

República de Colombia

MINISTERIO
DE
MINAS Y ENERGIA

CARLOS MARTINEZ SIMAHAN

MEMORIA
AL
CONGRESO
1.983 / 1.984

4436

000090



4436
000090

CARLOS MARTINEZ SIMAHAN
MEMORIA DE MINAS Y ENERGIA
Bogotá, Julio de 1984

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

338.209864

0718 m. l

1984

E. L

REPUBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

CARLOS MARTINEZ SIMAHAN
Ministro

MARGARITA MENA DE QUEVEDO
Viceministra

ALFREDO VALENCIA CASTILLO
Secretario General

OFICINA DE PLANEACION	: Dra. Olga Escobar Molano
DIVISION DE ENERGIA ELECTRICA	: Dra. Patricia Arango Gutierrez
DIVISION DE HIDROCARBUROS	: Dr. Pedro Serrano Laguado (F)
DIVISION LEGAL	: Dr. Diego Duran Cabal
DIVISION DE MINAS	: Dr. Daniel Peñate Olaciregui
SECRETARIO PRIVADO	: Dr. Vicente de la Ossa

ASESORES DEL MINISTRO

ASESOR GENERAL	: Ernesto Blanco C.
ASESORES JURÍDICOS	: Jaime Rohenes Mathieu Alvaro Ortiz Monsalve
ASESOR ECONÓMICO	: Luis Eduardo Salcedo
ASESOR EN MINERÍA:	: Humberto Rosas G.
ASESOR EN CARBÓN	: Luis Fernando Tamayo

ENTIDADES VINCULADAS Y ADSCRITAS

CARBONES DE COLOMBIA S.A. (CARBOCOL)

Presidente: Dr. Enrique Daníes Rincones

COMPANIA COLOMBIANA DE URANIO S.A. (COLURANIO)

Gerente: Dr. Jaime García-Peña O.

**CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA
(CORELCA)**

Director: Dr. Jorge Luis Ricardo B.

EMPRESA COLOMBIANA DE MINAS (ECOMINAS)

Gerente: Dra. Cecilia García Bautista

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS (ECOPETROL)

Presidente: Dr. Rodolfo Segovia Salas

FINANCIERA ELECTRICA NACIONAL (FEN)

Presidente: Dr. Antonio Hernández G.

INSTITUTO DE ASUNTOS NUCLEARES (IAN)

Director: Dr. Ernesto Villarreal S.

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICEL)

Gerente: Dr. Juan B. Pérez R.

**INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES
GEOLOGICO-MINERAS (INGEOMINAS)**

Director: Dr. Alfonso López Reina

INTERCONEXION ELECTRICA S.A. (ISA)

Gerente: Dr. Pedro Javier Soto Sierra

CONTENIDO

	<u>Página</u>
PRESENTACION	5
I. INTRODUCCION	9
II. SITUACION ENERGETICA	15
A. La Coyuntura Energética Mundial	17
1. Petróleo	18
2. Gas Natural	22
3. Carbón	23
4. Hidroelectricidad	24
5. Energía Nuclear	24
6. Otras Fuentes de Energía	24
B. La Situación Colombiana	25
1. Energía y Actividad Económica	25
2. Balance Energético	25
a) Utilización de Fuentes Primarias	27
b) Abastecimiento de Energía	28
c) Producción de Energía Secundaria	29
d) Energía Eléctrica	30
e) Consumo Final de Energía	31
f) Comercio Exterior	32
3. El Carbón	33
a) Objetivos y Lineamientos de Política	33
b) Acciones y Avances	34
i Fortalecimiento de Carbocol	34
ii Contratación de Exploración y Explotación ..	34
iii Exploración y Desarrollo de Proyectos	35
iv Cerrejón Zona Norte	37
v Cerrejón Zona Central	39
vi Apoyo a la Pequeña y Mediana Minería	41
vii Otros Programas y Proyectos	42
viii Producción y Consumo de Carbón	44
4. Hidrocarburos	48
a) La Política Petrolera	48
b) Exploración, Contratos y Reservas	49
c) Desarrollo y Reservas	53
d) Producción de Petróleo	53
e) Suministro y Consumo de Gas Natural	56
f) Refinación de Petróleo	58
g) Comercio Exterior de Hidrocarburos	58
h) Consumo de Combustibles	60
i) Transporte de Hidrocarburos	63
i Oleoductos	63
ii Poliductos	63
iii Gasoductos	64
iv Gasoductos Urbanos	64
v Fluvial	64
vi Marítimo	65

	<u>Página</u>
j) Precios y Subsidios	65
i) Petróleo Crudo y Gas Natural	65
ii) Precios Internos de Combustibles	66
iii) Subsidios	66
k) Regalías e Impuestos de Producción	68
l) Proyectos de Ecopetrol en Ejecución	69
i) Recuperación Secundaria de Casabe	69
ii) Ampliación Refinería de Cartagena	69
iii) Mejoras Refinería de Barrancabermeja	70
iv) Transporte y Almacenamiento	70
m) Programas de Ecopetrol para 1984	74
i) Exploración Sísmica	74
ii) Perforación Exploratoria	75
iii) Producción y Desarrollo de Campos	75
iv) Perforación de Desarrollo	75
v) Contratos de Asociación	75
vi) Recuperación Secundaria del Campo Casabe	76
vii) Refinación y Petroquímica	77
viii) Transporte y Almacenamiento	78
ix) Oleoductos	78
x) Polductos	78
xi) Combustoleoductos	79
xii) Almacenamiento	80
n) Aspectos Financieros	82
i) Estado de Ganancias y Pérdidas	82
ii) Balance General	83
iii) Inversiones 1983	86
5. La Energía Eléctrica	88
a) Objetivos y lineamientos de Política	88
b) Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional	88
i) Generación	88
ii) Transmisión	94
c) Otros Programas	96
i) Electrificación Rural	96
ii) Plan de Paz	97
iii) Ley 56 de 1981 (Electrificación Rural)	98
d) Desagregación Tecnológica	98
i) Difusión de los Planes de Expansión y Cooperación con las Agremiaciones	99
ii) Modelo de Desagregación Tecnológica	99
iii) Identificación de Bienes de Producción Nacional	99
iv) Apoyo a la Ingeniería Nacional	100
e) Situación Financiera	100
i) Proyecciones Financieras	100
ii) Plan de Inversiones	100
iii) Requerimientos de Inversión	101

iv) Situación Financiera del Sector Eléctrico	101
v) La Financiera Eléctrica Nacional - FEN	102
f) Situación Hidrológica	104
g) Centros de Control	104
h) Generación y Demanda de Energía Eléctrica	105
i) Generación	105
ii) Demanda	105
6. Fuentes Nuevas y Renovables de Energía	107
a) Actividades de Cooperación	107
b) Plan de Paz	108
c) Otras Actividades	109
7. Planeación e Información Energética	109
a) Objetivos y Lineamientos de Política	109
b) Avances	110
i) El Estudio Nacional de Energía (ENE)	110
ii) El Sistema de Información Energética (SIE)	111
ii 1. Estructura Institucional del SIE	111
ii 2. Elementos de recolección	112
ii 3. Logros en Consumo	112
ii 4. Logros en Oferta	115
iii) Programa para el Uso Racional de la Energía	117
III SITUACION MINERA	133
A. Situación Minera Mundial	135
1. Tendencias de Mercado	135
2. Estructuras Productivas	138
3. Minería en Latinoamérica	139
B. La Situación Minera Colombiana	140
1. El Sector Minero y la Economía	140
2. Lineamientos de Política y Avances 1983	141
a) Estado del Conocimiento Geológico	142
i) Cartografía Geológica	142
ii) Prospección Geológica	143
iii) En el Campo de los Recursos Mineros	143
iv) Investigaciones Químicas	144
v) Programaciones Futuras	144
3. Producción y Consumo	145
a) Metales Preciosos	147
b) Minerales Combustibles - Carbón	148
c) Piedras Preciosas - Esmeraldas	148
d) No Metálicos	148
e) Otros Metálicos	148
4. Balanza Comercial	149
5. Plan Nacional de Desarrollo Minero	151
a) Area Técnica	152
b) Area Económica y de Administración	153
c) Area Jurídica	154
d) Area Informática	155

	<u>pagina</u>
6. Proyectos y Programas Especiales	155
a) Metales Preciosos	155
b) Roca Fosfórica	156
c) Minerales Metálicos	157
i Cobre - Molibdeno	157
ii Bauxita	157
d) Uranio	157
7. Perspectivas y Programas 1984 - 1986	158
a) Programa Nacional de Exploración y Evaluación de Metales Preciosos	159
b) Programa de Exploración de Esmeraldas	159
c) Programa Nacional de Minerales Estratégicos	159
d) Programa Nacional de Metales Básicos	159
e) Programa de Apoyo a la Pequeña y Mediana Mine- ría (PROMINER)	160
f) Programa Nacional de Geología Marina	160
IV. ANEXO ESTADISTICO	Tomo II

PRESENTACION

Bogotá, 20 de julio de 1984

Señores
HONORABLES SENADORES
Y REPRESENTANTES
Ciudad

Al entrar a ejercer el cargo de Ministro de Minas y Energía, por honrosa designación del Señor Presidente de la República, Doctor Belisario Betancur Cuartas, mi antecesor, Doctor Carlos Martínez Simahan, entregaba para su publicación el informe sobre políticas y labores desarrolladas por el sector energético y minero durante el período comprendido entre el 20 de julio de 1983 e igual fecha del año en curso.

Por este motivo, me place presentar a ustedes dicho documento y expresar mi solidaridad como continuador de la política de la presente administración, la cual espero adelantar con todo el vigor y dedicación que reclama el servicio al país.

De los Honorables Senadores y Representantes, con sentimientos de alta consideración.

Atentamente,


ALVARO LEYVA DURAN
Ministro de Minas y Energía

I- INTRODUCCION

INTRODUCCION

La función principal del Ministerio de Minas y Energía consiste en la adopción de las políticas nacionales sobre todas las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país, en concordancia con los planes generales de desarrollo.

En el marco del Plan de Cambio con Equidad, este sector posee un activo papel dentro de la estrategia de reactivación de la economía a corto plazo y a la de su consolidación a largo plazo, así como dentro de las políticas sociales, compartiendo los objetivos de generación de empleo y divisas, la protección al trabajo y la industria nacional, el desarrollo regional y la contribución a las metas inflacionarias.

En términos cualitativos, los logros alcanzados en el balance energético agregado, pueden resumirse en:

- a) El gas natural y el carbón se están consolidando en la sustitución de hidrocarburos, principalmente para generación termoeléctrica y energía térmica (calderas y hornos).
- b) La producción de energía se ha elevado en mayor proporción que el PIB, facilitando una mayor intensidad en algunos grupos usuarios y, en particular, la mayor cobertura de servicios.
- c) Ha aumentado la oferta de energía primaria sobre la secundaria, reduciéndose el costo relativo.
- d) La generación térmica logró sustituir derivados del petróleo y mantuvo una proporción cercana al 34% , igualmente se incrementó el grado de procesamiento del petróleo, sustituyéndose fuel-oil por gas y carbón.
- e) Se observa la tendencia del país en recuperar su carácter de exportador neto de energía, perdido desde 1974.
- f) En general, continúa el proceso de racionalización de las fuentes energéticas en función de los recursos disponibles.

Por otra parte, durante el período 1982 - 1984, el Ministerio de Minas y Energía puso exitosamente en marcha, en forma concertada con el sector privado, la estrategia de utilizar sistemáticamente las grandes inversiones bajo su orientación, como motor dinámico del empleo y la demanda nacional, buscando una "colombianización" o uso óptimo y máximo de los recursos y el talento del país.

La promoción de la industria, especialmente de bienes de capital, de la ingeniería, de la construcción y, en fin, de la demanda agregada, se está aplicando gracias al manejo decidido del 60% de la inversión pública, dentro de criterios de descomposición y desagregación tecnológica de los proyectos y de la diversificación financiera para reducir la presión sobre las tarifas.

Dada la creciente importancia del sector externo para la economía colombiana, buena parte de los esfuerzos de gestión se concentraron en el ahorro y generación de divisas en los sectores carbonífero y de hidrocarburos, otorgándose plena prioridad a la sustitución de importaciones petrolíferas y al impulso del proyecto de El Cerrejón Norte, promoviéndose también la estabilización de precios internacionales con la propuesta de constituir Convenios Internacionales para los principales energéticos, así como apoyándose la acción de Contadora con las propuestas de cooperación carbonífera e interconexión eléctrica continental.

1. SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA

- La capacidad de generación se elevó de 5.334 en 1982 a 5.540 MW en 1983, con un aumento del 4% ; en septiembre de 1984 entrarán en operación 806 MW adicionales, provenientes de las centrales térmicas Termozipa V, Termotasajero y de la Hidroeléctrica Paraíso - La Guaca, con lo cual la capacidad de generación se incrementará en 4.5% .
- En electrificación rural, los programas PNER, PERCAS y PEZNI, complementando el Plan de Electrificación para la Paz y el desarrollo de zonas fronterizas, han logrado beneficiar a cerca de 200.000 nuevos usuarios, aplicando al mismo tiempo la Ley 56 de 1981 e iniciando el programa de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.
- Se inició el proceso de unificación nacional de tarifas, lográndose para usuarios con consumos inferiores a 400 KWH/mes, ventas en bloque y aproximándose a la unificación regional.
- Se puso en marcha la Financiera Eléctrica Nacional, cuya exitosa y eficiente dirección permitió en 1983 asignar cupos de crédito por valor de \$14.732 millones, emitir \$7.000 millones de Certificados Eléctricos Valorizables y obtener el primer crédito financiado del BIRF por US\$370 millones, con lo cual asumió un papel estratégico en la financiación del sector y reducción de la presión tarifaria.
- Se propusieron diversas alternativas para la refinanciación de la deuda externa de las empresas del sector, las cuales se encuentran próximas a decidir e implementar.
- Se impulsó la utilización de fuentes nuevas y renovables, continuando los estudios sobre recursos y adelantándose diversos proyectos pilotos, particularmente en geotermia y energía solar.

