990	Enero- Julio 1991
Ecopetrol	24	14	8	4
Asociación	61	57	58	23
Concesión	2	-	1	-
TOTAL	87	71	67	27
Pies Perforados (Miles)	566.8	504.6	414.9	176.5

Cuadro No. 15

**INVERSIONES EN EXPLORACION
(Millones de Dólares)**

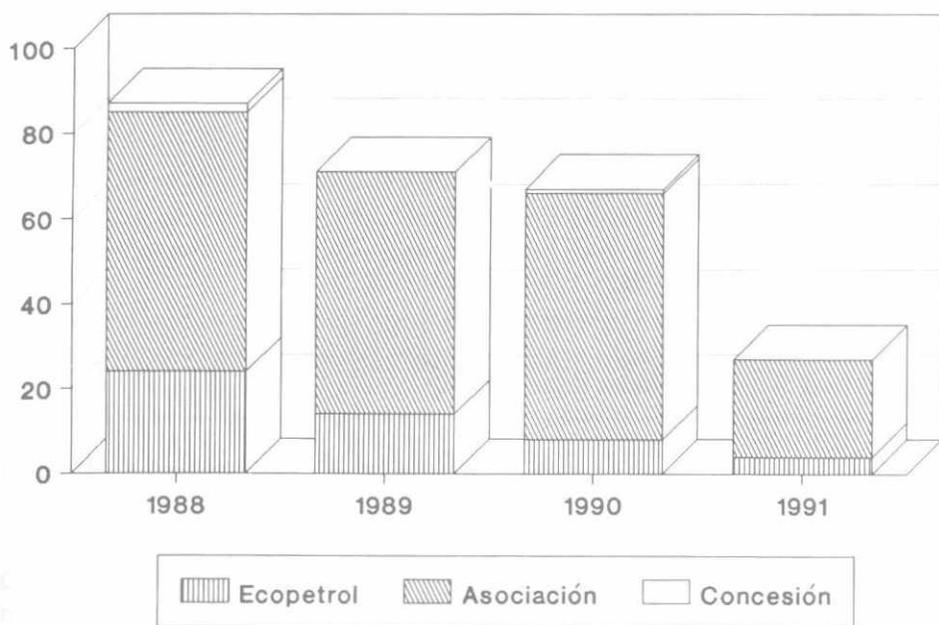
	1988	1989	1990	Enero- Julio 1991
Ecopetrol	67.2	59.9	53.2	38.0(*)
Asociación	154.0	142.5	144.2	67.1
TOTAL	221.2	202.4	197.4	105.1

(*) Estimado de fondos comprometidos, sujeto a revisión

En lo que corresponde a inversiones en exploración realizadas entre enero-julio de 1991, éstas ascendieron a 105.1 millones de dólares de los cuales 67.1 millones corresponden a asociación y los restantes 38.0 millones de dólares a Ecopetrol.

Las cuencas donde hubo mayor actividad exploratoria fueron las del Valle Superior del Magdalena (24 pozos) y los de los Llanos Orientales (22 pozos).

Gráfico No.8
POZOS EXPLORATORIOS



1991 (enero-agosto)

Pozos de Desarrollo

En cuanto a perforación de desarrollo que se realiza para poner en plena producción las reservas ya descubiertas, se presentaron en 1990 niveles sustancialmente por debajo de lo logrado en años anteriores. Durante el año se perforaron un total de 93 pozos, con 389.700 pies perforados, los cuales requirieron inversiones de 66.5 millones de dólares. De estos pozos, 84 fueron productores, dos productores de agua y seis inyectores. Adicionalmente, a 31 de diciembre de 1990, habían ocho pozos en perforación. La actividad de

desarrollo se centró principalmente en las cuencas del Valle Superior y Medio del Magdalena y Llanos Orientales. (Cuadros Nos. 16 y 17).

Cuadro No. 16

POZOS DE DESARROLLO

	1988	1989	1990	Enero- Julio 1991
Ecopetrol	104	13	3	5
Asociación	62	103	78	44
Concesión	33	24	12	-
TOTAL	199	140	93	49
Pies Perforados (Miles)	916.1	608.7	389.7	

Cuadro No. 17

**INVERSIONES EN DESARROLLO DE CAMPOS
(Millones de US\$)**

	1988	1989	1990	Enero- Julio 1991
Ecopetrol	35.9	12.6	7.0	28.0(*)
Asociación	55.3	67.4	53.8	32.7
TOTAL	91.2	80.0	60.8	60.7

(*) Estimativo de fondos comprometidos, sujetos a revisión.

Reservas

Las actividades de exploración en 1990 dieron lugar al descubrimiento de 17.5 millones de barriles de reservas de crudo y 24.9 gigapies cúbicos de

gas natural (GPC). Puesto que el consumo fue superior a los volúmenes descubiertos, hubo una disminución neta en el total de reservas probadas. Conviene anotar que más del 60% de los campos encontrados en el país tienen reservas inferiores a los 10 millones de barriles.

A diciembre de 1990 el país disponía de reservas totales del orden de 1.905 millones de barriles de petróleo y 4.042 GPC de gas natural. En comparación con el nivel anual de producción, las reservas de petróleo equivalen a 11 años y las de gas natural a 26 años de producción. (Cuadro No. 18 y Gráficos Nos. 9 y 10).

Estos totales no incluyen las expectativas que se tienen respecto al área de Cusiana, en donde se adelantan trabajos para determinar los volúmenes de hidrocarburos allí almacenados.

Entre enero y agosto de 1991 la actividad exploratoria directa ha descubierto 7.2 millones de barriles de nuevas reservas.

Producción de Petróleo y Gas Natural

Durante 1990 el país produjo 160 millones de barriles de petróleo para un promedio diario de 439.6 mil barriles alcanzando una producción promedio máxima de 472 mil barriles diarios en el mes de noviembre. La producción de gas fue de 184.5 gigapies cúbicos para un promedio diario de 505 millones de pies cúbicos, alcanzando una producción promedio máxima de 525 millones de pies cúbicos por día, en el mes de diciembre. Estos valores incluyen el gas utilizado en los campos para producción de petróleo, reinyección a los yacimientos, y consumo en operaciones. El volumen promedio entregado a gasoductos fue de 390 millones de pies cúbicos diarios. (Cuadro No. 19, Gráfico No. 11).

En lo que respecta a la producción de petróleo, al término del mes de julio de 1991 la producción promedio en el país ascendió a 411.7 miles de barriles diarios discriminada de la siguiente forma: concesión 54.8, asociación 275.2 y Ecopetrol directa 81.7 miles de barriles por día.

Cuadro No.18

**RESERVAS DE HIDROCARBUROS POR COMPAÑIA
Diciembre 31 de 1990**

Compañía	Distrito o Contrato	Petróleo (Mbls)	Gas (GPC)
ECOPETROL:	BOGOTA	215.89	148.07
	EL CENTRO	265.64	283.26
	EL NORTE	73.54	73.00
	SUR	87.84	105.99
SUBTOTAL ECOPETROL		642.91	610.32
ASOCIACION:			
AQUITAINE	CASANARE	39.03	67.92
AQUITAINE	CUSIANA-PAUTO	14.70	0.00
AQUITAINE	COROCORA-OROCUE	6.74	0.00
ARGOSY	PUTUMAYO	25.64	0.14
CHEVRON	CUBARRAL	49.50	0.00
ESSO	ARAUCA/SABANA	1.36	1.06
ESSO	CAGUAN/HOBO	17.50	0.00
ESSO	SAN JORGE	0.00	1.41
HOCOL	PALERMO	105.33	18.38
LASMO	UPIA	16.00	0.00
OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	749.63	0.00
OCCIDENTAL	LAS MONAS	7.38	93.28
AIPC	PULI	0.30	0.01
PETROCOL	HUILA	5.20	0.01
PETROMINEROS	ARMERO	0.30	0.01
TEXPET	COCORNA/NARE	94.27	0.92
TEXPET	TISQUIRAMA	25.62	0.00
TEXPET	GUAJIRA	0.00	3052.75
SUBTOTAL ASOCIACION		1158.50	3235.89
CONCESION:			
AQUITAINE	YALEA	12.05	0.01
PETRONORTE	ZULIA	0.01	0.32
HOCOL	NEIVA 540	64.31	12.91
ESSO	PROVINCIA	19.09	177.99
ESSO	HOBO-CHINU	0.00	2.55
TEXAS	VELASQ-COC-TISQ	8.24	2.28
SUBTOTAL CONCESION		103.70	196.06
TOTAL PAIS		1905.11	4042.27

Gráfico No.9
RESERVAS DE PETROLEO
Millones de Barriles

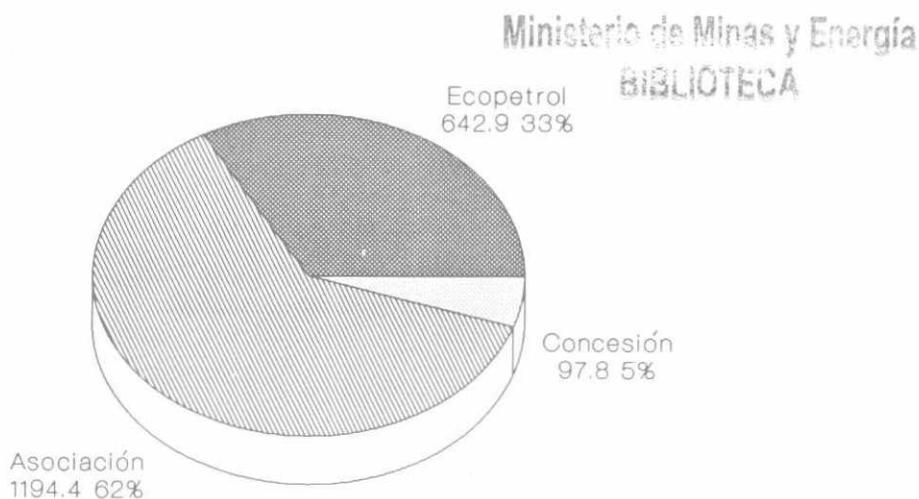
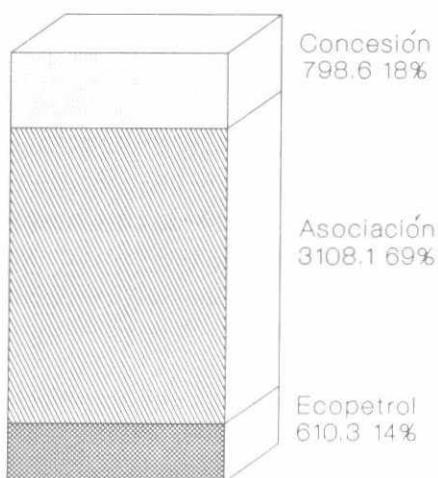


Gráfico No.10
RESERVAS DE GAS NATURAL
Gigapies cúbicos

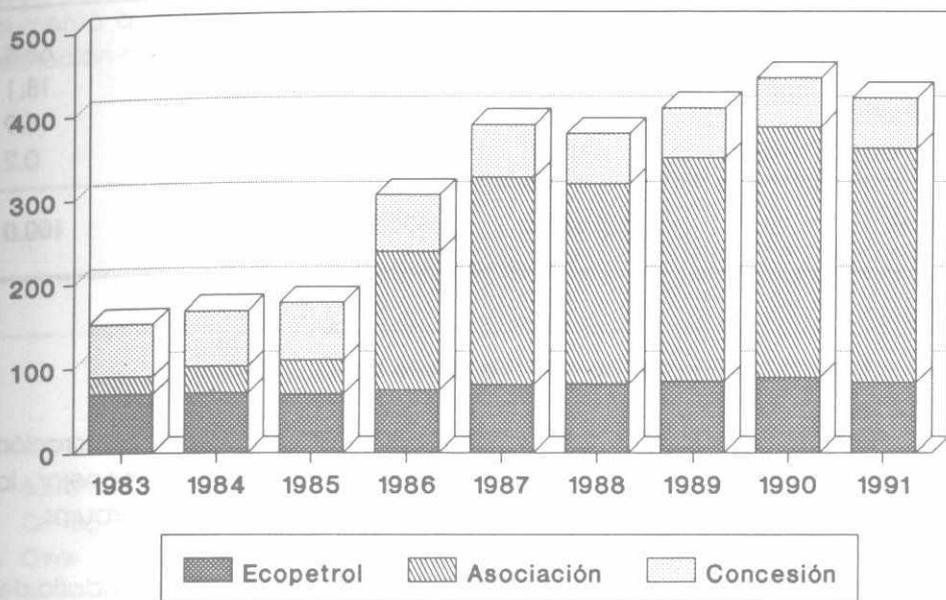


Cuadro No. 19

PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO
Miles de Barriles/Día

Empresa	Distrito o Contrato	Participación Ecopetrol (%)	Producción		En.-Jul. 1991	Variación 90/89 %
			1989	1990		
ECOPETROL (Operación directa):						
	BOGOTA	100	22.4	28.4	28.8	26,8
	EL CENTRO	100	39.5	40.3	36.9	2,0
	NORTE	100	6.1	5.8	5.1	(4,9)
	SUR	100	15.3	13.0	10.9	(15,0)
SUBTOTAL ECOPETROL			83.3	87.5	81.7	5,0
ASOCIACION:						
AQUITAINE	CASANARE	60	10.1	18.3	19.6	81,2
ARGOSY	PUTUMAYO	20	0.6	0.5	0.5	(16,7)
CHEVRON	CUBARRAL	60	13.0	14.5	14.8	11,2
HOCOL	PALERMO	60	22.2	23.9	25.4	7,7
ESSO	ARAUCA	20	1.8	1.4	0.2	(22,2)
ESSO	SABANA	60	0.2	0.3	0.2	50,0
LASMO	UPIA-B	60	2.3	5.5	4.9	139,1
OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	60	190.2	208.0	186.8	9,4
OCCIDENTAL	LAS MONAS	40	4.1	3.6	3.3	(12,2)
PETROCOL	HUILA	60	1.4	1.3	1.4	(7,1)
TEXAS	COC-NARE TIS	60	16.7	17.4	17.7	4,2
OTRAS MENORES		60	-	0.1	0.4	-
SUBTOTAL ASOCIACION			262.6	294.8	275.2	12,3
CONCESION:						
AQUITAINE	TRINIDAD	11.50	3.8	6.2	6.1	63,2
PETRONORTE	ZULIA	9.10	1.3	1.1	1.1	(15,4)
HOCOL	NEIVA	13.00	32.6	29.7	28.8	(8,9)
ESSO	PROVINCIA	8.72	15.6	15.1	13.8	(3,2)
TEXÁS	VALLE MEDIO	7.59	5.2	5.2	5.0	-
SUBTOTAL CONCESION			58.5	57.3	54.8	(2,0)
TOTAL PAIS			404.4	439.6	411,7	8,7

Gráfico No.11
PRODUCCION DE CRUDO
Miles de Barriles/día



1991 (enero-agosto)

La producción nacional de petróleo registrada entre enero y julio de 1991 disminuyó 4.4% con relación a los primeros siete meses de 1990. Las reducciones más sustanciales se vieron en los yacimientos de Arauca y Putumayo, ocasionadas por los atentados a sus instalaciones y a sus oleoductos. La producción de gas natural se incrementó en 9.5%, por los aumentos en la producción de los yacimientos de Guajira y Meta, principalmente.

Respecto a lo pronosticado para este período, la producción real fue inferior en aproximadamente un 11.3%, cifra que se explica por la ofensiva terrorista contra la infraestructura petrolera del país.

La producción de petróleo y gas natural en 1990 se distribuyó de la siguiente forma:

MODALIDAD	PRODUCCION KBL	%	PRODUCCION GPC	%
Asociación	107.496.2	67.2	123.0	66.8
Concesión	19.988.3	12.5	33.2	18.1
Ecopetrol	31.583.9	19.7	27.5	14.9
Propiedad Privada	1.064.7	0.6	0.5	0.2
TOTAL	160.043.1	100.0	184.2	100.0

Proyectos para mejorar el aprovechamiento de las Reservas

Se ha iniciado la aplicación del Sistema de Información de Exploración y Producción (SIEP), mediante el cual se va a recopilar y a manejar la información en materia de exploración y explotación de hidrocarburos.

En 1990 se continuaron los programas de recuperación secundaria del campo Casabe. En el año se produjeron 3.4 millones de barriles de petróleo adicional, mediante la inyección de 32.9 millones de barriles de agua. Transcurridos cinco años de operación de este proyecto, se ha recuperado un total de 14.1 millones de barriles de crudo secundario. Actualmente la totalidad del área se encuentra en inyección a través de 483 pozos activos.

En los estudios de la nueva refinería en el Magdalena Medio se tuvo en cuenta el aprovechamiento de las reservas de crudo pesado en el área de Cocorná. En forma similar, la instalación del Complejo de Apiay contribuye a mejorar el aprovechamiento de reservas de hidrocarburos allí existentes. Programas similares a estos se estudia desarrollar en otras áreas que poseen ya infraestructura de producción y transporte.

3. Refinación y Transporte

Cargas a las Refinerías

Durante el año de 1990 la acción de las refinerías estuvo orientada a maximizar el procesamiento de petróleo crudo. La carga de las refinerías aumentó a un promedio de 233.700 barriles/día; con respecto a 1989, la refinación aumentó en 4.23%. (Cuadro No.20).

Cuadro No. 20

CRUDO PROCESADO EN REFINERIAS
(Miles de Barriles/Día)

	1988	1989	1990	Enero- Julio 1991
Barrancabermeja	146.3	146.5	165.1	167.9
Cartagena	69.0	71.4	62.9	67.5
Otras	3.9	5.9	5.7	7.2
TOTAL	219.2	223.8	233.7	242.6

A partir de 1995 la capacidad nominal de procesamiento de crudo del Complejo Industrial de Barrancabermeja (CIB) se incrementará hasta 200.000 barriles por día, con la construcción de la nueva Unidad de Ruptura Catalítica. (Gráfico No.12).

Producción de Refinados

La producción de refinados, que alcanzó un promedio de 230.700 barriles por día en 1990 estuvo representada en un 36% por gasolinas, 26% por destilados medios y 38% por combustóleo, propano y otros productos. (Cuadro No.21).

Cuadro No. 21

**PRODUCCION DE PRINCIPALES COMBUSTIBLES
(Miles de Barriles/Día)**

	1988	1989	1990	Enero- Julio 1991
Gasolina Motor	81.7	82.7	83.1	87.2
Gasolina Aviación	0.7	0.7	0.8	0.8
Destilados Medios	54.9	59.1	60.3	58.3
Propano	10.9	11.4	12.7	13.6
Subtotal P. Blancos	148.2	153.9	156.9	159.9
Combustóleo	63.9	67.9	69.2	77.4
Alquitr. Aromat.	0.9	1.0	0.9	0.7
Asfaltos	3.2	3.7	3.7	3.1
Subtotal P. Negros	67.5	72.3	73.8	81.2
TOTAL	215.7	226.2	230.7	241.1

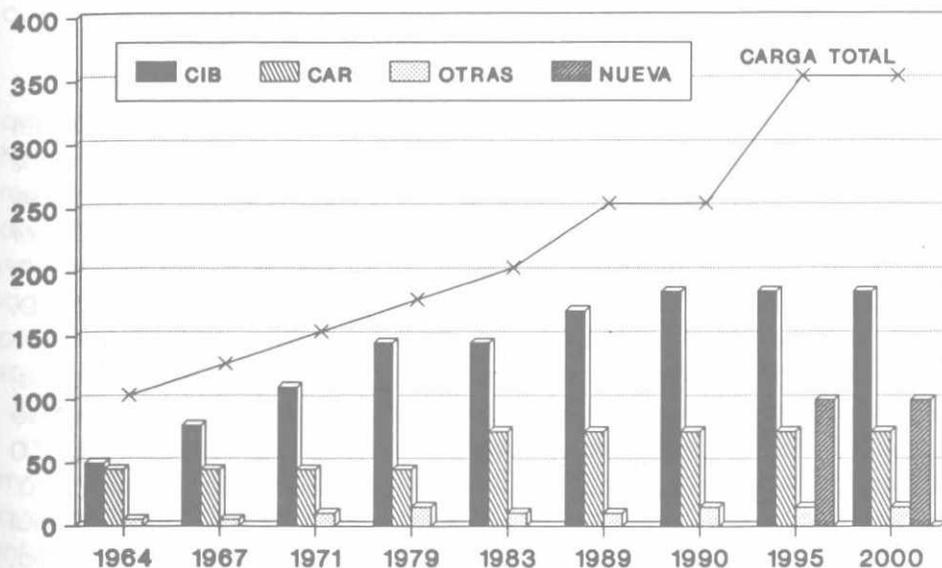
En materia de actividad refinadora nacional conviene destacar que durante 1991, el país ha mantenido una operación normal del sistema de refinación, alcanzando porcentajes de la utilización de la capacidad instalada del 95%. La producción de refinados en los primeros siete meses del año registró un promedio de 235.766 barriles por día, cifra superior en un 4.88% con respecto al mismo período del año anterior.

Por otra parte, las nuevas perspectivas del Campo Cusiana, hacen conveniente reevaluar las opciones en materia de refinación y seleccionar la mejor opción tecnológica de acuerdo con los tipos de crudos disponibles y las perspectivas del mercado internacional de hidrocarburos.

Complejo de Apiay

En 1990 inició operaciones el complejo de Apiay que comprende una planta de asfalto y una de gas natural:

Gráfico No.12
**INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE
 REFINACION EN EL PAIS KBD**



Planta de Asfalto

En febrero de 1990 inició operaciones la planta de asfalto de Apiay con capacidad de 2.500 barriles/día, la cual procesa crudo pesado procedente del Campo Castilla. A partir de esta planta, se abastece con asfalto a los mercados del oriente, centro y sur del país. Además se obtienen allí algunos destilados medios para el mercado del área de influencia de la planta.

Planta de Gas

Esta planta, con capacidad de 18 millones de pies cúbicos por día,

procesa gas asociado producido en los campos de Apiay. Entre los líquidos obtenidos, el principal es el gas propano, GLP, el cual se destina al abastecimiento de la demanda del departamento del Meta y otras zonas del Llano. El gas seco que se obtiene se emplea para abastecer totalmente la ciudad de Villavicencio y el sobrante se envía a Bogotá, en donde se utiliza principalmente en los barrios del sur de la ciudad, suministrando gas domiciliario y comercial a clases de muy bajos recursos económicos.

Nueva Refinería Central

A pesar de la operación al máximo de la capacidad de refinación del país, no se logra satisfacer la demanda nacional de combustibles blancos requerido por el desarrollo previsto de la economía. Para 1991 se estima se importará del orden de 25.000 barriles por día de gasolina y 56.000 barriles por día en 1994. Hacia fines de siglo el faltante de productos blancos (GLP, gasolinas, turbocombustible, queroseno y ACPM) será del orden de 110 KBPD.

Teniendo en cuenta la localización de reservas y transporte de crudos, lo mismo que centros de consumo y transporte de productos, desde 1989 se recomendó la construcción de una refinería de mediana conversión de 100 KBPD, que utilizará en su carga un 50% de crudo pesado tipo Cocorná. Aprobado el proyecto por parte de Ecopetrol, se envió al Consejo Nacional de Política Económica y Social, CONPES, y a la Comisión Nacional de Energía, CNE, donde fue autorizado los días 15 de enero y 2 de febrero de 1990, respectivamente.

Después de un cuidadoso estudio, se seleccionó como sitio de la Nueva Refinería Central (NRC) el Municipio de Puerto Triunfo en Antioquia y actualmente se avanza en un estudio sobre desarrollo de la ingeniería básica conceptual, de unidades no licenciadas y demás facilidades.

La Nueva Refinería Central procesará crudos pesados disponibles en el área de Cocorná y los provenientes de los Llanos Orientales y el sur del país. Producirá aproximadamente 58 KBPD de productos blancos y 42 KBPD de combustóleo para exportación y consumo en el Campo de Cocorná con el fin de producir vapor para los procesos de producción del crudo pesado. En caso de llevar gas natural a esta zona, el combustóleo se exportará totalmente.

En la actualidad los resultados obtenidos del pozo Cusiana en Casanare permiten esperar un notorio incremento en las reservas y producción futuras de crudos livianos, lo que ha hecho necesario un nuevo estudio de la refinería, para ajustarla a la nueva situación del país.

La ejecución de la Nueva Refinería Central se realizará en tal forma, que permita la máxima participación de la ingeniería, industrias y mano de obra colombianas.

La Nueva Refinería Central considerará desde su principio el aspecto ambiental, con el fin de cumplir estrictamente con las políticas del Gobierno Nacional en cuanto al manejo del entorno se refiere. Estará diseñada para reducir los impactos que puedan generarse sobre el ambiente. Las emisiones de contaminantes a la atmósfera, las descargas de efluentes líquidos y residuos sólidos, tanto como la emisión de ruidos, serán debidamente controlados, tratados o dispuestos, con el fin de dar cumplimiento a las normas y principios preestablecidos. Se dará cumplimiento a la legislación vigente sobre esta materia.

Las actividades a realizarse deberán propender por un adecuado manejo de los recursos naturales haciendo compatible el desarrollo económico con la protección ambiental, tanto en la zona industrial como en el área de influencia.

Ecopetrol adelanta las inversiones requeridas en transporte, almacenamiento y puertos, con el fin de manejar y garantizar el suministro a todos los lugares del territorio nacional.

Ampliación de la Infraestructura de Transporte

El transporte de crudos, sus inversiones y su gestión, deben ser definidos en función de las necesidades y conveniencias propias de cada proyecto, buscando la participación del capital privado en conjunción con el capital estatal.

Transporte de Petróleo y Combustibles

Al finalizar 1990 la red nacional de oleoductos para transporte de crudo,

incluidas las compañías particulares, era de 10.208 Kmts de los cuales 6.996 Kmts pertenecen a Ecopetrol.

Con respecto al año anterior, la red nacional se amplió en 60 Kmts con la incorporación del oleoducto Toldado-Gualanday que permite unir los campos de Toldado (Tolima), con el oleoducto principal que viene del Huila y lleva los crudos hasta la refinería de Barrancabermeja.

Oleoducto Vasconia-Coveñas

Se continuó la construcción del oleoducto Vasconia-Coveñas con una longitud de 483 kmts, propiedad de la sociedad Oleoducto de Colombia, en la que Ecopetrol participa con el 49% del capital. A través de este se transportarán volúmenes de crudo producidos en las regiones de los Valles Alto y Medio Magdalena, así como de los Llanos Orientales. La entrada en operación está prevista para el primer semestre de 1992.

El transporte de crudos a través de los oleoductos de Ecopetrol de incrementó en un 2.61% respecto al promedio del año anterior. Igualmente el volúmen de crudo bombeado por el oleoducto Caño Limón-Coveñas mostró un aumento del 9.5% respecto al año de 1989, no obstante la incidencia de los atentados terroristas. (Cuadro No.22).

En 1990 el volúmen de refinados transportados presentó un incremento del 1.1% con relación a 1989, lo que representa un aumento de 1.9 KBPD.

El transporte de combustóleo para exportación desde Barrancabermeja hasta Cartagena fue de 34.0 KBPD, con un incremento del 26.9%.

Durante el año se transportaron 8.846 KBLS de productos por vía fluvial, de los cuales el combustóleo presentó el 72% (16.7 KBPD). Los otros hidrocarburos transportados fueron: aceite liviano de ciclo y gasóleos de la refinería de Cartagena hacia Barrancabermeja; crudo Cicuco hacia Cartagena, ACPM y benceno para exportación.

Cuadro No. 22

**TRANSPORTE DE CRUDO Y COMBUSTIBLES POR TUBERIA
(Miles de Barriles/Día)**

	1988	1989	1990	Enero- Julio 1991
A. Crudo				
Por Oleoductos de Ecopetrol	193.6	197.3	167.2	161.6
Por Oleoducto Asociación	174.9	220.4	261.4	243.5
B. Productos Refinados				
Por Poliductos Primarios	172.7	179.2	181.1	174.5

El transporte de crudos por carrotanque alcanzó la cifra de 11.9 KBPD, inferior en 43% al volumen manejado durante 1989, en razón a la entrada de los oleoductos Toldado-Gualanday (Tolima) y Maní-Porvenir (Casanare).

Transporte Marítimo.

Se movilizaron un total de 3.481 KBLS de gasolina que corresponden a los cabotajes de gasolina contratados por Ecopetrol en la ruta Cartagena-Pozos Colorados para transportar los excedentes de gasolina de la refinería de Cartagena. No se realizaron cabotajes de gasolina a Buenaventura, ni de crudo desde Tumaco o Coveñas.

Para atender las exportaciones de crudo Caño Limón, se recibieron en el puerto de Coveñas 128 buques de los cuales 4 se cargaron con un volumen del orden de un millón de barriles.

Mejoras en Transporte

Fue inaugurado el Gasoducto Apiay-Villavicencio y posteriormente

conectado a la estación reductora de Usme. Este nuevo gasoducto abastecerá un gran sector del sur-orienté de Bogotá.

Se realizaron los trabajos para la ampliación del poliducto Gualanday-Neiva que elevó su capacidad de transporte a 64 KBPD.

Se adelantaron obras para la reconstrucción de la Estación de Medición de Coveñas, la cual se espera terminar en 1991.

4. Comercio Exterior de Hidrocarburos

En desarrollo de las políticas de comercialización, durante 1990 el programa de exportación de crudo alcanzó una mayor consolidación a través de las negociaciones con compañías refinadoras y a la exportación del combustible en procura de llegar a los usuarios finales, evitando intermediarios.

En 1990 las exportaciones totales de crudo y derivados superaron la cifra de los 1.900 millones de dólares. Las importaciones correspondieron casi en su totalidad a los faltantes de gasolina motor para el abastecimiento adecuado de la demanda nacional. La balanza comercial de Ecopetrol alcanzó la cifra record de 1.017.7 millones, lo que representa un crecimiento del 39.6% respecto a 1989. (Cuadros Nos. 23 y 24, Gráfico No.13).

Colombia ha logrado diversificar la composición de sus exportaciones gracias a una mayor participación de la energía en la balanza comercial nacional. Es así como al término del mes de julio de 1991 el valor de las exportaciones petroleras ascendió a US\$ 834.8 millones mientras que las importaciones se situaron en US\$ 138.6 millones, lo que arroja una balanza comercial neta de US\$ 696.2 millones.