2. SECTOR DE HIDROCARBUROS

- En los dos últimos años se han explorado 107 pozos, incrementándose la inversión directa de ECOPEX en las cuencas más promisorias, como los Llanos Orientales y el Valle Medio del Magdalena, además de elevarse la prospección sísmica terrestre y en la Plataforma Continental.
- La producción de petróleo pasa de 141.8 mil BPD en 1982 a 165.6 mil BPD en diciembre de 1983, igualando los niveles alcanzados en 1974. Para el aprovechamiento de las reservas probadas, se ha incrementado la perforación directa por ECOPEX, se han impulsado nuevos campos por el sistema de asociación como Cocorná, Nare y Casanare y se aceleró el proyecto de recuperación secundaria de Casabe.
- A diciembre 31 de 1983 se encontraban vigentes 41 contratos de asociación, la cifra más alta desde la iniciación del sistema.
- Se dio al servicio el Oleoducto Dina-Barrancabermeja y se adelanta la construcción para el transporte de los crudos de Apiay y Casanare a Barrancabermeja, los de Caño Limón a Zulia y el Poliducto Sebastopol-Yumbo, destacándose dentro de la ampliación de las facilidades de almacenamiento el nuevo Terminal de La Sabana.
- Se expandió de 23 mil a 70 mil barriles/día la capacidad de la Refinería de Cartagena y se elevó la intensidad de procesamiento a partir de crudos pesados y combustóleo ("hacia el fondo del barril").
- Se continuó el programa de sustitución de cocinol por briquetas de carbón, mediante la extensión de los proyectos pilotos.

- Se inició el programa de gas natural comprimido para automotores y se amplió la cobertura de distribución del gas domiciliario.
- Se mejoraron las balanzas volumétrica y comercial de hidrocarburos, quedando pendiente la autosuficiencia en la balanza de divisas que incluye los pagos a las compañías asociadas.
- Dentro de las revisiones anuales de los precios de los derivados del petróleo en diciembre de 1983 se ajustaron en 16 , con miras a lograr precios reales de estos productos. Conviene señalar que el precio del fuel-oil para calderas se ha venido incrementando a un nivel mayor al contemplado para el resto de los combustibles, lo cual ha ocasionado una liberación de este producto para la exportación.

3. SECTOR MINERO

- Se inició el Estudio para la Formulación del Plan de Desarrollo Nacional Minero, como base para el impulso en gran escala a la minería.
- Se entregó el Mapa de Terrenos Geológicos, con el análisis probabilístico de ocurrencias mineras, prosiguiendo la exploración con énfasis en metales preciosos y básicos, así como minerales estratégicos, para fertilizantes y materiales de construcción.
- Se redujo la prioridad otorgada a los proyectos esmeraldíferos, los cupríferos de Mocoa y Pantanos-Pegadorecito, al igual que a los uraníferos de California y Contratación, debido a la situación de precios internacionales y a la magnitud de resultados encontrados; se renegó el contrato de operación de esmeraldas. Mientras la exportación de mármoles presenta interesantes perspectivas y la de cemento ha visto restringidos sus mercados del Caribe.
- Se terminaron los estudios para la explotación de roca fosfórica en Pesca de plata, oro y zinc en El Diamante-Guachavés (Nariño).
- Se adjudicó el contrato para la explotación de oro en la zona baja de Marmato; se inició la reprogramación de la zona alta y se implantó una nueva política de precios para incentivar la explotación.
- Se inició la producción de níquel en Cerromatoso, con problemas técnicos iniciales en el procesamiento y descenso en los precios externos con respecto a los estimados; continuó el procesamiento de minerales ferrosos en Paz de Río y de sal marítima y terrestre.

4. SECTOR CARBON

- El Proyecto Cerrejón Zona Central, con inversión cercana a los 2 mil millones de pesos bajo contrato de servicio con el consorcio Domi-Prodeco-Auxini, entró en operación en 1982, iniciando exportaciones a finales de dicho año. La producción se acerca ya al millón de toneladas, destinándose a Termoguajira, y exportación a Europa y Centro América. Se iniciará proceso de expansión a 5 MT, para llegar en 1990 a 10 MT. Adicionalmente, se encuentra en factibilidad un aumento de la producción de 3.5 MT en la Zona de Patilla, esperándose la terminación del estudio en agosto de 1984. Se han adelantado conversaciones para la participación conjunta de Brasil y Méjico en la exploración y explotación de esta zona.
- El Proyecto Zona Norte, bajo contrato de asociación con INTERCOR y con un costo de US\$ 3.237 millones, ha superado en promedio el 45% de ejecución y continúa asegurando contratos de ventas en Europa, el Caribe y últimamente en el sur de los Estados Unidos. El Proyecto tiene como meta alcanzar un volumen de 15 MTA a partir de 1989. Se tenía planeado iniciar la producción en septiembre de 1986; sin embargo, a tra-

vés de un programa especial denominado de "iniciación temprana", la explotación comenzará en enero de 1985 y se espera producir 3 MT en dicho año.

— Se hizo un gran esfuerzo para cambiar las condiciones iniciales de ejecución del Proyecto Zona Norte con el fin de darle una mayor participación a la ingeniería e industria nacional. Al cabo de dos años de trabajo se logró adjudicar órdenes de compra o subcontratos a colombianos por cerca de 65.000 millones de pesos.

— Se ha emprendido un programa de exploración y evaluación en varias de las 35 áreas carboníferas de Colombia. Dentro de estos estudios se destaca el de La Loma-El Descanso en el Cesar donde planea llevar a cabo un proyecto conjunto CARBOCOL - Charbonnages de France y Agip Carbone de Italia, para explotar entre 5 y 10 MT con destino principalmente a los mercados de Francia e Italia, a partir de 1991.

— Por otra parte, avanzan los estudios sobre el proyecto del Alto San Jorge, para 10 MTA, con financiación del Banco Mundial.

— Otros estudios preliminares cubren la prefactibilidad de las zonas Río Inguito - El Tambo (Cauca), Pance - Jordán (Nariño), a cargo de Procarbón de Occidente, de la zona de Tibitá (Cundinamarca), con cooperación técnica alemana y de las zonas de Tasajero y Santiago con Carbonorte.

— Se fortaleció la estructura comercializadora de CARBOCOL, previéndose la contratación de agentes y la asociación con agencias comerciales o productores. En el aspecto financiero, se adelantaron gestiones para buscar captación de recursos en el mercado japonés de capitales, continuando el ritmo previsto de capitalización.

— Se llevó a cabo un Censo Carbonífero Nacional y se inició el programa de apoyo a la pequeña y mediana minería.

— Se propuso un programa de cooperación carbonífera con Centroamérica, en el marco de OLADE.

5. ASPECTOS INSTITUCIONALES Y FINANCIEROS

— Por Ley 1a. de 1984, se reestructuró orgánicamente el Ministerio de Minas y Energía, buscando una mayor tecnificación y ajuste administrativo a su creciente importancia. En este mismo sentido, avanzaron las gestiones sobre transferencia del grupo de trabajo ENE (Estudio Nacional de Energía) al Ministerio y se inició la participación del mismo en la Junta Nacional de Tarifas.

— En el sector eléctrico, se puso en marcha la FEN, la política de unificación tarifaria como base para la institucionalización de mercados regionales y se estudiaron las alternativas para reprogramar la deuda externa. El Plan de Expansión de Generación está siendo decidido por el CONPES mediante revisiones anuales a partir de 1983.

— En el sector minero, se solucionó el problema de liquidación de Mineros del Chocó y se inició la recuperación operacional de la explotación aurífera en la zona. Se está revisando la orientación de Colurano, proponiéndose la adición de su objeto social hacia el sector carbonífero, con miras a su fortalecimiento técnico y económico. Igualmente, se participó en el Fondo Nacional de Garantías, como mecanismo del Programa Nacional de Apoyo a la Pequeña y Mediana Minería.

— Se dio inicio inter-institucional al Programa para uso racional de energía en el sector industrial como lineamiento y desarrollo básico en el área de mejoramiento y optimización del consumo final energético.

II- SITUACION ENERGETICA

La energía es uno de los más importantes insumos del proceso de desarrollo económico y de ahí la preocupación acerca de su disponibilidad y precios. La década de los 70 bien puede catalogarse como los años de la crisis energética. Desde el alza abrupta de los precios del petróleo en 1973 el tema de la energía se ha tornado en punto de referencia para toda la comunidad internacional, así como en factor fundamental de la evolución económica mundial. Hoy en día es imposible elaborar políticas de desarrollo nacional y de intercambio sin hacer referencia expresa a la energía. De los diferentes estudios acerca del problema energético se llega a la conclusión de que el mundo está ya en una etapa de transición del petróleo hacia fuentes más abundantes de energía, aunque de más alto costo y que en esta etapa de transición se requieren enfoques y soluciones globales.

La aproximación al problema energético se hace entonces en el contexto de la estrategia del desarrollo global y no aisladamente. El principal aspecto es saber qué clase de desarrollo económico se requiere y qué implicaciones representa en cuanto a requerimientos de toda clase de energía. Es decir, que el análisis incluye el petróleo y todas las demás fuentes de energía comercial y no comercial.

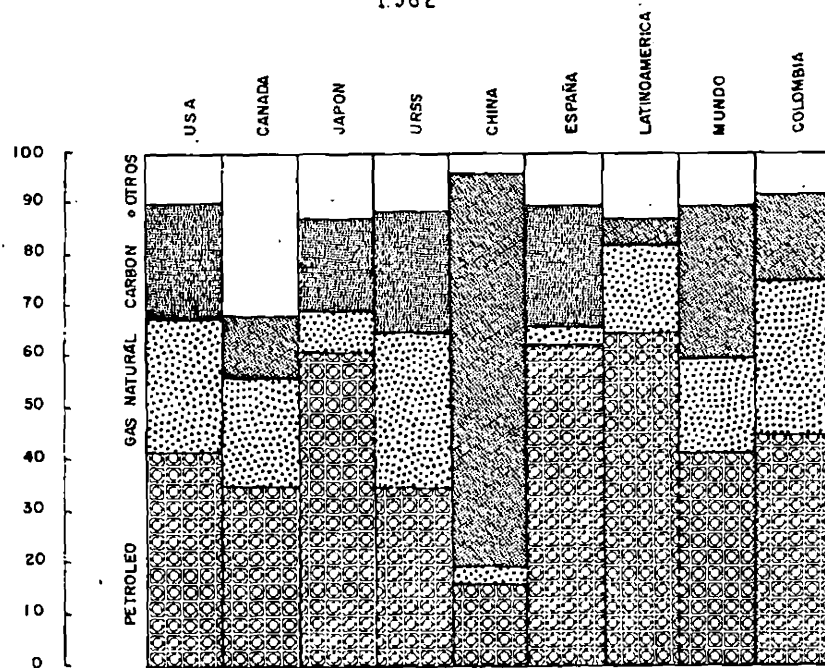
A. LA COYUNTURA ENERGETICA MUNDIAL

Mirando en el contexto de países industriales y países en desarrollo se anota que muchos de estos últimos estaban realizando la transición hacia el petróleo y gas, justamente cuando los países industrializados deben reducir gradualmente su excesiva dependencia en los hidrocarburos. Los países en desarrollo necesitan petróleo para apoyar el rápido crecimiento de su sector moderno y hacer la transición hacia formas más abundantes de energía. Los países excedentarios y exportadores de energía quieren también hacer esa transición a una era post-petrolera, mientras que los países industrializados tienen la preocupación de contar con un suministro confiable de energía, a precios razonables. Después del segundo Shock petrolero en 1979, los países importadores están dispuestos a aceptar un régimen de mayores precios de la energía para los usuarios finales. Desde 1981 ha resurgido la creencia en la eficiencia del mercado como regulador de los precios, aunque subsisten incertidumbres sobre el abastecimiento en el corto y mediano plazo. Interesa por lo tanto establecer la situación y tendencias de los diferentes recursos.

El petróleo sigue representando más de la mitad del consumo mundial de energía, pero desde 1973 ha venido aumentando la participación de otras fuentes, especialmente gas natural y carbón. Más del 90 % del consumo energético en 1982 consistió de petróleo, gas y carbón.

ESTRUCTURA DE CONSUMO DE ENERGIAS PRIMARIAS

1.982



• Incluye: Energía Nuclear e Hidroenergía.

Fuente: THE BRITISH PETROLEUM COMPANY

Para Colombia: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

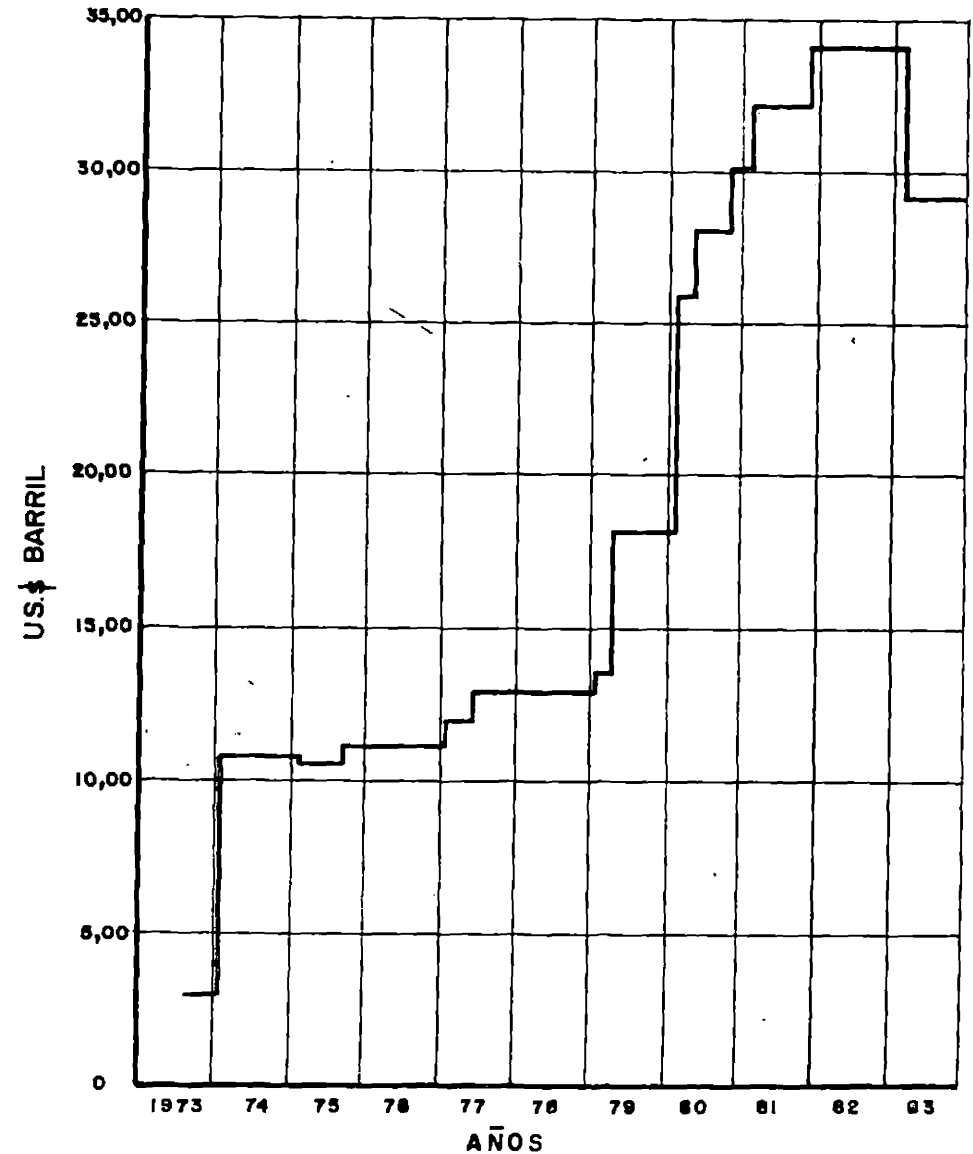
1. PETROLEO

El petróleo ha sido un insumo clave para el crecimiento económico tanto en los países industrializados como en los países en desarrollo. El acentuado incremento en su consumo hasta 1973 fue posible por los extraordinarios incrementos en la producción y exportación de petróleo de bajo costo proveniente de los países de la OPEP. Después de 1973 el petróleo entró en una era de alto costo y su consumo se ha moderado.

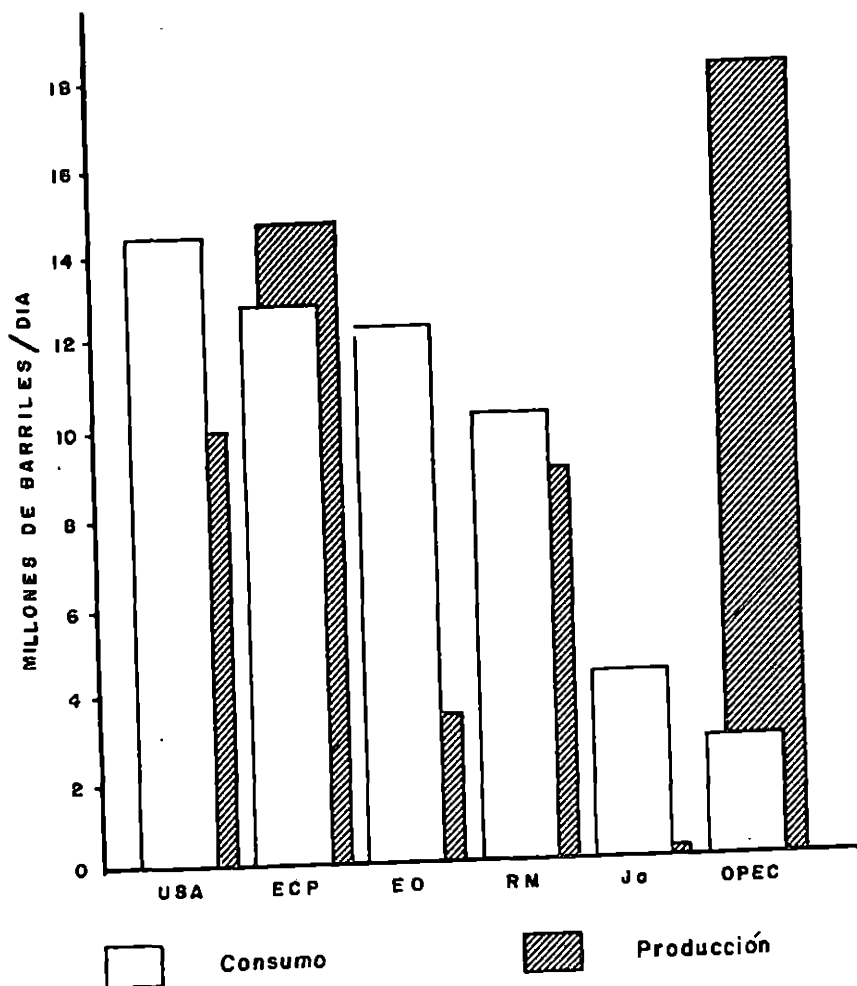
No obstante los incrementos acentuados de precios en 1973 y 1979, los niveles absolutos de reservas recuperables han variado poco en los últimos 10 años.

PRECIO DE CRUDO U.S. \$ / BARRIL
(CRUDO LIVIANO DE ARABIA)

AÑOS	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Ene		10,84	10,46		12,09		13,34	26,00	32,00		
Abr.							14,55	28,00			29,00
Jul.	2,75				12,70		18,00				
Oct.	2,80		11,51					30,00	34,00		



PRODUCCION Y CONSUMO MUNDIAL DE PETROLEO
1983



[] Consumo [] Producción
 USA = Estados Unidos de America
 ECP = Países con Economia Centralmente Planificada
 EO = Europa Occidental
 RM = Resto del Mundo
 Jo = Japon

Fuente: BP Statistical Review of World Energy

El consumo y producción mundial de petróleo en 1982 tuvieron los mismos niveles de 1972. De otra parte y a pesar de los descubrimientos ocurridos en Alaska, México, el Mar del Norte y el Occidente de Siberia, en el Medio Oriente, se localizan todavía más de la mitad de las reservas mundiales de petróleo.

Desde 1979 el consumo mundial de petróleo disminuyó sustancialmente, desde 64 millones de barriles/día a 57.9 millones de barriles/día en 1983. Esta disminución se atribuye tanto a la recesión económica mundial, a las medidas de maximización de producción en los países consumidores, así como a la conservación y sustitución inducidos por el alza de precios de la OPEP en 1979. La baja en los consumos llevó a una reducción más acentuada en la producción mundial, particularmente dentro de los países de la OPEP y se reflejó también en bajas en los volúmenes de transporte y cierre de refinerías u operación parcial de las mismas.

De otra parte, la disminución en la demanda, ocurrió casi totalmente en los países industrializados con economía de mercado, es decir Estados Unidos, Europa Occidental y el Japón, en tanto que los países en desarrollo y las economías centralmente planificadas aumentaron su consumo de petróleo.

En marzo de 1983, los países exportadores de petróleo tuvieron que acordar una rebaja de US\$5 por barril en promedio y cuotas de producción para mantener un tope máximo de 18 millones de barriles diarios de producción en OPEP. La reciente reunión de esa organización, a principios de julio en Viena, decidió continuar con los precios y niveles de producción acordados en 1983.

Aunque recientemente Venezuela ha incrementado el precio de su petróleo pesado, la perspectiva de corto plazo es de un mercado estable de petróleo. A mediano y largo plazo el consumo de petróleo se prevé que crecerá lentamente debido a factores estabilizantes como el bajo crecimiento económico mundial esperado, de apenas 3% anual, posibles mejoras en eficiencia energética y una mayor sustitución.

La perspectiva del suministro seguirá dependiendo del Medio Oriente. Es poco probable que se descubran yacimientos gigantes como los ocurridos en el pasado decenio en México e Irak. A medida que la demanda crezca de nuevo, los suministros de petróleo se volverán más valiosos y aumentará su precio. Conviene entonces incrementar los esfuerzos de inversión en exploración y desarrollo de petróleo, así como el uso de fuentes alternas.

CUADRO No. 1

RESERVAS, PRODUCCION Y CONSUMO MUNDIAL
DE PETROLEO

Región	Reservas Millones Barriles	Consumo 1983 Miles/Bls/día	Producción 1983 Mls/Bls/día
Estados Unidos	34.500	14.705 ¹	10.220 ¹
Países Centralmente Planificados	84.300	13.245	15.060
Europa Occidental	23.700	12.190	3.485
Latinoamérica	81.700	4.555	6.430
Japón	100	4.360	10
OPEP	448.300	2.360	18.275
Resto del Mundo	5.100	6.485	2.915
TOTAL	677.700	57.900	56.395

¹) Incluye derivados del Gas Natural.

Fuente: B.P. Statistical review of World Energy (Deducido).

2. GAS NATURAL

El consumo mundial de gas natural mantuvo un crecimiento moderado en la década anterior, pasando de 1.066 millones de toneladas equivalentes de petróleo (TEP) en 1973 a 1.329 millones de TEPs en 1983. Los aumentos más acentuados, por los volúmenes, corresponden a las economías centralmente planificadas, particularmente la Unión Soviética, en donde el consumo prácticamente se duplicó en un período de 10 años. Europa Occidental, Latinoamérica y Asia aumentaron también su consumo. Japón lo quintuplicó, pero en Estados Unidos declinó desde 582 millones de TEP en 1973 a 432.3 millones de TEPs en 1983.

Las reservas de gas natural han crecido y tienden a igualar las de petróleo. La Unión Soviética posee más del 44% de las reservas conocidas, al Medio Oriente corresponden el 24%, Estados Unidos tiene el 9%, Latinoamérica y África llegan al 5.9% cada una y Europa Occidental y Australia poseen cada una el 4.9%.

Las reservas de gas natural han crecido y tienden a igualar las de petróleo. La Unión Soviética posee más del 46% de las reservas conocidas, al Medio Oriente corresponden el 26.4%, Estados Unidos tiene el 6%, Latinoamérica y África llegan al 5.9% cada una y Europa Occidental y Australia poseen cada una el 4.9%.

En 1983, la Unión Soviética desplazó a Estados Unidos como principal productor mundial de gas, con el 36% del total frente a 30% de Estados Unidos. Este último país tiene una relación reservas/producción de sólo 10 años.

En los años próximos pasados, la producción y el consumo de gas ha estado afectada, no sólo por la recesión económica sino también por las limitaciones de transporte y comercialización.

A mediano y largo plazo parece que el gas natural tendrá una participación creciente en los suministros energéticos mundiales y será un importante combustible para la transición energética; la expansión del uso local aparece como el objetivo más factible de política.

CUADRO No. 2

RESERVAS, PRODUCCION Y CONSUMO MUNDIAL
DE GAS NATURAL

Región	Reservas Pies ³ x 10 ¹²	Consumo Tep x 10 ⁶	Producción Tep x 10 ⁶
Estados Unidos	198.0	432.3	405.6
Países Centralmente Planificados	1.446.8	490.2	538.4
Europa Occidental	158.3	183.5	144.8
Latinoamérica	186.4	60.7	70.2
Japón	0.9	25.2	1.4
OPEP	1.017.2	N.D.	N.D.
Resto del Mundo	192.4	137.0	188.1
TOTAL	3.200.0	1.328.9	1.348.5

N.D. = No disponible; se incluye en el resto del mundo.

3. CARBON

Las reservas de carbón en el mundo son inmensas, mayores que las de petróleo y gas, y están geográficamente mejor distribuidas.

Más de la mitad de estas reservas y de la producción actual de carbón corresponde a los países de economía centralmente planificada. Estados Unidos, China y la Unión Soviética son los principales productores. El consumo de carbón ha aumentado en forma gradual y continua en todas las regiones del mundo durante los últimos 10 años. Se cuenta con potencial de producción y comercio que pueden ser desarrollados si se adecúan las condiciones de demanda, especialmente en el sector eléctrico. Un aspecto crítico, es la aceptación de problemas ambientales relacionados con el uso más intenso del carbón como la fuente más importante después del petróleo en los próximos 20 años.

4. HIDROELECTRICIDAD

La utilización de la fuerza hidráulica para generación eléctrica ha mantenido también un aumento constante en los últimos 10 años en todas las regiones del globo. Los mayores índices de generación hidroeléctrica corresponden a Estados Unidos, Canadá, la región Latinoamericana y la Unión Soviética.

El uso de esta fuente se estima que continuará creciendo en las próximas dos décadas. Hay todavía grandes oportunidades en los países en desarrollo y la instalación de plantas de pequeña escala es una buena perspectiva como parece indicar la experiencia china, que en los últimos 4 años ha elevado el consumo hidroeléctrico a tasas promedias anuales superiores al 14%.

5. ENERGIA NUCLEAR

El consumo de energía nuclear muestra los índices de crecimiento más dinámicos dentro del conjunto de fuentes energéticas en el mundo. En los 10 últimos años aumentó en más de 4 veces, particularmente en los países industrializados con economía de mercado. La perspectiva de la energía nuclear es variada; en Francia y la Unión Soviética se está expandiendo aceleradamente. Son muy pocos los países en desarrollo que pueden manejar esa tecnología y existe el temor de que la extensión del uso a mayor número de países torne más difícil el control del arsenal atómico del mundo.