Cuadro No. 23

COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS
(Millones de Barriles)

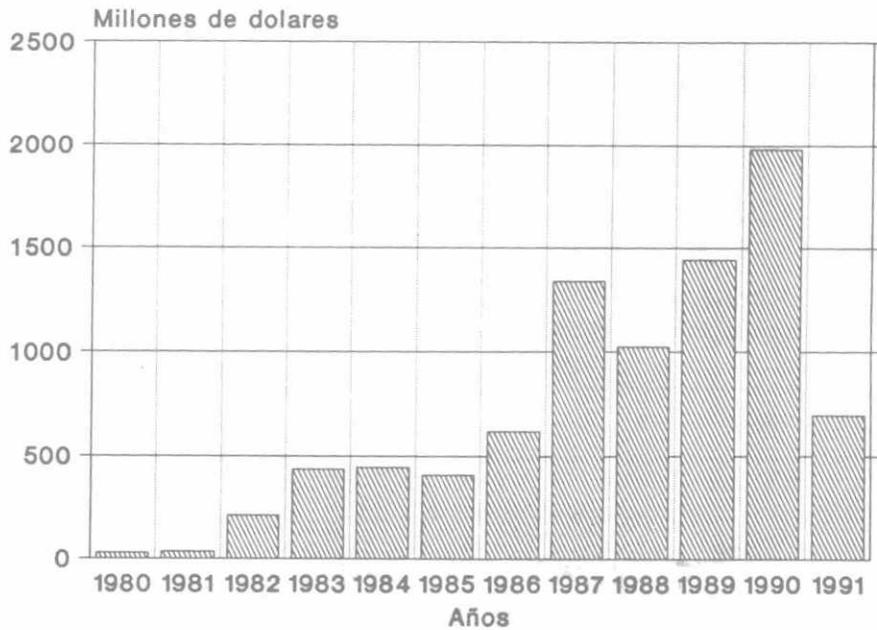
	1988	1989	1990	Enero- Julio 1991
A.				
Exportaciones				
Crudo	52.9	59.9	70.1	33.4
Combustóleo	21.5	21.9	23.4	14.1
Bunkers	1.0	1.2	1.4	0.8
Otros	2.0	2.4	3.0	1.9
Total Exportación	77.4	85.4	97.9	50.2
B.				
Importaciones				
Gasolina Motor	8.2	9.5	10.0	5.0
Otros				0.1
Total Importaciones	8.4	9.7	10.6	5.1

Cuadro No. 24

VALOR DE EXPORTACIONES E IMPORTACIONES
(Millones de Dólares)

	1988	1989	1990	Enero- Julio 1991
Exportaciones				
Crudo	725.5	1045.2	1540.1	618.3
Combustóleo	228.4	304.9	354.6	144.6
Bunkers	36.1	21.1	8.2	29.0
Otros	34.4	52.6	60.2	42.9
Total Exportación	1024.4	1423.8	1963.1	834.8
Importaciones				
Gasolina Motor	153.1	203.2	274.9	134.3
Otros	2.6	13.2	24.1	4.3
Total Importaciones	155.7	210.2	299.0	138.6
Balanza Comercial	868.7	1213.6	1664.1	696.2

Gráfico No.13 EXPORTACIONES DE HIDROCARBUROS



1991(Enero/Julio)

5. Distribución de Combustibles y Lubricantes

La distribución de combustibles en Colombia se realiza a través de empresas distribuidoras mayoristas transnacionales de capital privado y empresas nacionales mixtas (Terpeles). Respecto a estas últimas, la política del Gobierno es la de fortalecerlas institucionalmente para colocarlas en situación de competir sin ventajas ni desventajas con las distribuidoras transnacionales.

La distribución de combustibles líquidos, por intermedio de la sociedades

Terpel, aumentó de 13.3 a 14.4 millones de barriles, equivalente a un crecimiento del 10.5% con respecto al año anterior.

La distribución de lubricantes presentó un incremento del 16.4% con relación a 1989, al llegar a 4.19 millones de barriles.

Plantas de Abastecimiento en los Territorios Nacionales

Dentro del programa para suministro de combustibles a zonas de frontera alejadas de los centros de producción, se terminó la construcción y se puso en servicio la planta de abastecimiento de Puerto Asís. Esta planta, además de abastecer el área de influencia de Puerto Asís y Mocoa, facilitará el almacenamiento y los despachos a la planta de abastecimiento de Leticia, por vía fluvial.

Crudo Castilla

La campaña para utilizar Crudo Castilla como combustible en la industria alcanzó un nivel del 90% del mercado potencial, lo que ha permitido una evolución creciente de los volúmenes comercializados de este producto. En 1990 se comercializó un promedio de 13.400 BPD de este crudo.

Ventas de Productos de la Planta Apiay

La distribución de los combustibles (diesel, queroseno, benceno, GLP) que se producen en la planta de Apiay desde noviembre de 1990, se ha venido realizando a través de los distribuidores mayoristas, para suplir las necesidades actuales del departamento del Meta y su área de influencia. Igualmente, la mayor disponibilidad de gas propano, GLP, en esta planta, permitirá una mayor cobertura en la región llanera como combustible doméstico, de manera que satisfaga totalmente este mercado con un producto abundante y relativamente barato.

Ventas de Productos Industriales

Ecopetrol suministró directamente a la industria nacional alrededor de 3.3 MBLs de insumos. (Cuadro No.25).

Cuadro No. 25

ECOPETROL: VENTA DE PRODUCTOS INDUSTRIALES

	Miles de Barriles Anuales		Enero-Julio 1991	Variación 90/89 %
	1989	1990		
Disolventes Alifáticos	447.2	448.4	209.7	0,27
Aromáticos	490.0	544.0	246,9	11,02
Alquilbenceno	139.0	113.9	48,2	(18,06)
Bases, Destilados y Extractos	587.8	474.7	213,5	(19,24)
Parafinas	196.2	140.7	61,8	(28,29)
Asfaltos	1.179.7	1.180.3	501,2	0,05
OTROS:				
Azufre	62.9	53.2	28,1	(15,42)
Acido Nafténico	1.1	1.8	0,7	63,64
Arotar	363.5	311.2	128,5	(14,39)
Subtotal Otros	427.5	366.2	137,3	(14,34)
TOTAL	3.467.4	3.268.2	1.438,6	(5,74)
Polietileno (K TM /Año)	61.1	67.1	37,2 (*)	9,82

(*) Acumulado enero - Julio de 1991

Por intermedio de su filial Poliolefinas Colombianas S.A. -POLICOLSA- se atendió el mercado de polietileno de baja densidad con 67.1 Kton que representaron un total de \$37.528 millones por ventas brutas.

6. Consumo y Precios

En 1990 la demanda nacional de combustibles incluyendo gas natural fue de 257 KBPD, superior en un 2.5% con relación al consumo registrado en el año anterior. Este incremento se encuentra afectado especialmente por los mayores consumos de Diesel Marino, Combustóleo y Gas Propano.

Abastecimiento Nacional de Combustibles

El consumo de derivados del petróleo creció 1.6% hasta un nivel de 190.000 BPD. Más de la mitad de ese total, 106.200 BPD, correspondió a la gasolina motor. Ante la limitada capacidad de producción interna de este combustible, se requirió de la importación de 27.400 barriles por día. Estas importaciones continuarán hasta la entrada en operación de la nueva refinería, prevista para comienzos de 1996.

Entre enero y julio de 1991 el consumo de combustibles registró un total de 187.871 BPD, cifra superior en 1.43% a la del mismo periodo del año anterior.

En este balance vale la pena destacar el comportamiento del consumo de la Gasolina Motor que en 1990 presentó un incremento del 1.4%, cifra muy inferior a la registrada durante el período de 1989 que fue de 5.5%. Esto hizo que el consumo total de productos blancos creciera apenas un 1.3% frente al 5.5% en 1989.

El bajo crecimiento en el consumo de ACPM se debió en gran medida a la disminución sustancial en las inversiones gubernamentales y al bajo crecimiento en el sector de la construcción.

Igualmente, la disminución en el consumo de queroseno fue motivada principalmente por la sustitución de este producto por energía eléctrica en el sector rural. Por su parte, el aumento registrado en el consumo de diesel marino fue ocasionado por el bajo precio nacional comparado con el internacional.

El consumo de combustóleo fue superior al registrado en 1989 debido a la mayor demanda por parte de las naves marítimas internacionales en el puerto de Cartagena.

Durante el año el consumo de gas natural fue de 65.3 KBPD equivalentes de crudo, registrando un incremento del 4.8% respecto a 1989, debido principalmente al desarrollo de los programas de gasificación en la Costa Norte.

Precios Internos de los Combustibles

Los precios de los combustibles en Colombia son altamente subsidiados, situación que ha desestimulado su uso racional y que ha limitado la capacidad del Estado para atender adecuadamente otros frentes sociales. Esta circunstancia sólo se puede mantener debido a que somos exportadores netos de hidrocarburos. Sin las exportaciones de crudo, Ecopetrol requeriría prácticamente doblar los precios actuales de los combustibles para lograr el equilibrio.

Considerando las circunstancias económicas y sociales, el país deberá orientarse gradualmente a la eliminación de estos subsidios, para fortalecer su proceso de desarrollo económico y social y generar patrones más eficientes de consumo de un recurso escaso y no renovable. Como complemento de esta política, se impulsará un mayor uso del gas comprimido en el parque automotor de servicio público.

Entre diciembre de 1987 y diciembre de 1990 el precio de la gasolina regular presentó un incremento, en términos reales del 8.4%. Ello se debe a que en 1990 fue necesario aumentar su precio en una proporción superior al índice de inflación, con el fin de compensar al menos parcialmente, los altos subsidios que ha venido asumiendo la Empresa al importar gasolina y venderla al consumidor nacional a menos de la mitad de su costo.

En diciembre de 1987 el precio de la gasolina expresado en dólares, era de US\$0.60 por galón y durante todo el lapso considerado se mantuvo cercano a ese nivel; sólo en diciembre de 1990 llegó a ser ligeramente superior alcanzando US\$0.65; sin embargo esta equivalencia se va erosionando continuamente por efecto de la devaluación.

Comparativamente con otros países, solo Venezuela, Turquía, Egipto, Ecuador y Arabia Saudita, tienen un precio inferior al que tiene la gasolina en Colombia. Por ejemplo, en Estados Unidos, Honduras y Guatemala, este energético cuesta dos veces y medio; en Canadá y Panamá, vale cuatro veces más y en Argentina, Perú y Uruguay supera al precio en nuestro país hasta en cinco veces.

Del precio al público de nuestra gasolina, el 59.9% corresponde a

Ecopetrol, el 25.4% se dedica a proveer recursos al Fondo Vial Nacional, 8.3% está destinado a otros impuestos y el 6.4% constituye márgenes de distribución.

Ecopetrol propone que se asimilen las cotizaciones internacionales en los precios internos, de manera que a mediano plazo el valor de la gasolina atienda indicadores reales. Para el efecto propone las alternativas de elevar periódicamente, en 10% ó en 5%, el precio en términos reales hasta alcanzar los niveles de costo de oportunidad. La Empresa seguiría transfiriendo recursos a la Nación para las inversiones sociales, limitando tales aportes al 70% de las utilidades que obtenga en cada vigencia, una vez pagados los impuestos.

7. Gas Natural

El gas natural se ha constituido en una pieza fundamental para el diseño de una política energética coherente. El menor costo económico de este recurso ha conducido a planear la sustitución de otras fuentes de energía más costosas por gas natural.

Los programas de penetración del gas natural han sido y seguirán siendo orientados prioritariamente al sector residencial, buscando sustituir la energía eléctrica consumida en cocción de alimentos y calentamiento de agua.

Para un exitoso proceso de sustitución por gas natural, haciéndolo financieramente factible, será necesario adaptar la estructura de precios y tarifas tanto del gas natural como de los energéticos sustituibles principalmente energía eléctrica y gas propano, de tal forma que reflejen para el usuario un incentivo económico que induzca al cambio y de otra parte compensen los costos ocasionados por la producción, transporte y distribución de gas.

El Ministerio de Minas y Energía, conjuntamente con el Departamento Nacional de Planeación, la Comisión Nacional de Energía y Ecopetrol, prepararon un documento sobre Política y Programas de Gas Natural, a fin de presentarlo a consideración del CONPES, el que analizará la conveniencia de un programa para ampliar la cobertura del servicio de gas natural a nivel nacional, actualmente restringida a las zonas cercanas a los yacimientos y gasoductos troncales en operación. El documento recomendará lineamien-

tos de política necesarios para emprender el programa de gas propuesto. Mediante las resoluciones 007 y 008 del 25 de abril de 1991, la Comisión Nacional de Energía determinó el orden de prioridades para el suministro de gas natural en el país y aprobó el Plan de Abastecimiento de gas natural para la Costa Atlántica.

La perspectiva de una red integrada de transporte de gas natural en el país sería un gran estímulo para la exploración y desarrollo de nuevos potenciales de este hidrocarburo. De confirmarse las expectativas en torno a los yacimientos de Cusiana en el Casanare y la interconexión con Venezuela a través de un gasoducto, se justificaría aún más, ampliar la red de transporte y distribución de gas natural, a fin de llevar este combustible a los principales centros de sustitución, como Bogotá, Cali, Medellín, etc.

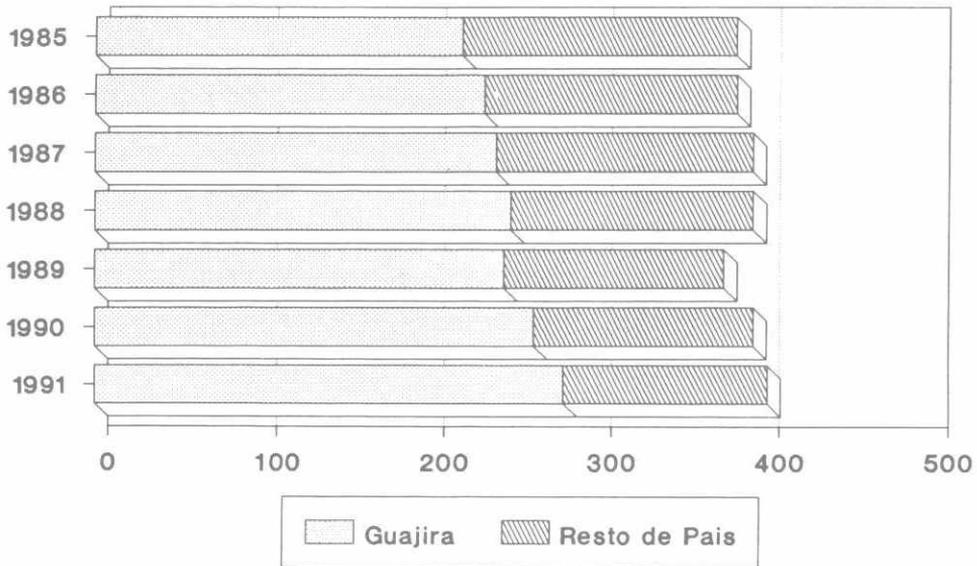
Suministro y consumo de gas natural

Los suministros de gas natural se incrementaron en 4,8% en 1990. Los aumentos ocurrieron en los campos de Guajira, Sucre, Provincia, Apiay y Neiva. En el resto de áreas productoras continuó la declinación iniciada desde hace varios años. Cerca de las 2/3 partes de los suministros de gas corresponden a la producción de los yacimientos de Chuchupa y Ballenas en la Guajira. (Cuadro No.26, Gráfico No.14).

Cuadro No. 26
SUMINISTRO DE GAS NATURAL
(MBTU/DIA)

CAMPO	1989	1990	Enero-Julio 1991	Variación %
Guajira	243.580	261.705	278.939	7,4
El Dificil	11.348	9.973	5.734	(12,2)
Jobo-Tablón	4.054	3.412	2.885	(15,8)
Sucre	4.344	5.054	4.046	16,4
Payoa	29.888	29.343	28.547	(1,8)
Provincia	58.906	62.765	62.834	6,6
El Centro	14.437	12.564	8.776	(13,0)
Llanito	1.648	1.378	1.357	(16,4)
Cantagallo	3.293	2.523	2.590	(23,4)
Apiay	120	748	1.828	523,0
Neiva	2.651	2.709	2.885	2,2
TOTAL	374.279	392.174	400.421	4,8

Gráfico No.14
SUMINISTRO DE GAS
 Millones de BTU/día



1991 (Enero/Agosto)

Los sectores de mayor incremento en el consumo durante el año fueron el doméstico y el automotor, en razón al programa permanente que se adelanta para extender el uso del gas natural en sustitución de energéticos más costosos y escasos. El sector termoeléctrico también debió aumentar su consumo de gas natural, como efecto del mayor uso de las plantas de generación térmica en la Costa Atlántica ante los continuos sabotajes a la línea de interconexión nacional.

Extensión del Servicio de Gas Natural

Ante las necesidades crecientes de gas natural, se están acelerando los proyectos para proveer un adecuado abastecimiento. En la actualidad se adelantan obras en gasoductos troncales y municipales particularmente en la Costa Atlántica, Santander, Huila, Meta y la capital del país. En 1990 el Ministerio dió autorización de estudios preliminares y definitivos para gasoductos en 17 municipios.

Las diversas actividades de las empresas encargadas de la distribución urbana de gas natural domiciliario, condujo a la cifra record de 63.977 nuevas conexiones en los primeros siete meses del año, realizadas para beneficiar principalmente con este servicio a familias de escasos recursos económicos. (Cuadros Nos.27 y 28, Gráficos Nos.15 y 16).

En julio de 1991 se tenían en el país un total de 363.579 hogares conectados al servicio de Gas Natural, permitiendo el desplazamiento de otros combustibles especialmente G.L.P. a zonas apartadas de los centros de producción.

Igualmente se eliminará a mediano plazo el consumo de cocinol especialmente en Santafé de Bogotá y otras regiones del altiplano central, con el fin de suministrarles a las clases menos favorecidas, un energético seguro, y confiable.

Nuevos Gasoductos Troncales

La red nacional de gasoductos se amplió en 62,6 kilómetros en 1990, al construirse los gasoductos a Chinú, Puerto Colombia, San Onofre, Arjona, Cantagallo, Puerto Wilches y San Pablo. Esta ampliación representa un incremento del 3,7% respecto a la longitud que se tenía al comienzo del año.

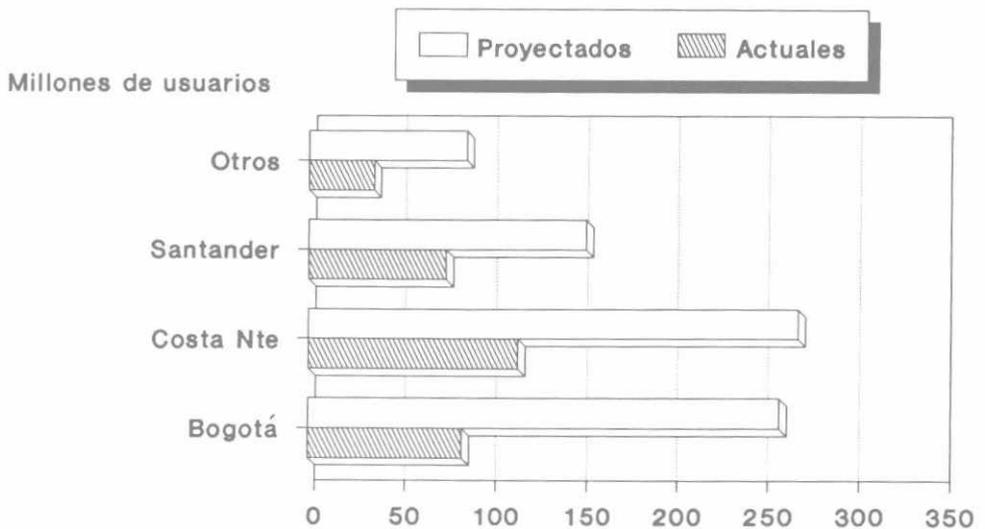
El Ministerio de Minas y Energía firmará próximamente con PROMIGAS S.A. el contrato de concesión para la construcción del Gasoducto Ballena-Valledupar, el cual permitirá hacer extensivo este servicio a los municipios de Barrancas, Fonseca, San Juan del Cesar y Villanueva en la Guajira y a Valledupar en el departamento del Cesar.

Cuadro No. 27

**INSTALACIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL DURANTE 1991
Y SU COMPARACION CON 1990**

Ciudades	Instalaciones a Diciembre/90	Instalaciones a Julio 31/91	Nuevas desde Diciembre /90	Incremento desde Diciembre /90 %
RIOHACHA	4,293	4,714	421	9,81
MAICAO	1,670	2,022	352	21,08
SANTA MARTA	10,902	12,466	1,564	14,35
RODADERO	2,681	3,360	679	25,33
BARRANQUILLA	57,460	62,741	5,281	9,19
SABANALARGA	1,557	1,691	134	8,61
SOLEDAD	4,142	5,005	863	20,84
MALAMBO	248	265	17	6,85
CIENAGA	668	726	58	8,68
BARANOA	546	824	278	50,92
GALAPA	337	382	45	13,35
PUERTO COLOMBIA	506	799	293	57,91
SABANAGRANDE	0	380	380	>100,00
CARTAGENA	39,210	43,569	4,359	11,12
SINCELEJO	8,208	8,932	724	8,82
SAHAGUN	979	1,555	576	58,84
MONTERIA	2,000	4,708	2,708	135,40
CERETE	0	763	763	>100,00
SAMPUES	0	315	315	>100,00
CHINU	0	733	733	>100,00
TURBACO	0	869	869	>100,00
ARJONA	0	587	587	>100,00
BUCARAMANGA	64,748	69,567	4,819	7,44
PIEDECUUESTA	6,030	8,386	2,356	39,07
SABANA DE TORRES	1,842	2,146	304	16,50
PUERTO WILCHES	0	207	207	>100,00
CANTAGALLO	0	116	116	>100,00
BARRANCABERMEJA	10,256	13,370	3,114	30,36
FLORIDABLANCA	18,994	21,385	2,391	12,59
NEIVA	31,821	33,136	1,315	4,13
AIPE	1,010	1,065	55	5,45
YAGUARA	786	807	21	2,67
PALERMO	985	1,018	33	3,35
RIVERA	674	740	66	9,79
VILLAVICENCIO	9,349	11,860	2,511	26,86
SANTAFE DE BOGOTA	17,700	42,370	24,670	139,38
TOTAL	299,602	363,579	63,977	21,35

Gráfico No.15
NUEVAS REDES DE GAS NATURAL
CONSTRUCCION HASTA 1995



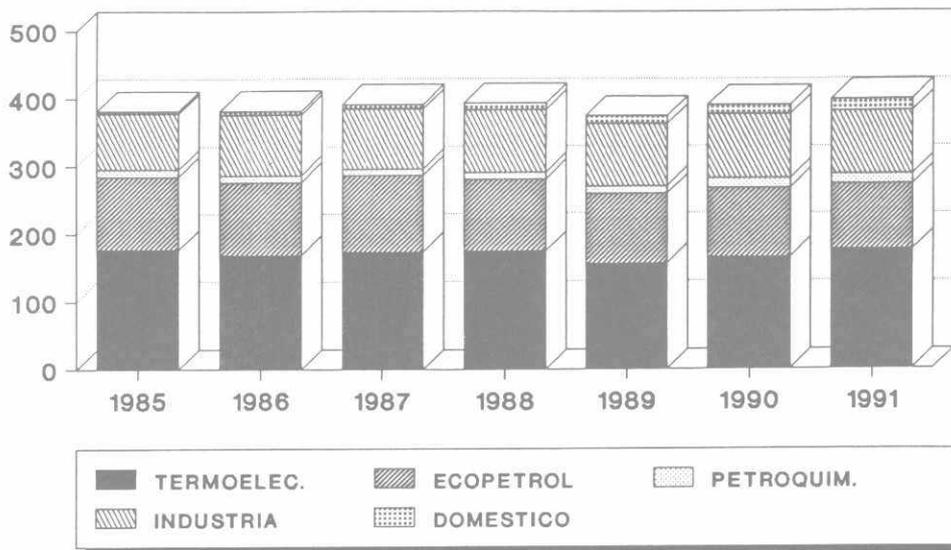
Mediante convenio suscrito entre ECOPETROL y PROMIGAS, estos beneficios se harán extensivos a otros 21 municipios de la Costa Atlántica localizados en los departamentos de Atlántico, Bolívar, Córdoba, Sucre y Magdalena, construyendo para ello 350 kilómetros de troncales regionales que beneficiarán un número aproximado de 65.000 usuarios.

Cuadro No. 28

CONSUMO DE GAS NATURAL POR AREAS Y SECTORES

Sectos Usuario	(MBTU/DIA)		Variación %
	1989	1990	
AREA BOLIVAR	83.841	100.293	19,62
Termoeléctrica	29.322	40.490	38,08
Ecopetrol	10.917	10.283	5,80
Petroquímico	8.693	11.560	32,98
Industrial	32.434	34.390	6,03
Doméstico	2.415	2.831	17,22
GNC	60	240	300,00
AREA CORDOBA-SUCRE	15.205	16.900	11,15
Termoeléctrica	4.212	5.410	28,44
Industrial	10.760	11.250	4,55
Doméstico	233	227	(2,57)
GNC	0	13	-
AREA ATLANTICO-MAGDALENA	123.835	129.189	4,32
Termoeléctrico	74.246	77.810	4,80
Ecopetrol	189	163	(13,76)
Petroquímico	527	570	8,16
Industrial	43.974	43.840	(0,30)
Doméstico	4.429	5.480	23,73
GNC	470	1.326	182,13
AREA GUAJIRA	40.456	33.762	(16,54)
Termoeléctrico	40.243	33.452	(16,87)
Doméstico	213	311	46,01
AREA SANTANDER	108.172	108.573	0,37
Termoeléctrico	7.091	7.124	0,46
Ecopetrol	91.751	92.060	0,34
Petroquímico	2.119	2.270	7,12
Industrial	4.612	4.239	(8,09)
Doméstico	2.599	2.879	10,77
AREA BOGOTA-META	120	748	523,33
Industrial	0	356	-
Doméstico	120	392	226,67
AREA HUILA-TOLIMA	2.651	2.709	2,19
Industrial	662	628	(5,14)
Doméstico	1.779	1.883	5,84
GNC	210	198	(5,71)
TOTAL PAIS	374.279	392.174	4,78

Gráfico No.16
CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES
 (Millones de BTU por día)



1991 (enero-agosto)

Gas Natural Comprimido

Se instalaron cuatro nuevas estaciones de suministro de Gas Natural Comprimido para un total de doce puntos de servicio. El número de automotores abastecidos creció de 1.010 en 1989 a 1.508 en 1990 y el de usuarios domésticos se aumentó de 1.753 a 3.455 en el mismo período, en poblaciones como Aipe, Yaguará, Palermo y Rivera que cuentan con redes urbanas abastecidas con GNC.

El consumo de GNC creció 139% en 1990, sobrepasando los dos millones de pies cúbicos por día.

Proyecto de Gasoducto Colombia-Venezuela

En marzo de 1991 se llevó a cabo en Caracas Venezuela, una reunión con el objeto de analizar el estado actual de los trabajos para evaluar la factibilidad de interconexión gasífera. Se concluyó que los requerimientos de gas venezolano (60 a 120 millones de pies cúbicos/día) para Colombia, son marginales en comparación con el potencial del país vecino (6.500 millones de pies cúbicos/día, de los que 2.500 millones de PCD corresponden al occidente venezolano). La parte colombiana contrató un estudio del proyecto y la parte venezolana completó ya el estudio de oferta.

El proyecto consiste en la construcción de un gasoducto de aproximadamente 1.500 kms, que conectaría los yacimientos venezolanos con Barrancabermeja, Medellín, Cali y Bogotá.

La construcción de este proyecto permitirá que el país tenga una fuente alterna, con lo cual se acelerará el desarrollo de los mercados del interior para el gas natural; se reduciría en cerca de 30% el consumo actual de electricidad y estimulando al mismo tiempo la exploración interna de este recurso.

Suministro Gas Propano GLP

Las ventas de Gas Propano han estado tradicionalmente limitadas a la disponibilidad de este combustible en las refinerías y campos de producción, lo cual ha originado a su vez una restricción en la demanda y un proceso de ventas a través de la asignación de cupos por parte del Ministerio de Minas y Energía a las compañías distribuidoras.

Esta situación ha generado una distorsión en el consumo residencial de energía, el cual se ha orientado hacia la utilización de fuentes de mayor costo para el país, principalmente electricidad.

Según los resultados de la encuesta residencial adelantada por el Departamento Nacional de Planeación y el Ministerio de Minas y Energía en 1986, del total de energía consumida en los hogares colombianos, cerca del 60% es abastecida con energía eléctrica, mientras que el 24% proviene de gas propano y solo el 2.6% corresponde a gas natural.

Basados en estas cifras y con el objeto de racionalizar el costo de la canasta de energéticos ofrecida a los usuarios residenciales, se han venido haciendo esfuerzos para incrementar la oferta de gas propano para el uso en este sector.

En el año de 1990, Ecopetrol entregó a las empresas distribuidoras un promedio de 17.2 millones de galones al mes, incluida una importación de 2.5 millones de galones. Ya se encuentra operando la Planta de Gas de Apiay Meta, la que produce cerca de 900.000 galones mensuales, que abastecen totalmente su zona de influencia, incluyendo parte de Casanare y es posible que se pueda contar con algunos excedentes para traer a Bogotá.

Se ha estimado que el nivel actual de demanda insatisfecha de propano asciende a un volumen aproximado de 5 millones de galones mensuales, para una demanda total de 22 millones de galones mensuales. Con una tasa de crecimiento anual de 3.5%, esta demanda podría llegar a 26 millones a mediados de la presente década y 31 millones en el año 2.000.

Actualmente se llevan a cabo estudios logísticos y de infraestructura con el fin de importar el propano faltante. Tal como en el caso de gas natural, dentro del Grupo de Los Tres (Colombia, México y Venezuela), un grupo de trabajo ha venido estudiando la factibilidad de importarlo, bien sea de México o Venezuela. Paralelamente se están evaluando los diversos puertos para recibir el propano y se espera que a finales de 1991 lleguen las primeras importaciones. Un abastecimiento adecuado, permitirá eliminar los cupos asignados por el Ministerio de Minas y Energía, en beneficio para el país y principalmente para el usuario.

Con el fin de aumentar la oferta de GLP en forma inmediata se reducirá la presión de vapor de la gasolina, permitiendo la mayor disponibilidad de butanos y propanos que se aprovecharán en 1.200 B/D de GLP en las dos refinerías. Esto implicará incrementar el volumen de gasolina a importar para compensar la menor oferta de gasolina producida nacionalmente.

Nueva Política Petroquímica

La industria petroquímica se ha convertido en uno de los sectores más dinámicos de la actividad productiva del país. El crecimiento de este sector

ha estado alimentado no solo por la demanda interna sino también por un significativo incremento en las exportaciones. Su perfil tecnológico, su competitividad y su desempeño, hacen de la industria petroquímica una de las actividades con mayores posibilidades de desarrollo en el marco de internacionalización y apertura de la economía colombiana.

La nueva política petroquímica nacional en la década de los noventa debe ajustarse a los requerimientos creados por la apertura. Las bases de la nueva política petroquímica son las siguientes:

— Asegurar el abastecimiento con contratos de suministro de materias primas que suscribirán Ecopetrol y las firmas interesadas. Se asegurará que la petroquímica obtenga los insumos necesarios para su desarrollo.

— Que la mayor parte de las inversiones en petroquímica sean de naturaleza privada con capitales nacionales o extranjeros. Ecopetrol optimizará su proceso productivo cuando ello sea rentable para la empresa.

— Los precios de venta de los insumos de Ecopetrol a los inversionistas privados serán determinados por metodologías transparentes y estables. Dichos precios alcanzarán, al cabo de un período de transición, los precios internacionales o sea su costo de oportunidad. Si existieran subsidios éstos serán pagados por las firmas beneficiarias en el mediano plazo, cuando los proyectos privados obtengan madurez.

8. Desarrollo Tecnológico

A través del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), Ecopetrol ha venido adaptando y desarrollando las tecnologías adecuadas a las necesidades de la industria petrolera nacional. A continuación se detallan algunos de los frentes de trabajo del Instituto en los últimos años.

En el aspecto de exploración y explotación, el ICP culminó en 1990 la evaluación geoquímica de los Llanos Orientales, la cual permitió identificar algunas rocas generadoras de crudo; en la subcuenca Apiay-Ariari.