6. OTRAS FUENTES DE ENERGIA

Las tecnologías para algunas formas nuevas y renovables de energía ya están desarrolladas, mientras que para otras son prometedoras y se desarrolla su comercialización. En los países en desarrollo el interés se ha centrado en la aplicación en áreas y comunidades aisladas y en el sector rural.

CUADRO No. 3

CONSUMO MUNDIAL DE OTRAS ENERGIAS CONVENCIONALES (Miles de TEP en 1983)

Región	Carbón	Hidroelectricidad ¹	Nuclear
Estados Unidos	400.3	95.4	80.0
Países Centralmente Planificados	1.098.1	87.2	29.3
Europa Occidental	262.4	110.7	79.5
Latinoamérica	17.2	52.6	0.6
Japón	63.0	19.5	27.5
OPEP	N.D.	N.D.	N.D.
Resto del Mundo	256.1	103.8	19.4
TOTAL	2.097.1	469.2	236.3

¹) En términos de hidrocarburos requeridos para generación.
Fuente: BP Statistical Review of World Energy.

B. LA SITUACION COLOMBIANA

1. ENERGIA Y ACTIVIDAD ECONOMICA

La provisión de un adecuado, confiable y eficiente sistema de suministro energético, además de ser una precondition esencial para el crecimiento y estabilidad económica, constituye también una de las actividades más intensivas en inversión de capital que enfrenta un país en desarrollo como Colombia. Así, como referencia se anota a menudo que el sector energético absorbe cerca del 60% de las inversiones públicas y que el solo subsector eléctrico debe responder por el 40% de la deuda pública externa. Es claro que, como país en etapa de desarrollo intermedio necesitamos cantidades crecientes de energía con el objeto de lograr las metas de mejores niveles de vida y bienestar. El consumo de energía se ha visto afectado en los últimos años por las condiciones de recesión económica mundial que se reflejaron también en el país.

Mientras que el Producto Interno Bruto (PIB) aumentó a una tasa promedio del 1.3% en los tres últimos años, el consumo final en los sectores económicos creció al 2.6% anual.

2. BALANCE ENERGETICO

Por segunda vez la Memoria del Ministro de Minas y Energía presenta el Balance Energético como indicador básico para evaluar

de manera coherente el Sector. Al comparar la realización de esta herramienta con su versión del año anterior, el lector apreciará diferencias que lejos de obedecer a una inestabilidad estadística, refleja la tarea en que se han empeñado el Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación, a través del ENE y de la Oficina de Planeación de este Ministerio, para implementar un sistema de información sólido y oportuno.

Esta versión acoge las series principales del Sistema de Información Energética pero, por estar en fase de comprobación y ajuste, no contempla el trabajo total realizado por el SIE. En consecuencia, esta versión sigue siendo preliminar.

Otro cambio fundamental que se ha introducido con respecto al año 1982 en este Balance, es el considerar las principales fuentes energéticas no convencionales como son la leña y el bagazo.

Colombia es un país que cuenta con una amplia disponibilidad de energía convencional y no convencional; el conocimiento actual de las reservas de las fuentes comerciales indica el mayor potencial para la energía hidroeléctrica (55 %), seguida por el carbón (39.5 %), el gas natural (3.9 %) y el petróleo (1.6 %).

El Balance Energético preliminar que a continuación se presenta, describe algunas conclusiones sobre los resultados de la política energética, resumidos así:

- En términos de energía, pese a la política de exploración, estamos todavía con una posición deficitaria y equivalente a los 2.1 millones de barriles de petróleo. Sin embargo esto sólo representa el 64 % del déficit del año anterior y cerca de la cuarta parte del registrado a principios de los años 80.
- El gas natural y el carbón se están consolidando en la sustitución de hidrocarburos, principalmente para la generación termoeléctrica y energía térmica (calderas y hornos).
- La hidroelectricidad en 1983, por factores propios y comportamiento de las demás fuentes, perdió importancia relativa con respecto al año anterior dentro de la demanda de energía.
- Colombia se está constituyendo en un transformador de energía con destino a la exportación, a precios relativamente aceptables. Esto permite solucionar el problema de déficit en Balanza dentro del mismo sector energético.
- El comportamiento negativo en la evolución de la demanda de productos derivados es factor importante para reducir el déficit de la balanza energética en términos de dólares y de energía propiamente dicha.

- Si se tiene en cuenta la mayor carga de crudos pesados, el proceso de refinación y transformación ha evolucionado favorablemente, por cuanto las pérdidas son relativamente menores.

a) Utilización de fuentes primarias

Para 1983 entre los componentes de la demanda de energía primaria, el petróleo alcanzó una participación del 41.4 %. En este último año se aprecia para los hidrocarburos un crecimiento no sólo en sus volúmenes absolutos, sino también se aprecia esta situación en la participación relativa.

CUADRO No. 4
DEMANDA DE ENERGIA POR FUENTES
(Miles de TEP)

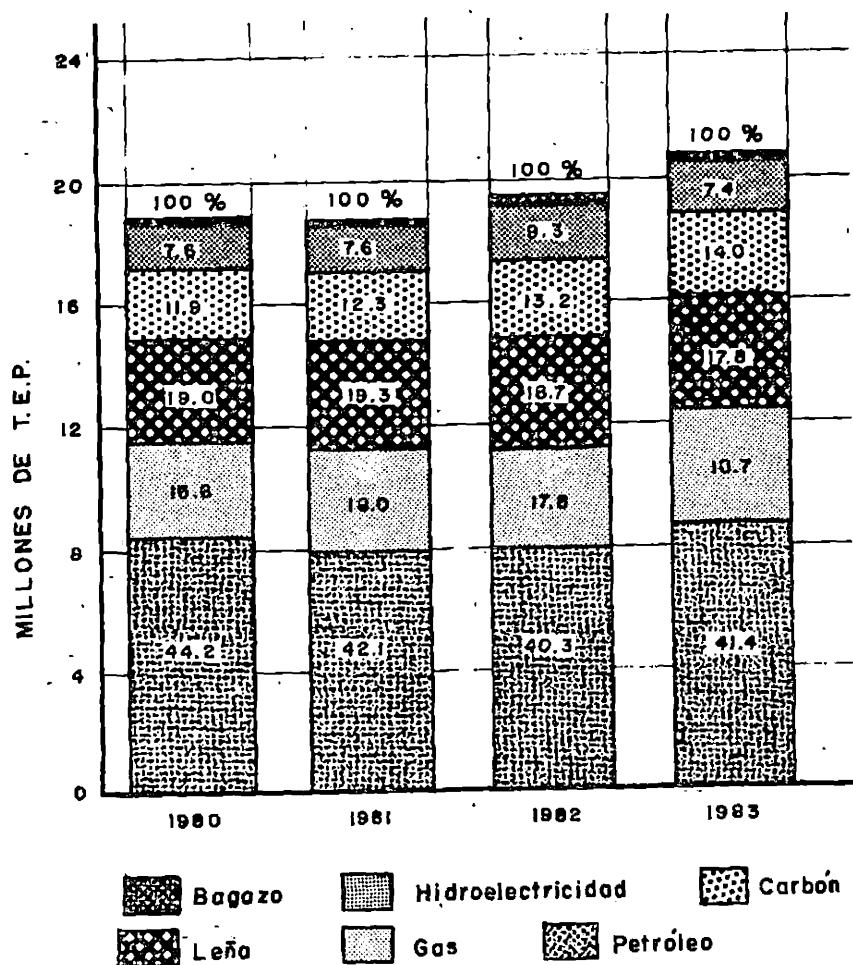
Fuente	1980	1982	1983
Petróleo	8.332.7	7.816.5	8.536.2
Gas Natural	3.128.7	3.462.3	3.863.7
Leña	3.592.1	3.618.5	3.667.2
Carbón	2.253.0	2.570.3	2.896.0
Hidroenergía	1.434.9	1.801.7	1.517.1
Bagazo	124.0	130.2	132.7
TOTAL	18.865.7	19.399.5	20.612.9

El gas natural se constituye en la segunda fuente de energía (18.7%), seguida por la leña (17.8%) y el carbón (14%).

A pesar de su alta proporción dentro de la disponibilidad de reservas, la hidroenergía sigue representando una mínima proporción (7.4%) en la demanda de energía y debido a la coyuntura del último año ha interrumpido su tendencia creciente de los últimos años.

El resto de la estructura analizada (0.7%), le corresponde al bagazo y, pese a su baja participación, debe anotarse su impotancia como en el caso del gas natural y el carbón en los procesos sustitutos por combustibles líquidos, principalmente en el sector industrial.

DEMANDA DE ENERGIA



b) Abastecimiento de energía

El problema de abastecimiento energético que se le plantea a un país es el de lograr un oportuno y adecuado suministro y abastecimiento de la energía que demanda su desarrollo, al mínimo costo y utilizando en forma óptima las reservas de que dispone.

Colombia, que se vió afectada considerablemente por el alza de los precios del petróleo hacia principios del decenio anterior y comienzos de los 80s., ha venido mejorando gradualmente su posición de abastecimiento en el sentido de propiciar el mayor uso de fuentes internas, en lugar de aumentar las importaciones de hidrocarburos. Así, la producción total de energía creció en un 4.8% en 1982 y 6.1% en 1983, como consecuencia del comportamiento ascendente en la producción de carbón, gas natural, como también

por el renovado y vigoroso crecimiento en la producción de petróleo desde 1980 y el comportamiento regular en la utilización de la leña y el bagazo con fines energéticos.

c) Producción de energía secundaria

En los últimos tres años la producción de energía secundaria creció en promedio a un 4.2% como resultado de un acelerado crecimiento en el último año de los derivados de los hidrocarburos (10.8%), a una estabilización en el tratamiento del gas y una recesión acentuada en Acerías Paz de Río, lo que incide en la transformación y utilización de derivados del carbón.

CUADRO No. 5

PRODUCCION¹ DE ENERGIA SECUNDARIA (Miles de TEP)

Rubro	1980	1982	1983
TOTAL	9.658.5	9.945.6	10.949.9
Del petróleo (%)	79.1	81.6	82.2
Del gas (%)	17.2	15.2	14.9
Del carbón (%)	3.0	2.5	2.3
De la leña (%)	0.7	0.7	0.6

1) No incluye electricidad

Dentro de las formas secundarias de energía, al igual que en los últimos años, la gasolina motor, el diesel ACPM y el fuel-oil constituyen más del 62% de la producción total y conforman las tres cuartas partes de la producción de los derivados del petróleo.

En el gas natural se sigue destacando la producción del gas seco, el cual supera el 85% de la energía secundaria obtenida de este hidrocarburo.

Tomando en cuenta la balanza energética con el sector externo, se puede asegurar que la demanda de productos derivados decreció en cerca del 1% anual en los últimos tres años. Esta situación se origina básicamente en la disminución del uso de energía secundaria en la transformación a electricidad, así como también al menor consumo, principalmente por la situación económica.

c) Energía eléctrica

La generación de energía eléctrica creció a una tasa promedio anual del 6.5% en el período 80-83. Para el último período el crecimiento fue del 7.6% debido, casi que en la totalidad, a la generación termoeléctrica; en este lapso ella constituyó con un 37.7% en el total de generación, cambiando la estructura planteada a finales de la década anterior.

Pese a la introducción acelerada de fuentes primarias como insumo para la generación termoeléctrica, se observa que la eficiencia en la transformación ha mejorado en forma apreciable por una mayor utilización de equipo nuevo y mayores consumos de gas natural.

CUADRO No. 6

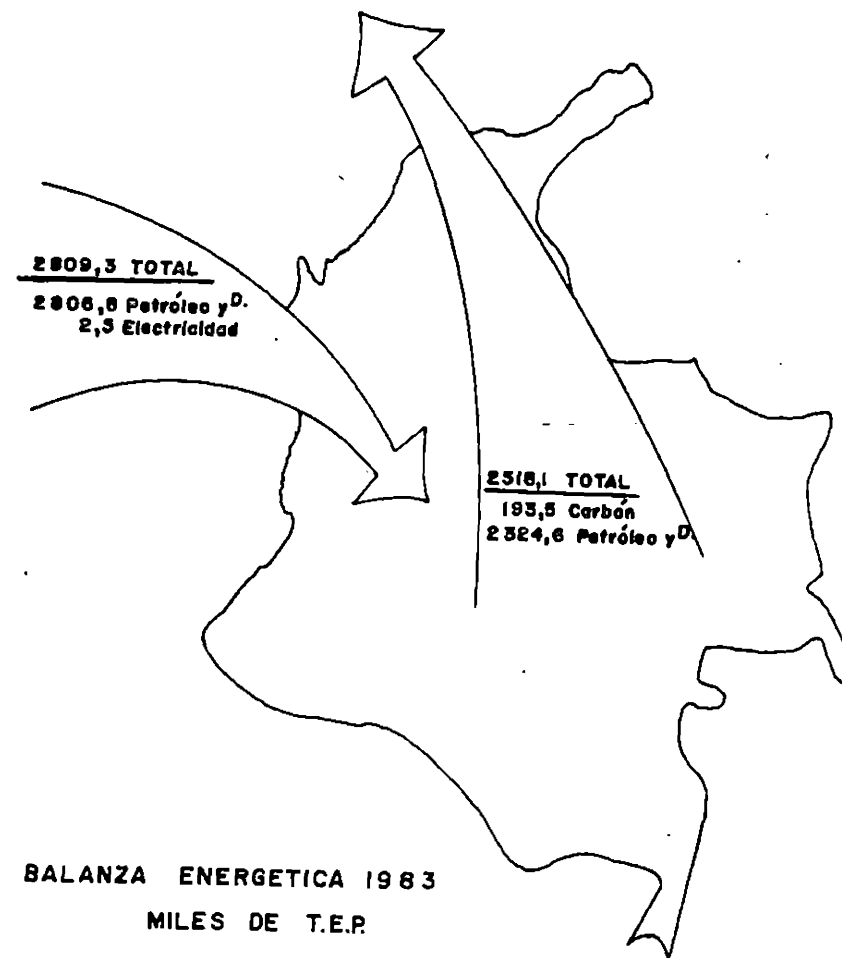
CONSUMO FINAL DE ENERGIA
(Miles de TEP)

	1980	1982	1983
TOTAL	14.631.8	15.179.8	15.807.6
Forma Primaria	6.364.5	6.851.0	6.850.6
Petróleo	133.2	168.2	230.1
Gas natural	387.5	681.7	510.0
Hidroelectricidad	975.2	1.014.5	1.018.7
Carbón	1.288.6	1.376.8	1.433.8
Leña	3.456.0	3.479.6	3.525.3
Bagazo	124.0	130.2	132.7
Forma Secundaria	7.861.6	7.803.6	8.313.7
Gasolina motor	3.203.3	3.299.5	3.447.7
Diesel ACPM	1.230.2	1.271.5	1.457.9
Gas seco	786.8	786.0	965.2
Fuel-oil	744.3	600.9	501.6
Otros	1.897.0	1.845.7	1.941.3
Electricidad (no incluye hidroelectricidad)	405.7	525.2	643.4

e) Consumo final de energía

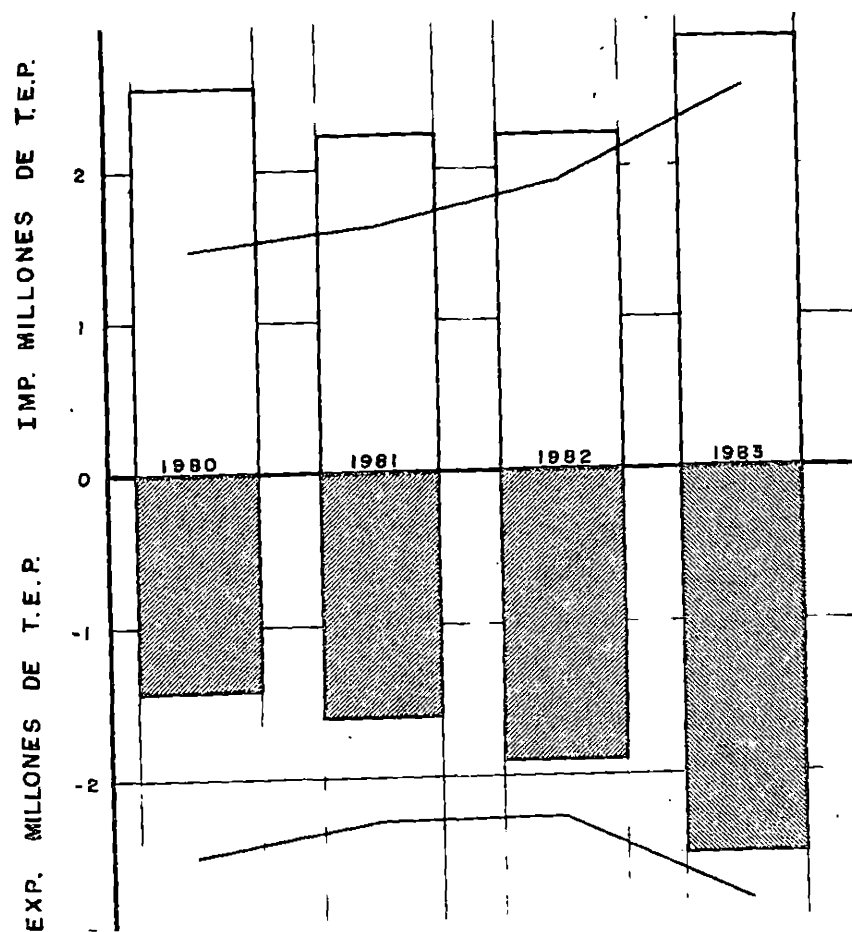
El consumo final de energía para el último año creció en un 4.1 y dentro de él cabe resaltar la tendencia de sustitución que se ha presentado. En efecto, se aprecia que el petróleo crudo denominado comúnmente como "Crudo de Castilla" sustituyó en gran proporción el consumo de fuel-oil, y son los productos que muestran un cambio acelerado.

En términos generales, dentro del mediano y largo plazo, puede decirse que en el consumo final de energía se observan dos comportamientos bien marcados. Mientras que en los últimos años se tiende a estabilizar e incluso a reducir el volumen de productos secundarios en el consumo final, las fuentes primarias aumentan su volumen y consecuentemente su participación.



f) Comercio exterior

En comercio exterior la situación ha mejorado ostensiblemente; sin embargo, todavía no ha superado el déficit energético que atravesó el país desde 1974. En términos comparativos el déficit obtenido en 1983 es equivalente a la producción interna de energía secundaria durante 10 días del mismo año; para 1980 la misma comparación llegó a 41 días, y así se refleja el adelanto obtenido.



Para 1983 empieza a mostrarse la importancia del Cerrejón (Area Central), que logró sus primeras exportaciones al mercado español, principalmente, y se aprecia en toda su dimensión el proceso sustitutivo del carbón y el Crudo Castilla por el fuel-oil vía precios. En verdad el incremento en los precios de este último combustible derivó su sustitución, liberándolo para permitirle el acceso al mercado externo con precios relativamente buenos, pues superaron los del petróleo y algunos derivados.

Esta situación alivia internamente (sector energético) la difícil situación cambiaria y despeja en alguna proporción el panorama financiero de ECOPELROL y del Estado en términos finales.

CUADRO No. 7

BALANZA ENERGETICA
(Miles de TEP)

RUBRO	1980	1982	1983
1. Importación	2.576.7	2.351.3	2.809.3
Petróleo y derivados	2.573.9	2.348.0	2.806.8
Electricidad	2.8	3.3	2.5
2. Exportación	1.495.1	1.898.3	2.518.1
Carbón y coque	92.2	125.1	193.5
Derivados del petróleo	1.402.9	1.773.1	2.324.6
3. Déficit (1 - 2)	1.081.6	458.0	291.2

3. EL CARBON

a) Objetivos y Lineamientos de Política

Tomando como fundamento las cuantiosas reservas de carbón existentes en Colombia, el Plan Nacional de Desarrollo "Cambio con Equidad" enmarca la minería dentro del objetivo de "consolidación de la economía en el largo plazo". El objetivo central del Gobierno para el subsector carbón consiste entonces en desarrollar decididamente la minería del carbón en el país, con el fin de convertir su exportación en una importante fuente de divisas, fomentar el uso del carbón térmico y la sustitución de hidrocarburos en las plantas térmicas y los sectores industrial y residencial, así como contribuir al crecimiento económico y equilibrio regional.

La ejecución de la política carbonífera ha venido avanzando de acuerdo con los lineamientos establecidos en el plan en los aspectos de fortalecimiento de CARBOCOL, definición de reglas de juego para contratación, provisión de infraestructura, apoyo a la pequeña y mediana minería y concentración de esfuerzos en los proyectos y programas de El Cerrejón Zona Norte y Cerrejón Zona Central, al igual que la exploración de las demás cuencas carboníferas del país.

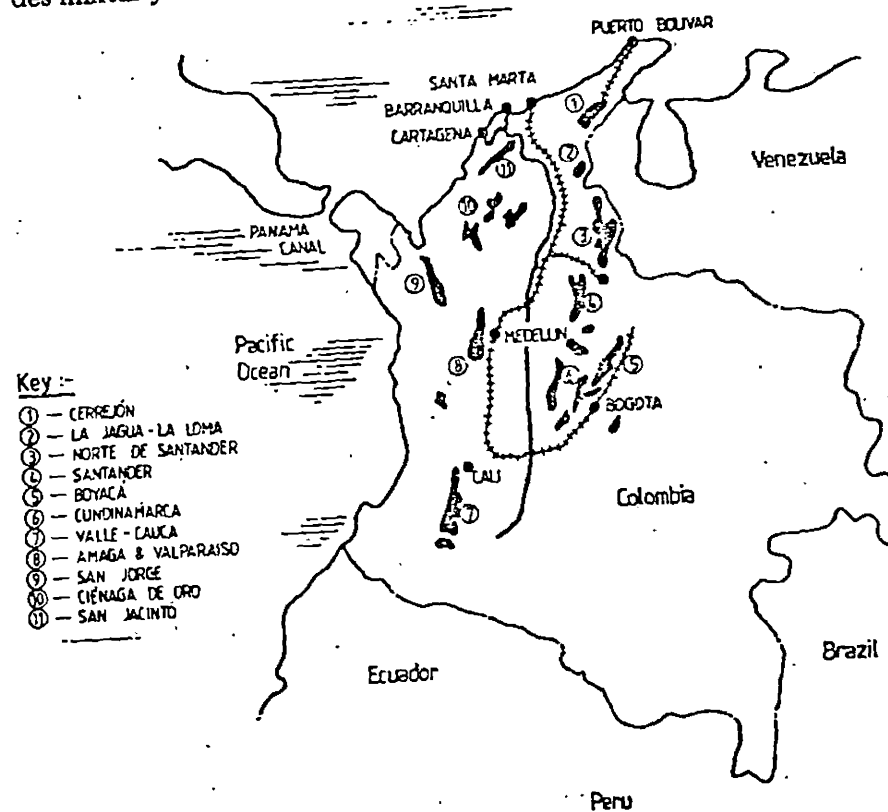
b) Acciones y Avances

i Fortalecimiento de CARBOCOL

La actual estructura administrativa de CARBOCOL, definida como una sociedad de capital público por acciones y el amplio interés y campo de acción del Ministerio de Minas y Energía, le permiten a esta empresa la flexibilidad y la autonomía indispensable para adoptar las decisiones y efectuar las operaciones que demandan los objetivos, políticas y proyectos de la empresa. En términos generales este objetivo se está cumpliendo y se cuenta para ello con la colaboración institucional, particularmente en lo relacionado con los trámites requeridos para la marcha de los proyectos en el área de El Cerrejón.

ii Contratación de Exploración y Exportación

CARBOCOL ha esbozado alternativas de contratación que conjugan diversas modalidades, tales como la asociación, sociedades mixtas y contratos de servicios.



PRINCIPALES RESERVAS DE CARBON

iii Exploración y Desarrollo de Proyectos

La actividad de las entidades del Estado para desarrollar la minería de carbón ha estado orientada principalmente a la exploración y evaluación de reservas en las diferentes cuencas y a la puesta en marcha de los importantes proyectos de El Cerrejón Zona Norte y Zona Central.

Con el concurso de INGEOMINAS y CARBOCOL se vienen adelantando los siguientes programas de exploración y desarrollo.

— Ampliación Cerrejón Zona Central - Area Patilla

Se contrató con la firma Montreal Engineering de Canadá el estudio de factibilidad-Plan Minero para la ampliación de la Zona Central. Comprende dos etapas, la Fase 1: Factibilidad de Patilla se terminará en agosto de 1984, y la Fase 2: La Infraestructura e Integración del Proyecto. La producción proyectada es de 3.5 millones de toneladas/año, destinadas a la exportación. El costo del proyecto asciende a 83 millones de pesos, financiados en su mayor parte por FONADE.

— Alto San Jorge - Córdoba

Para esta área ubicada en el Aporte No. 848 a favor de CARBOCOL en el Departamento de Córdoba, se programa un estudio de prefactibilidad con el propósito de montar un proyecto de hasta 10 millones de toneladas/año, con destino a la exportación y el consumo nacional. La inversión total se estima en 7.2 millones de dólares, que en un 38% se financiará con crédito externo y el resto con recursos del Fondo Nacional del Carbón.

— La Loma - El Descanso - Cesar

Para el conocimiento en detalle de esta área se tienen dos posibilidades: 1. Financiar los estudios dentro de un paquete con el Banco Mundial, para lo cual todas las actividades necesarias ya se han realizado; 2. Desarrollar los estudios y el proyecto de explotación en la propuesta presentada por el Consorcio Franco Italiano, Charbonnages de France y Agip Carbone. Durante 1983 se realizó un "Convenio Preliminar" el cual arrojó resultados positivos confirmando la viabilidad y competitividad del proyecto. Los estudios tienen un costo de 10 millones de dólares y tomarán 3 años y medio para realizarse. Se estima que la producción podrá superar los 5 millones de toneladas/año.

Durante los próximos 6 meses se va a iniciar un programa de exploración preliminar al término del cual se decidirá la continuación o no del proyecto.

— San Jacinto

Durante 1983 se contrató con INGEOMINAS la geología de superficie del área, que comprende parte de los Departamentos de Bolívar y Sucre, ubicada en el flanco oriental de la Serranía de San Jacinto. La conclusión del estudio fue; el área tiene carbón, pero no en las condiciones requeridas para el montaje de un proyecto de magnitud. Por lo tanto, no se justifica continuar con los estudios de subsuelo (perforaciones).

Estos estudios de geología de superficie tuvieron un costo de 5.8 millones de pesos.

— Río Inguito - El Tambo - Pance - Jordán - Departamentos del Valle y Cauca

A través de la Empresa Regional Procarbón de Occidente, se contrató con INGEOMINAS el estudio de Geología de Superficie de la Zona, trabajo que fue adelantado durante 1983 con resultados positivos sobre las reservas carboníferas del área. A partir de estos resultados se contrató con SERVIMINAS el estudio de prefactibilidad para el montaje de un proyecto minero. Este estudio termina a finales del presente año. El presupuesto del programa es de 114 millones de pesos, financiados con recursos propios de PROCARBON y crédito interno.

— Tibitá - Cundinamarca

Mediante un Convenio de Cooperación Técnica con la República Federal de Alemania se adelanta un estudio de exploración geológico-minero con el objeto de comprobar las reservas de carbón térmico en la región comprendida entre Nemocón y Sesquilé en Cundinamarca, hasta Tunja y Samacá en Boyacá, para el abastecimiento de una planta termoeléctrica en Tibitá (600 MW) y limitar así la quema de carbones coquizantes en la generación eléctrica. Este estudio concluye en septiembre de 1984. Su costo es de 2 millones de dólares financiados conjuntamente por CARBOCOL y el Servicio de Investigación Geológica Alemán.