Se realizaron estudios de formulación, formación, transporte y combus-

ción de emulsiones de crudos pesados (Castilla y Rubiales) y de combustóleo. Las bajas viscosidades y estabilidad de los sistemas emulsionados contribuirá a la valorización de las reservas de crudos pesados, al disponer de alternativas tecnológicas para su transporte y uso.

A través de los Grupos de Integración Industrial (GII) se adelantaron programas orientados al desarrollo de fabricantes nacionales de equipos y de nuevos productos. El ICP llevó a cabo Auditorías de Evaluación de Calidad de Fabricantes Nacionales y continuó con la clasificación y codificación de los mismos.

9. El Petróleo y el Desarrollo Regional

Atendiendo a su política de responsabilidad social, Ecopetrol ha venido desarrollando programas en las comunidades y zonas de explotación petrolera en forma directa a través de las diferentes dependencias y distritos operacionales y conjugando esfuerzos con las compañías asociadas, para ejecutar un trabajo de vinculación con la comunidades vecinas a sus áreas operativas.

Este esfuerzo está encaminado a lograr una mayor participación de la comunidad en el análisis de sus necesidades y problemas más sentidos, promoviendo la cooperación interinstitucional y el fomento de la autogestión.

En cumplimiento de esta política, durante 1990 se desarrolló una significativa labor relacionada con los siguientes frentes de trabajo:

Participaciones e Impuestos

Las regalías de hidrocarburos en el país, durante 1990 ascendieron a la suma de \$194.476 millones, lo cual representa un incremento del 79,32% con respecto a 1989. (Cuadro No.29).

Tanto en 1989 como en 1990, sobresale la Intendencia de Arauca con el 51% del total de las regalías.

Cuadro No. 29

REGALIAS DE HIDROCARBUROS-1990
Millones de pesos

DPTO.	NACION	DPTO.	MPIOS.	CORPO.	CORPES	TOTAL
Antio.	4.794	6.094	1.665	192	516	13.260
Arauca	38.002	45.128	12.501	-	4.375	100.006
Bolivar	1.395	1.663	459	-	153	3.670
Boyacá(1)	687	843	230	-	71	1.830
Casanare	4.076	5.629	1.516	-	508	11.730
Cesar	97	162	43	11	14	327
Huila	5.803	9.998	2.579	-	722	19.103
Nariño	-	67	18	16	6	108
Nte Sant.	1.019	1.326	360	314	122	3.141
Meta	4.932	5.856	1.622	-	568	12.978
Putuma.	2.137	2.389	668	817	1.092	7.104
Santand.	5.607	8.599	2.268	-	654	17.128
Tolima	464	556	153	-	48	1.220
Guajira(2)	311	1.559	432	138	151	2.590
Magdalena	47	56	15	-	5	124
Sucre	59	70	20	-	7	156
TOTAL	69.430	89.995	24.549	1.489	9.013	194.477

(1) Se adiciona el Impuesto por la Propiedad Privada Guaguaquí-Terán, así:

Nación,	US\$	22.277,08
Departamento,	US\$	73.162,59
Mpio (Pto Boyacá),	US\$	17.587,17
Corpes,	US\$	4.220,93

(2) Se entrega adicionalmente para infraestructura vial de la Guajira, \$863 millones.

Es de anotar que el incremento porcentual más sobresaliente correspondió a los departamentos de Bolívar (244,97 %) y Casanare (201,07 %), el primero principalmente por el aumento en el precio de liquidación de la regalía y el segundo por el aumento en la producción, motivada por la

entrada en operación del Oleoducto Santiago-El Porvenir. Adicionalmente, entraron en explotación comercial los campos de Asociación Sabana y Pulí, operados por las Compañías Esso Colombiana Ltd., y American International Petroleum Corporation (AIPC), respectivamente.

Con estas regalías se benefician 17 departamentos y 42 municipios, además de la Nación, 6 Corporaciones Regionales y 5 Fondos de Inversión, "CORPES" (Regiones de Planificación).

El valor pagado por concepto de regalías entre enero y julio de 1991, ascendió a \$ 97.379 millones (Gráfico No. 17).

En cuanto al valor del impuesto de transporte por Oleoductos en el año de 1990, disminuyó notablemente respecto a 1989 debido a los constantes atentados, a pesar de haber entrado en operación el Oleoducto Central de los Llanos.

En lo que respecta a gasoductos urbanos, el valor del impuesto de transporte en el año de 1990 aumentó con relación al año anterior, debido a un mayor consumo en las diferentes ciudades que utilizan este combustible y a la entrada en operación del Gasoducto Regional de Galapa, Baranoa y Sahagún.

El "Transporte a Terceros" corresponde a los volúmenes que transporta Ecopetrol a las diferentes compañías, por lo que a Ecopetrol le corresponde pagar el impuesto de transporte que está involucrado en la tarifa del mismo. (Caudro No.30).

Planes Concertados de Inversión

Cuando las regalías no representaban la magnitud que hoy han alcanzado, Ecopetrol estableció los Planes Concertados de Inversión mediante los cuales con el adelanto de las regalías se acordaba la participación en obras de desarrollo económico y social.

Con estos planes se ha llevado el progreso y el desarrollo a las comunidades mediante la construcción de carreteras y puentes, electrificación, construcción de acueductos y alcantarillados, proyectos de mejora-

miento urbano, educación, salud, agroindustria y desarrollo ecológico, que han beneficiado a cerca de 292 municipios.

Cuadro No. 30

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

Tipo de Transporte	1989	1990	Variación %
Oleoductos	3.119,57 (1)	1.135,49	(63,60)
Polluctos	5,52	5,59	0,30
Gasoductos Troncales	751,97	1.037,91	38,00
Gasoductos Urbanos	122,40	168,73	37,00
Transporte a Terceros.	-	665,08 (2)	-
TOTAL	3.999,46	3.012,80	

(1) En lo que respecta al Oleoducto Caño Limón-Coveñas, incluye la liquidación desde diciembre de 1985 hasta diciembre de 1989.

(2) Incluye la liquidación a terceros desde 1985 hasta 1990, facturada a Ecopetrol.

En 1990 los programas realizados en los departamentos de Antioquia, Santander, Tolima, Guajira y los municipios de Yondó, Tibú y Palermo, alcanzaron la suma de \$8.300 millones.

A partir de 1989 ante el incremento notorio de las regalías, dichos planes se han venido desmontando para buscar que entidades financieras principalmente Financiera de Desarrollo Territorial (FINDETER), de común acuerdo con los entes territoriales, participen en la cofinanciación de obras de desarrollo regional.

Desarrollo de la Comunidad

La política del "Buen Vecino" se ha reflejado en diferentes áreas, a través de acciones realizadas en cerca de 170 municipios en distintas zonas

de influencia. El cuadro No. 31 presenta las inversiones realizadas en programas de integración con la comunidad por Ecopetrol y empresas asociadas durante 1990.

Cuadro No. 31

**INVERSIONES REALIZADAS EN PROGRAMAS
DE INTEGRACION CON LA COMUNIDAD
1990 - Miles de Pesos**

Planes	Ecopetrol	Compañías Asociadas	Total Ecopetrol y Asociadas
Educación	348.621.5	96.761.5	445.382.9
Salud	261.816.1	54.946.9	316.763.0
Servicios	2.175.346.7	1.217.631.7	3.392.978.4
Generación Ingresos	37.373.9	9.348.5	46.722.4
Fortalecimiento Instituc.	167.689.6	42.137.6	209.827.2
Recreación y cultura	144.528.2	20.215.0	164.743.2
TOTAL	3.135.376.0	1.441.041.1	4.576.417.1

Durante el primer semestre de 1991 las inversiones realizadas, en programas de integración con la comunidad fueron de \$ 1.864.1 millones, de los cuales \$ 1.242.7 corresponden a Ecopetrol y \$ 621.4 millones a las compañías asociadas.

Igualmente merece destacarse el impulso que Ecopetrol dió el año anterior a la creación y fortalecimiento de las fundaciones Golfo de Morrosquillo con sede en Tolú y Oleoducto de Colombia en Montería, con el objetivo de promover el desarrollo de estas importantes áreas de influencia petrolera.

Atención del Impacto Social

Ante los diversos efectos de orden económico, político y social que se producen en las zonas de operación petrolera y como consecuencia de la

ejecución de proyectos de construcción y exploración, Ecopetrol ha respondido mediante una actitud de anticiparse a los hechos, combinando esfuerzos con los diferentes organismos públicos y no gubernamentales y la propia comunidad, para desarrollar acciones que se traduzcan en:

- Lograr un cambio de actitud favorable hacia la operación de la empresa.
- Corregir los efectos de la desinformación por parte de los grupos de presión regionales.
- Dar a conocer las actividades y misión de Ecopetrol
- Mitigar el impacto de los proyectos de construcción y de exploración sísmica.
- Fortalecer los vínculos de comunicación con la comunidad, gobiernos regionales y locales, instituciones y medios de información.
- Desarrollar programas comunitarios concertados.

Cabe resaltar la actividad cumplida en el desarrollo de los programas de exploración sísmica adelantados durante 1990, y las actividades realizadas en los municipios que conforman el trazado del Oleoducto de Colombia, cuya inversión fue de aproximadamente \$800 millones, en 250 proyectos de desarrollo comunitario.

Coordinación Interinstitucional

Para la programación y ejecución de las diversas actividades y proyectos comunitarios, Ecopetrol ha logrado convocar el esfuerzo y la participación de entidades públicas y no gubernamentales con intereses comunes en las diferentes regiones, logrando un mejor aprovechamiento de los recursos y una mayor presencia del Estado.

Con este esquema se han realizado acciones en áreas como: salud, desarrollo urbano, educación, fortalecimiento institucional y generación de ingresos, las cuales son entre otras, la mejor demostración de participación

interinstitucional en el logro de un efectivo programa de desarrollo comunitario.

Los Excedentes Petroleros y su Manejo

En Colombia, el sector de los hidrocarburos ha venido adquiriendo una marcada importancia en el desarrollo de su economía, particularmente a partir de 1986, cuando el país recobró su condición de exportador de petróleo. Las exportaciones de petróleo y derivados, han llegado a niveles importantes de participación con valores superiores a los que registran rubros como el café, el cual tradicionalmente ha marcado la pauta en el proceso económico nacional.

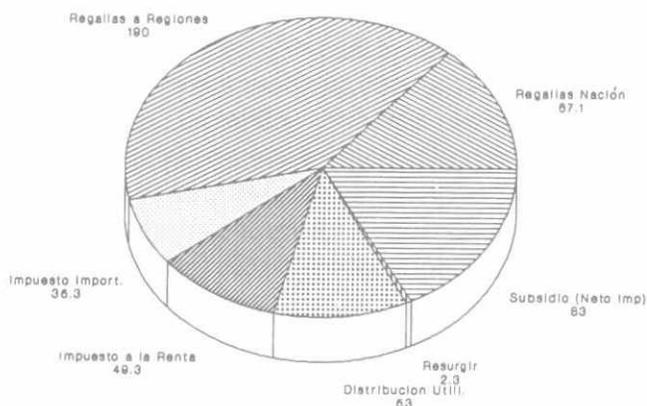
En 1990 las exportaciones de crudo y de derivados, equivalentes a US\$1.963 millones representaron cerca del 28% de las exportaciones FOB del país.

Para Ecopetrol los ingresos por ventas al exterior conforman hoy día cerca de la mitad de los ingresos operacionales. Lo anterior implica que ante una eventual caída de los ingresos por exportación, la empresa quedaría abocada a una difícil situación financiera, la cual podría llegar a exigir medidas, tales como el incremento en términos reales de los precios de los combustibles, mantenidos casi constantes en el último quinquenio.

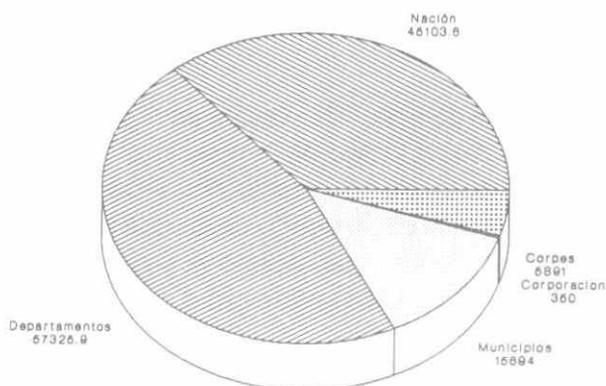
De otra parte, los resultados financieros que Ecopetrol pueda registrar en los próximos años, tendrán unas implicaciones claras en la determinación de los excedentes petroleros que la empresa transfiera al Gobierno Central y a otras entidades públicas. En los últimos años, el Estado ha venido incrementando las transferencias de los superávit petroleros a través de mayores regalías, impuestos y traslados a entidades y programas sociales. (Gráfico No. 17).

El nuevo estatuto orgánico de presupuesto establece que cada año el CONPES definirá la parte de las utilidades de Ecopetrol que deben ser incorporadas al presupuesto nacional en forma de recursos ordinarios. La programación de las actividades de la Empresa y su dinámica operacional, requieren el establecimiento de una reglas claras de juego en materia de transferencia de estos excedentes, con el fin de que la empresa conozca los

Gráfico No.17
TRANSFERENCIAS ECOPETROL 1990
 (en miles de millones de pesos)



DISTRIBUCION DE REGALIAS DE PETROLEO
 (millones de pesos)



(Enero-Septiembre de 1991)

recursos con los cuales contará para adelantar sus programas de inversión.

En resumen, se trata de hacer compatibles las necesidades de corto plazo del Gobierno Nacional en materia de atención de proyectos de desarrollo social, con la dinámica empresarial de una entidad como Ecopetrol que requiere de unos recursos adecuados para adelantar una programación de inversión, cuyos proyectos solo maduran en el largo plazo.

10. Legislación

Es relevante la expedición de las siguientes normas:

Decreto 353 del 6 de febrero de 1991. Este decreto, relacionado con la distribución de combustibles, simplificó sustancialmente los trámites que deben efectuarse ante el Ministerio de Minas y Energía, para la construcción de nuevas estaciones de servicio. Igualmente eliminó la Estación de Servicio Clase C y reglamentó lo concerniente al concepto de saturación; además, se otorgó una nueva amnistía por seis (6) meses, para que las estaciones de servicio sin licencia de funcionamiento, la soliciten a este Ministerio.

Decreto 906 del 5 de abril de 1991. Propicia la consolidación y desarrollo de la política de exploraciones y explotaciones en el mar (Offshore) a profundidades mayores de 150 metros, para ampliar la disponibilidad de combustibles de abastecimiento para el país; otorga posibilidades amplias de incentivo a las empresas petroleras que tendrán actividades costa-afuera en Colombia. La Junta Directiva de Ecopetrol podrá adoptar los sistemas de distribución de la producción asociada en el mar, previo descuento de las regalías.

Decreto 924 del 8 de abril de 1991. Reglamenta parcialmente el artículo 52 del Decreto 1056 de 1953 (Código de Petróleos), en lo relacionado con el pago del impuesto de transporte por oleoductos. El Decreto ordena su pago a la Tesorería General de la Nación, dentro de los diez (10) días siguientes a la ejecutoria del acto o resolución que ordena el pago, según la liquidación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.

Resolución 3-0423 del 19 de marzo de 1991. Esta resolución adicionó la lista de materiales exentos de derechos de aduana de importación, incluida en la Resolución 844 de 1968, ampliándola para materiales y equipos usados en gasoductos urbanos (domiciliarios). Esto permitirá un mayor desarrollo de los programas de gas natural en el país.

Resolución 3-0795 del 22 de mayo de 1991. Libera el precio del combustible o fuel oil y del Bunker C para naves marinas.

Con el objeto de organizar la legislación sobre GLP, se ha elaborado un

proyecto de decreto sobre gas propano que la integra en un solo texto ofreciendo facilidad para su consulta y comprensión.

Se realizaron dos proyectos de ley de importancia para el sector, relacionados con servidumbres petroleras y combustibles líquidos derivados del petróleo.

Resolución 3-1766 del 13 de septiembre de 1991. Libera el precio de los aceites lubricantes.

Capítulo V

REALIZACIONES EN FUENTES ALTERNAS DE ENERGIA

1. Plan de Desarrollo de Zonas Aisladas

En cumplimiento de las políticas del Gobierno Nacional, el Ministerio de Minas y Energía - está adelantando proyectos piloto para el suministro de energía en zonas aisladas del país, para las cuales son deficientes y costosas, tanto la interconexión eléctrica como el abastecimiento de combustibles fósiles.

En tal sentido se ha venido proponiendo el desarrollo y utilización de las fuentes alternas de energía existentes en las mismas localidades, cuya transformación y aprovechamiento sea posible en poco tiempo y a costos razonables. Simultáneamente se ha trabajado en la consecución de financiación para la implantación de las soluciones.

Estos proyectos piloto se han llevado a cabo mediante convenios interadministrativos con las electrificadoras de Nariño, Chocó, Guajira y Meta. Los proyectos piloto son:

Microcentral hidroeléctrica de Cumbitara (Nariño)

Consiste en la optimización del aprovechamiento hidráulico sobre la quebrada San Pablo, para ampliar la microcentral de 40 kW del municipio de Cumbitara al noroccidente del departamento y lograr una capacidad nominal de generación de 125 kVA, a un costo estimado de \$100 millones para las obras civiles y los equipos electromecánicos.

Minicentral hidroeléctrica de Acandí (Chocó)

Consiste en un proyecto que se está adelantando con la colaboración de PESENCA, para construir una minicentral en el municipio de Acandí en el

Urabá Chocoano, para una capacidad inicial de generación de 300 kW, con un costo estimado de US\$ 40.000. El costo unitario aproximado es de US \$2.400/kw instalado.

La Macarena (Meta)

El Ministerio de Minas y Energía y la Electrificadora del Meta S.A. - EMSA- han seleccionado al municipio de La Macarena, ubicado en las estribaciones de la serranía del mismo nombre al sur del departamento para desarrollar un estudio que haga viable el suministro de energía mediante un sistema no convencional.

La evaluación social de este proyecto ha sido tomada como módulo en el Banco de Proyectos de Inversión Pública, para que las entidades del sector energético minero sigan la metodología exigida por el Departamento Nacional de Planeación para todos los proyectos que requieran aportes del presupuesto nacional a partir de 1993.

Minicentral hidroeléctrica de Caracolí (Guajira)

El Gobierno Nacional ha querido apoyar el esfuerzo regional de la Gobernación de la Guajira, el municipio de San Juan del Cesar y su Comité de Cafeteros, quienes conjuntamente con CORELCA y PESENCA están construyendo las obras civiles y electromecánicas de esta minicentral de 100 kW, con un costo aproximado de \$200 millones.

Pequeña Central Hidroeléctrica de Bahía Solano (Chocó)

El Ministerio de Minas y Energía realizó el estudio técnico, económico y financiero del proyecto para la pequeña central de Bahía Solano, con el propósito de adoptar un nuevo esquema que permita la financiación del mismo con recursos del presupuesto nacional y su construcción inmediata.

El Gobierno Nacional supervisó y coordinó la nueva concepción técnica para la ejecución del proyecto que se basa en la generación, transformación y transporte de energía eléctrica, utilizando unidades de 600 kW. Con ello se logrará una potencia total de generación de 1.800 kW en un período de 15

años y la posibilidad de una futura ampliación para una capacidad total instalable de 2.400 kW.

El costo de la primera fase del proyecto para generar 600 kW se ha estimado en US\$4.2 millones.

Turbo-bomba y cargador hidráulico de baterías.

Se está estudiando la realización de este proyecto cuyo objeto es el aprovechamiento energético hidromecánico para cargadores hidráulicos de baterías y bombeo de agua para riego, a realizarse con la participación de CEDENAR y que podrá contar con la colaboración de otras entidades tales como CORPONARIÑO Y PESENCA. Este proyecto piloto se ha estimado en \$7 millones.

2. Promoción y Coordinación de la Cooperación 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 interesadas en participar en la ejecución de proyectos con fuentes alternas de energía. Este trabajo se ha venido orientando a los proyectos piloto, al Programa Nacional de Energías no Convencionales, a la extensión de la aplicación de fuentes alternas de energía y a la institucionalización de PESENCA.

3. Hacia un Programa Nacional de Energías No Convencionales

Con la coordinación del Ministerio de Minas y Energía y el IAN, entidad a la cual se le asignaron objetivos y funciones en materia de energías no convencionales mediante Decreto 588 de 1991, se adelanta la elaboración de un marco de referencia sobre fuentes alternas de energía, cuyo propósito es la formulación de un Programa Nacional de Energías no Convencionales.

Este proyecto ha sido aprobado por la Comisión Nacional de Energía.

El objetivo general de este programa es lograr el aprovechamiento efectivo de las Fuentes no Convencionales de energía mediante el conocimiento de los elementos fuente, uso final y tecnología adecuada.

4. Extensión de las Aplicaciones de Energías No Convencionales

Atlas de Radiación Solar de Colombia

Se ha iniciado la realización de un convenio de cooperación entre el Ministerio de Minas y Energía, el IAN y el HIMAT para la evaluación y procesamiento de información en radiación solar de la Red Radiométrica Nacional y para la publicación del Atlas de Radiación Solar de Colombia.

Proyectos del IAN

Durante 1990 se concluyó un proyecto de secado de yuca por energía solar para los pequeños agricultores y actualmente se continúa con un proyecto de secado solar de sorgo y tabaco en la ciudad de Valledupar (Cesar).

También por intermedio del IAN se adelanta la evaluación de la desalinizadora solar de agua en el Cabo de la Vela (Guajira) y se ha iniciado un estudio sobre Radiación Solar en la Sabana de Bogotá.

Programa Nacional de Generación Hidroeléctrica a Pequeña Escala

El Ministerio de Minas y Energía está trabajando en la formulación de un plan nacional de minicentrales hidroeléctricas y estudia la implantación de un programa de rehabilitación de pequeñas centrales hidroeléctricas, que conjuntamente con los proyectos piloto del Plan de Desarrollo de Zonas Aisladas, conformarán el Programa Nacional de Generación Hidroeléctrica a Pequeña Escala.

5. Institucionalización del Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica - PESENCA

PESENCA ha continuado desarrollando en este último año actividades en fuentes no convencionales de energía, tales como cargadores solares de baterías, pánles fotovoltaicos para iluminación y comunicaciones, biodigestores, secadores y deshidratadores de alimentos y proyectos agroindustriales. Se destaca la labor de PESENCA en los proyectos de minicentrales hidroeléctricas adelantados en las estribaciones de la Sierra Nevada de Santa Marta.

Minicentral Hidroeléctrica de Palmor.

Con capacidad total de generación de 300 kW está beneficiando a la localidad de Palmor, zona cafetera localizada en la parte occidental de la Sierra. Esta MCH construída sobre el rio Cherúa está generando en una primera fase 125 kW.

Minicentral Hidroeléctrica de Caracolí.

Con capacidad de generación de 100 kW se encuentra en la etapa de construcción y servirá para el aprovechamiento de actividades agroindustriales productivas y aumento en la calidad de vida de todos los habitantes de la población.

Aunque el programa inicialmente se circunscribió a la región de la Costa Atlántica, el Ministerio de Minas y Energía ha solicitado la colaboración de PESENCA para la elaboración de los estudios de factibilidad de la minicentral de Acandí (Chocó) y los reconocimientos para presentar propuestas en la optimización-ampliación de la minicentral de Cumbitara y la rehabilitación de una unidad de 1.500 kW en la pequeña central de Río Bobo (Nariño).

Los gobiernos de Colombia y Alemania han prorrogado el convenio del proyecto PESENCA hasta 1.993. Evaluada la experiencia positiva que ha dejado este convenio de cooperación internacional, conjuntamente con el Gobierno Alemán se estableció como uno de los sub-objetivos más importantes, la gestión para conformar un soporte técnico y legal que permita

posteriormente continuar con las actividades que viene llevando a cabo PESENCA.

Lo anterior ha llevado al Gobierno Nacional a tomar la decisión de institucionalizar a PESENCA mediante la creación de un Organismo No Gubernamental, fundación sin ánimo de lucro para el desarrollo energético principalmente no convencional, con fines de interés público o social y con recursos de entidades públicas y particulares de orden nacional.

6. Primera Conferencia sobre Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y Fuentes Alternas de Energía

El Ministerio de Minas y Energía con la colaboración de PESENCA, organizó la primera conferencia sobre Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y Fuentes Alternas de Energía, con el propósito de promover el plan de desarrollo de zonas aisladas, basado en el aprovechamiento de los recursos energéticos localmente disponibles y la utilización de las fuentes alternas de energía. Se contó con la participación de representantes del Gobierno Nacional, establecimientos públicos, empresas industriales y comerciales del Estado, agremiaciones, sector educativo y de la empresa privada.

Las principales conclusiones de este evento se refirieron entre otras a la Coordinación Interinstitucional a cargo del Ministerio de Minas y Energía, y a la necesidad de conformar un grupo de trabajo integrado por el DNP, IAN, PESENCA, SENA y el Ministerio de Minas y Energía.

Este grupo de trabajo tendrá como tarea principal determinar las acciones a seguir, para lograr la realización del Plan de Energización Rural y de Zonas Aisladas, bajo los parámetros de generación hidroenergética a pequeña escala, dando participación a las comunidades, regiones, ingeniería e industria nacional, con base en financiación interna y revisando las complejas metodologías que han acompañado la ingeniería de este tipo de proyectos.

Capítulo VI

MINERIA: POTENCIAL DE RIQUEZA

1. Lineamientos Básicos de Política Minera

El Gobierno Nacional ha venido desarrollando una política minera de futuro que armonice y se ajuste dentro del programa de apertura económica, promovido por el actual Gobierno. Los incrementos sustanciales tanto de inversión en explotación como en desarrollo y producción de carbón, metales preciosos, esmeraldas, níquel y otros minerales, se reflejan en los altos índices de la participación sectorial en el Producto Interno Bruto (P.I.B.) de los últimos años y en la diversificación de las exportaciones.

De acuerdo con los resultados del Censo Minero Nacional de 1988, en Colombia se explotan 36 minerales diferentes, presentando mayor concentración la explotación de oro (64% de las minas) y carbón (17%) seguido en orden de importancia por las explotaciones de calizas, ferroníquel, materiales de construcción, hierro y una amplia variedad de minerales industriales. Para la adopción de lineamientos de política y acciones de reordenamiento institucional de la actividad minera, se han estudiado tanto los orígenes de desatención en el sector como los potenciales desarrollos futuros.

Un fenómeno verdaderamente preocupante que se identificó mediante el Censo Minero es el alto índice de explotación ilegal, pues solamente el 15% de las 8.235 minas censadas se declararon estar en posesión de un título minero. Este hecho ha sido determinante para la adopción de mecanismos de legalización por parte del Ministerio, como un elemento básico de política durante los meses posteriores a la expedición del Código de Minas y con especial énfasis en la presente administración.

Los mecanismos adoptados tienen que ver con los factores más importantes responsables de este fenómeno como son en primer término el desconocimiento de la legislación minera, lo que ha originado un sometimiento de la propiedad de la Nación al derecho de propiedad privada de los

particulares sobre los terrenos; en segundo lugar, la permisibilidad o aceptación de las explotaciones de hecho en anteriores legislaciones, hasta la aparición del Código de Minas y en tercer término, la carencia de acción institucional y tramitación lenta y engorrosa.

Un segundo elemento de política ha consistido en propender por el incremento de la investigación geológica en especial de minerales no energéticos, con el ánimo de incrementar la producción, siguiendo las prioridades del abastecimiento, la sustitución de importaciones y las posibilidades de iniciar o aumentar las exportaciones. Se pretende que a través del INGEOMINAS se desarrollen exploraciones hasta un nivel de prefactibilidad, mientras que MINERALCO debe disponer de sistemas de contratación adecuados que induzcan a los inversionistas nacionales y extranjeros a participar en proyectos en la etapa exploratoria de factibilidad y en la etapa de explotación.

Los lineamientos para el sector carbonífero están formulados sobre la base de que el país debe alcanzar la meta del 12% de la participación en el mercado internacional de carbón térmico, hacia el año 2.000. Para ello se ha aumentado progresivamente la capacidad de producción en el Cerrejón Zona Norte, se ha adoptado una posición activa hacia la negociación de nuevos yacimientos, así como al desarrollo de una infraestructura integral para la exportación. En el contexto comercial internacional del carbón, se trata de mantener a Colombia como una alternativa confiable y segura de suministro que nos permita ganar más espacio en los mercados internacionales y obtener mejores precios entre los competidores.

En lo que se refiere a la función socioeconómica que le corresponde desarrollar a Carbocol, los propósitos están concentrados en facilitar la inversión privada en el sector y en promover el auge integral de la industria del carbón, mejorando las condiciones socioeconómicas de sus áreas de influencia, mediante el recaudo y asignación efectiva de los recursos en programas y servicios de apoyo.

Finalmente debe indicarse que dentro de los elementos básicos de políticas de la actual administración, se plantea la búsqueda de un equilibrio entre el aprovechamiento racional de los recursos minerales y la conservación ecológica y del medio ambiente. Las acciones han estado encaminadas a

despertar un mayor grado de conciencia al respecto y a implantar un mejor control.

Legalización de Explotaciones Mineras

Para obviar los inconvenientes derivados de la permisibilidad de explotaciones de hecho contempladas en anteriores legislaciones mineras, el Código de Minas por primera vez prohíbe expresamente la exploración, montaje y explotación minera sin título minero, imponiendo sanciones para el ejercicio de dichas actividades ilícitas y eliminando derechos de preferencia para explotadores de hecho.

Colateralmente durante los dos últimos años se han adoptado medidas complementarias por parte del Ministerio, tales como: 1) Sistematización del estudio técnico de las solicitudes de exploración y explotación y del catastro minero, así como la conformación y perfeccionamiento del sistema de registro minero nacional. 2) Agilización interna de la tramitación de nuevas solicitudes mediante eliminación de procedimientos innecesarios y delegación de funciones internas hacia niveles intermedios que antes estaban concentradas en cabeza de la Secretaría General o del Ministro. 3) Diseño y desarrollo de un programa de legalización de explotaciones activas, a través de las Secciones Regionales Mineras, asesorando al minero en el diligenciamiento del formulario de solicitudes y en la elaboración del plano correspondiente al área de interés, comenzando así el proceso de legalización.

Los resultados de las nuevas disposiciones legales en la materia y de las medidas colaterales adoptadas son bastante satisfactorias, ya que comparativamente con el Censo Minero se observa que de las 928 unidades de explotación que estaban tramitando alguna modalidad de derecho minero en 1988, el número se ha aumentado a 3.685 solicitudes que se encuentran vigentes en la actualidad, lo que representa cerca del 45% de las 8.235 minas censadas en 1982, es decir que el número de explotaciones que se han legalizado se ha cuadruplicado. Esto significa un aumento del 15% al 45% en el índice de legalización.

Actualmente se adelanta un programa especial de legalización de áreas carboníferas y se continuarán los programas con las regionales, de

manera que al finalizar el presente año se alcance una legalización de 60% a 65% de la minería. Los cuadros Nos. 32, 33, 34, 35 y 36 presentan un reporte estadístico del movimiento y situación actual de los expedientes mineros.