— Tasajero - Santiago - Zulia

En el desarrollo del contrato firmado entre CARBOCOL y CARBONORTE se evaluaron los informes de progreso de la exploración que se adelanta en dos áreas, una en Cúcuta (Tasajero) y la otra en Santiago (Zulia). El estudio de prefactibilidad para el montaje de un proyecto carbonífero que complemente el abastecimiento de Termotasajero, se concluiría a finales de 1984. De sus resultados dependerá el que se continúe con la etapa de factibilidad y montaje del proyecto. El suministro de carbón en el corto plazo para la térmica provendrá de la minería existente.

Para el desarrollo de estos programas el Gobierno Nacional contará además del apoyo de CARBOCOL, con el auxilio y colaboración de empresas regionales como son PROCARBON DE OCCIDENTE en el Valle del Cauca CARBOCOSTA en la zona norte de Colombia y Comercializadora de Antioquia.

Además, dentro de este complemento institucional, aprovechando la necesidad de fortalecer técnica y económicamente a COLURANIO para sus posibilidades futuras en el área de uranio, dentro de esta etapa de transición de la empresa, se estudia la alternativa de vincularla a desarrollos carboníferos en la región de los Santanderes.

iv *Cerrejón Zona Norte*

El Proyecto de El Cerrejón Zona Norte que tiene establecida una meta de producción de 15 millones de toneladas anuales de carbón, iniciará su explotación en abril de 1985, cuando se harán las primeras exportaciones. Este es el Proyecto de mayor envergadura acometido por el Estado Colombiano y se han venido cumpliendo las fases previstas en el Contrato de Asociación CARBOCOL-INTERCOR.

Dentro de la fase de montaje, en la que se trabaja actualmente, se señalan a continuación los aspectos más importantes desarrollados en 1983:

— Se iniciaron las operaciones de minería y se extrajeron las primeras 200 toneladas de carbón.

- Se terminó el dragado del puerto, con un total aproximado de 13 millones de m³ de material extraído.
 - Llegaron al sitio del proyecto las primeras 4 locomotoras y 40 vagones para el ferrocarril.
 - Se adquirieron dos aeronaves DASH-7 para el Proyecto.
 - Se culminaron satisfactoriamente las negociaciones de tierras para la banca del ferrocarril.
 - Se inició la construcción de los silos para almacenaje de carbón.
 - El CONPES dio su aprobación para iniciar anticipadamente las exportaciones de carbón en abril de 1985.
- En 1984 los eventos más sobresalientes hasta el 31 de marzo son:
- Se recibieron las dos aeronaves DASH-7 para el Proyecto.
 - Se terminó la construcción del muelle de suministro, el cual entró en operación en enero del presente año.
 - Se inició el montaje del muelle carbonero, el cual se concluirá en 1985.
 - Se han construido 40 kilómetros de línea del ferrocarril, el cual entrará en operación en enero de 1985.

En términos porcentuales, el avance del Proyecto a 31 de marzo de 1984 era el siguiente:

	<u>% Ejecutado</u>	<u>% Programado</u>
- Ingeniería de Diseño	75	84
- Total Construcción	45	60
- Mina	36	54
- Puerto	50	70
- Ferrocarril	64	80

La programación de la terminación de las instalaciones de mayor prioridad durante 1984, 1985 y 1986, es la siguiente:

En Mina:

- Instalación para mantenimiento	Mayo/84
- Aeropuerto	Septiembre/84
- Planta para explosivos	Diciembre/84
- Ensamble palas eléctricas	Junio/84
- Subestación eléctrica	Noviembre/84
- Sistema de alterno de silos	Noviembre/85
- Silos	Mayo/85

En Puerto:

- Ayudas para la navegación	Agosto/84
- Subestación primaria	Diciembre/84
- Instalaciones embarque preliminar	Marzo/85
- Muelle carbonero	Junio/85
- Apiladores recolectores	Agosto/85
- Primer embarque de carbón (instalaciones totales)	Enero/86

En Ferrocarril:

- Tendido de durmientes y rieles (uso parcial)	Diciembre/84
- Tendiendo rieles (uso total)	Febrero/85

El montaje del proyecto se terminará en 1986, cuando se habrán invertido más de 3.200 millones de dólares, la mitad de ellos financiados por la parte colombiana a través de créditos externos y de proveedores.

v *Cerrejón Zona Central*

La operación en la Zona Central de El Cerrejón, está a cargo de un contratista, el Consorcio DOMI-PRODECO-AUXINI, quien explota el carbón a un precio fijo, reajutable, por tonelada de carbón entregada a CARBOCOL. El mercado lo hace directamente CARBOCOL.

El contratista es el propietario de todos los equipos y realiza las labores de explotación con su propio personal. Factura mensualmente a CARBOCOL por tonelaje de carbón producido. Los reajustes en el precio se hacen cada seis meses, de acuerdo con índices claramente establecidos en el Contrato.

Durante 1983 se produjeron 351.000 toneladas de carbón, 160.000 toneladas fueron enviadas para el consumo de Termogujira y las restantes 191.000 toneladas se exportaron a Puerto Rico y España.

Entre enero y abril del presente año el proyecto ha extraído 141.000 toneladas de carbón; a Termoguajira se han vendido 50.000 toneladas y se han exportado 70.000 toneladas. En los 8 meses restantes del año de 1984 se espera completar 980.000 toneladas de carbón, de las cuales 250.000 toneladas son para Termoguajira y las restantes se destinarán a la exportación.

En los siguientes años, hasta la terminación del Contrato, la producción será de 1.500.000 de toneladas/año. Para el abastecimiento de la Planta Térmica se reservarán 360.000 toneladas en 1985 y 1986 y el resto será exportado.

CUADRO No. 8

RESERVAS DE CARBON "IN SITU" SEGUN ZONAS
(Cifras en Millones de Toneladas)

	Reservas Demostradas	Reservas Inferidas y/o potenc.	Reservas Totales
A. Carbones térmicos y sin definir			
Cundinamarca - Boyacá	242.4	10.969.6	11.212.0
Guajira	3.450.0	—	3.450.0
Norte de Santander	52.4	179.5	231.9
Antioquia	112.5	—	112.5 ¹
Valle	37.7	95.7	133.4
Cesar	—	470.0	470.0
Córdoba	—	—	—
Subtotal	3.895.0	11.714.8	15.609.8
B. Carbones Metalúrgicos			
Cundinamarca - Boyacá	296.0	616.6	912.6
TOTAL	4.191.0	12.331.4	16.522.4

¹ Estas cifras no incluyen las reservas de parte del área Amagá-Sopetrán (Antioquia) ni del Alto San Jorge (Córdoba). Tal faltante se estima en 110.7 millones de toneladas inferidas en Antioquia, según el estudio de "Coal Processing Consultans" para la ANDI y 20 millones de toneladas medidas, 40 indicadas y 80 inferidas en Córdoba, según información proporcionada por "Carbones del Caribe". Las reservas de Amagá dadas por Coal Processing Consultans no se incluyeron por ser confusa su ubicación y por carecer de datos sobre número, espesor, calidad y buzamiento los mantos.

vi Apoyo a la Pequeña y Mediana Minería

Con el objetivo de lograr la transformación de la minería artesanal del carbón en una minería del carbón moderna, el Estado Colombiano a través del Ministerio de Minas y Energía y sus entidades dependientes viene diseñando programas de apoyo a la pequeña y mediana minería del carbón, que comprenden acciones en los frentes financiero, legal, de asistencia técnica y la infraestructura física y social.

— Subprograma Financiero

En una primera etapa se ha programado utilizar al máximo los recursos disponibles en el Fondo Nacional del Carbón y ofrecer un Certificado de Garantías para la financiación de los proyectos carboníferos. Este certificado será emitido por el Fondo Nacional de Garantías, con el cual CARBOCOL suscribirá un Convenio. Se estima que los recursos provenientes del Fondo Nacional del Carbón destinados a este proyecto ascenderán a \$60 millones y \$20 millones del Fondo Nacional de Garantías para ser desembolsados durante 1984 y 1985.

Como segunda etapa de este subprograma y dependiendo de la disponibilidad de recursos del Fondo Nacional del Carbón, se está programando el ofrecimiento de una línea de crédito directo para el carbón.

— Subprograma Legal

El objetivo de esta actividad es definir la situación legal de los mineros en carbón, requisito indispensable para la consecución de créditos, asistencia técnica y un mayor desarrollo.

— Subprograma de Asistencia Técnica

El objetivo de este subprograma es el establecer las bases, pautas, y procedimientos que permitan desarrollar la minería existente en condiciones más favorables tanto desde el punto de vista humano como técnico.

Esta actividad será adelantada conjuntamente entre el Ministerio de Minas y Energía, el Servicio Nacional de Aprendizaje SENA, el Instituto Colombiano para el Fomento de la Educación Superior ICFES y CARBOCOL, para lo cual recientemente se suscribió un Convenio entre estas entidades.

Las actividades se concentrarán en 4 acciones específicas: la primera de divulgación, a través de plegables y afiches, folletos y manuales, la prensa y la radio; la segunda, de capacitación, a través

de cursos y seminarios; la tercera, el de seguridad, higiene y salvamento minero, que comprende el diseño, construcción y dotación de estación de salvamento minero; y la cuarta, la asesoría directa a las empresas carboníferas.

El convenio suscrito entre las entidades participantes tiene una vigencia de 5 años. El presupuesto por año se presenta a continuación:

CUADRO No. 9

PRESUPUESTO PROGRAMA ASISTENCIA TECNICA
(Millones de \$ de febrero de 1984)

	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>
1. Divulgación	5.3	7.0	3.0
2. Capacitación	11.0	26.0	34.0
3. Seguridad y Salvamento Minero	5.1	6.0	7.5
4. Asesoría Directa	<u>18.6</u>	<u>24.0</u>	<u>27.0</u>
TOTAL	40.0	63.0	71.5

El Fondo Nacional del Carbón participará en este programa, con 25.7 millones en 1984 y 44.3 y 50.3 millones de pesos en los años 1985 y 1986 respectivamente, también medidos a pesos constantes de feb/84..

— Subprograma de Infraestructura Física y Social

Dentro de esta actividad se ha programado una serie de acciones tendientes a buscar una mejor dotación física y social de las minas y su conexión con los centros de consumo. El Ministerio de Minas y Energía y CARBOCOL tendrán un papel coordinador y de enlace con sus entidades nacionales y regionales encargadas de la inversión regional. En particular se evaluará lo pertinente a los centros de acopio, medios de transporte, carreteras, formas de cooperativización y transporte interno en las minas. Dentro de la programación se tiene previsto iniciar este subprograma en 1985.

vii Otros Programas y Proyectos

Adicionalmente a los programas mencionados para el desarrollo del sector carbón, al interior de cada uno de ellos existen varias

actividades que tienden nuevamente al objetivo de ayudar a consolidar la economía en el largo plazo

Merece mención el estudio de desagregación de proyectos, que tiende a preparar a la economía e impulsarla para la participación al máximo en los proyectos de servicios y suministros para la minería de gran escala.

Además, teniendo en cuenta la necesidad de elaborar un Plan que encause adecuadamente los recursos que generara El Cerrejón para el Departamento de la Guajira y la Costa Atlántica, el Sector Minero Energético representado por CARBOCOL, el Departamento Nacional de Planeación y el Gobierno de la Guajira han firmado un Convenio para realizar los estudios tendientes a elaborar el Plan de Desarrollo del Departamento de la Guajira, coordinando de esta forma a mediano plazo las acciones de las agencias estatales, nacionales y regionales.

Otros proyectos en etapa de estructuración por parte de la iniciativa privada nacional y extranjera son: el de Carbones del Caribe en Córdoba, que producirá para la industria del cemento y la exportación cerca de 2 millones de toneladas/año; el proyecto conjunto de Siderúrgica de Medellín - Greenley Energy Co. en el área de La Loma, que se encuentra en etapa de factibilidad.

Por otro lado, es indispensable continuar los estudios de reservas y caracterización de los depósitos carboníferos. El INGEOMINAS continuará con el Programa Nacional de Carbones, tendiente a caracterizar y cuantificar el potencial carbonífero del país y obtener la información indispensable que permita la evaluación y utilización de los carbones a cargo de CARBOCOL en otras áreas distintas a las ya enumeradas. Para el efecto, el Instituto adelanta un plan de modernización de su Laboratorio de Carbones para la caracterización de los mismos.

Con base en la información preliminar existente, el INGEOMINAS con la colaboración del Ministerio tiene proyectos específicos tendientes a delimitar y caracterizar carbones en las siguientes áreas:

- Jericó - Chiscas - Páramo de Chita - Guicán, Departamento de Boyacá y Santander
- Borde Llanero, en los Departamentos de Boyacá y Meta
- Cubaná, al Nororiente del Departamento de Boyacá

— Serranía de las Palomas - Restrepo - Guamal, en el Departamento del Meta

viii Producción y Consumo de Carbón

De acuerdo a las estimaciones y estadísticas revisadas de carbón, la producción de este mineral combustible alcanzó en el año de 1983 la cifra de 5 millones de toneladas, lo cual implica un crecimiento cercano al 5.2% anual a partir de 1970. Este indicador deja de ser representativo para los dos últimos años cuando el incremento superó el 10% en el período 81-82 y pasó a un 14.3 % en el año anterior. con ocasión de la entrada de El Cerrejón Central principalmente.