Cuadro No. 32

**Expedientes Mineros Vigentes
Por Minerales**

Grupo Mineral	Número
Metales Preciosos	1.311
Materiales de Construcción	431
Carbón	361
Calcáreos	327
Minerales Industriales	302
Arcillas	247
Mármoles	168
Yeso	96
Piedras Preciosas y Semipreciosas	66
Barita	65
Caolines	64
Sulfuros	52
Hierro	49
Manganeso	41
Talco	26
Rocas Fosfóricas	20
Magnetita	15
Bauxitas	12
Magnesio	10
Fluorita	9
Azufre	6
Ferroníquel	4
Otros	3
TOTAL	3.685

Cuadro No. 33

**Expedientes Mineros Vigentes
Por Departamentos**

Grupo Mineral	Número
Antioquia	852
Cundinamarca	458
Tolima	302
Valle	276
Boyacá	218
Nariño	201
Santander	187
Caldas	167
Cauca	143
Chocó	142
Huila	114
Norte de Santander	109
Cesar	79
Bolívar	60
La Guajira	55
Guainía	52
Santa Fé de Bogotá D.C.	50
Risaralda	44
Córdoba	38
Atlántico	36
Magdalena	26
Quindío	24
Meta	20
Sucre	20
Vaupés	9
Putumayo	2
Caquetá	1
Casanare	0
Amazonas	0

TOTAL

3.685

Cuadro No. 34

REPORTE ESTADISTICO DE EXPEDIENTES MINEROS

Datos Generales	Número
Expedientes vigentes	3.685
Expedientes archivados	4.268
Total expedientes	7.953
Total expedientes registrados	2.027

Cuadro No. 35

EXPEDIENTES POR TIPO Y POR ESTADO

Tipo de Excedente	Vigentes	Archivados	Total
Licencias	2.628	1.986	4.614
Permisos	523	2.080	2.603
Aportes	84	77	161
Perm. Esmeraldas	2	20	22
Rec. Prop. Privada	123	94	217
Reg. Min. Canteras	73	7	80
Contratos	124	2	126
Subcontratos	128	2	130
TOTALES	3.685	4.268	7.953

Cuadro No. 36

EXPEDIENTES VIGENTES POR TIPO Y POR ESTADO

Tipo de Expediente	Trámite	Otorgados	Contratados	En Regionales Mineras
Licencias	1.394	1.226	8	1.179
Permisos	77	445	1	483
Aportes	24	60	0	63
Perm. Esmeraldas	0	2	0	1
Rec. Prop. Privada	48	75	0	67
Reg. Min. Canteras	69	4	0	5
Contratos	0	1	123	125
Subcontratos	0	0	128	104
TOTALES	1.612	1.813	260	2.027

Sistematización del Estudio Técnico de Solicitudes Mineras y del Registro Minero.

La sistematización de la División de Ingeniería y Proyectos iniciada en el año de 1989, ha permitido agilizar de manera considerable la tramitación de las solicitudes y títulos mineros.

La primera aplicación desarrollada fue el sistema de información de expedientes mineros (SIEM) que consiste en una base de datos sobre la información técnico-jurídica y de localización de las solicitudes. Posteriormente y con esta base como soporte fundamental se desarrolló el registro minero nacional que terminó de conformarse en el año 1990 y el cual se ha mantenido permanentemente actualizado.

En el año 1991 se ha desarrollado una tercera aplicación denominada sistema de información geográfica, la cual presenta en forma gráfica las áreas que son objeto de títulos y solicitudes mineras. Esta base de datos gráfica permite efectuar el estudio técnico para determinación de áreas libres en forma computarizada. Para esto se han desarrollado programas de computador que generan recortes automáticos de áreas y determinación de áreas libres.

La información organizada mediante el desarrollo de las anteriores aplicaciones da la facilidad de producir diferentes reportes sobre estados jurídicos, alinderaciones, inscripciones al registro minero e información básica.

Dentro de los programas a desarrollar en el segundo semestre de 1991 está la inclusión al computador de las zonas de reserva especial en el sistema de información gráfica tales como: áreas de proyectos hidroeléctricos, reservas ecológicas, forestales, resguardos mineros indígenas, reservas turísticas, portuarios y perímetros urbanos de ciudades y municipios entre otras.

Asistencia Técnica

Durante el año 1990 se asistieron técnicamente cerca de 400 minas en todo el territorio nacional. En el primer semestre de 1991 la cifra ha disminuído a 100, debido a que se han comprometido gran parte de los esfuerzos al programa de legalización.

Esta asistencia está orientada hacia las labores de exploración, explotación, beneficio, transformación y mercadeo de las explotaciones pequeñas y medianas que por su incapacidad económica requieren de ayuda y orientación.

Desde la creación del Fondo de Fomento de Metales Preciosos (Decreto 2657 de 1988), parte de la infraestructura física y de personal de las regionales mineras han trabajado en diferentes proyectos, diseñados conjuntamente.

Otros proyectos importantes que han sido trabajados con anterioridad son los siguientes:

- Descontaminación del río Suratá en Santander, en asocio con el Acueducto y la Corporación de Defensa de la Meseta de Bucaramanga.
- Agro Silvo Pastoril, Hacienda Santa Rosa en el Municipio de Atacochaparral-Tolima, en asocio con Incora, Banco de la República, INGEOMINAS y Sena entre otros.
- Control de Explotaciones ilegales implicadas en daños ecológicos en los municipios de Tadó, Condoto, Itzmina conjuntamente con CODECHOCO.
- Programa de Control y Montaje de mina piloto en el Bajo Cauca Antioqueño, con miras a reactivar esta importante zona aurífera.

Otras actividades realizadas en relación con la Asistencia Técnica son:

- Análisis de 307 muestras de laboratorio (Petrográficos, Mineralógicos y Químicos).
- Cerca de 400 toneladas de mineral sometido a estudios de beneficio (trituration, molienda, clasificación, flotación y secado), a efecto de conocer el comportamiento físico-químico, lo cual es necesario para que el minero monte su planta al lado de la explotación minera.

Cabe destacar el liderazgo ejercido por las regionales mineras en la

zona de influencia, al pertenecer a diferentes comités conjuntamente con entidades del orden nacional y/o descentralizadas, prestando asesoría y ayuda a los comités de emergencia, de vigilancia de los volcanes, de coordinación de los ríos Tiguí y Nechí, y de política regional minera en algunos departamentos del país.

Fundición de Metales Preciosos

Durante el año 1990 se fundieron 2.096 concentrados de mineral aurífero en los laboratorios de las Seccionales Mineras de Bucaramanga, Pasto e Ibagué, que arrojaron un contenido de oro de 310.666 gramos puros y 252.190 de plata.

En los seis meses que han corrido de 1991 se ha trabajado a un ritmo similar al de los años anteriores.

Conservación Ecológica y del Medio Ambiente

El Ministerio de Minas y Energía en coordinación con Mineralco S.A. organizó en el mes de marzo del presente año el Primer Seminario Minero-Ambiental, al cual asistieron más de 400 delegados del sector público y privado y de las principales regiones mineras del país.

El evento tuvo como propósito principal despertar un mayor interés por la conservación y restauración de los recursos ecológicos y del medio ambiente, que pueden resultar seriamente afectados como consecuencia de una explotación minera y minimizar los efectos negativos. Igualmente tuvo la finalidad de transmitir las tecnologías de avanzada sobre el tema.

De otra parte, la Sección de Medio Ambiente viene desarrollando un plan de acción para el control minero ambiental de canteras que se encuentra en la etapa de diagnóstico y un proyecto de manejo y control ambiental de la minería aluvial del bajo Cauca Antioqueño, con la asesoría de un experto de las Naciones Unidas para el Desarrollo, PNUD.

Fiscalización de la Destinación de Regalías por parte de los Municipios

El Ministerio de Minas y Energía durante los últimos dos años ha puesto

especial empeño en verificar y controlar la destinación e inversiones de los dineros asignados a los municipios, por concepto de regalías e impuestos a las explotaciones de carbón, metales preciosos, níquel, hierro, sal y esmeraldas, obteniendo resultados altamente positivos, al lograr que dichos recursos sean asignados a obras de infraestructura necesarias para el desarrollo de los municipios en beneficio de las comunidades.

Colateralmente la División de Fiscalización ha cumplido una minuciosa labor de control a las empresas explotadoras de los mencionados minerales, con el fin de garantizar las correspondientes liquidaciones en favor de los municipios beneficiarios de tales regalías.

De otra parte, a petición de algunas alcaldías municipales, el Ministerio ha efectuado las visitas tendientes a fijar, mediante resolución el precio en bocamina para algunos de los minerales, el cual sirve de base a los alcaldes para liquidar el impuesto de industria y comercio de las explotaciones que se realizan según lo establecido en las normas vigentes.

2. El Carbón: Hacia una perspectiva clara

Promoción de la Explotación, Exportación y Uso del Carbón

Dados los promisorios resultados del desarrollo del sector carbonífero colombiano, la política del Gobierno se orienta a incrementar la participación de Colombia en el mercado internacional de carbón térmico. Para ello se promoverá y apoyará la inversión privada, extranjera y nacional con el desarrollo de una infraestructura integral de transporte y embarque, en la construcción de los denominados "corredores carboníferos", que den salida a la producción tanto de grandes proyectos como de pequeña y mediana minería.

En materia de aprovechamiento nacional, el Gobierno dará apoyo técnico y financiero a los consumidores de este energético tanto en el incremento del consumo termoeléctrico, como en la sustitución de combustibles líquidos por carbón. Con proyectos como el de briquetas de carbón se procura además la sustitución de leña por este energético en los hogares rurales y pequeños municipios.

Se intensificarán los programas de apoyo a través del Fondo de Fomento del Carbón, para abastecer con confiabilidad y precios razonables el mercado nacional y el de exportación.

El Estado será exigente en cuanto al cumplimiento de las normas para controlar la contaminación ambiental en todas las fases de la industria carbonífera.

Cambiante Situación del Mercado Internacional del Carbón

En 1990, el mercado internacional de carbón térmico se caracterizó por ser un mercado de vendedores, lo cual reflejó un aumento del 1.7% en su precio.

Las cantidades acordadas en el mercado mundial del carbón fueron de 174.6 millones de toneladas, con un incremento del 4% con relación a 1989. Colombia aumentó sus exportaciones en 800 mil toneladas. Los incrementos en los principales mercados de importación correspondieron a Gran Bretaña, Alemania y Francia en Europa y se originaron en la sustitución de generación nuclear y menor producción doméstica. Otro incremento importante fue el de Japón, debido al mayor consumo de este energético en la industria.

El panorama del mercado para 1991 se muestra bien diferente y desde ya se puede definir como un mercado de compradores, dada la perspectiva de una sobreoferta por aumentos de producción en Australia y sus altos inventarios, además de los bajos incrementos en la importación del carbón, lo cual llevará a una reducción de precios en 1991 y 1992. Colombia se ha ubicado como alternativa confiable y segura de suministro, al sostener una consistente y sólida actitud comercial, lo que le ha permitido obtener el mejor precio entre los competidores, posición que debe conservarse en la estrategia de carbocol.

Aumento de Producción Nacional de Carbón

La producción colombiana de carbón pasó de 10.2 millones de toneladas en 1989 a 21 millones de toneladas en 1990. En el primer semestre de 1991 la producción fue de 11 millones de toneladas, con un incremento de 20% respecto a 1990.

El 73% de la producción actual corresponde a explotaciones de gran minería de exportación y el 27% es producción de pequeña y mediana minería que en su mayor parte se destina al mercado nacional.

Aumento de Exportaciones de Carbón

Colombia se ha ubicado como alternativa importante de suministro en el mercado del carbón. Con los 13.8 millones de toneladas exportadas en 1990, el país ocupó el cuarto lugar como exportador mundial de este producto, participando con 7.9% en ese mercado. El 88.8% de las exportaciones de carbón fueron hacia Europa, el 8.6% al continente americano y el resto hacia el Lejano Oriente (Gráfico No. 18).

El valor de exportaciones de carbón fue de US\$600 millones con incremento de 29% respecto a 1989. Para 1991 Carbocol tiene ya vendida el 89% de su producción exportable y para los próximos tres años tiene contratos para más del 50%. (Gráfico No. 19).

Incremento de Producción y Exportaciones del El Cerrejón

En 1990 la producción de carbón en El Cerrejón Zona Norte alcanzó los 13.3 millones de toneladas y se despacharon por Puerto Bolívar 11.9 millones de toneladas, 98.000 de ellas provenientes de la Zona Central. El valor de las exportaciones del complejo Zona Norte durante 1990 fue de US\$482 millones.

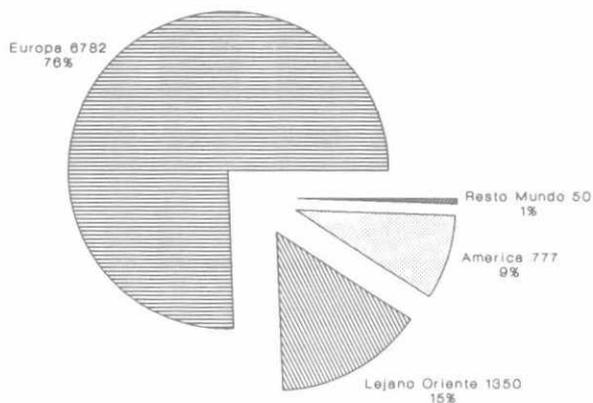
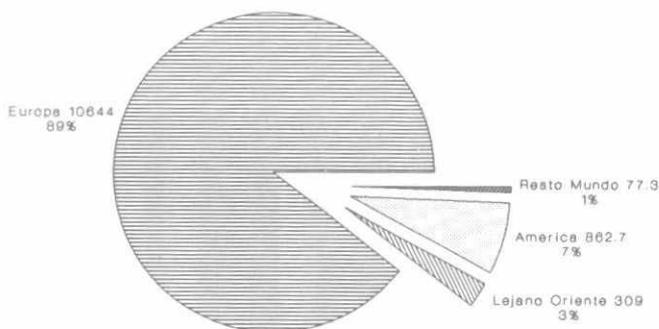
En el Cerrejón Zona Central se liquidó el contrato con la firma Pinski & Asociados. En el año esta área produjo un total de 55.200 toneladas y las exportaciones ascendieron a US\$4 millones.

Se ha perfeccionado un contrato con la comunidad de El Cerrejón y la empresa PRODECO, con lo cual se espera una producción por año superior al millón de toneladas a partir de 1992.

Programa Costa Rica

Durante 1991 se han hecho avances importantes entre los gobiernos de Costa Rica y Colombia para impulsar la industria carbonífera. Estos compromisos se establecieron con la firma reciente del Protocolo entre las cancillerías

Gráfico No.18
EXPORTACIONES DE CARBON POR DESTINOS
 (miles de toneladas) en 1990

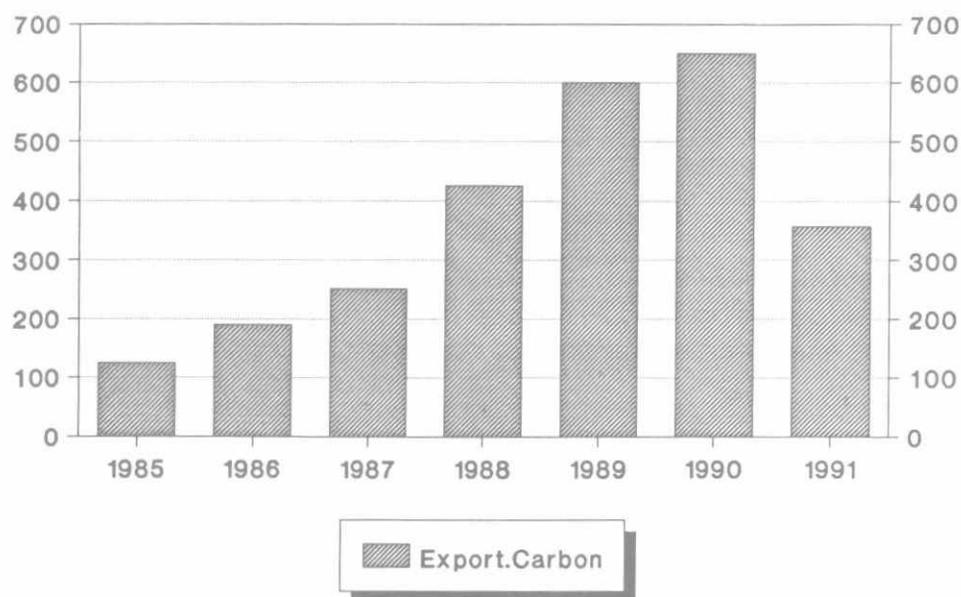


I Semestre 1991

de ambos países.

El proyecto consiste en la instalación de una planta térmica de 66 MW en Costa Rica, cuyo costo equivale a US\$90 millones. Colombia ofrece la ingeniería del proyecto, con la participación de las compañías Distral y Shader Camargo, y la financiación del mismo a través del IFI y otras entidades. Se estima que el consumo de carbón superará las 100.000 toneladas/año suministradas por el Cerrejón Zona Norte.

Gráfico No.19
EXPORTACIONES DE CARBON
(millones de dólares)



1991 (enero-junio)

De otra parte, se adelantan acciones para sustituir petróleo por carbón en las cementeras costarricenses con la activa participación de la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE). Esta sustitución podrá representar 50.000 tons/año adicionales de carbón colombiano; esperamos que a su vez exista un efecto de demostración para otras cementeras de América Central y del Caribe.

Desarrollo de la Infraestructura de Transporte y Embarque

Con el fin de promocionar el desarrollo de una infraestructura integral de

transporte y embarque de carbones exportables de mediana y gran minería, el CONPES, en diciembre de 1990, se definieron las zonas portuarias aptas para la construcción y operación de puertos en la Costa Atlántica, destinados a la exportación de los carbones del departamento del Cesar.

Promoción y Firma de Nuevos Contratos

Para lograr la meta propuesta de conseguir más del 12% del mercado internacional del carbón, se requiere, además de aumentar la producción en áreas en explotación, promover y desarrollar nuevas áreas y proyectos.

Para tal efecto, Carbocol ha adelantado una posición activa hacia la negociación de nuevos yacimientos. En 1990 consiguió interesar a firmas privadas mejicanas y polacas para invertir en Colombia. Se espera que en los proyectos que están en marcha y los que se van a iniciar, se invertirán unos US\$2.000 millones en los próximos cinco años.

En 1990 culminó el proyecto que se adelantó en conjunto con la Universidad de Harvard, auspiciado por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), tendiente a mejorar la capacidad negociadora de Carbocol.

Igualmente se ha avanzado en los aspectos de negociación y contratación de licencias de exploración. Así, en el área de la Jagua de Ibirico (Cesar), se reagruparon ocho contratos para desarrollar proyectos, por un total de 2.200.000 toneladas/año.

Contratación en Pequeña y Mediana Minería

Para la legalización de explotaciones tradicionales de hecho en pequeña minería, se realizaron durante 1990 y el primer semestre de 1991 más de 160 visitas técnicas.

Hasta mediados de 1991 se habían presentado un total de 754 solicitudes de contratación para explotación, de las cuales están en trámite 338 solicitudes, se han archivado 320 y recomendado 88 para contratación. Igualmente se definió la contratación de 53 solicitudes, 46 de ellas para contratos de explotación y siete para contratos de exploración-explotación.

Además se han recibido 76 solicitudes de contrato de exploración, de las cuales están en trámite 56, se archivaron cuatro y se han celebrado 16 contratos.

A mediados de 1991 se encontraban en ejecución 67 contratos de explotación, 22 de los cuales son de mediana minería y 45 de pequeña minería, con una producción aproximada de 1.600.000 toneladas/año. Este volumen representa casi un 29% de la producción de la pequeña y mediana minería del carbón en el país.

2.1 AVANCES EN PROYECTOS

Proyecto "La Loma" (CESAR)

El contrato firmado en febrero de 1988 entre Carbocol y Drummond Ltd., establece la exploración y explotación de las reservas carboníferas del depósito "La Loma", en el departamento del Cesar, por un período de 30 años. Se proyectan producciones de hasta 10 millones de toneladas/año en este contrato.

Durante 1990 Drummond avanzó los estudios de factibilidad y adelantó negociaciones con Ferrovías con miras a la rehabilitación y utilización de la línea férrea entre La Loma y el sitio del puerto sobre el Caribe. En junio de 1990 Carbocol aprobó una explotación de prueba de hasta seis millones de toneladas, como paso previo a las operaciones definitivas de producción.

Proyecto Calenturitas (Cesar)

Este proyecto, ubicado en el departamento de Cesar y a cargo de PRODECO, inició el período de exploración en julio de 1989 y finalizará en julio de 1991. Carbocol evaluó los estudios geológicos, de impacto ambiental y de planeamiento minero para la producción de prueba, la cual empezaría a finales de 1991. El informe final de factibilidad fue entregado por PRODECO en junio de 1991.

Proyecto El Descanso (Cesar)

En 1990 se adelantaron las actividades del "Estudio de Prefactibilidad

Minera" que incluyó diseños de explotación y evaluación de un sistema de transporte para exportación de estos carbones. Se prepararon diseños de explotación según alternativas de producción de 12.5, 10 y 5 millones de toneladas/año.

Proyecto San Luis (Santander)

En el estudio de prefactibilidad técnico-económico de esta área se determinaron reservas del orden de 140 millones de toneladas, cuya explotación se viene promoviendo.

Dado el interés del Gobierno de Polonia en el desarrollo de este yacimiento, Carbocol y la firma Kopex de ese país adelantan la evaluación de la información con miras a un posible estudio de factibilidad para una producción de 500.000 toneladas/año.

Páramo del Almorzadero (Santander)

Los estudios de prospección geológica identificaron recursos del orden de 150 millones de toneladas de carbones sub-bituminosos y antracíticos. Se está promoviendo su desarrollo mediante contratos de exploración y explotación con inversionistas particulares de la región.

Proyecto Amagá-Venecia-Bolombolo

Los estudios adelantados determinaron la prefactibilidad técnico-económica para cuatro proyectos de minería subterránea entre 108.000 y 240.000 toneladas cada uno, con destino al mercado doméstico.

Proyecto Oreganal

Durante el primer semestre de 1991 se hicieron las negociaciones pertinentes con la firma Carbones del Caribe S.A., de un contrato de gran minería en el área denominada Oreganal, ubicada al sur del Cerrejón. Los términos de dicha negociación fueron aprobados por la Junta Directiva de Carbocol y el proyecto por la CNE. Carbocol estima que este proyecto estará produciendo alrededor de un millón de toneladas en 1995 y 3 millones de toneladas en el año 2.000, dependiendo del estudio de factibilidad que se

debe presentar para la aprobación de Carbocol. La duración del proyecto es de 30 años. Los anexos técnicos y económicos del contrato se encuentran actualmente en estudio por las partes, a fin de suscribir y legalizar el contrato.

Otros Proyectos Regionales

Con Procarbón de Occidente, Carbocol adelanta el montaje de un proyecto de 120.000 ton./año en el Tambo-Cauca. Con Chidral-Cartón de Colombia se adelanta un proyecto de 60.000 ton./año, en Timba (Valle).

CARBONORTE adelantó la construcción y adecuación de un centro de acopio en el Zulia (Norte de Santander). En diciembre de 1990 CARBONORTE se capitalizó mediante la emisión y colocación de 120.000 acciones, por un total de \$300 millones. La participación de Carbocol en esta sociedad es del 24.63%.

En el área de Tasco-Paz del Río, Boyacá, se adelanta el montaje y explotación de un proyecto minero de 200.000 ton./año.

Extensión del Programa de Asistencia Técnica Integral

Las labores de asistencia técnica se orientaron al fortalecimiento de la capacidad empresarial del minero, a través de convenios con DANCOOP y la Corporación Fondo de Apoyo de Empresas Asociativas-CORFAS. En 1990 se incorporaron a este programa 21 minas y se atendieron nueve cooperativas que agrupan 275 minas.

Mejoramiento Ecológico

Mediante convenios de Carbocol con CORPOCESAR y la CVC se adelantan estudios tendientes a la promoción y ejecución de proyectos de mejoramiento ambiental en zonas carboníferas. Se están definiendo otros convenios similares con INDERENA, CAR y CORPONOR.

Más Financiamiento para el Fomento del Carbón

En 1990 el Fondo de Fomento del Carbón captó \$2.794 millones, los

cuales fueron distribuidos para programas de fomento en las regiones beneficiarias.

En 1990 Carbocol aprobó 12 solicitudes de crédito por valor de \$918.8 millones con destino a la explotación y comercialización del carbón.

Mejoramiento de la Infraestructura Física y Social

Con el aporte de Carbocol y otras entidades nacionales y regionales, en 1990 se desarrollaron programas por valor de \$807.8 millones en electrificación, vías, hospitales, escuelas y acueductos en las regiones productoras de carbón.

El consumo de carbón en el país aumentó apenas 130 mil toneladas en 1990 y en 1991 se espera que aumente cerca de 200.000. Es propósito del Gobierno Nacional promover la ampliación del mercado nacional de carbón, para lo cual Carbocol ha venido adelantando actividades y proyectos orientados a fomentar el uso de este energético.

Ampliación del Mercado Doméstico de Carbón

Se avanza en el proyecto de "Briquetas de Carbón" para lo cual se va a construir una planta piloto con capacidad de 10.000 ton./año en el departamento de Antioquia.

Se han promovido comités regionales para el estudio y abastecimiento de los mercados existentes y potenciales de carbón, dentro de un marco de uso eficiente y económico de los recursos energéticos del país. En tales comités participan productores, comercializadores y entidades gubernamentales. A través de ellos se analizan las condiciones regionales del mercado doméstico, se evalúan los requerimientos y posibilidades de apoyo al desarrollo regional, se presenta y evalúa el avance de los programas de apoyo a la industria del carbón y se promueven y canalizan las investigaciones y transferencias de tecnología tendientes a lograr un mejor aprovechamiento del carbón.

A la Solución del Problema Financiero de Carbocol

Como se sabe, la participación nacional en el desarrollo del Complejo del Cerrejón Zona Norte se hizo 100% con endeudamiento externo. En las condiciones de precios y costos vigentes no se han dado hasta ahora flujos de caja positivos y el Gobierno ha tenido que financiar los déficits de la empresa estatal del carbón, principalmente mediante los aportes de Ecopetrol.

En 1990, los desembolsos que tuvo que hacer Carbocol se financiaron básicamente con los ingresos por ventas de US\$260.6 millones, con crédito de corto plazo por US\$244 millones y con transferencia de Ecopetrol por US\$177.4 millones. Debe también mencionarse el ingreso de US\$100 millones que correspondió a la participación de Carbocol en el crédito integrado (Challenger) y la utilización de US\$34 millones de créditos provenientes de las agencias de exportación.

A mediano plazo Carbocol cuenta con tres posibilidades para cubrir los déficits que se preven:

1. Participación en el crédito integrado 1991-1992
2. Transferencia de recursos del Gobierno Nacional a Carbocol mediante capitalización.
3. La negociación del Gobierno Nacional con el Eximbank de los Estados Unidos, a fin de mejorar el perfil de la deuda de Carbocol.

Recientemente el Gobierno definió dos programas concretos de refinanciación que mejoran sustancialmente el flujo de caja de Carbocol en los próximos cuatro años. El primero de ellos comprende fondos del Crédito Hércules para refinanciar el 50% de la deuda comercial de largo plazo de Carbocol y el segundo corresponde a las conversaciones con el Eximbank de Estados Unidos para reestructurar el 50% de la deuda de Carbocol con entidades oficiales de otros Gobiernos.

3. Incremento de la Investigación Geológica (INGEOMINAS)

A través del Instituto de Investigaciones Geológico Mineras (INGEOMI-

NAS) se avanza en la compilación del mapa geológico de Colombia, por departamentos. En 1990 se finalizaron los de Santander, Caldas, Risaralda y Quindío.

Se culminó el Programa Geológico Oceanográfico de la Costa Pacífica y se está definiendo el estudio Geomorfológico y de Riesgos de la Línea de Costa del Caribe.

En colaboración con entidades regionales e internacionales, Ingeominas adelanta un estudio para evaluar el riesgo sísmico y geológico derivado de la actividad tectónica.

En el área de geología aplicada, Ingeominas ha prestado especial atención a la exploración de fosfatos y de metales preciosos, localización de acuíferos y evaluación de amenazas geológicas en distintas regiones de Colombia.

Mejoramiento en Sismología y Vigilancia Vulcanológica

Teniendo en consideración la alta actividad sísmo-volcánica en Colombia, se adelantan estudios tendientes a un mejor conocimiento del comportamiento de las ondas sísmicas en el subsuelo.

A través del observatorio vulcanológico localizado en Manizales, se coordinan estudios de sismología, geoquímica y glaciología, los cuales complementan la actividad de vigilancia de los volcanes Nevado del Ruíz, Tolima, Machín, Huila y Galeras.

Simultáneo a la vigilancia de los volcanes, en 1990 Ingeominas adelantó proyectos para la elaboración de los mapas de amenazas volcánicas en los volcanes Cerro Bravo, Santa Isabel y Puracé.

Ampliación de la Investigación Química

Ingeominas desarrolla también actividades complementarias en los campos de la química ambiental, control de calidad y servicio de análisis de muestras en sus laboratorios.

Mejoras en los Sistemas de Información

El Ingeominas ha continuado con el apoyo al proyecto de Banco de Datos del Sector Geológico, Ingeocol y al proyecto del Banco Nacional de Datos Hidrogeológicos, así como a la conformación de un sistema de información de recursos minerales.

Reforma de Ingeominas y Actividades Recientes

En desarrollo de las facultades conferidas por la Ley 29 de 1990 para reformar el Sistema Nacional de Ciencia y Tecnología, mediante decreto de febrero 26 de 1991 se modificaron los estatutos de Ingeominas, el cual se convierte en el Instituto de Investigaciones en Geociencias, Minería y Química. El nuevo Instituto tiene los siguientes objetivos fundamentales:

- Estudio de la sismicidad, la actividad volcánica y de otros fenómenos que afectan la estructura interna de la tierra.
- Estudio de la geología del país, incluyendo la geología ambiental.
- Definición de un plan de investigación de recursos minerales.
- Prestación de servicios de análisis y pruebas de laboratorio

En el área de geofísica el Ingeominas puso en marcha el Proyecto de la Red Sísmica Nacional, que consiste en la instalación de 14 estaciones regionales que detectarán y transmitirán a una estación central en Santafé de Bogotá, las señales producidas por movimientos sísmicos en cualquier lugar del país. Esta red estará en servicio antes de que termine 1991. Se ha continuado la tarea de vigilancia permanente de los volcanes colombianos y se han ejecutado proyectos de Hidrología y Geotécnia en varias regiones del país.

En el área de Exploración Geológica se inició el desarrollo de un Sistema de Información Geológico-Georeferenciado y un Sistema de Interpretación de imágenes de satélites, radar y aéreas.

En recursos minerales el Ingeominas adelanta varios proyectos de

evaluación geológico minera en conjunto con Carbocol, Mineralco y otras entidades oficiales. En el área de geología ambiental se vienen desarrollando estudios de zonas inestables y amenazas geológicas en varias localidades del país.

4. Creación de MINERALCO S.A.

No obstante la importancia institucional y las labores adelantadas por la Empresa Colombiana de Minas (ECOMINAS), los objetivos de esta entidad no se estaban cumpliendo al nivel esperado desde su fundación.

Por medio de la Ley 2a. de 1990 el Congreso de la República aprobó la transformación de ECOMINAS en una Sociedad Anónima del Estado, que lleva por nombre **Minerales de Colombia S.A. "MINERALCO S.A."** la cual inició actividades a partir del mes de marzo de 1991, con la participación accionaria de la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), Carbones de Colombia (CARBOCOL), Instituto Nacional de Investigaciones Geológico Mineras (INGEOMINAS), Instituto de Asuntos Nucleares (IAN), Instituto de Fomento Industrial (IFI). MINERALCO funciona con el mismo personal de Ecominas distribuido en Bogotá y en regiones tradicionalmente mineras.

En su acción, la nueva Empresa cubrirá tanto sus programas y proyectos tradicionales como aquellos desarrollados por el Fondo de Fomento de Metales Preciosos bajo su administración, a través del cual se han puesto en marcha importantes proyectos de apoyo a la pequeña y mediana minería ubicados en las zonas auríferas de mayor actividad.

En la búsqueda de recursos económicos suficientes para desempeñar con solvencia su función, la Empresa ha trazado un plan para su fortalecimiento financiero mediante: a) la prestación de servicios técnicos mineros especializados; b) las contraprestaciones provenientes de nuevos contratos de la ampliación de los programas de exploración y evaluación de yacimientos mineros, y c) la actualización de las tarifas pactadas en los contratos de operación celebrados por la Empresa, a fin de buscar una más justa retribución de los recursos extraídos y un mayor beneficio para el Estado.

Por otra parte, dentro del marco de la apertura económica planteada en el actual Gobierno, se ha venido motivando a empresas e inversionistas nacionales y/o extranjeros a vincularse al sector minero colombiano. Bajo este esquema se promocionan varios proyectos, principalmente el de oro, piedras preciosas, roca fosfórica, yesos, cobre y el programa de creación de una Bolsa de Piedras Preciosas.

Programas y Proyectos de MINERALCO

En las áreas que le han sido aportadas por el Ministerio de Minas y Energía, la Empresa ha adelantado los siguientes programas y proyectos mineros:

- Piedras Preciosas y Semipreciosas

Se ha realizado una amplia labor orientada principalmente a:

- Consolidar el proceso de paz en las regiones productoras.
- El aumento de contraprestaciones económicas pactadas en los contratos, particularmente los de áreas dentro de la zona de Reserva Nacional para Esmeraldas.
- Agilización del proceso de exportación, permitiendo un incremento en las exportaciones de esmeraldas que pasaron de US\$27.961.000 en 1985 a US\$116.751.000 en 1990.
- Apoyo a la organización del sector a través de la Federación Nacional de Esmeraldas, y programas para la creación de una Escuela de Capacitación en Corte y Talla de piedras preciosas, en colaboración con Artesanías de Colombia.

En el área de semipreciosas se han iniciado programas de exploración y evaluación de los depósitos de corindones, rubíes y zafiros en Mercaderes (Cauca) con miras a promover su desarrollo tanto a nivel técnico como artesanal.

- **Minerales Industriales**

En los depósitos de yeso de la Mesa de los Santos (Santander) se han contratado nuevas zonas con empresas cementeras y se han legalizado explotaciones de hecho, estableciendo contraprestaciones económicas equitativas para el Estado.

En la Guajira se realiza una promoción de los yacimientos de yeso con inversionistas privados.

Los yacimientos de Azufre de Chiles (Nariño) son actualmente objeto de evaluación y desarrollo a través del contrato con una firma nacional.

La gestión directa de Mineralco reactivó la Empresa de Fosfatos de Boyacá que venía paralizada desde hacía varios años. Actualmente se adelanta la fase de factibilidad para el montaje de una planta de fosfato parcialmente acidulado.

De otra parte, la Empresa ha estructurado nuevos proyectos geológico-mineros, particularmente para cuarzo, material lapidario (mármoles y granitos) con el fin de promover su desarrollo integral, ampliar la demanda interna y entrar en el mercado internacional.

- **Metales Preciosos**

Dentro del área de Metales Preciosos se adelantan proyectos de exploración y evaluación tanto por parte de Mineralco como del Fondo de Fomento de Metales Preciosos.

•Zonas Aledañas de Marmato (Caldas-Risaralda):

Se ha puesto en marcha proyectos como la Zona Baja de Marmato, ejecutados por la firma Mineros Nacionales S.A. y el cual entrará en producción a mediados de 1991 con una inversión superior a los \$1.500 millones; Minas Filauri, con inversiones cercanas a los \$400 millones entrará en producción a finales de 1991.

- **Marmato Zona Baja**

Por algunos inconvenientes surgidos, Mineralco concedió una prórroga de seis meses al contrato suscrito con la firma Domínguez Saieh. Se espera que para el mes de enero de 1992, el proyecto entre en la etapa de operación con una capacidad de tratamiento de 150 Tons/día de mineral auroargentífero.

- **Morales-El Banco, Sur de Bolívar**

Como resultado de los trabajos contratados con consultores privados nacionales se definieron tres prospectos auríferos de gran potencialidad, los cuales entrarán a ser evaluados a partir del presente año, con el fin de promocionar su posterior desarrollo a través de inversionistas privados.

- **Ataco (Tolima) y Ríosucio-Atrato (Antioquia, Chocó)**

A través del convenio suscrito con Ingeominas se adelantará en el presente año la evaluación preliminar de estas dos áreas a fin de determinar la potencialidad de los prospectos auríferos detectados en anteriores campañas de exploración.

- **Proyectos del Fondo de Fomento de Metales Preciosos**

El Fondo de Fomento de Metales Preciosos cuya administración se delegó a MINERALCO, inició actividades en febrero de 1990 y ha venido realizando una serie de programas de promoción, fomento y financiación dentro del subsector de la pequeña y mediana minería.

- **Desarrollo y Evaluación de Distritos Mineros**

Comprende la ejecución de actividades que van desde el diagnóstico de las operaciones que se están llevando a cabo, hasta el diseño de un plan técnico de explotación, lo mismo que la organización de algún tipo empresarial para la comunidad minera. Los proyectos en ejecución son:

- **La Llanada (Nariño)** - Se adelanta la evaluación de los yacimientos de El Canadá, La Palmera y El Páramo dentro del municipio de Los Andes (Nariño), explotados por cerca de 300 mineros. El trabajo de campo se inició

en julio de 1990 y avanza satisfactoriamente. El presupuesto para este proyecto es de \$75 millones.

- **Sur de Bolívar.**- Este proyecto consiste en la evaluación y desarrollo del yacimiento Las Delicias ubicado en el municipio de Barranca de Loba (Bolívar).

Las labores se iniciaron en agosto de 1990, pero por problemas de orden público estas fueron suspendidas en octubre del mismo año. El presupuesto para el primer año es de \$84 millones. Los resultados preliminares son bastante halagadores.

- **Distrito Minero de La Dorada.**- Se viene adelantando un programa en beneficio de los pequeños mineros de aluvión de los municipios de La Dorada, Samaná y La Victoria (Caldas), Mariquita y Fresno (Tolima) y Sonsón (Antioquia). Se iniciaron trabajos en agosto de 1990 contando con un presupuesto total de \$50 millones.

- **Bajo Cauca Antioqueño.**- Para los municipios de Tarazá y Caucaasia se está desarrollando un programa destinado a definir las características geológicas y la potencialidad de las áreas de explotación, con el fin de diseñar nuevos modelos en las labores de exploración, explotación y beneficio y de evitar al máximo el deterioro del medio ambiente. Los trabajos se iniciaron en septiembre de 1990 y se cuenta con un presupuesto de \$170.5 millones para su realización.

- **Miraflores (Risaralda).**- En el municipio de Quinchía (Risaralda) se está adelantando un programa de ayuda a la comunidad minera de Miraflores, que explota a pequeña escala un yacimiento de oro de filón. El programa se inició en el mes de julio de 1990 y los trabajos de exploración avanzan satisfactoriamente. La inversión aproximada es del orden de \$17 millones.

- **Nordeste Antioqueño.**- En los municipios de Remedios, Segovia, Zaragoza y Amalfi se ha estructurado un proyecto buscando la rehabilitación de 14 minas del sector. Para el primer año de operaciones (1991) se tiene un presupuesto de \$54 millones.

- **Los Guaches (Chocó).**- Se pretende definir la dimensión y valor de los

yacimientos auríferos aluviales ubicados en el sector de Las Animas, municipio de Tadó (Chocó). El presupuesto para este proyecto es de \$79 millones.

• **Taira (Vaupés).**- Con base en un reconocimiento geológico-minero realizado conjuntamente con el Ministerio de Minas, IAN e Ingeominas, se estructuró un proyecto en la región de Taira para el desarrollo de los yacimientos auríferos. Se cuenta con un presupuesto de \$58 millones para la fase inicial de este proyecto.

• **Manizales - Villa María(Caldas).**- Este proyecto tiene como objetivo la rehabilitación de la minería aurífera de filón de un grupo de siete minas ubicadas en el municipio de Villa María y Manizales (Caldas), con una asignación presupuestal de \$30 millones para su etapa inicial.

• **Suárez (Cauca).**- En desarrollo del convenio inter-institucional suscrito entre MINERALCO y la Corporación Autónoma Regional del Cauca -CVC-, se está estructurando un programa de desarrollo de la pequeña minería de oro de filón, aledaña a la represa de La Salvajina en el municipio de Suárez (Cauca). Se tiene un presupuesto de \$18 millones, de los cuales \$9.5 serán aportados por MINERALCO y \$8.5 por la C.V.C.

- **Convenios de Cooperación**

Mineralco ha realizado importantes convenios con otras entidades como el Ingeominas, la Caja de Crédito Agrario y varias universidades, con el objeto de desarrollar programas de apoyo para el desarrollo minero.

En el plano de Cooperación Internacional la empresa adelanta conversaciones con entidades del Gobierno de Italia, con miras a lograr el financiamiento de una Escuela de Tecnología en Minas. Igualmente se adelantan conversaciones con entidades del Gobierno del Perú y Venezuela tendientes a definir proyectos de intercambio tecnológico.

- **Programa de Crédito Minero**

Con miras a suplir una de las mayores deficiencias que afronta el desarrollo minero nacional, la Empresa a través del Fondo de Fomento de Metales Preciosos (F.F.M.P.) estructuró dos programas de crédito, básicamente

para la pequeña minería de metales preciosos, a saber:

- **Convenio MINERALCO - CAJA AGRARIA.**- Por medio del cual se constituyó un Fondo de Garantías (Abril de 1990) que permitirá avalar los créditos a pequeños mineros de metales preciosos que no cuenten con el patrimonio necesario para respaldar sus créditos. Los recursos iniciales de MINERALCO entregados en fiducia a la Caja Agraria ascienden a \$50 millones, cifra que con un factor multiplicador de cinco por parte de la Caja, constituye un fondo de \$250 millones para otorgar garantías por crédito hasta por un valor aproximado de \$10 millones.

El programa no ha tenido el éxito esperado, por las dificultades financieras de la Caja Agraria.

- **Crédito Directo.**- Está enfocado a financiar proyectos específicos con recursos que tendrán como base un Fondo Rotatorio y serán destinados a la fase exploratoria de metales preciosos. La reglamentación de este programa está en proceso de aprobación.

- **Inversión en Activo Fijo**

Este programa incluye inicialmente inversiones en activos fijos como maquinaria y equipo que sean necesarios dentro del proyecto de Evaluación y Desarrollo de Distritos Mineros.

El presupuesto de \$286 millones para 1991 está destinado principalmente a la adquisición de equipos de perforación de aluvión y de una planta piloto para el beneficio de los mismos. Dentro de este programa la financiación se adelantará en forma compartida con el Banco de la República, tomando como área piloto el Bajo Cauca.

- **Investigación Tecnológica**

Mediante este programa se espera financiar empresas en operación o en gestación, así como instituciones científicas.

A la fecha sólo se ha estructurado un proyecto de una Planta Piloto de Beneficio para Minerales Filonianos, mediante convenio con la Universidad

Nacional, Seccional Medellín; los equipos fueron construídos por la Universidad y el F.F.M.P correrá con los costos de instalación y operación. La planta se montará en Marmato (Caldas) y prestará sus servicios a los pequeños mineros de la región. Los equipos quedarán instalados a finales del presente año y se cuenta con un presupuesto de \$20 millones para su montaje y puesta en marcha.

- **Capacitación y Asistencia Técnica**

Dentro de este programa figuran aquellas acciones dirigidas a la capacitación de personal en los campos de la minería del oro, servicios a la comunidad, obras de infraestructura, asistencia técnica y jurídica. Los proyectos en ejecución son:

- **Módulo de Instrucción para Beneficio de Minerales.**- Con la Universidad Nacional de Medellín y el SENA se está elaborando un módulo de enseñanza en las labores específicas de beneficio de minerales de oro y plata. La elaboración de este módulo tiene un costo para el Fondo de \$7 millones.

- **Taller de Orfebrería-Tarazá (Antioquia).**- Se ha considerado de interés por parte del Fondo el desarrollo de la orfebrería artesanal del oro que implica la formación técnico-práctica en cada región, de un grupo de personas que encuentren en la orfebrería una fuente de ingresos.

El primer taller se está llevando a cabo en el municipio de Tarazá con un costo aproximado de \$13 millones.

- **Taller Móvil Barbacoas.**- Desde comienzos de 1990 el F.F.M.P. ha colaborado en la financiación de este proyecto que adelantan conjuntamente el Ministerio de Minas y Corponariño, y comprende el servicio mecánico y venta de repuestos al costo, al gremio de pequeños mineros de la región. Para el presente año se destinó un presupuesto de \$4.5 millones.

Dentro de este programa de capacitación y asistencia técnica se destacan igualmente, la adecuación de espacios en la Regional Minera de Quibdó, con el fin de adelantar actividades de capacitación y servicios al

minero. Para adelantar las obras civiles se cuenta con un presupuesto de \$12 millones.

En la Llanada (Nariño) se adelanta una obra de infraestructura social consistente en la pavimentación de las principales calles, por un valor de \$17 millones, en colaboración con el Ministerio de Obras, el municipio de Andes y la comunidad; además se está prestando asistencia técnica a los mineros para tramitar créditos otorgados por la Caja Agraria.

En Marmato se adelanta un proyecto de organización empresarial a los pequeños mineros, para lo cual se contrató con la Fundación Movimiento Colombiano de Reconstrucción Rural, el montaje y ejecución de un programa de desarrollo comunitario.

Otras obras menores de infraestructura social se adelantarán en los distritos mineros de Los Guaches (Chocó) y Bajo Cauca (Antioquia) para lo cual se cuenta con un presupuesto estimado de \$5 millones y \$20 millones respectivamente.

Contratos de Explotación en los Aportes Mineros

MINERALCO S.A. recibe a través del Ministerio de Minas y Energía una serie de aportes mineros, dentro de los cuales pueda adelantar proyectos de exploración y explotación tanto por cuenta propia como con otros entes del Estado y particulares. Cuando las áreas contratadas con particulares entran en explotación, la Empresa recibe una contraprestación económica con base en el monto de la producción.

En la actualidad, la Empresa tiene vigentes 20 aportes mineros en todo el territorio nacional, dentro de los cuales se desarrollan 34 contratos de explotación, siendo los principales productos minerales fosfatos, yesos, hierro, calizas, azufre, metales preciosos y piedras preciosas y semipreciosas.

La contraprestación económica recibida de MINERALCO S.A. por explotaciones mineras en sus aportes fue del orden de \$890 millones en 1990 y se proyecta para el año 1991 una cifra superior a \$1.150 millones. Este monto constituye los recursos propios de la Empresa, los cuales son destinados a gastos de funcionamiento e inversión. Dentro de esta última, un porcentaje

importante se utilizará en el desarrollo de proyectos de exploración minera.

Proyectos Futuros

Mediante acciones conjuntas del Ministerio de Minas y Energía, MINERALCO e INGEOMINAS, se proyecta adelantar la evaluación del potencial aurífero de la Costa Pacífica, de la Serranía de San Lucas y del Oriente del país.

Con el apoyo de la agencia de cooperación de Japón se proyecta el montaje de una planta piloto para el beneficio de metales preciosos.

5. Producción Minera

Producción de Metales Preciosos

La producción nacional de oro alcanzó un total de 943.700 onzas troy en 1990, con una disminución de 0.52% con respecto al año de 1989. La producción de plata también disminuyó 3.68% hasta 212.000 onzas troy. En contraste, la producción de platino creció de 31.300 a 42.300 onzas troy, es decir un 35%. (Gráfico No.20).

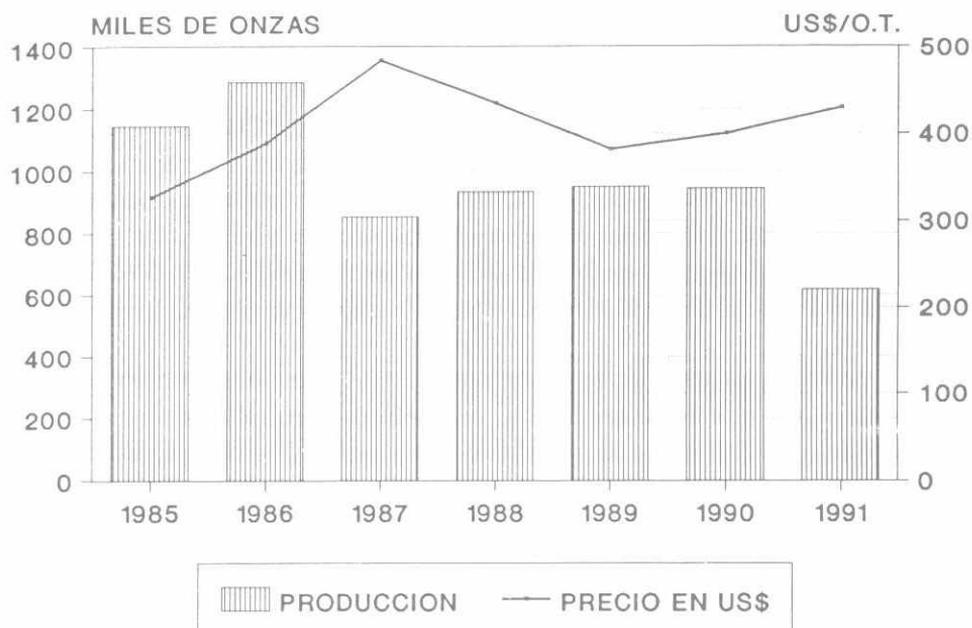
En los primeros seis meses de 1991 la producción de oro fue de 526.766 onzas troy que representaron un incremento de 15% respecto a igual período de 1990. Durante el semestre se registraron incrementos del 26% y 33% en la producción de plata y platino respectivamente.

Ampliación de Producción de Níquel

La producción de níquel en el complejo de Cerromatoso aumentó en 1990 cerca de 8.76%, hasta un total de 40.6 millones de libras, alcanzando cerca del 100% de utilización de la capacidad actual de sus instalaciones.

Dada la favorable evolución de precios del níquel en el mercado internacional en los últimos años, se proyecta la ampliación de la capacidad de producción, mediante la instalación de un nuevo horno que elevaría la producción anual de níquel a 60 millones de libras a partir de 1993, es decir 50% respecto a la capacidad actual.

Gráfico No.20
PRODUCCION Y PRECIO DE ORO



1991(Enero-Junio)

Otros Minerales

La producción de sal marina y terrestre disminuyó en cerca de 2.5% hasta un total de 634.500 toneladas en el año.

En el caso del mineral de hierro, en 1990 la producción aumentó en cerca del 11% hasta un total de 630.000 toneladas. Esto permitió que Paz del Río aumentara a 259.100 toneladas el volúmen de productos terminados. Parte del exceso de oferta de productos siderúrgicos se canalizó a la exportación.

La producción de cemento gris disminuyó en cerca del 8% durante 1990.

6. Descentralización de trámites de los Asuntos Mineros

En materia minera están al día los expedientes y se han agilizado los trámites después de la expedición de la Resolución de Delegación de Funciones No.5012 del 12 de Diciembre de 1990 del Ministerio de Minas y Energía.

Se elaboró un esquema estadístico de movimiento de documentos mineros que actualmente es la base del programa de sistematización y control de los expedientes. Este programa permitirá el recibo y trámite de éstos según la fecha de presentación de las solicitudes.

Igualmente se está trabajando en un proyecto de ley de reforma al Código de Minas, con el objeto de imprimir una dinámica diferente y efectiva a la minería. Actualmente la minería se caracteriza por la congelación de zonas en manos de personas que carecen de interés para el desarrollo de esta actividad.

Dentro del mismo proyecto habrá modificaciones al capítulo de las contraprestaciones, acogiendo las múltiples observaciones y críticas que distintos sectores del país han hecho a las disposiciones actuales.

Mediante el Decreto 199 de 1991 se declaran de reserva especial los yacimientos de metales preciosos ubicados en áreas del departamento del Chocó, las que antes fueron objeto de propiedad privada. La razón de ser de esta reserva es proteger los yacimientos para los nativos y explotadores reales de las zonas mineras del Departamento.

Mediante Resolución 3-0517 del 9 de abril de 1991, el Ministerio descentralizó y delegó en la Corporación Autónoma del Cesar CORPOCESAR, las funciones relacionadas con la protección del medio ambiente. Esta resolución es pionera en la materia y se proyecta extenderla a otras corporaciones que demuestren tener la infraestructura y el interés necesario para el cumplimiento de las funciones delegadas.

Capítulo VII

OTRAS ACTIVIDADES EN EL SECTOR DE MINAS Y ENERGIA

1. Instituto de Asuntos Nucleares: Extensión de Servicios y Transferencia de Tecnología

En el campo de la aplicación de la energía nuclear, el presente Gobierno ha dado especial énfasis al desarrollo de las actividades de servicios y transferencia de tecnología.

El Instituto de Asuntos Nucleares (IAN) es un establecimiento público de orden nacional, dotado de personería jurídica, patrimonio independiente y autonomía administrativa, adscrito al Ministerio de Minas y Energía, creado mediante el Decreto 2345 del 29 de agosto de 1959.

Por medio del Decreto No. 588 del 26 de febrero de 1991 expedido en desarrollo del Decreto No. 522 del 22 de febrero de 1991, y en ejercicio de las facultades extraordinarias conferidas al Presidente de la República por el artículo 11 de la Ley 29 de 1990 (Ley de Ciencia y Tecnología), se modificaron sus estatutos básicos y se le asignaron los siguientes objetivos:

1. Elaborar y adelantar programas científicos y tecnológicos en el campo de la energía nuclear y en el de las energías no convencionales, incluyendo el ahorro de energía.
2. Fomentar la aplicación de la energía nuclear y su aprovechamiento para fines pacíficos, al igual que la aplicación de las energías no convencionales.
3. Promover y velar por el cumplimiento de los acuerdos internacionales en materia de energía nuclear.
4. Actuar como órgano consultivo del Gobierno para el estudio de pro-

gramas, proyectos de ley, decretos o reglamentos que versen sobre la producción, uso y aprovechamiento de la energía atómica o nuclear y de la energía no convencional.

5. Prevenir los efectos de las radiaciones ionizantes sobre la población y el medio ambiente mediante la investigación, reglamentación, supervisión y control de sus aplicaciones en el territorio nacional.

Como institución de ciencia y tecnología, una de sus principales funciones consiste en desarrollar actividades de investigación y capacitación a través de proyectos nacionales y regionales, diseñados en colaboración con el Organismo Internacional de Energía Atómica, dirigidos a fomentar la aplicación de la tecnología nuclear en la solución de problemas de la economía, salud e industria en el país. Esta labor, complementada con la prestación de importantes servicios basada en el principio nuclear, se realiza como objetivo de las 14 áreas técnicas de la institución.

El Instituto de Asuntos Nucleares como entidad especializada en estas materias, está aumentando la cobertura de sus servicios técnicos especializados, lo cual es particularmente significativo en el suministro de reactivos para la medicina nuclear, servicios de ensayos y análisis de materiales para la industria, irradiación de alimentos y otros productos con fines de conservación y esterilización, la mejora en variedades de cultivos y lo relacionado con aplicaciones en hidrogeología.

Por áreas, los estudios y actividades del IAN se resumen así:

Aplicaciones en Agricultura

Esta área tiene como principal objetivo estudiar y resolver problemas relacionados con la aplicación de la tecnología nuclear en el desarrollo agrícola del país, por medio de la investigación de suelos y de la variabilidad genética de los cultivos.

Para tal efecto se realizan dos proyectos de investigación y desarrollo a saber:

- a) Técnicas nucleares en el estudio de la relación suelo-agua-planta.

Dentro de este estudio desarrollado en conjunto con el ICA, se analizaron diversos factores como el aprovechamiento del agua y nutrientes, en especial nitrógeno, con algunos cultivos específicos como trigo.

- b) Inducción de mutaciones en arroz, sorgo, trigo, mediante técnicas nucleares para lograr variedades mejoradas de estos cultivos.

Aplicaciones Industriales y Metalurgia

Esta área ha centrado sus actividades en tres frentes principales: a) Proyectos de investigación y/o aplicaciones tecnológicas en el sector metal-mecánico nacional; b) Prestación de servicios técnicos; y c) Realización de las actividades relativas a los proyectos de Ensayos No Destructivos, en especial capacitación e implantación de laboratorios y pruebas.

Entre los servicios prestados se han realizado estudios de microestructuras metálicas por microscopía electrónica, inspecciones radiográficas, asesorías técnicas, inspección por líquidos penetrantes y estudios metalográficos.

Como proyecto de gran importancia y proyecciones nacionales e internacionales se tiene el de construir en el IAN un Centro Nacional de Ensayos No Destructivos, con el patrocinio del Gobierno de Italia, que servirá de institución de referencia, calificación, certificación y capacitación de profesionales en esta metodología, de indudable utilidad dentro de los planes de apertura económica, apoyo a la industria y a las exportaciones que tiene el Gobierno Nacional.

Bioquímica y Radiofarmacia

Tiene como objetivo principal brindar el soporte técnico-científico para el desarrollo de la Biología y la Medicina Nuclear, mediante el suministro de reactivos y capacitación para la mejor utilización de las técnicas nucleares en el diagnóstico y la investigación biomédica.

Los ocho Kits de reactivos para marcación con Tecnecio 99m, producidos en el IAN, se han distribuido a 23 centros médicos especializados del país (48% situados en Bogotá), ocho de los cuales pertenecen a hospitales públicos universitarios. Estas ventas (2.184 Kits) significaron un ingreso bruto de \$19.5

millones a la institución.

Desarrollo de Procesos

Su objetivo principal es realizar a nivel de laboratorio, estudios de beneficio de los distintos recursos minerales de interés nuclear y demás metales asociados. Igualmente esta área desarrolla programas sobre el ciclo del combustible nuclear y presta apoyo en las distintas labores analíticas. Cuenta con laboratorios especializados, algunos de ellos únicos en el país.

Electrónica Nuclear

Tiene como objetivo adaptar y desarrollar tecnología electrónica en la implantación, control y mantenimiento de instrumentación nuclear, así como servir de centro de referencia, docencia y capacitación en la especialidad, tanto en el país como para la subregión andina. Desde 1984 realiza el Plan Multinacional de Desarrollo de Electrónica Nuclear del IAN, orientado hacia tres proyectos: microelectrónica, instrumentación nuclear y electrónica básica. En el cumplimiento de este programa, durante 1990 el IAN fue sede del Curso Internacional sobre Mantenimiento de Gammacámaras, con la participación de profesionales de 11 países de América Latina.

Energías No Convencionales

El objetivo de esta área es el desarrollo y adecuación de la tecnología, para la aplicación de las fuentes nuevas y renovables de energía a los problemas locales de energía en el país.

Durante el año de 1990 concluyó el proyecto de secado de yuca por energía solar. Se ha continuado el proyecto de diseño y evaluación de un secador solar de sorgo y tabaco para la ciudad de Valledupar, en conjunto con la Universidad de la Guajira y con el auspicio de Colciencias.

Se ha iniciado un estudio ambiental sobre el balance de radiación solar y su relación con parámetros climáticos en la Sabana de Bogotá, de gran utilidad para la actividad agrícola, ganadera y económica. Por otra parte, en convenio con el Ministerio de Minas y Energía y el HIMAT se ha retomado el proyecto de la elaboración del mapa de energía solar de Colombia, el cual

se espera concluir en el presente año.

Actualmente se trabaja en la presentación de unos términos de referencia sobre fuentes de energías nuevas y renovables, cuyo propósito es la formulación de un Programa Nacional de Energías No Convencionales.

Planta de Irradiación Gamma

Es una planta piloto cuyo objetivo es desarrollar las aplicaciones de las fuentes intensas de radiación como preservación de alimentos, esterilización de material de uso médico-quirúrgico, mejoramiento de plásticos y polímeros, estudios ambientales y mejoramiento genético de plantas.

Durante 1990 se recibió la visita de dos expertos, a fin de evaluar las condiciones actuales y tomar las medidas necesarias para recibir una nueva fuente de 100.000 curios (CO60), con lo cual quedará lista para investigación y servicio por varios años más. El OIEA ha aprobado este proyecto y enviará la fuente y equipos por valor de US\$ 180.000 una vez las adecuaciones hayan terminado, incluyendo la adopción del reglamento general y particular de protección radiológica. Las contrapartidas nacionales son del orden de los 15 a 20 millones de pesos.

Entre las actividades actuales se cuenta la irradiación de alimentos para determinar los parámetros de procesos cuarentenarios aplicables a las frutas de exportación, enmarcadas dentro del programa de diversificación de la producción y exportaciones colombianas.

Física

Las actividades de este programa se concentran en tres campos:

- a) Docencia: Principalmente en las áreas de instrumentación nuclear, estado sólido, física nuclear y computación.
- b) Investigación: En trabajo asociado con la Universidad Nacional en el campo de las colisiones atómicas y en física de neutrones.

-
- c) **Tareas de Infraestructura:** Trabajos en el acelerador ALI-200 y en cálculo de reactores.

Hidrología

Tiene como objetivos asesorar, investigar, aplicar y divulgar las técnicas nucleares en el campo de la hidrología e hidrogeología, con el fin de explorar, evaluar y explotar los recursos hídricos del país. Ofrece soporte técnico especializado a las entidades encargadas del manejo y distribución del recurso agua y en procesos industriales.

Materias Primas

El objetivo de esta área es la exploración de minerales radioactivos, con el fin de lograr el aprovechamiento de uranio, torio y demás compuestos naturales, fuentes de energía nuclear.

Durante 1990 se terminó el proyecto de investigación, desarrollo y aplicación de técnicas geológicas y geoquímicas en la exploración geotérmica, con una reunión de los países participantes en Costa Rica. Colombia presentó sus conclusiones sobre los trabajos realizados en las zonas de Chiles-Cumbal (Nariño) y Paipa (Boyacá) sobre el potencial geotérmico de estas regiones.

Análisis de Materiales con Técnicas Nucleares (Química)

Tiene como objetivo la utilización y difusión de técnicas nucleares y de rayos X en actividades de investigación, control de calidad, estudios de contaminación y otros, donde su utilización es ventajosa sobre técnicas analíticas convencionales.

Radiofísica Sanitaria

Esta área se ocupa de los problemas de radioprotección de los individuos, personal ocupacionalmente expuestos y población en general, contra los riesgos que resultan del empleo de las radiaciones ionizantes. Igualmente se encarga de la asesoría, evaluación y control de los usuarios, calibración de los instrumentos y definición de normas respecto a seguridad radiológica.

Reactor Nuclear

El Reactor Nuclear con que cuenta el IAN ha constituido, desde su instalación y entrada en operación en 1965, el soporte básico para el desarrollo y proyección del programa de aplicaciones pacíficas y de la energía nuclear en el país.