Para el año 1983 empieza el cambio fundamental en el desarrollo de la industria minera del carbón colombiano y se siguen dando indicadores favorables sobre la estrategia adoptada para la utilización óptima del recurso como energético y como bien generador de divisas. Estas modificaciones importantes a partir de 1983, se pueden medir e identificar sobre bases únicas, por cuanto se realizó el Censo Nacional sobre la totalidad de explotaciones carboníferas y en el campo de la demanda (o destino) se acogió como serie estadística oficial para este mineral la contenida en el anexo estadístico, según acuerdo e investigación exhaustiva realizada por el Ministerio, CARBOCOL y ENE - SIE.

Estos trabajos aseguran una información suficiente y técnicamente sustentada para efectos de planeamiento y gestión y sobre ellos se basa la siguiente presentación.

— Producción

En el Censo Nacional del Carbón fueron registradas 1.579 minas, de las cuales 130 (el 8%) se encuentran inactivas. La mayoría de las minas de carbón se encuentran concentradas en los Departamentos de Boyacá (el 47%) y de Cundinamarca (el 33%).

La producción de carbón de tipo térmico constituye el eje de la minería en el país, puesto que el 84% de las minas activas están sobre yacimientos reconocidos como de uso térmico, un 11% de las minas corresponde a explotaciones de carbón coquizable y el 5% de minas restantes tienen disponibilidades de carbón térmico y carbón coquizable.

Por niveles de producción es notoria la concentración de minas con volúmenes de extracción inferiores a 2.000 toneladas/año; 1.097 explotaciones, o sea un 82%, pertenecen a esta categoría aún cuando solo aportan cerca de la quinta parte a la producción nacional.

Con respecto a la producción regional, sin hacer ningún tipo de ajustes. el censo reportó la siguiente estructura:

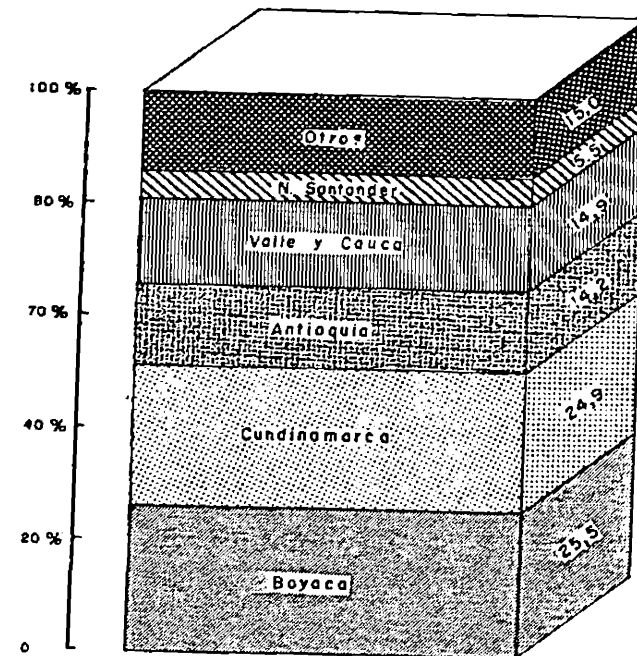
CUADRO No. 10

Departamento	% de Producción 1983
Boyacá	25.5 %
Cundinamarca	24.9 %
Antioquia	14.2 %
Valle y Cauca	14.9 %
Norte de Santander	5.5 %
Resto del País	15.0 %

En el último rubro, o sea el resto del país se involucra la explotación de Cerrejón Central, la cual sobrepasó el medio millón de toneladas.

La producción descrita es lograda mediante la vinculación de más de 16.000 personas, de las cuales tres cuartas partes ejercen su labor en el subsuelo. Este tipo de explotación es el predominante en el país, pues el 99% de las minas son de subsuelo, y dentro de éstas el sistema de explotación imperante es el de cámara y pilares, el cual alcanza un nivel de importancia del 65

ESTRUCTURA DE PRODUCCION DE CARBON



Una buena proporción de las minas activas, el 30 %, venden su carbón a más de un comprador. Los intermediarios son el grupo con el cual más explotaciones hacen una comercialización directa, alcanzando una participación del 46% . Le sigue al grupo de intermediarios el sector de termoeléctricas, las cuales son atendidas por la cuarta parte de las minas. Es conveniente resaltar la baja participación de las cooperativas (10% de minas) en la comercialización del carbón.

— Consumo

En lo que se refiere a consumo interno, este pasó de 2.5 millones de toneladas en 1970 a 4.8 millones en 1983, mientras que el comportamiento de las exportaciones incluyendo coque, estuvo para los mismos años en volúmenes cercanos a 130.000 y 350.000 toneladas equivalentes de carbón, respectivamente.

La estructura de consumo históricamente se puede resumir así:

CUADRO No. 11

VOLUMEN DE PRINCIPALES CONSUMO
(Miles Ton)

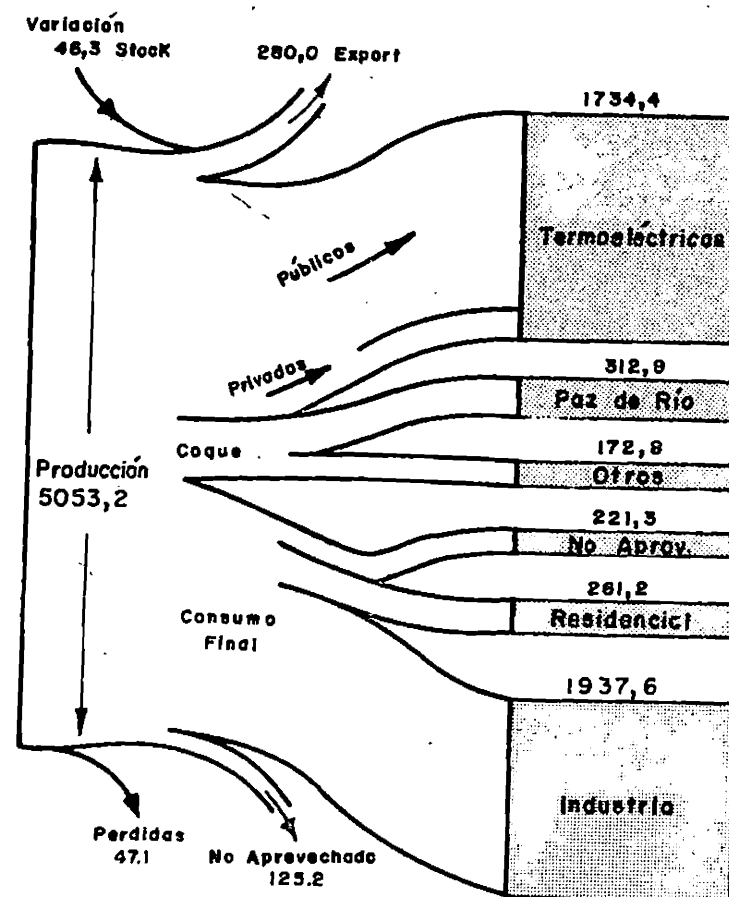
Rubro	1970	1980	1983
Coquización	443.0	551.4	485.7
Termoeléctricas	529.9	943.0	1.734.4
Sector Residencial	227.0	252.9	261.2
Sector Transporte	7.0	7.0	7.0
Sector Industrial	1.020.0	1.722.5	1.937.6
Carbón no aprovechado ¹	139.9	120.2	125.6
Pérdidas ²	22.3	35.7	47.1
Ajustes (Otros consumos)	111.3	173.8	221.3

¹ En proceso de lavado en Acerías Paz de Río

² En explotación

Como puede apreciarse son importantes, la multiplicación por más de 3 del consumo en termoeléctricas y el incremento del 90% en el consumo industrial. En este último, para 1983, el 42.8% del consumo se dio en las fábricas de Cemento, el 19.7% en la fabricación de ladrillo y vidrio, el 12.7% en la industria del papel, el 9% en textiles y confecciones, el 8.7% en alimentos y el 7.1% restante estuvo en las industrias de químicos, hierro, calzados y cueros.

FLUJO DE CARBON 1983 (Miles de Toneladas)



N.T = No Identificado (Ajuste)

- Precios

Para 1983 las exportaciones de carbón en promedio alcanzaron un precio FOB de US\$53, lo cual tan sólo representa el 81% de los precios registrados en el año de 1982, o el 74% de los logrados en el comercio exterior para 1981.

En lo que respecta a las exportaciones de coque (y carbón coquizable) los precios FOB registraron la misma tendencia que para el carbón; esto es, se incrementaron hasta 1981, pero por factores de recesión económica principalmente, en los años posteriores se ven disminuidos. Para 1983 el coque obtuvo un precio FOB de US\$112 por tonelada.

Internamente, se estima que los precios promedio en Boca de Mina para carbón de uso térmico, se situaron por encima de \$1.500 por tonelada, el costo de transporte promedio entre la mina y el patio de fábrica se situó en el orden de \$ 450 a \$500 por tonelada y los precios de compra por los consumidores oscilaron entre \$ 1.500 (en Boyacá) y \$ 2.200 (en el Valle).

Como tendencia, los precios de venta y de compra han tenido un comportamiento similar. Se observa que ellos en el período 70-83 se incrementaron a una tasa promedio anual del 23%, pero para el último año este incremento se ha visto reducido a tasas regionales que oscilan entre el 13 y el 18% anual.

4. HIDROCARBUROS

a) Política petrolera colombiana

Los hidrocarburos continúan siendo el recurso de mayor demanda mundial, no sólo como el insumo energético más importante de la humanidad sino también como materia prima de productos manufacturados. Esta situación se refleja igualmente en nuestro país, sin que este mayor consumo guarde relación con las reservas descubiertas, principalmente de petróleo, como se observa al inicio del Capítulo. Ante tal circunstancia se hace necesario virar hacia un uso más racional de los recursos energéticos y a una lógica correlación entre la utilización y la disponibilidad de las diferentes fuentes energéticas, todo encuadrado dentro del proceso de desarrollo económico y social que exige el país.

El Gobierno Nacional, al analizar la situación energética planteada aquí en forma muy sucinta, ha diseñado una política que en materia de hidrocarburos tiende a disminuir el consumo de los combustibles y a lograr un uso racional de los mismos y, por otra, a aumentar la producción de petróleo y gas natural mediante el estímulo con miras a incrementar la producción en los campos existentes y a intensificar la exploración y perforación de pozos en nuevos yacimientos.

Las medidas destinadas a racionalizar y a disminuir los consumos de los productos derivados del petróleo, se han orientado principalmente a lograr un nivel de precios de estos productos acorde con el costo de los mismos en el mercado internacional a un mediano plazo, lo cual conlleva a desarrollar el consumo de otras fuentes de energía con la consecuente sustitución y, por otra parte, a disminuir el déficit cambiario y financiero tanto de ECOPE-TROL como del país, representado en las importaciones de estos productos.

Como complemento a la política de precios antes relacionada, se han tomado medidas como el otorgamiento de exenciones arancelarias a las importaciones de maquinaria y equipo, que requiera la industria, con el fin de sustituir hidrocarburos por carbón, así como también las nuevas plantas térmicas para generación de energía eléctrica que contempla el Plan de Expansión de este sector, están previstas para consumir carbón principalmente. Igualmente se estudia la posibilidad de implantar programas para sustitución de energía en el sector transporte; tal es el caso de la dieselización, que busca aprovechar el mayor rendimiento del ACPM sobre la gasolina, y el de la utilización de gas natural en aquellas regiones con suficientes reservas de este recurso, como es la Costa Atlántica. El uso de gas natural en el transporte podría iniciarse en un corto plazo, ya que los ajustes que requiere el equipo automotor son mínimos y no necesitan de tecnologías complicadas, como lo demuestran los programas que en esta materia han puesto en marcha países como Italia, Canadá, Estados Unidos y Nueva Zelanda. Igualmente se está elaborando un programa de utilización de briquetas de carbón como combustible de uso doméstico, a fin de encontrar una buena alternativa al uso del cocinol, debido a los problemas de suministro, distribución y consumo que este combustible acarrea tanto al Gobierno como a los usuarios.

Con respecto a las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional para incrementar la producción de petróleo y gas natural en los campos existentes y a intensificar la exploración y perforación de pozos en nuevos yacimientos, como se ha expuesto en los informes al Congreso de 1982 y 1983, han consistido principalmente en establecer una política clara y precisa de precios para estos productos (petróleo y gas natural), lo cual ha determinado una base más ágil de negociación para ECOPE-TROL con los inversionistas privados nacionales y extranjeros.

Los resultados obtenidos durante el último año, en desarrollo de las políticas antes descritas, se presentan a continuación:

b) Exploración, contratos y reservas

En la revisión del Plan Exploratorio, ECOPE-TROL ha buscado optimizar el uso de sus escasos recursos, explorando directamente

las áreas más conocidas y dejando las de mayor riesgo a cargo de los asociados.

ECOPETROL ha dividido las cuencas sedimentarias de Colombia en calientes, tibias y frías. Las cuencas calientes suponen menos riesgos geológico y por consiguiente unas mayores posibilidades de hallazgos; este es el caso de los Valles Medio y Superior del Magdalena, de los Llanos Orientales y del Putumayo. Las cuencas tibias implican moderado riesgo geológico y posibilidades de hallazgos menores, clasificándose como tales el Valle Inferior del Magdalena y el Catatumbo. Las cuencas frías presentan las más escasas posibilidades de descubrimiento, correspondiendo a esta clasificación las cuencas del Pacífico y Valle del Atrato, Valle del Cauca y Patía, Cesar - Ranchería, Guajira y Amazonas.