A través de varios proyectos aprobados y financiados por el OIEA y los Estados Unidos desde 1986, el reactor se ha venido modernizando y mejorando sus sistemas de seguridad, con aportes del exterior cercanos al millón de dólares. Se cumplieron dos fases completas y actualmente está aprobada la III, con aporte de los Estados Unidos por valor de US\$ 105.000. En diciembre de 1990, el Señor Ministro de Minas y Energía inauguró la nueva consola computarizada para el manejo integral del reactor, primera de su clase instalada en América Latina. Se han recibido ofertas de los Estados Unidos para adquirir el nuevo combustible nuclear (uranio de bajo enriquecimiento), con urgente necesidad para su instalación, teniendo en cuenta su funcionamiento continuo de más de 25 años.

Fondo Especial de Radioisótopos

Este Fondo es el mecanismo administrativo por medio del cual se maneja la importación y distribución del material radioactivo y reactivos para ser empleado por los diferentes usuarios del país.

Durante 1990 se importó material por un valor de \$222 millones, representados principalmente en generadores de Molibdeno-Tecnecio.

Intercambios Internacionales

El IAN continúa siendo el representante nacional ante el OIEA, organismo del cual se recibe la casi totalidad de la asistencia técnica en asuntos nucleares. Se han iniciado gestiones ante la ENEA (Comisión de Energía Nuclear y Fuentes Alternativas de Italia), con el objeto de realizar un convenio bilateral de cooperación y asistencia técnica en la esfera de las energías no convencionales.

2. Cooperación Técnica Internacional

2.1 GRUPO DE LOS TRES: COLOMBIA - VENEZUELA Y MEXICO

El Grupo de los Tres constituye un mecanismo idóneo para el diálogo, la concertación política y la integración entre Colombia, México y Venezuela, así como para la promoción del desarrollo económico de todos los países de la región.

En desarrollo de las actividades del Comité de Cooperación Energética del Grupo de los Tres, se han logrado identificar proyectos específicos de cooperación en cuatro frentes, así:

Hidroelectricidad:

Se estableció el potencial de desarrollo hidroeléctrico y se convino en establecer un portafolio preliminar de proyectos, el cual está siendo objeto de depuración y evaluación, a través de la profundización de los estudios de ingeniería en los aspectos hidrológico, geológico, medio ambiente y costos.

Colombia seleccionó seis proyectos con diferentes niveles de estudio y con relativa proximidad a la frontera. La potencia instalable asciende a 8.818 MW, que varía de 760 MW a 3.560 MW según el proyecto, con una generación media anual de 44.830 GWH. El costo por KW instalado está entre 689 y 1.150 dólares y el costo de la generación va de 23.5 a 30.9 centavos de dólar por KWH nivelado. El tiempo estimado para su puesta en marcha va de 9 a 16 años.

Aunque Venezuela no ha considerado la posibilidad de exportar electricidad a México, se incluyeron cuatro proyectos con aprovechamiento del Río Caroní y Paragua, con una potencia de 9.100 MW que varía de 1.300 a 3.100 MW, según el proyecto y una generación media anual de 48.700 GWTL. Sólo se han estimado los costos del KW instalado, que van de 1.100 a 1.682 dólares, con un tiempo proyectado para iniciar operaciones de ocho años.

El paso siguiente será acordar la jerarquización de los proyectos según su orden de prioridad, para realizar los estudios de detalle de aquellos incluidos en la cartera, no sin antes dimensionar las principales demandas de energía en el sistema interconectado.

El proyecto de la hidroeléctrica del Orinoco ha merecido singular interés por parte de las comisiones presidenciales de integración fronteriza Colombo-Venezolana. En tal sentido, se ha intercambiado información y se recomendó a los gobiernos la elaboración del estudio de su factibilidad, el cual deberá hacer particular énfasis en su impacto ambiental, dada la fragilidad del sistema ecológico del entorno del mismo.

A principios del año se realizó en Cúcuta la reunión de la Comisión Técnica Binacional, donde se lograron avances importantes para acometer el estudio de factibilidad del embalse en el sitio de los caudales (zona comprendida entre Puerto Ayacucho y Puerto Nariño, Colombia). A este propósito, se cuenta ya con la información básica de cartografía, hidrología, geología y navegación. Se concluyó en la necesidad de hacer un gran esfuerzo binacional de detalle sobre los aspectos ambiental, cultural, escénico y arqueológico, dada la deficiente información disponible. Se acordó la fecha de Diciembre/93 como horizonte, para tener concluido el estudio completo de prefactibilidad del proyecto.

Interconexión Eléctrica

Se acordó por parte del Grupo de los Tres, iniciar el estudio de prefactibilidad de la interconexión eléctrica de los tres países. Dado que ello solo es posible a través del Istmo Centroamericano, se incorporó el CEAC (Consejo de Electrificación de América Central) al grupo de trabajo y actualmente se avanza en la recolección de la información sobre recursos humanos, planes de expansión, metodologías aplicadas y repertorio de proyectos.

En su carácter de unidad ejecutora, se acogió la propuesta de que la CEPAL participe en todas las actividades relevantes de las distintas etapas del proyecto. Se solicitó al BID analizar la mejor forma de contribuir al financiamiento del estudio de prefactibilidad mencionado, con el fin de que se inicie lo mas pronto posible, lo cual contó con una respuesta favorable por parte de sus delegados a la reunión de Ciudad de México.

En lo concerniente a la interconexión eléctrica entre Colombia y Venezuela se informó en la reunión realizada el pasado mes de febrero, que la línea de interconexión entre la estación cuatricentenario del Estado Zulia y Cuestecitas en la Guajira, estaría en servicio para Septiembre de 1992.

Por la parte Colombiana, el proyecto lo ejecuta ISA, y por la parte Venezolana EDELCA. El BID en su reunión del pasado 17 de octubre, aprobó un crédito para Colombia del cual se destinaran US\$ 11 millones a la financiación de este proyecto.

Igualmente se cuenta con la oferta de un crédito puente por parte de INTERCOR, lo cual facilitaría adelantar la ejecución del proyecto en forma temprana. Venezuela cuenta ya con la financiación BID y avanza en la tramitación de las licitaciones de obras y suministros. Adicionalmente se han adelantado evaluaciones preliminares por parte de una Comisión Técnica Binacional, para la posible construcción de una segunda línea de interconexión, con especificaciones similares a la anterior.

Se encuentran también sobre el tapete los proyectos de las interconexiones entre el Estado Táchira-Norte de Santander y Arauca-El Amparo.

Asimismo, Colombia también solicitó en la referida reunión, la posibilidad de suministrar combustible venezolano a las plantas diesel de Puerto Carreño y Casuarito. El Señor Viceministro de Energía y Minas de Venezuela, anunció que se darían las instrucciones a CORPOVEN para dicho suministro.

Carbón

El pasado mes de septiembre se llevó a cabo en la ciudad de Cartagena el Primer Encuentro de Inversionistas del Carbón con asistencia de más de 500 participantes. El encuentro estuvo orientado a propiciar la inversión para la explotación del carbón en Colombia y Venezuela y su comercialización hacia México. La coordinación de este evento estuvo a cargo del Grupo de Trabajo de Carbón, del Comité de Cooperación del Grupo de los Tres.

Se están definiendo acciones realistas respecto al impacto ecológico del carbón, a partir del uso de tecnologías limpias. Con tal fin, se viene organizando una reunión entre institutos de investigación de los tres países, con el propósito de promover la adopción de las tecnologías más convenientes para la utilización del carbón como insumo energético.

Al tiempo se está elaborando un catálogo de proyectos carboeléctri-

cos, susceptibles de ser incorporados al programa de la interconexión eléctrica ya mencionado, incluyendo las posibilidades que ofrece Centroamérica.

Es de destacar el interés manifestado por Venezuela, en tener acceso a las facilidades portuarias Colombianas para sus exportaciones de carbón térmico. Por su parte las empresas que explotan los yacimientos de carbón del Nororiente colombiano están interesadas en lograr la ampliación de las facilidades de transporte y embarque a través de Venezuela, dada las economías para tal actividad.

Gas Natural

Se avanza en este momento por parte de los dos gobiernos en el estudio de factibilidad del proyecto de interconexión de los dos países, mediante un gasoducto que suministrará gas natural Venezolano a Colombia, para lo cual se acordó recientemente el plan detallado de las actividades necesarias a fin de concluirlo.

De la información suministrada se conoció que en el mediano plazo (1993) se tendrán disponibles en la zona occidental de Venezuela, alrededor de 200 MPCD de gas natural, con posibilidades de incrementarse gradualmente, hasta alcanzar un máximo de 500 MPCD en 1996. Se infiere de ello, que los requerimientos de gas por parte de Colombia (60 a 120 MPCD) son marginales, comparados con los potenciales de producción de Venezuela que alcanzan cifras del orden de 6.500 MPCD (millones de piés cúbicos diarios), de los cuales 2.500 MPCD corresponden a la zona occidental.

En principio, se han considerado dos opciones de presión de entrega del gas en frontera: 200 y 700 PSI, las cuales se tuvieron en cuenta en el estudio de prefactibilidad realizado por Colombia el pasado mes de agosto.

En el marco del Grupo de los Tres se analizarán también las posibilidades de complementación energética mediante proyectos de interconexión gaseífera, que en el largo plazo integren los países centroamericanos con México, Colombia y Venezuela. Con este fin la Dirección General Sectorial de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, quien coordina el Grupo de Trabajo de Gas, está recopilando la información necesaria para su evaluación.

G.L.P. (Gas Propano)

En el seno del Grupo de los Tres, Colombia ha planteado la necesidad de contar con suministros por parte de Venezuela, quien cuenta con importantes excedentes. En Colombia, la demanda total actual está cercana a 17.200 BPD, de la cual está insatisfecha cerca de 4.000 BPD, cifra que subirá a 5.000 BPD en 1995 y a 6.000 BPD a fines de la presente década.

Para el país hay urgencia de este programa, con destino a proporcionar un sustituto idóneo y económico de la leña y el carbón vegetal en el sector residencial.

Los precios serían objeto de una negociación, de tal suerte que la transacción no se de con base en los precios internos de Venezuela (subsidiado), pero tampoco a los precios internacionales del producto, totalmente desfasados respecto a nuestro precio interno. Una variedad de fórmulas pueden ser analizadas para llegar a un arreglo aceptable para las partes. Es de anotar que el precio de importación, por provenir de Venezuela, no incluye aranceles ni la sobretasa de la Ley 75 de 1986, lo que puede ascender a un 18%; además, los pagos se efectúan por el sistema de crédito recíproco de los países miembros de ALADI.

Además de los programas de cooperación anteriores, se han venido tratando a través de las comisiones presidenciales de integración, temas como el suministro de combustibles y lubricantes por parte de MARAVEN a la comisaría del Vichada, la revisión del plan de contingencia para derrames petroleros en cuerpos de agua, suscrito entre Ecopetrol y PDVSA en diciembre de 1989.

Otro aspecto importante que concierne a los dos países, es la propuesta de creación de un Fondo Latinoamericano de Inversiones en el sector energético, respecto al cual el Gobierno Nacional hizo comentarios específicos que han tenido acogida.

Con el objeto de optimizar el aprovechamiento y transferencia de recursos y conocimientos tecnológicos, se considera conveniente propiciar un convenio de cooperación entre el I.C.P. de ECOPETROL e INTEVEC de PDVSA. Una primera aproximación a tal objetivo se desarrollará mediante el

intercambio de visitas que hacen posible que los institutos de uno y otro país, definan las áreas de interés común.

Adicionalmente se considera que en todo el proceso integracionista y de cooperación, la Corporación Andina de Fomento (C.A.F.) juegue un rol de mayor importancia en el financiamiento de los proyectos. En reunión reciente con la representación de la C.A.F., esta corporación manifestó particular interés en participar en el financiamiento de los proyectos del gasoducto binacional, dada su experiencia en un proyecto similar (Argentina-Bolivia) y del segundo circuito de interconexión con Venezuela, para lo cual tendrían recursos de libre disponibilidad. Igualmente, manifestaron su interés en participar del cofinanciamiento del proyecto URRRA. Es de destacar que según los estatutos del BID, los recursos de la C.A.F. califican como contrapartida local en la eventualidad de la consecución de recursos BID para el financiamiento de los proyectos aludidos.

2.2 OLADE

La Organización Latinoamericana de Energía OLADE es un organismo técnico internacional, destinado a la integración y cooperación técnica de los países del área. Su organización está presidida por la reunión de Ministros, que cuenta con la asesoría de la Junta de Expertos, y por la Secretaría Permanente, presidida por el Secretario Ejecutivo.

Del 28 al 30 de octubre de 1991 se realizó en la ciudad de Caracas la XXII Reunión de Ministros de Energía de la OLADE, con participación de representantes de los países del área latinoamericana.

Entre los temas tratados tuvo especial interés el relacionado con la Eficiencia Energética, el cual permitió que los Ministros de Energía de la región definiera la posición que adoptarán para la Conferencia Mundial del Medio Ambiente a realizarse en Brasil en 1992.

Igualmente se presentó el estudio sobre los Resultados de la Matriz Energética Regional realizado por solicitud de los Presidentes del Grupo de Río, donde se examinan las posibilidades de autosustentación energética para América Latina y el Caribe, así como el incremento del comercio interregional y perspectivas de complementariedad e integración.

La delegación colombiana encabezada por el Ministro de Minas y Energía adelantó conversaciones con los representantes de algunos de los países miembros, para continuar con el desarrollo de programas energéticos entre los que se cuentan la interconexión eléctrica y de gas con Venezuela; las exportaciones de carbón térmico y coquizable al Brasil; promover con Brasil y Perú la realización de un estudio de factibilidades para la construcción de una planta térmica de generación en la región fronteriza del Amazonas y promover igualmente el desarrollo de proyectos de generación térmica con Costa Rica, Guatemala y Cuba entre otros.

Como punto relevante de las reuniones mencionadas, se debe señalar que las actividades y el liderazgo desarrollados por el doctor Gabriel Sánchez Sierra, colombiano, y el apoyo total de la delegación, permitieron su reelección como Secretario Ejecutivo de la Organización para el próximo período trienal.

Vale la pena destacar dentro de las acciones de OLADE lo relativo al desarrollo de un memorando de entendimiento suscrito con CARBÓCOL. En él se busca desarrollar un programa de comercialización y abastecimiento del carbón entre los países miembros de esta Organización. Por esta razón Carbocol cedió un funcionario de tiempo completo a la OLADE para dirigir el mismo programa.

En la declaración de la XXI Reunión de Ministros de Energía de la OLADE, y con base en esta asesoría de CARBOCOL, se acordó impulsar los estudios relativos al Carbón en la región, así como evaluar su utilización como sustituto y complemento de otros energéticos. Para el presente año, ya están programadas las realizaciones de los respectivos estudios, bajo el auspicio del programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD).

El trabajo plantea facilitar a los países miembros de la OLADE herramientas sencillas, con el fin de incorporar al Carbón dentro del planeamiento energético.

La asesoría de Carbocol también ha sido de gran importancia en las siguientes actividades:

En el primer trimestre del año pasado se presentó el estudio "Situación actual y Perspectivas del consumo del Carbón en América Latina y del

Caribe", donde se expuso un primer análisis del mercado potencial del carbón.

Se elaboró el modelo de evaluación económica "Competitividad del Carbón, Petróleo y Gas en las Plantas Termoeléctricas". De acuerdo a los comentarios recibidos de algunos países, este documento fue distribuido en toda la región. Carboacol está preparando otro modelo sobre sustitución de combustibles líquidos por carbón en plantas cementeras. En la actualidad se está sistematizando la información sobre recursos y reservas carboníferas, con el objeto de determinar la posibilidad de un gran desarrollo del carbón en los países Latinoamericanos y del Caribe.

Carboacol con participación de la OLADE, JUNAC, CIER, ARPEL, ALAI y Proyecto de Integración Petrolera Subregional Andina-IPSA, está montando un sistema de información sobre oferta y demanda de bienes de capital y tecnologías en la región. Se busca fortalecer el intercambio de bienes de capital, servicios y tecnología regionales, con la participación de oferentes y demandantes, tratando de buscar financiamiento mediante la creación de mecanismos de concentración y actividades de promoción e información. Vale la pena mencionar que el delegado de CARBOCOL en sus visitas a varios países de Centro América y México, logró resultados concretos como en el caso de Costa Rica donde se definió un programa de carbón, mirando la posibilidad de montar una planta Carboeléctrica en Cuba, donde se evaluó la posibilidad de importar carbón mineral y producir localmente turba (carbón de menor calidad).

2.3 GRUPO ANDINO

En la reunión de Ministros de Energía del Grupo Andino, celebrada el 12 de noviembre de 1990 en Río de Janeiro, se presentó por parte de OLADE el informe de avance del proyecto de Integración Petrolera Sub-Regional Andina y mecanismos financieros energéticos regionales o sub-regionales, en cumplimiento del mandato de la anterior reunión de Ministros de Energía del Grupo Andino celebrada en Quito los días 12,13 y 14 de febrero de 1990. Se acordó que la realización de estas acciones debe efectuarlas OLADE en coordinación de ARPEL, para aprovechar la experiencia de este organismo a nivel de empresas petroleras estatales latinoamericanas.

Se presentó a esta reunión por parte de la Financiera Energética Nacional-FEN, un documento en donde se exponen los mecanismos financieros para el logro de proyectos energéticos regionales, titulado "Una Financiera Energética Subregional Experiencia Colombiana".

Este documento concluye con la conveniencia de estudiar la organización de financieras nacionales, sobre lo cual Colombia estaría dispuesto a prestar su asistencia y cooperación. Igualmente se analiza la posibilidad de ampliar los objetivos y las fuentes de recursos de la Corporación Andina de Fomento-CAF.

2.4 CONVENIO EURCOLERG

El Gobierno Colombiano a través del Ministerio suscribió con la Comisión de las Comunidades Europeas (CCE) en diciembre de 1988 un convenio de financiamiento para el sector energético denominado EURCOLERG. Este Convenio comprende tres subproyectos:

- Gas Natural
- Gestión de Carga Eléctrica
- Uso Racional de Energía

Las actividades específicas de los dos primeros subproyectos se comenzaron a ejecutar en el segundo semestre de 1990, mientras que las del tercero se iniciaron en el segundo semestre de 1991.

Con la coordinación general del Ministerio de Minas y Energía avanza la ejecución del convenio de la siguiente manera:

Gas Natural

Este subproyecto tiene como objetivo general formular un plan a largo plazo que contribuya a la promoción del uso del Gas Natural mediante la elaboración de soluciones prácticas en las áreas de diseño de gasoductos, conversión de equipos, seguridad y optimización de redes, normalización y producción de equipos y accesorios, y recomendación de estructuras tarifarias dentro de una política adecuada de precios relativos. Así mismo promueve

los intercambios tecnológicos y desarrollará la cooperación industrial entre Colombia y los países de la CEE, (Cooperación Industrial).

La ejecución de este subproyecto está en cabeza de Ecopetrol que actúa con el concurso de un consorcio europeo compuesto por Gaz de France, BEICIP y Catalana de Gas, llamado EURCOGAS, y la participación activa de las diferentes entidades del sector involucradas en el tema. Metodológicamente el subproyecto se ejecuta por ocho grupos de trabajo adecuadamente articulados e interrelacionados con el subproyecto de carga eléctrica. Esos grupos de trabajo son los siguientes: mercado de gas, reservas/producción, economía/energía, redes, tarifación/aspectos financieros, gas natural comprimido, equipamientos y normalización.

Gestión de Carga Eléctrica

Los objetivos generales de este subproyecto buscan la identificación óptima de políticas y medidas destinadas a lograr la mejor utilización de la infraestructura eléctrica para reducir los gastos de inversión y de funcionamiento, la racionalización de la carga eléctrica mediante el mejoramiento de la gestión de la demanda y también promover intercambios tecnológicos y de desarrollo de la cooperación industrial entre nuestro país y los de la CEE.

La ejecución está a cargo del ICEL y de las empresas electrificadoras de Santander y Boyacá, quienes cuentan con el respaldo técnico del consorcio europeo Lahmeyer International-Decon-Nifes, asociado con consultoría colombiana y Consultores Unidos de Colombia.

Actualmente se analizan las curvas de carga del sector industrial de Boyacá y del sector residencial de Bucaramanga, al tiempo que se identifican algunas medidas, acciones y mecanismos para lograr hacer las curvas de carga más regulares, evitando que los picos que se presentan sean pronunciados.

Uso Racional de Energía

En este subproyecto se ha establecido un grupo interinstitucional, conformado por el Ministerio, la Comisión Nacional de Energía, Ecopetrol, Isa, Corelca, DNP y el Ministerio de Obras Públicas y Transporte.

Actualmente se preparan los términos de referencia para hacer un diagnóstico del sector energético desde el punto de vista de las posibilidades de conservación, ahorro, sustitución y uso racional de energía que existen en el país. Con base en este diagnóstico se formulará un plan de acciones concretas y viables que lleven a una mejor utilización de los recursos energéticos.

2.5 CONSEJO MUNDIAL DE ENERGIA

El Ministerio de Minas y Energía tiene la coordinación del Comité Nacional del Consejo Mundial de Energía; aquí actúa como Presidente el Ministro y como Secretario el Jefe de la Oficina de Planeación de la misma entidad.

La próxima reunión del Consejo se realizará en septiembre de 1992 en Madrid España, y allí se abocará el tema "Energía y Vida". Dentro de este contexto, actualmente se adelanta un estudio de prospección denominado "Energía para el mundo de mañana: las realidades, las opciones y la agenda para el éxito". Este estudio se realiza utilizando la técnica "Delfos", la cual por medio de entrevistas y cuestionarios diligenciados por funcionarios de alto nivel, permite conocer los eventos, restricciones y posibilidades que se tienen en el futuro para diseñar y ejecutar la política energética, y sobre esta base definir lineamientos coherentes, tanto a nivel de la política interna, como de los grandes aspectos de la política mundial. Este trabajo en Colombia se ha iniciado bajo la coordinación de la Oficina de Planeación del Ministerio.

2.6 COOPERACION CON ESTADOS UNIDOS

El Gobierno Nacional adelanta conversaciones con el Departamento de Energía de los Estados Unidos, a fin de concretar un programa de cooperación en esta área. Actualmente con base en identificaciones preliminares se diseñan unos términos de referencia que serán discutidos conjuntamente en las próximas semanas, durante una visita que adelantarán representantes colombianos a ese Departamento.

La definición de los términos de referencia se realiza buscando optimizar las diferentes cooperaciones que recibe el país. Para este efecto, se ha adelantado un inventario y evaluación de los proyectos que se desarrollan a

fin de identificar una conveniente complementariedad.

De esta manera, inicialmente se ha definido por parte de Colombia que el programa de cooperación técnica a desarrollar con el Departamento de Energía de los Estados Unidos, se oriente prioritariamente a la búsqueda de proyectos concretos que permitan lograr objetivos mensurables en las áreas de eficiencia energética, privatización de proyectos del sector energético, tecnología, medio ambiente, capacitación y apoyo a la definición de política energética.

3. Fortalecimiento Institucional del Ministerio de Minas y Energía

Misión Institucional del Ministerio de Minas y Energía

El Ministerio ha estado interesado en llevar a cabo una revisión sobre la vigencia y alcance de su presencia institucional de tal forma que se asegure una respuesta eficiente, adecuada y suficiente al proceso de apertura y modernización que ha emprendido el Estado Colombiano. Con este fin se contrataron los servicios de asesoría a través de una firma privada para la realización de un estudio que contempla las siguientes fases:

Fase 1

Formulación de misión y derroteros estratégicos

Fase 2

Planeación operacional y definición de la estructura del Ministerio

Fase 3

Programa de desarrollo de la organización

- Gente
- Tecnología
- Procesos productivos
- Procesos de dirección

Fase 4

Ley Marco

Elementos orientadores del sector

Fase 5

Desarrollo del proceso para organizaciones vinculadas y relacionadas

La Fase 1 ya se cumplió exitosamente y hoy el Ministerio cuenta con una Misión definida en los siguientes términos:

"El Ministerio de Minas y Energía es una Entidad Pública, de carácter nacional, del nivel superior del ejecutivo central que ejerce las funciones de planeación, promoción y seguimiento del sector energético y minero y en tal sentido es la encargada de:

— Administrar los recursos no renovables de la Nación de tal forma que se asegure su mejor utilización.

— Orientar el uso y regular el aprovechamiento de los recursos energéticos en procura de su mejor utilización y garantizando el abastecimiento suficiente de los mismos.

Los servicios prestados por el Ministerio deben caracterizarse por su agilidad, oportunidad, eficiencia, consistencia, claridad y calidad, logrando siempre el cumplimiento de la ley y de las políticas nacionales vigentes y en procura del mayor beneficio para el país de los recursos a él encomendados."

De igual manera se formularon unos objetivos concretos realizables en los próximos tres años mediante la puesta en marcha de un conjunto de estrategias planeadas.

En la actualidad se viene desarrollando la Fase 2, la cual estará concluida el 31 de diciembre de 1991.

Tecnificación en manejo de documentos

Se ha puesto en marcha un mejor sistema, el cual pretende agilizar y controlar la totalidad de los documentos que se tramitan tanto interna como

externamente, procurando con este procedimiento mejorar la atención al usuario, facilitando la operación de los diferentes documentos que se reciben y se tramitan en el Ministerio. Mediante un sistema de información permanentemente actualizado se va a lograr más agilidad y diligencia en el registro, estudio y respuesta a comunicaciones y solicitudes de los usuarios de los servicios de la entidad.

Lo anterior es ya una realidad pues se implantaron y se encuentran en operación los siguientes sistemas:

1. Administración de documentos activos e inactivos. Control de radicación, trámite, respuesta y lugar de conservación.
2. Control de expedientes del área de Asuntos Legales, Secretaría Jurídica y demás expedientes de otras dependencias.
3. Central de cuentas.
4. Central de conservación de documentos y archivo inactivo.

Estos programas son sistematizados, los cuales agilizan los resultados disminuyendo recursos y tiempo.

Campana Moralizadora

También con el ánimo de fortalecer institucionalmente al Ministerio de Minas y Energía y en desarrollo de las directrices del Gobierno Nacional, se ha venido adelantando una campaña moralizadora que comprende la divulgación al público de los procedimientos a seguir, para adelantar denuncias con respecto a irregularidades en la tramitación de documentos y solicitudes, así como el control interno para que se lleven a cabo las investigaciones y sanciones disciplinarias a que haya lugar.

Capacitación de Funcionarios

El Ministerio viene realizando una importante gestión en el desarrollo personal y profesional de sus funcionarios. Esta acción se lleva a cabo para dar respuesta tanto a los requerimientos del mismo Ministerio como a las ex-

pectativas del personal, frente a los cambios tecnológicos, económicos y sociales del país.

Se ha logrado el fortalecimiento de la integración del Ministerio con sus zonas mineras mediante el "Seminario Técnico-Administrativo de Regionales Mineras" realizado a principios del presente año. También se destacan los seminarios sobre Administración Efectiva del Tiempo, Calidad Total y el Nuevo Régimen Cambiario Colombiano. En el año 1990 y en lo transcurrido de 1991 se ha continuado con un curso de inglés en tres niveles para los funcionarios del Ministerio.

Se tienen programados una serie de seminarios entre los que se destacan los siguientes:

- Formación de Brigadas de Emergencia
- Redacción de Informes y Conceptos Jurídicos
- Sistema de Aplicación del Nuevo Manual Contable
- Actualización en Derecho Administrativo
- Programas de Salud

Mejoramiento de Procesos

Con el propósito de hacer un mejor seguimiento y control de los recursos que integran al FONDO ROTATORIO del MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, se suscribió un convenio entre el Ministerio y el Banco Popular que permitirá a los usuarios del Ministerio hacer sus consignaciones desde cualquier municipio del país mediante la utilización del formato denominado RECAUDO NACIONAL. Con base en esta información se podrá conocer en forma exacta y oportuna la situación contable del Fondo, garantizar una ejecución ágil de sus partidas, evaluar el movimiento de cada rubro e igualmente se podrá determinar qué Regionales Mineras son más activas en la generación de estos recursos.

Agilización de Cuentas y Trámite

Mediante la aplicación de nuevos procesos administrativos y con la participación activa de los funcionarios se ha logrado un importante avance en la agilización del trámite de las cuentas de cobro, la cual ha generado una mayor eficiencia y absoluta imparcialidad en el manejo y evacuación de las cuentas pendientes a través de sistema de Control de Cuentas, actualmente en operación.

Sistematización Areas de Presupuesto, Contabilidad y Tesorería

Estas áreas fueron incorporadas a la planta del Ministerio con posterioridad a la expedición de la Ley 38 de 1989. La presente administración está llevando a cabo el proceso integral de sistematización de estas áreas, mediante las siguientes actividades:

- a) Adquisición de dos microcomputadores
- b) Diseño de un programa para seguimiento y control de la ejecución presupuestal por parte de la División de Sistemas del Ministerio e instalación de una pantalla terminal conectada con el sistema central del Ministerio.

Control Interno

El Ministerio está adelantando las gestiones pertinentes para asumir directamente las funciones de control previo y perceptivo que estaban a cargo de la CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA de acuerdo con las nuevas disposiciones constitucionales.

Como paso inicial se ha suscrito un convenio entre el Ministerio y la CONTRALORIA para que la Auditoría siga desempeñando las funciones del control en forma normal hasta el 31 de diciembre de 1991 e instruya a un grupo de funcionarios del Ministerio en las labores de control. Igualmente se están evaluando algunas propuestas de consultores externos para la organización del control en forma definitiva a partir del 1o. de enero de 1992.

ANEXOS

ESTADISTICOS

Anexo No. 1	BALANCE ENERGETICO
Anexo No. 2	Energía Eléctrica
Anexo No. 3	Hidrocarburos
Anexo No. 4	Minería

ANEXO No. 1

BALANCE ENERGETICO

Cuadro No. 1.1
Balance Ener

REPUBLICA DE COLOMBIA							
SISTEMA DE INFORMACIONES ENERGETICAS						BALANCE ENERGETICO	
ENERGETICOS	ENERGIA PRIMARIA						
	HE	GN	PT	CM	LE	BZ	RC
UNIDADES ORIGINALES	GWH	MMPC	KBBL	KTON	KTON	KTON	TCAL
1. CONSUMO INDUSTRIAL	0,0	37284,2	4584,1	3218,9	34,1	4653,5	1070,9
• Alimentos Bebidas y Tabaco	0,0	2369,6	1209,5	224,8	6,2	4477,8	0,5
• Textil y Confecciones	0,0	261,3	480,0	248,8	0,0	0,0	7,4
• Calzado y Cueros	0,0	129,6	68,5	0,0	0,0	0,0	0,0
• Maderas y Muebles	0,0	641,0	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0
• Papel e Imprenta	0,0	1809,2	521,7	434,1	0,0	175,7	987,8
• Químicos	0,0	15710,4	404,7	136,5	0,0	0,0	75,2
• Cemento	0,0	13318,2	180,4	1180,6	0,0	0,0	0,0
• Piedras Vidrio y Cerámicas	0,0	500,8	846,7	749,9	27,3	0,0	0,0
• Hierro Acero y No Ferrosos	0,0	1098,7	289,6	53,8	0,3	0,0	0,0
• Maquinaria y Equipos	0,0	1279,8	413,4	0,0	0,3	0,0	0,0
• Otros	0,0	165,6	165,8	190,4	0,0	0,0	0,0
2. CONSUMO TRANSPORTE	0,0	669,7	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0
•• Pasajeros Privado Interurbano	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
•• Pasajeros Privado Urbano	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
•• Pasajeros Público Interurbano	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
•• Pasajeros Público Urbano	0,0	669,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
•• Carga Urbana	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
•• Carga Interurbana	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
• Total Carretero	0,0	669,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
• Aereo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
• Fluvial	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
• Marítimo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
• Ferroviario	0,0	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0
3. CONSUMO AGRICOLA	0,0	0,0	28,3	0,0	1415,8	2647,4	490,5
• Tractores	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
• Secado de Granos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
• Procesamiento Agrícola	0,0	0,0	28,3	0,0	1415,8	2647,4	490,5
• Riego	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
• Fumigación	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4. CONSUMO RESIDENCIAL	0,0	3682,1	0,0	280,2	9367,8	0,0	0,0
•• Cocción	0,0	3645,7	0,0	132,3	812,2	0,0	0,0
•• Iluminación	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
•• Agua Caliente	0,0	36,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
•• Nevera	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
•• Aire Acondicionado	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
•• Otros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
• Total Urbano	0,0	3682,1	0,0	132,3	812,2	0,0	0,0
• Total Rural	0,0	0,0	0,0	147,9	8555,6	0,0	0,0

MME-SE-IX-91

(Continuación)
gético - 1990

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Hoja 2

CO CONSOLIDADO

AÑO: 1990

ENERGIA SECUNDARIA

EE	GR	GL	GM	KJ	DO	FO	NE	CQ	CL	GI
GWH	KBBL	KBBL	KBBL	KBBL	KBBL	KBBL	KBBL	KTON	KTON	TCAL
7894.0	0.0	83.9	0.0	706.0	1869.5	457.1	155.8	90.4	2.8	153.1
1254.5	0.0	24.2	0.0	32.0	595.6	214.3	31.2	0.0	0.0	0.0
840.0	0.0	6.6	0.0	41.1	131.0	17.5	4.2	0.0	0.0	0.0
58.0	0.0	0.2	0.0	0.1	3.3	2.2	0.9	0.0	0.0	0.0
69.4	0.0	0.0	0.0	0.0	7.5	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0
630.0	0.0	4.8	0.0	14.0	27.5	56.4	3.1	0.0	0.0	0.0
2059.5	0.0	6.0	0.0	84.0	199.3	11.4	35.8	10.3	2.8	0.0
786.0	0.0	0.0	0.0	3.4	203.7	3.3	16.3	0.0	0.0	0.0
336.6	0.0	26.0	0.0	395.0	65.0	0.0	4.6	0.0	0.0	0.0
1383.0	0.0	13.5	0.0	65.2	111.2	0.0	8.9	79.4	0.0	153.1
421.0	0.0	2.6	0.0	1.1	73.8	0.0	8.8	0.7	0.0	0.0
56.0	0.0	0.0	0.0	70.1	451.6	152.0	41.5	0.0	0.0	0.0
4.0	0.0	0.0	35477.2	3963.5	6898.3	78.7	1005.8	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	3849.8	0.0	75.4	0.0	88.8	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	9046.2	0.0	166.0	0.0	178.1	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	4560.5	0.0	456.0	0.0	97.6	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	8766.3	0.0	432.8	0.0	232.3	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	4093.3	0.0	613.2	0.0	122.8	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	4414.6	0.0	3969.7	0.0	243.1	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	34730.7	0.0	5713.1	0.0	962.7	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	194.0	3963.5	0.0	0.0	12.1	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	544.5	0.0	336.8	0.0	21.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	702.8	71.0	6.6	0.0	0.0	0.0
4.0	0.0	0.0	8.0	0.0	145.6	7.7	3.4	0.0	0.0	0.0
55.6	0.0	0.0	50.9	0.0	1971.9	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	863.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26.4	0.0	0.0	0.0	0.0	520.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4.4	0.0	0.0	0.0	0.0	138.6	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0
24.8	0.0	0.0	0.0	0.0	449.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	50.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2566.1	0.0	4470.6	1562.2	1298.8	0.0	0.0	0.0	0.0	100.4	0.0
4043.2	0.0	3992.0	1562.2	779.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.5	0.0
2082.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2205.4	0.0	31.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2572.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
367.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
980.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2252.1	0.0	4023.4	1562.2	779.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.5	0.0
314.0	0.0	447.2	0.0	519.8	0.0	0.0	0.0	0.0	94.9	0.0

Cuadro No. 1.2

**PRECIOS INTERNOS DE ENERGETICOS
1990**

Producto	Precios en Pesos Colombianos		Precios en Dólares		Precios relativos		
		\$/MBTU		US\$/MBTU	a la Electricidad		
Petróleo	81.29	\$/GL	623.45	6.79	US\$/Bbl	1.24	0.08
Carbón Mineral	4958.28	\$/TON	192.03	9.87	US\$/TON	0.38	0.02
Gas Natural Ind. y Com.	428.55	\$/MBTU	428.55	0.85	US\$/MBTU	0.85	0.06
Gas Natural Residencial	471.14	\$/MBTU	471.14	0.93	US\$/MBTU	0.93	0.06
Gas Natural Comprimido	1653.44	\$/MBTU	1653.44	3.29	US\$/MBTU	3.29	0.21
Gas Licuado Cil.20LB	752.64	\$/CIL	1958.87	14.70	US\$/Bbl	3.90	0.25
Gas Licuado Cil.40LB	1434.99	\$/CIL	1867.27	14.01	US\$/Bbl	3.71	0.24
Gas Licuado Cil.100LB	3560.29	\$/CIL	1853.12	13.90	US\$/Bbl	3.68	0.24
Gas Lic. Carrotanque	137.19	\$/GL	1190.17	11.47	US\$/Bbl	2.36	0.15
Gasolina Regular	288.50	\$/GL	2502.56	24.12	US\$/Bbl	4.98	0.32
Gasolina Extra	342.76	\$/GL	2973.57	28.66	US\$/Bbl	5.92	0.38
Cocinol	34.89	\$/GL	302.69	2.91	US\$/Bbl	0.60	0.04
Kerosene	294.34	\$/GL	2342.33	24.61	US\$/Bbl	4.66	0.30
Diesel Oil	276.81	\$/GL	2123.01	23.14	US\$/Bbl	4.22	0.27
Fuel Oil	155.48	\$/GL	1111.89	12.96	US\$/Bbl	2.21	0.14
Turbocombus JP-A	281.01	\$/GL	2236.25	23.49	US\$/Bbl	4.45	0.29
Gasolina Aviación	326.26	\$/GL	2830.43	27.28	US\$/Bbl	5.63	0.36
Electricidad Residencial	12.80	\$/Kwh	3750.36	25.45	US\$/Mwh	7.46	0.48
Electricidad Comercial	38.38	\$/Kwh	11245.23	76.41	US\$/Mwh	22.38	1.44
Electricidad Industrial	28.58	\$/Kwh	8373.86	56.9	US\$/Mwh	16.67	1.08
Electricidad Total	26.59	\$/Kwh	7790.79	52.94	US\$/Mwh	15.51	1.00

Tasa de cambio: 502.26 \$/US\$

MME-OP-SIE

Cuadro No. 1.3

**PRECIOS INTERNOS DE ENERGETICAS
A JUNIO 1991**

Producto	Precios en Pesos Colombianos \$/MBTU		Precios en dólares US\$/MBTU		Precios relativos a la Electricidad		
Petróleo	81.34	\$/GL	623.84	5.71	US\$/Bbl	1.04	0.07
Carbón Mineral	5300.00	\$/TON	205.48	8.85	US\$/TON	0.34	0.02
Gas Natural Ind. y Com.	1537.20	\$/MBTU	1537.20	2.57	US\$/MBTU	2.57	0.17
Gas Natural Residen.	1917.44	\$/MBTU	1917.44	3.20	US\$/MBTU	3.20	0.21
Gas Natural Comprim.	2184.00	\$/MBTU	2184.00	3.65	US\$/MBTU	3.65	0.24
Gas Licuado Cil.20LB	1040.00	\$/CIL	2706.59	17.04	US\$/Bbl	4.52	0.30
Gas Licuado Cil.40LB	1990.00	\$/CIL	2589.48	16.31	US\$/Bbl	4.33	0.28
Gas Licuado Cil.100LB	4820.00	\$/CIL	2508.80	15.80	US\$/Bbl	4.19	0.27
Gas Lic. Carrotanque	190.00	\$/GL	2116.67	13.33	US\$/Bbl	3.54	0.23
Gasolina Regular	364.00	\$/GL	3157.65	25.54	US\$/Bbl	5.27	0.34
Gasolina Extra	452.00	\$/GL	3921.04	31.71	US\$/Bbl	6.55	0.43
Cocinol	43.00	\$/GL	373.02	3.02	US\$/Bbl	0.62	0.04
Kerosene	365.00	\$/GL	2904.45	25.61	US\$/Bbl	4.85	0.32
Diesel Oil	365.00	\$/GL	2799.22	25.61	US\$/Bbl	4.68	0.31
Fuel Oil	202.00	\$/GL	1444.48	14.17	US\$/Bbl	2.41	0.16
Turbocombus JP-A	366.00	\$/GL	2912.41	25.68	US\$/Bbl	4.86	0.32
Gasolina Aviación	424.60	\$/GL	3683.35	29.79	US\$/Bbl	6.15	0.40
Electricidad Residencial	15.09	\$/Kwh	4421.33	25.45	US\$/Mwh	7.38	0.48
Electricidad Comercial	44.17	\$/Kwh	12941.69	76.41	US\$/Mwh	21.62	1.41
Electricidad Industrial	34.58	\$/Kwh	10131.85	56.90	US\$/Mwh	16.92	1.11
Electricidad Total	31.28	\$/Kwh	9164.96	52.94	US\$/Mwh	15.31	1.00

MME-SIE

Tasa promedio de cambio semestral: 598.60 \$/US\$

ANEXO 2.
ENERGIA ELECTRICA

Cuadro No. 2.1
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
CAPACIDAD INSTALADA
OCTUBRE 1991 (MW)

Mercado	Hidráulica	Térmica	Total
EEB	1092.50	66.00	1158.50
EPM	1367.90	0.00	1367.90
CVC	804.00	17.00	821.00
ICEL	347.00	504.50	851.50
CHEC	214.00	0.00	214.00
TOLIMA/HUILA	61.00	0.00	61.00
NORDESTE	18.00	504.50	522.50
CEDELCA/CEDENAR	54.00	0.00	54.00
CORELCA	0.00	972.00	972.00
CHB	500.00	0.00	500.00
ISA	2410.00	231.00	2641.00
TOTAL	6521.40	1790.50	8311.90
MME - ISA - SIE			

Cuadro No. 2.2
GENERACION ELECTRICA
1990 (GWH)

Mercado	Hidráulica	Térmica	Total
EEB	3831.05	112.95	3944.00
EPM	7117.53	0.00	7117.53
CVC	2613.07	99.51	2712.58
ICEL	1304.85	1392.14	2696.99
CHEC	685.76	0.00	685.76
TOLIMA/HUILA	233.75	0.00	233.75
NORDESTE	131.41	1392.14	1523.55
CEDELCA/CEDENAR	253.92	0.00	253.92
CORELCA	2.88	4293.63	4296.51
CHB	2335.70	0.00	2335.70
ISA	10151.92	430.00	10581.92
TOTAL	28661.84	7720.37	36382.21
MME - ISA - SIE			

Cuadro No. 2.3

**GENERACION ELECTRICA
ENERO - AGOSTO - 1991
(GWH)**

Mercado	Hidráulica	Térmica	Total
EEB	2641.2	209.0	2850.1
EPM	5202.1	0.0	5202.1
CVC	1738.0	145.3	18885.0
ICEL	799.0	1125.8	1925.1
CHEC	371.9	0.0	371.9
TOLIMA/HUILA	194.9	0.0	194.9
NORDESTE	75.6	424.7	500.3
CEDELCA/CEDENAR	156.6	31.1	188.2
CORELCA	2.1	3408.5	3410.6
CHB	1455.0	0.0	1455.0
ISA	6330.8	114.7	6445.5
TOTAL	18168.2	5003.2	23171.4

Cuadro 2.4**GENERACION ELECTRICA MENSUAL
1990
(GWH)**

Meses	Hidráulica	Térmica	Total
ENERO	2.203	508	2.711
FEBRERO	2.088	496	2.584
MARZO	2.267	557	2.824
ABRIL	2.202	499	2.701
MAYO	2.364	497	2.861
JUNIO	2.279	494	2.773
JULIO	2.349	503	2.852
AGOSTO	2.400	509	2.909
SEPTIEMBRE	2.291	533	2.824
OCTUBRE	2.388	519	2.907
NOVIEMBRE	2.262	591	2.853
DICIEMBRE	2.266	623	2.889
TOTAL 1990	27.359	6.329	33.688
ENERO/91	2.309	585	2.894
FEBRERO	2.035	616	2.651
MARZO	2.241	654	2.895
ABRIL	2.248	657	2.905
MAYO	2.376	624	3.000
JUNIO	2.238	607	2.845
JULIO	2.290	688	2.978
AGOSTO	2.477	542	3.019
SEPTIEMBRE	2.397	562	2.959
TOTAL 1991	20.611	5.535	26.146

MME - ISA - SIE

Cuadro No. 2.5

**CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD
1990
(GWH)**

Mercado	Reside.	Comerc.	Indust.	Oficial	Al Públ.	Otros	Total
EEB	3292.4	693.9	1978.5	426.8	246.0	114.2	6751.9
EPM	3090.6	531.6	1553.6	413.2	98.1	162.3	5849.4
CORELCA	1801.1	454.5	1575.4	434.1	177.3	41.6	4484.0
ICEL	2731.1	522.8	1340.7	261.1	219.2	105.5	5180.3
VALLE	1569.8	381.3	1378.5	192.8	89.3	121.4	3733.1
ISA	0.0	0.0	67.4	0.0	0.0	0.0	67.4
TOTAL	12485.0	2584.1	7894.1	1728.0	829.9	545.0	26066.1
MME -ISA -SIE							

Cuadro No. 2.6

**CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD
ENERO - AGOSTO 1991
(GWH)**

Mercado	Reside.	Comerc.	Indust.	Oficial	Al Públ.	Otros	Total
EEB	2058.3	429.2	1177.1	280.8	164.9	90.4	4200.7
EPM	2036.8	350.7	1019.2	275.0	70.2	110.0	3861.8
CORELCA	1221.3	311.6	1119.1	281.3	120.4	48.1	3101.9
ICEL	1908.7	353.2	924.6	167.2	154.2	73.0	3581.0
VALLE	1106.6	271.1	996.2	128.8	65.1	79.1	2646.9
ISA	0.0	0.0	69.7	0.0	0.0	0.0	69.7
TOTAL	8331.7	1715.8	5305.9	1133.1	574.8	400.6	17462.0
MME -ISA -SIE							

ANEXO 3.

HIDROCARBUROS

Cuadro 3.1
POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS
1990

Compañía	Perforados	Productores	Secos	Sin Terminar	Pies Perforados
ARGOSY	3	3	-	-	26159
BRASPETRO	3	-	3	-	18299
B.P EXPLORATION	2	-	-	2	16322
CHEVRON	1	-	1	-	8897
COCODRIL OIL	1	-	1	-	1453
ECOPETROL	10	2	5	3	84617
ELF AQUITAINE	1	1	-	-	7000
ESSO	3	-	3	-	18437
EUROCAN VENTURES	1	-	1	-	4890
HERITAGE	2	-	2	-	6299
HOCOL	15	4	11	-	92892
HUILEX	1	-	1	-	5565
LASMO OIL	5	2	3	-	33068
PETEX	1	-	-	1	6196
PETROCANADA	2	-	2	-	12950
PETROCOL	1	-	1	-	1865
PETROMINEROS	3	1	1	1	6422
REPSOL	3	-	3	-	18412
TUSKAR	1	-	1	-	2648
TEXAS	7	1	5	1	41026
TOTAL	66	14	44	8	413777

MME. - CONSERVACION Y RESERVAS

Cuadro 3.2

**POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS
ENERO - OCTUBRE DE 1991**

Compañía	Perforados	Productores	Secos	Sin Terminar	Pies Perforados
ARGOSY	1	1	-	-	6955
B.P EXPLORATION	3	-	-	3	46626 (1)
COCODRIL OIL	1	-	1	1	2348
ECOPETROL	4	2	1	1	32276
ELF AQUITAINE	1	1	-	-	6980
ESSO	4	1	3	-	28878
HERITAGE	5	-	3	2	13233
HOCOL	3	-	2	1	19934
HUILEX	1	-	1	-	7602
LASMO OIL	3	2	1	-	27438
PETEX	1	-	-	1	1050
PETROMINEROS	2	1	1	-	3102
TUSKAR	1	-	1	-	3957
TEXAS	7	1	2	4	29948
AIPC	1	1	-	1	2598
OPON	2	-	-	2	3099
TOTAL	40	10	16	16	236024

MME: - CONSERVACION Y RESERVAS

(1) Dos pozos fueron iniciados en 1990

Cuadro No. 3.3

**PRODUCCION NACIONAL DE PETROLEO
1990**

Empresa	Contrato	Area	Departamento	Barriles
Ecopetrol	Crudo Propio	Apiay	Meta	7,361,934
Esso Colombiana S.A.	Asociación	Arauca	Arauca	526,739
Ecopetrol	Crudo Propio	Barco	Norte Santander	1,878,634
Ecopetrol	Crudo Propio	Barrancas Lebrija	Cesar	12,748
Ecopetrol	Crudo Propio	Cantagallo	Bolivar	251,155
Hocol	Concesión	Carnicerías	Huila	35,085
Ecopetrol	Crudo Propio	Casabe	Antioquia	4,469,588
ELF Aquitaine	Asociación	Casanare	Casanare	6,662,968
Ecopetrol	Crudo Propio	Cicuco	Bolivar	223,034
Texas Petroleum	Asociación	Cocorna-A	Antioquia	5,043,394
Texas Petroleum	Concesión	Cocorna-C	Antioquia	687,967
Occidental	Asociación	Cravo Norte	Arauca	75,902,653
Explotaciones Cóndor	Concesión	Cristalina	Santander	73,240
Chevron	Asociación	Cubarral	Meta	4,894,094
Chevron	Asociación	Cubarral-1	Meta	405,596
Ecopetrol	Crudo Propio	De Mares	Santander	7,444,331
Esso Colombiana S.A.	Concesión	El Conchal	Santander	377,097
Esso Colombiana S.A.	Concesión	El Limón	Santander	1,477,163
Esso Colombiana S.A.	Concesión	El Roble	Santander	3,660,103
Ecopetrol	Crudo Propio	Ermitaño	Boyacá	25,342
Texas Petroleum	Prop.Privada	Guaguaquí Teran	Boyacá	1,064,650
Petrocol	Asociación	Huila	Huila	481,907
Occidental	Asociación	Las Monas	Santander	1,312,858
Texas Petroleum	Asociación	Nare	Antioquia	1,117,498
Hocol	Concesión	Neiva	Huila	8,809,481
Ecopetrol	Crudo Propio	Orito	Putumayo	4,722,814
Ecopetrol	Crudo Propio	Ortega	Tolima	102,771
Ecopetrol	Crudo Propio	Pacandé	Tolima	23,387
Ecopetrol	Crudo Propio	Palagua	Boyacá	1,475,555
Hocol	Asociación	Palermo	Huila	8,730,918
Ecopetrol	Crudo Propio	Pavas	Norte Santander	4,132
Petex	Asociación	Pulí	Tolima	45,176
Argosy Energy	Asociación	Putumayo-O	Putumayo	174,486
Esso Colombiana S.A.	Asociación	Sabana	Santander	94,642
Hocol	Concesión	Tello	Huila	1,974,759
Texas Petroleum	Asociación	Tisquirama-A	Cesar	196,008
Texas Petroleum	Concesión	Tisquirama-C	Cesar	147,936
Ecopetrol	Crudo Propio	Toldado	Tolima	729,672
Ecopetrol	Crudo Propio	Totumal	Cesar	8,703
Lasmo	Asociación	Upia	Casanare	1,821,070
ELF Aquitaine	Concesión	Yalea	Casanare	2,256,326
Ecopetrol	Crudo Propio	Yarigui-Garzas	Santander	2,454,941
Petróleos del Norte	Concesión	Zulia	Norte de Santander	393,711
TOTAL				159,556,266

MME- OP Div. Sistemas de Información SIE- DG Hidrocarburos Div. Fiscalización

Cuadro No. 3.4

**PRODUCCION NACIONAL DE PETROLEO
(ENERO A JUNIO DE 1991)**

Empresa	Contrato	Area	Departamento	Barriles (miles)
Ecopetrol	Crudo Propio	Apiay	Meta	3,724
Esso Colombiana S.A.	Asociación	Arauca	Arauca	35
Ecopetrol	Crudo Propio	Barco	Norte Santander	848
Ecopetrol	Crudo Propio	Barrancas Lebrija	Cesar	6
Ecopetrol	Crudo Propio	Cantagallo	Bolívar	118
Hocol	Concesión	Carnicerías	Huila	19
Ecopetrol	Crudo Propio	Casabe	Antioquia	2,324
ELF Aquitaine	Asociación	Casanare	Casanare	2,765
Ecopetrol	Crudo Propio	Cicuco	Bolívar	108
Texas Petroleum	Asociación	Cocorna-A	Antioquia	2,491
Texas Petroleum	Concesión	Cocorna-C	Antioquia	314
Occidental	Asociación	Cravo Norte	Arauca	33,719
Explotaciones Cóndor	Concesión	Cristalina	Santander	34
Chevron	Asociación	Cubarral	Meta	2,491
Chevron	Asociación	Cubarral-1	Meta	172
Ecopetrol	Crudo Propio	De Mares	Santander	3,163
Esso Colombiana S.A.	Concesión	El Conchal	Santander	167
Esso Colombiana S.A.	Concesión	El Limón	Santander	610
Esso Colombiana S.A.	Concesión	El Roble	Santander	1,744
Ecopetrol	Crudo Propio	Ermitaño	Boyacá	13
Texas Petroleum	Prop Privada	Guaguaqui Teran	Boyacá	519
Petrocol	Asociación	Huila	Huila	259
Occidental	Asociación	Las Monas	Santander	599
Texas Petroleum	Asociación	Nare	Antioquia	630
Hocol	Concesión	Neiva	Huila	4,133
Ecopetrol	Crudo Propio	Orito	Putumayo	1,915
Ecopetrol	Crudo Propio	Ortega	Tolima	73
Ecopetrol	Crudo Propio	Pacandé	Tolima	43
Ecopetrol	Crudo Propio	Palagua	Boyacá	712
Hocol	Asociación	Palermo	Huila	4,596
Ecopetrol	Crudo Propio	Pavas	Norte Santander	1
Petex	Asociación	Pulí	Tolima	54
Argosy Energy	Asociación	Putumayo-O	Putumayo	82
Esso Colombiana S.A.	Asociación	Sabana	Santander	28
Hocol	Concesión	Tello	Huila	1,084
Texas Petroleum	Asociación	Tisquirama-A	Cesar	90
Texas Petroleum	Concesión	Tisquirama-C	Cesar	72
Ecopetrol	Crudo Propio	Toldado	Tolima	303
Ecopetrol	Crudo Propio	Totumal	Cesar	4
Lasmo	Asociación	Upia	Casanare	851
ELF Aquitaine	Concesión	Yalea	Casanare	1,072
Ecopetrol	Crudo Propio	Yarigui-Garzas	Santander	879
Petróleos del Norte	Concesión	Zulia	Norte de Santander	189
TOTAL				73,172

MME- OP Div. Sistemas de Información SIE- DG Hidrocarburos Div. Fiscalización

Cuadro 3.5

**PRODUCCION DE GAS NATURAL
(Miles de Pies Cúbicos) - 1990**

Empresa	Contrato	Area	Departamento	Producción
Ecopetrol	Crudo Propio	Apiay	Meta	1,978,861
Esso Colombiana S.A.	Asociación	Arauca	Arauca	431,357
Ecopetrol	Crudo Propio	Barco	Norte Santander	2,613,381
Ecopetrol	Crudo Propio	Cantagallo	Bolívar	552,521
Hocol	Concesión	Carnicerías	Huila	2,789
Ecopetrol	Crudo Propio	Casabe	Antioquia	624,676
ELF Aquitaine	Asociación	Casanare	Casanare	3,946,072
Ecopetrol	Crudo Propio	Cicuco	Bolívar	258,521
Texas Petroleum	Asociación	Cocorna-A	Antioquia	1,737,064
Texas Petroleum	Concesión	Cocorna-C	Antioquia	237,093
Explotaciones Cóndor	Concesión	Cristalina	Santander	30,342
Chevron	Asociación	Cubarral-1	Meta	5,221
Ecopetrol	Crudo Propio	De Mares	Santander	8,859,342
Esso Colombiana S.A.	Concesión	El Conchal	Santander	4,073,611
Ecopetrol	Crudo Propio	El Difícil	Magdalena	3,869,115
Esso Colombiana S.A.	Concesión	El Limón	Santander	7,531,117
Esso Colombiana S.A.	Concesión	El Roble	Santander	16,101,127
Ecopetrol	Crudo Propio	Ermitaño	Boyacá	2,650
Texas Petroleum	Propiedad Privada	Guaguaqui Teran	Boyacá	531,094
Texas Petroleum	Asociación	Guajira	Guajira	95,252,595
Petrocol	Asociación	Huila	Huila	1,074
Esso Colombiana Ltda	Concesión	Jobo Tablón	Córdoba	1,355,600
Occidental	Asociación	Las Monas	Santander	14,112,990
Texas Petroleum	Asociación	Nare	Antioquia	383,411
Hocol	Concesión	Neiva	Huila	3,243,165
Ecopetrol	Crudo Propio	Orito	Putumayo	7,305,384
Ecopetrol	Crudo Propio	Ortega	Tolima	36,272
Ecopetrol	Crudo Propio	Palagua	Boyacá	428,309
Hocol	Asociación	Palermo	Huila	4,986,320
Petex	Asociación	Pulí	Tolima	12,982
Argosy Energy	Asociación	Putumayo-O	Putumayo	76,558
Esso Colombiana S.A.	Asociación	Sabana	Santander	442,250
Esso Colombiana Ltda	Concesión	Sampués	Córdoba	137,868
Esso Colombiana S.A.	Asociación	San Jorge	Sucre	852,108
Esso Colombiana S.A.	Asociación	San Jorge 1	Sucre	751,756
Hocol	Concesión	Tello	Huila	270,352
Texas Petroleum	Asociación	Tisquirama-A	Cesar	15,416
Texas Petroleum	Concesión	Tisquirama-C		2,551
Ecopetrol	Crudo Propio	Toldado	Tolima	107,795
ELF Aquitaine	Concesión	Yalea	Casanare	45,047
Ecopetrol	Crudo Propio	Yarigui-Garzas	Santander	882,231
Petróleos del Norte	Concesión	Zulia	Norte de Santander	129,830
TOTAL				184,217,819

MME - OP Div. Sistemas de Información SIE.- DG Hidrocarburos Div. Fiscalización

Cuadro 3.6

**PRODUCCION DE GAS NATURAL
(Millones de Pies Cúbicos) (ENERO A JUNIO DE 1991)**

Empresa	Contrato	Area	Departamento	Producción
Ecopetrol	Crudo Propio	Apiay	Meta	1,373
Esso Colombiana S.A.	Asociación	Arauca	Arauca	3
Ecopetrol	Crudo Propio	Barco	Norte Santander	963
Ecopetrol	Crudo Propio	Cantagallo	Bolívar	272
Hocol	Concesión	Carnicerías	Huila	1
Ecopetrol	Crudo Propio	Casabe	Antioquia	325
ELF Aquitaine	Asociación	Casanare	Casanare	1,943
Ecopetrol	Crudo Propio	Cicuco	Bolívar	325
Texas Petroleum	Asociación	Cocorna-A	Antioquia	709
Texas Petroleum	Concesión	Cocorna-C	Antioquia	236
Explotaciones Cóndor	Concesión	Cristalina	Santander	14
Chevron	Asociación	Cubarral-1	Meta	2
Ecopetrol	Crudo Propio	De Mares	Santander	3,543
Esso Colombiana S.A.	Concesión	El Conchal	Santander	1,910
Ecopetrol	Crudo Propio	El Difícil	Magdalena	1,357
Esso Colombiana S.A.	Concesión	El Limón	Santander	3,114
Esso Colombiana S.A.	Concesión	El Roble	Santander	8,984
Ecopetrol	Crudo Propio	Ermitaño	Boyacá	1
Texas Petroleum	Propiedad Privada	Guaguaqui Teran	Boyacá	259
Texas Petroleum	Asociación	Guajira	Guajira	50,346
Petrocol	Asociación	Huila	Huila	1
Esso Colombiana Ltda	Concesión	Jobo Tablón	Córdoba	502
Occidental	Asociación	Las Monas	Santander	6,909
Texas Petroleum	Asociación	Nare	Antioquia	175
Hocol	Concesión	Neiva	Huila	1,558
Ecopetrol	Crudo Propio	Orito	Putumayo	2,589
Ecopetrol	Crudo Propio	Ortega	Tolima	10
Ecopetrol	Crudo Propio	Palagua	Boyacá	112
Hocol	Asociación	Palermo	Huila	2,563
Petex	Asociación	Pulí	Tolima	25
Argosy Energy	Asociación	Putumayo-O	Putumayo	38
Esso Colombiana S.A.	Asociación	Sabana	Santander	147
Esso Colombiana Ltda	Concesión	Sampués	Córdoba	59
Esso Colombiana S.A.	Asociación	San Jorge	Sucre	500
Esso Colombiana S.A.	Asociación	San Jorge 1	Sucre	—
Hocol	Concesión	Tello	Huila	146
Texas Petroleum	Asociación	Tisquirama-A	Cesar	6
Texas Petroleum	Concesión	Tisquirama-C		14
Ecopetrol	Crudo Propio	Toldado	Tolima	57
ELF Aquitaine	Concesión	Yalea	Casanare	26
Ecopetrol	Crudo Propio	Yarigui-Garzas	Santander	327
Petróleos del Norte	Concesión	Zulia	Norte de Santander	70
TOTAL				91,755

MME - OP Div. Sistemas de Información SIE- DG Hidrocarburos Div. Fiscalización

Cuadro No. 3.7

**RESERVAS DE HIDROCARBUROS
(Diciembre 31 de 1990)**

Cuenca	Petróleo MBLs	Gas GPC
Valle Medio del Magdalena	429.55	560.69
Valle Inferior del Magdalena	9.08	46.60
Valle Superior del Magdalena	269.14	37.99
Llanos Orientales	1018.20	172.52
Guajira	0.00	3052.75
Putumayo	113.47	106.11
Catatumbo	65.67	65.61
TOTAL COLOMBIA	1905.11	4042.27

Cuadro No. 3.8

**CARGA Y PRODUCCION DE REFINERIAS - 1990
(Miles de Barriles)**

	Carga	Producción	Consumo Propio	Ventas
ALQUITRAN AROMATICO	0.3	307.4	0.0	294.6
ACEITE DILUCION	9.3	1,124.4	0.0	0.0
ASFALTOS	44.1	1,215.3	89.7	1,053.4
BENCENO	44.2	43.6	0.2	1.9
BENCINA	15.8	1,301.2	7.3	1,231.8
BUTANO	44.5	14.2	0.0	0.0
COQUE	0.0	359.9	359.9	0.0
DIESEL MARINO	0.0	705.7	0.0	702.8
DILUYENTE	0.0	7,018.2	0.0	8,198.1
ACPM	1.6	14,333.3	138.7	12,659.0
FUEL OIL	0.0	24,850.6	702.3	16,073.6
GASOLINA AVIACION	0.0	278.1	0.0	293.1
GASOLINA REGULAR	7.3	24,925.4	18.9	32,169.2
GAS LICUADO	0.1	4,030.7	0.7	4,060.6
GASOLEO	15,245.0	18,554.0	0.0	2,650.2
GAS REFINERIA	0.0	512.2	512.2	0.0
GASOLINA EXTRA	0.0	2,833.6	0.0	2,870.0
TURBO COMBUSTIBLE	0.0	3,956.1	9.9	3,963.5
KEROSENE	1.2	2,096.4	8.6	2,074.2
NAFTAS	252.8	904.0	0.0	0.0
OTROS	157.6	339.8	0.0	0.0
PETROLEO	84,424.5	0.0	0.0	0.0
SOLVENTES	0.0	455.9	1.4	447.9
SLOP	33.6	771.2	529.2	0.0
TOTAL	100,281.9	110,931.2	2,379.0	88,743.9

MME- Ecopetrol -SIE

Cuadro No. 3.9

**CARGA Y PRODUCCION DE REFINERIAS
(ENERO A JUNIO DE 1991)
(Miles de Barriles)**

	Carga	Producción	Consumo Propio	Ventas
ALQUITRAN AROMATICO	1,6	125,1	0,0	141,1
ACEITE DILUCION	0,0	837,8	0,0	0,0
ASFALTOS	0,0	545,2	50,8	497,6
BENCENO	0,3	18,6	0,2	4,4
BENCINA	7,4	495,8	0,0	487,1
BUTANO	7,4	4,6	0,0	0,0
COQUE	0,0	204,4	204,4	0,0
DIESEL MARINO	0,0	316,1	0,0	318,9
DILUYENTE	0,0	4,364,0	0,0	4,530,9
ACPM	0,2	7,419,9	221,3	5,949,5
FUEL OIL	0,0	13,422,6	844,7	7,629,3
GASOLINA AVIACION	0,0	137,6	0,0	132,8
GASOLINA REGULAR	0,0	13,275,5	8,3	15,787,2
GAS LICUADO	0,0	2,006,7	0,3	2,103,5
GASOLEO	8,474,8	7,707,2	39,9	0,0
GAS REFINERIA	0,0	280,2	280,2	0,0
GASOLINA EXTRA	0,0	1,191,9	0,0	1,175,6
TURBO COMBUSTIBLE	0,0	2,026,1	3,6	1,981,9
KEROSENE	0,3	899,5	1,1	872,3
NAFTAS	42,4	651,8	0,0	164,8
OTROS	141,8	155,1	0,0	0,0
PETROLEO	43,628,3	0,0	0,0	0,0
SOLVENTES	0,0	202,1	0,3	211,3
SLOP	72,2	535,1	396,1	0,0
TOTAL	52,386,7	56,812,9	2,051,2	41,988,2

MME- Ecopetrol -SIE

Cuadro No. 3.10**PRECIOS DE EXPORTACION DE PETROLEO
1988-1991
(US\$/Barril)**

Meses	1988	1989	1990	1991
Enero	15.53	16.00	20.05	22.84
Febrero	14.23	16.13	19.51	15.43
Marzo	14.09	17.85	18.03	17.48
Abril	15.14	19.72	14.33	18.31
Mayo	15.25	17.80	14.28	17.44
Junio	13.92	16.93	12.72	17.10
Julio	13.90	16.72	15.48	18.08
Agosto	13.86	16.41	25.42	18.02
Septiembre	12.31	16.77	31.31	
Octubre	11.44	17.39	32.53	
Noviembre	11.72	17.78	29.68	
Diciembre	14.14	19.35	25.32	
PROMEDIO	13.70	17.44	21.97	17.92

MME- SIE -Ecopetrol -Oxi -Shell

Cuadro No. 3.11**PRECIOS DE IMPORTACION DE GASOLINA
1988-1991
(US\$/Barril)**

Meses	1988	1989	1990	1991
Enero	16.13	18.62	25.15	26.32
Febrero	17.07	18.90	22.96	26.73
Marzo	16.89	22.39	22.72	26.40
Abril	19.81	29.04	23.83	26.98
Mayo	19.41	27.28	24.95	29.56
Junio	19.55	24.75	26.53	30.43
Julio	21.21	20.66	26.26	25.21
Agosto	18.68	19.48	28.07	26.90
Septiembre	18.92	20.02	38.41	
Octubre	20.12	21.64	36.32	
Noviembre	18.78	19.85	32.57	
Diciembre	17.05	20.46	28.24	
PROMEDIO	18.56	21.28	27.53	27.74

Cuadro 3.12

**PRECIO DE EXPORTACION DE HIDROCARBUROS
(US\$/Barril)**

	Petróleo	Diesel	Fuel Oil	Otros	Total
Enero	20.05	35.78	18.09	33.24	19.82
Febrero	19.51	22.57	14.21	23.89	18.66
Marzo	18.03	22.21	12.08	20.70	16.96
Abril	14.33	22.72	11.60	22.98	14.27
Mayo	14.28	20.81	11.78	36.42	14.20
Junio	12.72	19.22	9.37	37.64	12.14
Julio	15.48	22.75	11.00	32.58	14.70
Agosto	25.42	25.90	16.87	29.04	23.29
Septiembre	31.31	41.93	18.95	31.80	27.86
Octubre	32.53	33.58	0.00	39.63	32.66
Noviembre	29.68	40.69	0.00	49.32	30.09
Diciembre	25.32	39.06	0.00	47.72	25.75
TOTAL 1990	21.97	22.04	13.74	27.80	20.53
Enero/91	22.84	—	—	—	22.84
Febrero	15.43	—	—	—	15.43
Marzo	17.48	23.06	9.46	—	15.85
Abril	18.31	21.40	9.17	—	15.75
Mayo	17.44	—	9.11	—	15.73
Junio	17.10	22.63	9.21	—	15.26
Julio	18.08	22.96	9.30	—	16.27
Agosto	18.02	—	9.34	—	15.79
TOTAL 1991	17.92	22.61	9.25		16.69

MME- SIE -Ecopetrol -Oxi -Shell

Cuadro 3.13

BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS

	Exportaciones		Importaciones		Saldo	
	Volumen (Miles BIs)	Valor (Miles US\$)	Volumen (Miles BIs)	Valor (Miles US\$)	Volumen (Miles BIs)	Valor (Miles US\$)
Enero	8,654	171,519	1,664	41,963	6,990	129,556
Febrero	6,786	126,620	927	21,989	5,859	104,631
Marzo	8,435	143,095	1,222	28,080	7,213	115,014
Abril	8,271	118,021	945	22,963	7,326	95,058
Mayo	7,697	109,305	1,205	30,508	6,492	78,797
Junio	8,507	103,309	133	3,980	8,373	99,329
Julio	7,404	108,880	217	6,077	7,188	102,803
Agosto	8,900	207,266	257	7,242	8,643	200,023
Septiembre	7,667	213,565	450	17,301	7,216	196,265
Octubre	7,698	251,432	1,677	56,490	6,021	194,942
Noviembre	5,556	167,165	1,159	37,747	4,397	129,418
Diciembre	7,055	181,673	957	27,081	6,098	154,592
TOTAL 1990	92,630	1,901,849	10,814	301,422	81,816	1,600,427
Enero/91	2,030	143,475	987	26,042	1,043	117,433
Febrero	2,052	98,979	499	13,367	1,553	85,612
Marzo	7,202	114,115	664	17,518	6,538	96,637
Abril	6,924	109,076	699	20,436	6,225	88,640
Mayo	7,535	118,494	703	20,778	6,832	97,716
Junio	7,673	117,071	1,037	27,795	6,636	89,276
Julio	7,775	126,454	476	12,651	7,299	113,803
Agosto	6,854	124,674	1,049	28,748	5,805	95,926
TOTAL 1991	48,044	952,378	6,113	167,335	41,931	785,043

Cuadro No. 3.14

**EXPORTACIONES DE PETROLEO SEGUN PAIS
(Miles de Barriles)**

	CARIBE	CHILE	CUBA	HOLANDA	JAMAICA	PERU	PUERTO			USA	TOTAL
							RICO	TRINIDAD	URUG.		
Enero	0	376	0	0	0	0	0	0	0	6,251	6,628
Febrero	0	400	0	0	0	0	0	0	0	4,064	4,464
Marzo	0	400	0	0	0	0	0	0	0	4,495	4,895
Abril	0	400	729	0	360	0	0	0	0	4,320	5,808
Mayo	0	400	0	0	0	0	487	0	0	4,925	5,812
Junio	0	395	0	0	0	0	0	0	0	5,364	5,759
Julio	0	392	0	0	0	0	550	0	0	4,050	4,992
Agosto	0	362	0	0	0	0	975	0	0	5,103	6,441
Septiembre	523	393	0	0	0	0	1,447	0	0	3,033	5,396
Octubre	0	418	0	0	0	338	0	252	976	5,572	7,556
Noviembre	0	0	0	0	0	0	500	0	0	4,939	5,439
Diciembre	0	411	0	525	0	0	0	0	550	5,433	6,919
TOTAL 1990	523	4,348	729	525	360	338	3,959	252	1,526	57,549	70,109
Enero/91	0	0	0	0	0	0	0	0	2,030	0	2,030
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	0	2,052	0	2,052
Marzo	0	0	0	0	0	0	0	0	2,049	2,472	4,521
Abril	0	0	0	0	0	0	0	0	2,468	1,937	4,405
Mayo	0	0	0	0	0	0	0	0	2,464	0	2,464
Junio	0	0	0	0	359	0	0	0	1,550	3,282	5,191
Julio	0	0	0	0	0	0	0	0	2,421	2,908	5,329
TOTAL 1991	0	0	0	0	359	0	0	0	15,035	10,599	25,993

Cuadro No. 3.15**EXPORTACIONES DE PETROLEO POR EMPRESAS
(Miles-Barriles)**

	Ecopetrol	Occidental	Shell	Total
Enero	4,405	1,309	913	6,628
Febrero	2,969	470	1,025	4,464
Marzo	1,955	1,391	1,549	4,895
Abril	3,370	1,412	1,026	5,808
Mayo	2,882	1,500	1,431	5,812
Junio	3,356	1,370	1,033	5,759
Julio	2,876	1,100	1,016	4,992
Agosto	2,966	1,422	2,052	6,441
Septiembre	3,471	1,402	523	5,396
Octubre	5,008	972	1,577	7,556
Noviembre	2,478	1,420	1,541	5,439
Diciembre	4,494	1,408	1,017	6,919
TOTAL 1990	40,230	15,176	14,703	70,109
Enero/91	2,601	981	1,049	4,631
Febrero	1,917	1,010	1,042	3,969
Marzo	2,472	1,000	1,049	4,521
Abril	1,937	958	1,510	4,405
Mayo	2,880	1,420	1,044	5,344
Junio	2,939	859	1,043	4,841
Julio	2,814	819	1,524	5,157
Agosto	3,272	1,524	1,016	6,812
TOTAL 1991	20,832	8,571	9,276	38,679

Cuadro No. 4.1

PRODUCCION NACIONAL DE CARBON
(Miles de toneladas)

Departamentos	1988	1989	1990	1991(1)
ANTIOQUIA	877	921	948	564
BOYACA	1,516	1,649	1,793	1,067
CESAR	461	700	800	614
CORDOBA	250	300	400	307
CUNDINAMARCA	1,725	1,823	1,918	1,153
GUAJIRA	8,776	11,782	13,070	5,754
N.SANTANDER	678	686	702	417
VALLE	733	758	760	454
OTROS	796	1,283	77	45
TOTAL	15,812	19,902	20,468	10,375

(1) Enero-Junio

Cuadro No. 4.2

ESTRUCTURA DE PRODUCCION DE CARBON
%

Departamentos	1988	1989	1990	1991(1)
ANTIOQUIA	5,55	4,63	4,63	5,44
BOYACA	9,59	8,29	8,76	10,28
CUNDINAMARCA	10,91	9,16	9,37	11,11
GUAJIRA	55,50	59,20	63,86	55,46
N.SANTANDER	4,29	3,45	3,43	4,01
VALLE	4,64	3,81	3,71	4,37
OTROS	14,01	11,46	6,24	9,33
TOTAL	100,00	100,00	100,00	100,00

(1): Enero - Junio

FUENTE: CARBOCOL

Cuadro No. 4.3

EXPORTACIONES DE CARBON - 1990

Zona	País Destino	Miles Tons	Valor Miles US\$
EUROPA NORTE	ALEMANIA	399	16,517
	DINAMARCA	1,999	79,486
	FINLANDIA	166	6,492
	HOLANDA	1,763	71,654
	SUECIA	62	2,380
SUB-TOTAL		4,389	176,529
EUROPA CENTRO	BELGICA	97	4,172
	FRANCIA	1,466	59,950
	REINO UNID	2,247	91,980
	IRLANDA	792	32,551
SUB-TOTAL		4,602	188,653
EUROPA MEDITERRANEO	ESPAÑA	429	17,452
	GRECIA	34	784
	ISRAEL	548	21,564
	ITALIA	213	8,107
	PORTUGAL	326	12,953
SUB-TOTAL		1,551	60,859
LEJANO ORIENTE	HONG KONG	117	4,047
	JAPON	192	7,327
SUB-TOTAL		309	11,374
LATINO AMERICA	CHILE	80	2,920
	PANAMA	22	899
	PUERTO RICO	170	7,026
SUB- TOTAL		272	10,845
NORTE AMERICA	EE.UU.	760	31,452
SUB- TOTAL		760	31,452
GRAN TOTAL		11,883	479,712

FUENTE: CARBOCOL-Planeación MINMINAS-OFIC. PLANEACION

Cuadro No. 4.4

EXPORTACIONES DE CARBON - ENERO - JUNIO 1991

Zona	País Destino	Miles Tons	Valor Miles US\$
EUROPA NORTE	ALEMANIA	268	9,940
	DINAMARCA	1,072	39,569
	FINLANDIA	-	-
	HOLANDA	512	20,394
	SUECIA	-	-
SUB-TOTAL		1,852	69,903
EUROPA CENTRO	BELGICA	88	3,496
	FRANCIA	1,498	55,952
	REINO UNID	906	35,944
	IRLANDA	515	20,487
SUB-TOTAL		3,007	115,879
EUROPA MEDITERRANEO	ESPAÑA	559	22,524
	GRECIA	222	6,847
	ISRAEL	423	16,919
	ITALIA	438	17,543
	PORTUGAL	281	11,239
SUB-TOTAL		1,923	75,072
LEJANO ORIENTE	HONG KONG	1,151	46,005
	JAPON	229	8,496
SUB-TOTAL		1,380	54,501
LATINO AMERICA	CHILE	54	1,837
	PANAMA	25	984
	PUERTO RICO	205	8,051
SUB- TOTAL		284	10,872
NORTE AMERICA	EE.UU.	490	19,944
	SUB- TOTAL		490
GRAN TOTAL		8,936	346,171

FUENTE: CARBOCOL-Planeación MINMINAS-OFIC. PLANEACION

Cuadro No. 4.5

VOLUMEN PRODUCCION MINERA NACIONAL

Mineral	Unidad	1989	1990	1991(1)
METALES PRECIOSOS				
Oro	Onza-Troy	948,627	943,698	518,517
Plata	Onza-Troy	220,140	213,200	121,115
Platino	Onza-Troy	31,279	42,517	23,448
PIEDRAS PRECIOSAS				
Esmeraldas	Kilates	3,420,408	3,100,000	326,129
MINERALES METALICOS				
Mineral de Hierro	Toneladas	529,600	628,257	342,745
Plomo (Concentrado)	Toneladas	394	331	181
Zinc (Concentrado)	Toneladas	723	356	133
Cobre (Concentrado)	Toneladas	-	1,151	589
Manganeso	Toneladas	-	500	276
Mineral de Niquel	Toneladas	726,266	766,841	394,130
Bauxita	Toneladas	1,500	1,640	858
MINERALES COMBUSTIBLES				
Carbón	Toneladas	18,902,000	20,400,000	10,375,000
MINERALES NO METALICOS				
Calizas	Toneladas	17,000,000	16,100,000	7,830,000
Azufre (Refinado)	Toneladas	41,722	39,686	21,396
Mineral de Asbesto	Toneladas	158,149	159,600	80,166
Yeso	Toneladas	553,025	608,328	319,372
Dolomita	Toneladas	44,873	45,600	22,984
Mármol	Toneladas	30,000	32,200	16,690
Barita	Toneladas	5,460	5,380	2,671
Feldespato	Toneladas	40,850	38,675	19,589
Arcilla y Caolín	Toneladas	1,800,000	1,920,000	992,000
Arenas Silíc.-Cuarzo	Toneladas	700,000	790,000	429,392
Sal Terrestre	Toneladas	190,380	208,697	109,368
Sal Marina	Toneladas	469,875	478,150	241,180
Talco	Toneladas	9,196	10,390	5,532
Calcita	Toneladas	12,060	7,208	2,879
Diatom ceas	Toneladas	3,600	3,100	1,945
Magnesita	Toneladas	20,425	19,300	9,384
Mica	Toneladas	60	75	46
Fluorita	Toneladas	300	780	447
Roca Fosfórica	Toneladas	30,000	31,000	15,758
Bentonita	Toneladas	2,950	3,100	1,589
Cemento	Toneladas	6,884,615	6,773,015	3,470,364

(1) Datos preliminares (Enero-Junio)

FUENTE: Minminas-Oficina de Planeación-SIMES

Cuadro No. 4.6

VALOR DE PRODUCCION MINERA
(Miles de pesos)

Mineral	1989	1990	1991(1)
METALES PRECIOSOS	154,076,607	194,361,324	125,269,865
Oro	147,684,318	184,856,501	118,270,944
Plata	364,101	412,114	231,761
Platino	6,028,188	9,988,259	6,766,948
PIEDRAS PRECIOSAS			
Esmeraldas	37,709,400	58,609,223	89,733,296
MINERALES METALICOS	3,434,915	6,049,435	4,008,483
Mineral de Hierro	2,677,890	4,552,350	3,072,809
Plomo (Concentrado)	2,602	2,450	1,427
Zinc (Concentrado)	2,773	1,850	771
Cobre (Concentrado)	ND	356,231	228,650
Manganeso	ND	15,000	5,718
Mineral de Niquel	745,875	1,115,754	696,202
Bauxita	5,775	5,800	2,906
MINERALES COMBUSTIBLES			
Carbón	104,950,600	113,268,027	59,275,732
MINERALES NO METALICOS	31,211,157	32,817,487	14,731,581
Calizas	20,400,000	20,900,000	10,578,063
Azufre (Refinado)	433,118	401,100	250,265
Mineral de Asbesto	550,000	576,000	294,807
Yeso	1,505,671	1,505,671	870,277
Dolomita	140,926	142,500	71,641
Marmol	116,626	118,800	60,123
Barita	136,500	138,500	69,757
Feldespató	83,040	242,318	155,844
Arcilla y Caolin	3,994,800	4,687,232	254,711
Arenas Silíceas-Cuarzo	746,300	797,000	412,121
Sal Terrestre	850,000	865,000	438,860
Sal Marina	1,950,000	2,100,000	1,090,384
Talco	21,231	28,321	16,524
Calcita	16,384	14,500	6,833
Magnesita	161,621	193,000	106,091
Mica	632	645	325
Fluorita	8,700	8,900	4,502
Roca Fosforica	52,774	54,000	27,720
Bentonita	42,834	44,000	22,733
V/r.Total Produccion (Miles de Pesos)	331,382,679	405,105,496	293,018,957
Tasa de Cambio (\$/dlr)	382.6	502.0	598.69
V/r.Total Produccion (Miles de Dolares)	866,134	806,983	489,434

(1) Datos preliminares (Enero - Junio)

FUENTE: Minminas Oficina de Planeación-SIMES

Cuadro No. 4.5

VOLUMEN PRODUCCION MINERA NACIONAL

Mineral	Unidad	1989	1990	1991(1)
METALES PRECIOSOS				
Oro	Onza-Troy	948,627	943,698	518,517
Plata	Onza-Troy	220,140	213,200	121,115
Platino	Onza-Troy	31,279	42,517	23,448
PIEDRAS PRECIOSAS				
Esmeraldas	Kilates	3,420,408	3,100,000	326,129
MINERALES METALICOS				
Mineral de Hierro	Toneladas	529,600	628,257	342,745
Plomo (Concentrado)	Toneladas	394	331	181
Zinc (Concentrado)	Toneladas	723	356	133
Cobre (Concentrado)	Toneladas	-	1,151	589
Manganeso	Toneladas	-	500	276
Mineral de Niquel	Toneladas	726,266	766,841	394,130
Bauxita	Toneladas	1,500	1,640	858
MINERALES COMBUSTIBLES				
Carbón	Toneladas	18,902,000	20,400,000	10,375,000
MINERALES NO METALICOS				
Calizas	Toneladas	27,997,540	27,274,284	13,588,752
Azufre (Refinado)	Toneladas	17,000,000	16,100,000	7,830,000
Mineral de Asbesto	Toneladas	41,722	39,686	21,396
Yeso	Toneladas	158,149	159,600	80,166
Dolomita	Toneladas	553,025	608,328	319,372
Mármol	Toneladas	44,873	45,600	22,984
Barita	Toneladas	30,000	32,200	16,690
Feldespato	Toneladas	5,460	5,380	2,671
Arcilla y Caolín	Toneladas	40,850	38,675	19,589
Arenas Silíc.-Cuarzo	Toneladas	1,800,000	1,920,000	992,000
Sal Terrestre	Toneladas	700,000	790,000	429,392
Sal Marina	Toneladas	190,380	208,697	109,368
Talco	Toneladas	469,875	478,150	241,180
Calcita	Toneladas	9,196	10,390	5,532
Diatom ceas	Toneladas	12,060	7,208	2,879
Magnesita	Toneladas	3,600	3,100	1,945
Mica	Toneladas	20,425	19,300	9,384
Fluorita	Toneladas	60	75	46
Roca Fosfórica	Toneladas	300	780	447
Bentonita	Toneladas	30,000	31,000	15,758
Cemento	Toneladas	2,950	3,100	1,589
		6,884,615	6,773,015	3,470,364

(1) Datos preliminares (Enero-Junio)

FUENTE: Minminas-Oficina de Planeación-SIMES

Cuadro No. 4.6

VALOR DE PRODUCCION MINERA
(Miles de pesos)

Mineral	1989	1990	1991(1)
METALES PRECIOSOS	154,076,607	194,361,324	125,269,865
Oro	147,684,318	184,856,501	118,270,944
Plata	364,101	412,114	231,761
Platino	6,028,188	9,988,259	6,766,948
PIEDRAS PRECIOSAS			
Esmeraldas	37,709,400	58,609,223	89,733,296
MINERALES METALICOS	3,434,915	6,049,435	4,008,483
Mineral de Hierro	2,677,890	4,552,350	3,072,809
Plomo (Concentrado)	2,602	2,450	1,427
Zinc (Concentrado)	2,773	1,850	771
Cobre (Concentrado)	ND	356,231	228,650
Manganeso	ND	15,000	5,718
Mineral de Niquel	745,875	1,115,754	696,202
Bauxita	5,775	5,800	2,906
MINERALES COMBUSTIBLES			
Carbón	104,950,600	113,268,027	59,275,732
MINERALES NO METALICOS	31,211,157	32,817,487	14,731,581
Calizas	20,400,000	20,900,000	10,578,063
Azufre (Refinado)	433,118	401,100	250,265
Mineral de Asbesto	550,000	576,000	294,807
Yeso	1,505,671	1,505,671	870,277
Dolomita	140,926	142,500	71,641
Marmol	116,626	118,800	60,123
Barita	136,500	138,500	69,757
Feldespato	83,040	242,318	155,844
Arcilla y Caolin	3,994,800	4,687,232	254,711
Arenas Silíceas-Cuarzo	746,300	797,000	412,121
Sal Terrestre	850,000	865,000	438,860
Sal Marina	1,950,000	2,100,000	1,090,384
Talco	21,231	28,321	16,524
Calcita	16,384	14,500	6,833
Magnesita	161,621	193,000	106,091
Mica	632	645	325
Fluorita	8,700	8,900	4,502
Roca Fosforica	52,774	54,000	27,720
Bentonita	42,834	44,000	22,733
V/r.Total Produccion (Miles de Pesos)	331,382,679	405,105,496	293,018,957
Tasa de Cambio (\$/dlr)	382.6	502.0	598.69
V/r.Total Produccion (Miles de Dolares)	866,134	806,983	489,434

(1) Datos preliminares (Enero - Junio)

FUENTE: Minminas Oficina de Planeación-SIMES

Cuadro No. 4.7

**PRODUCCION DE ORO Y PLATA
1990**

Departamentos	Volumen		Valor	
	Oro	Plata	Oro	Plata
	Onzas Troy		Miles de \$	
ANTIOQUIA	588,225.2	132,218.3	114,816,996.0	257,107.6
BOLIVAR	101,174.6	23,058.9	20,362,265.0	44,892.9
CALDAS	28,983.0	6,509.8	5,630,550.6	12,651.6
CAUCA	18,222.4	4,119.0	3,632,341.1	7,995.9
CORDOBA	18,809.7	4,243.5	3,786,655.9	8,220.8
CHOCO	99,416.8	22,020.2	19,247,324.7	42,799.0
GUAJIRA	1,101.1	206.8	212,527.4	477.9
MAGDALENA	3,684.2	815.8	644,387.3	1,564.3
NARINO	32,291.2	7,255.9	6,360,961.5	14,135.6
HUILA	698.0	158.5	138,537.2	305.2
RISARALDA	3,178.7	741.8	663,289.7	1,472.9
SANTANDER	7,197.9	1,610.9	1,420,227.4	3,167.7
SUCRE	53.6	11.8	9,848.5	22.6
TOLIMA	8,664.2	1,956.7	1,712,075.6	3,782.3
VALLE	13,530.7	3,641.3	3,249,150.7	7,095.6
GUAINIA	3,555.4	806.4	6,955,989.5	1,574.4
PUTUMAYO	3,265.6	739.3	654,605.6	1,430.8
VAUPES	2.0	1,141.6	983,097.8	2,220.3
AMAZONAS	345.7	82.4	69,793.1	160.4
OTROS DPTOS	11,298.0	1,861.4	566,267.0	1,036.5
TOTAL NACIONAL	943,698.1	213,200.0	184,856,500.9	412,114.0

Fuente: Banco de la República. MME-Dirección Minas. Oficina de Planeación-SIMES

Cuadro No. 4.8

**PRODUCCION DE ORO Y PLATA
ENERO A JUNIO DE 1991**

Departamentos	Volumen		Valor	
	Oro	Plata	Oro	Plata
	Onzas Troy		Miles de \$	
ANTIOQUIA	284,204,2	66,387,8	64,675,774	126,908
BOLIVAR	85,837,8	20,057,9	19,670,771	38,425
CALDAS	14,382,0	3,366,7	3,264,495	6,431
CAUCA	8,805,0	2,048,1	2,028,019	3,939
CORDOBA	23,847,6	5,589,3	5,544,010	10,816
CHOCO	48,969,3	11,442,6	11,182,930	4,970
GUAJIRA	167,5	39,5	37,334	73
MAGDALENA	148,5	34,7	34,124	66
NARIÑO	23,206,2	5,401,4	5,253,757	10,277
HUILA	428,1	99,6	96,767	188
RISARALDA	1,570,4	367,5	356,780	700
SANTANDER	3,111,5	728,6	714,613	1,426
SUCRE	242,1	56,7	53,929	105
TOLIMA	5,364,3	1,240,7	1,227,523	2,372
VALLE	9,672,9	2,270,7	2,200,602	4,286
GUAINIA	2,238,4	525,7	509,222	1,001
PUTUMAYO	2,658,7	623,9	608,483	1,194
VAUPES	2,009,9	447,9	434,938	849
AMAZONAS	70,5	18,2	17,013	33
OTROS DPTOS	11,298,0	582,6	359,860	702
TOTAL NACIONAL	518,517,7	121,115,2	118,270,944	231,761

Fuente: Banco de la República. MME-Dirección Minas. Oficina de Planeación-SIMES

Cuadro 4.9

PRODUCCION Y EXPORTACIONES DE NIQUEL*

MES	PRODUCCION		EXPORTACIONES		PRECIO PROM. US\$/Lb. NI
	LIBRAS	MILES US\$	LIBRAS	MILES US\$	
ENERO	2,662,867	8,654.3	4,649,751	15,112	3.25
FEBRERO	2,916,858	9,042.3	4,800,791	14,882	3.10
MARZO	3,385,419	13,947.9	2,000,408	8,242	4.12
ABRIL	3,866,926	16,086.4	5,875,099	24,440	4.16
MAYO	3,356,978	13,730.0	3,357,778	13,733	4.09
JUNIO	3,402,005	13,301.8	2,605,457	10,187	3.91
JULIO	3,626,571	15,485.5	3,867,774	16,515	4.27
AGOSTO	3,607,948	17,931.5	4,428,991	22,012	4.97
SEPTIEMBRE	3,059,206	15,296.0	3,702,615	18,513	5.00
OCTUBRE	3,559,637	15,021.7	1,917,576	8,092	4.22
NOVIEMBRE	3,479,962	13,850.2	4,615,979	18,372	3.98
DICIEMBRE	3,691,890	13,844.6	2,071,370	7,768	3.75
TOTAL 1990	40,616,267	1,66192.3	43,893,589	177,869	4.09
ENERO/91	3,182,546	10,036.4	4,461,264	17,840	4.00
FEBRERO	3,463,462	7,889.3	3,124,250	12,178	3.90
MARZO	4,225,857	7,107.2	3,895,322	15,153	3.89
ABRIL	3,681,888	6,097.3	3,671,924	14,210	3.87
MAYO	4,075,484	6,646.9	4,073,630	16,090	3.95
JUNIO	2,512,768	4,030.9	2,519,861	9,751	4.16
TOTAL 1991	21,142,005	41,808	21,746,251	85,222	3.98

* Contenido en Lingotes de Ferroniquel

FUENTE: MME- División de Minas; Oficina de Planeación-SIMES

CONVENCIONES Y ABREVIATURAS EMPLEADAS EN ESTA PUBLICACION

NR:	No Registrada
ND:	No Disponible
OP:	Oficina de Planeación - Minminas
(e):	Estimado
(p):	Provisional
Mbbl:	Millones de Barriles
Mm ³ :	Millones de Pies Cúbicos
3arril:	42 Galones
GW/h:	Gigavatios/hora
MW:	Megavatios
TON:	Miles de Toneladas
bbbl:	Miles de Barriles
MPC:	Millones de Pies Cúbicos
CAL:	Billones de Calorías
NC:	Fondo Nacional del Carbón
HE:	Hidroenergía
GN:	Gas Natural
GT:	Gas Transformado
PT:	Petróleo
CM:	Carbón Mineral
E:	Leña
IZ:	Bagazo
IP:	Bagazo de Pane
E:	Electricidad
GR:	Gas de Refinería
GLP:	Gas Licuado de Petróleo
GM:	Gasolina de Motor
J:	Kerosene
DO:	Diesel
O:	Fuel Oil
IE:	No Energéticos
Q:	Coque
L:	Gas de Coquería
AH:	Gas de Alto Horno
S:	Residuos
ME:	Ministerio de Minas y Energía
IE:	Sistema de Información Energética
IMES:	Sistema de Información Minero, Económico y Social

*Este libro se terminó de
imprimir en los talleres
de Unión Gráfica Ltda.
en Noviembre de 1991.*

Memorias al Congreso Nacional 1990-1991

338.209861v494m1991

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA
RECIBIDO

PRESTADO A

FECHA
DEVUELTO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01003881
BIBLIOTECA