Las áreas de reservas que ECOPETROL tiene seleccionadas para explorar directamente totalizan 5.393.800 hectáreas, discriminadas en las siguientes regiones:

CUADRO No. 12
AREAS SELECCIONADAS PARA EXPLORACION
(ECOPETROL)

Ubicación	Hectáreas
Llanos Orientales	1.972.000
Putumayo	1.520.000
Valle Superior del Magdalena	180.000
Valle Medio del Magdalena	659.000
Valle Inferior del Magdalena	161.000
Catatumbo	186.800
Pacífico	715.000
TOTAL	5.393.800

Las áreas que ECOPETROL tiene reservas para ser explotadas mediante contrato de asociación muestran la siguiente distribución por regiones:

CUADRO No. 13
AREAS RESERVADAS (ECOPETROL)

Ubicación	Hectáreas
Llanos Orientales	4.200.000
Putumayo	31.300
Valle Superior del Magdalena	685.000
Valle Medio del Magdalena	642.000
Valle Inferior del Magdalena	805.000
Catatumbo	112.300
Pacífico	200.000
TOTAL	6.675.600

El 31 de diciembre de 1983 se encontraban vigentes en el país 41 contratos de asociación que cubrían una extensión de

5.894.029 hectáreas, de los cuales 10 se encontraban en explotación o con comercialidad aceptada por parte de ECOPETROL.

La geología de superficie realizada por ECOPETROL durante 1983, para continuar el reconocimiento de las áreas con probabilidad petrolífera, abarcó las cuencas del Valle Superior e Inferior del Magdalena, Llanos Orientales y Catatumbo, regiones en donde las comisiones de campo establecieron un perfil geológico de 2.265 km y cartografiaron 307 estaciones de control geológico. A fin de orientar la exploración de hidrocarburos mediante la identificación de rasgos estructurales, geomorfológicos y paleogeomorfológicos se realizó un estudio fotogeomorfológico del Guaviare Sur sobre 18.000 km². Además, se inició un estudio geoquímico integrado en el área de Rubiales, Llanos Orientales.

La actividad en geología de superficie de las compañías asociadas presentó un notorio descenso, de 19.6 cuadrillas-mes logradas en 1982 a 3.5 en 1983.

En cuanto se refiere a la exploración geofísica, ECOPETROL ejecutó cerca del 83% del total de 20.961 km de sísmica levantada en 1983, en su mayor parte en las cuencas del Caribe, el Pacífico y los Llanos Orientales. En cantidad de 16.075 km correspondieron a sísmica marina.

Las evaluaciones e interpretaciones de los estudios geológicos y geofísicos adelantados por ECOPETROL en las diferentes cuencas sedimentarias colombianas, han conducido a la generación de más de 30 prospectos con buenas posibilidades de acumulación petrolífera, de los cuales se han seleccionado nueve para ser probados por la perforación exploratoria con taladro durante 1984.

En 1983 se perforaron apenas 32 pozos exploratorios que en comparación con los perforados en 1981 indican una disminución superior a 50%.

La perforación exploratoria adelantada tuvo los siguientes resultados:

CUADRO No. 14
ACTIVIDAD EXPLORATORIA

Cuenca	No. de Pozos	Pozos Productores	Pies Perforados
Medio Magdalena	8	8	22.053
Alto Magdalena	8	—	48.850
Llanos Orientales	8	5	81.224
Bajo Magdalena	3	—	14.037
Atrato	3	—	15.992
Valle del Cesar	1	—	12.868
Catatumbo	1	—	3.800
TOTALES	32	13	198.824

Si bien el porcentaje de éxito es superior en la cuenca del Medio Magdalena con relación a la de los Llanos Orientales, no está en proporción a su potencial, en donde la primera da un total aproximado de 2.000 barriles diarios, en tanto que en la segunda se logró una nueva producción para el país cercana a 30.000 b/d. Es ésta la razón por la cual la cuenca Oriental ha creado gran interés por parte de la industria petrolera. La relación éxito-fracaso señalada históricamente de 1:5 para el país, se está acercando a 1:2. Para el primer semestre de 1984 de 4 pozos trabajados directamente por ECOPETROL, excepcionalmente tres resultaron positivos. Estos son Rancho Hermoso, Entreríos y Guayuriba en los Llanos.

Respecto a la profundidad promedio, se destaca que en el área del Magdalena ésta se acerca a los 3.000 pies en tanto que para los Llanos es necesario perforar hasta 12.000 en la mayoría de los casos, aunque para crudos de mejor calidad.

En 1983, la exploración con taladro por parte de ECOPETROL totalizó 37.217 pies, correspondientes a la perforación de dos pozos exploratorios terminados con 23.000 pies y dos más que se encontraban en perforación al terminar dicho año que ajustan el total de la cifra referida. El monto de las inversiones correspondientes ascendió a 4.6 millones de dólares y los resultados prácticos fueron positivos puesto que de los dos pozos exploratorios terminados en 1983, el Apiay 4P produjo inicialmente 1.624 barriles diarios de petróleo crudo ampliando el horizonte productivo del Campo Apiay, y el Pozo Molinero 3X probó reservas de gas natural aunque en cantidad no comercial.

Las compañías asociadas con ECOPETROL perforaron 30 pozos exploratorios con un total de 175.824 pies perforados, una inversión de 85.9 millones de dólares, un porcentaje de éxito del 30% y sustanciales descubrimientos mediante los pozos exploratorios La Gloria Norte-1, Caño Garzo Norte-1 y Caño Limón-1, localizados en los Llanos Orientales.

Caño Garzo Norte-1, localizado en el contrato Casanare de Elf Aquitaine, descubrió reservas calculadas en 3.6 millones de barriles de crudo con gravedad superior a 40° API.

Toche-1, perforado por Texas en el Contrato Cocorná, produjo 140 barriles diarios de petróleo de 13° API y llevó al descubrimiento de reservas calculadas en 4.3 millones de barriles.

Cravo Sur-1, aunque perforado en 1982 por Elf Aquitaine en su Contrato Casanare - durante el año de 1983 se confirmaron las reservas estimadas en 7.3 millones de barriles de crudo.

c) Desarrollo y Reservas

La perforación de desarrollo en el país durante el año 1983 fue de 216 pozos terminados, para un total de 1039.2 miles de pies perforados. De este total, 120 pozos fueron perforados por ECO-PETROL, 47 pozos en áreas de asociación y 49 en concesiones. El número de pozos de desarrollo perforados se incrementó un 43% en relación con el año 1982.

Las reservas de petróleo tuvieron un incremento del 21%, como consecuencia del descubrimiento del Campo Caño Limón, en la Intendencia de Arauca, la inclusión de los Campos Trinidad, Barquereña, Tocaría y Caño Garza de la Intendencia del Casanare y la revisión de las reservas de los Campos Putumayo, Tello y Provincia.

En lo corrido de 1984, se han hecho descubrimientos en ocho yacimientos petrolíferos que podrían otorgar reservas adicionales en un volumen cercano a los 100 millones de barriles.

El 31 de diciembre de 1983, el país contaba con unas reservas remanentes de petróleo de 670 millones de barriles y 4.0 billones de pies cúbicos de gas.

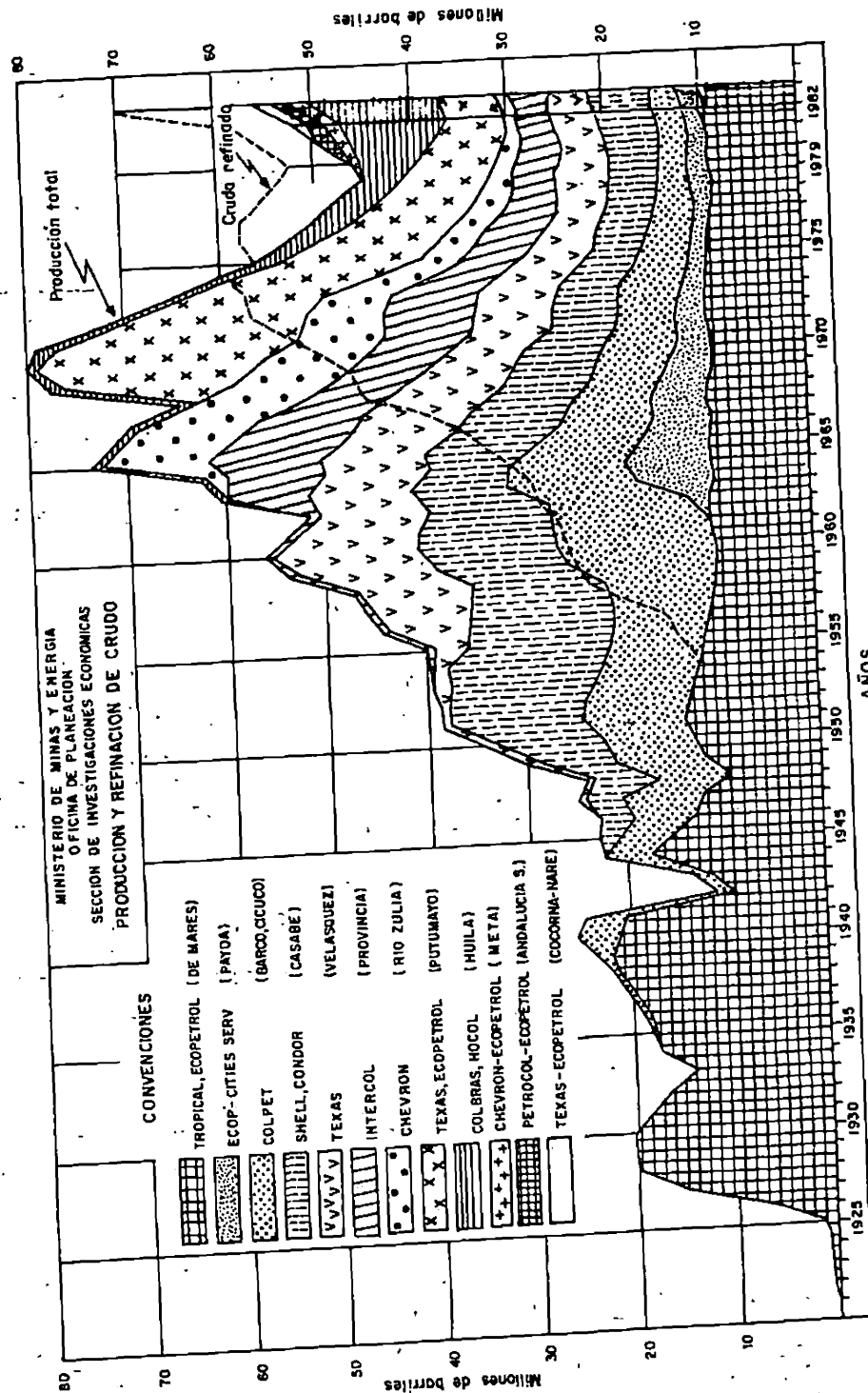
ECOPETROL a finales de 1983 era propietaria del 58% de las reservas de crudo. En los campos operados directamente por ECO-PETROL se encontraban reservas recuperables de 256.3 millones de barriles de crudo y en los campos operados por las compañías asociadas la participación de ECOPETROL en las reservas ascendía a 134.2 millones de barriles de crudo.

A 31 de diciembre de 1983, en gas natural ECOPETROL poseía reservas de 2.2. billones de pies cúbicos. La mayor parte de estas reservas de ECOPETROL corresponden a la participación en la asociación que opera los yacimientos gasíferos de la Guajira, que contienen el 85% de las reservas totales de gas natural con que cuenta el país.

d) Producción de petróleo

La producción de petróleo continuó incrementándose por cuarto año consecutivo, como resultado de la incorporación de nuevos campos y de los esfuerzos realizados por las compañías explotadoras para mejorar la producción de los campos existentes.

El total de petróleo producido en el país durante 1983 fue de 55.5 millones de barriles, para un promedio de 152.138 barriles diarios. Esta cifra es superior en un 7.3% a la del año 1982, en el cual la producción promedia fue de 141.821 barriles diarios. Es importante anotar que dentro de esta tendencia ascendente, la producción de diciembre de 1983 alcanzó un promedio de 165.659 barriles diarios.



En adición a los continuados esfuerzos de ECOPETROL, tendientes a aumentar la extracción de petróleo en sus campos, el incremento en la producción nacional se debió, principalmente, a los siguientes factores:

- ECOPETROL desarrolló rápidamente la producción del Campo Apiay, descubierto en 1981, y durante 1983 elevó la producción a 4.021 barriles diarios.
- Los contratos de asociación con Texas en Cocorná y Chevron en Castilla, aumentaron apreciablemente su producción, y la compañía asociada INTERCOL inició los despachos de crudo desde el Campo Arauca.
- Los Campos del Huila -aún operados por la Houston Oil bajo el sistema de concesión- durante 1983 registraron su máximo nivel histórico de producción al alcanzar un promedio diario de 35.096 barriles.

e) Suministro y Consumo de Gas Natural

La producción de gas natural pasó de 478.2 millones de pies cúbicos día en 1982 a la cifra de 506.7 millones en el año pasado, derivando un incremento anual del 7.2%, así como una participación cercana al 19% en la demanda de energía por fuentes.

Dentro de las cifras de producción para el último año, en términos volumétricos, el 52% correspondió a gas natural libre, con amplia disponibilidad en la Costa Atlántica. Una menor utilización del gas en la inyección a tierra para dar presión a los pozos, una proporción similar a la de años anteriores en la quema al aire por factores técnicos e imposibilidades de transporte y una constante en el consumo de los campos, determinaron que el suministro a los sectores económicos y de transformación petroquímica y termo-electricidad aumentara de un volumen equivalente de 58.156 barriles de petróleo día en 1982 a un volumen de 63.973 barriles de petróleo/día en 1983.

CUADRO No. 15
PRODUCCION Y USO DE GAS NATURAL
(Millones de Pies Cúbicos Día)

Rubro	1982	1983
Producción	478.2	506.7
— Transformado	11.1	12.6
— Inyectado	39.2	25.2
— Usado en campos	33.6	36.5
— Quemado al aire	64.0	69.0
— Suministro	330.3	363.4

i Suministro

Basando el análisis de suministro de gas natural en la unidad de pies cúbicos, se puede asegurar que este rubro mostró un aumento del 9.9% con respecto a 1982, promediando los 363 millones de pies cúbicos diarios, los cuales equivalen a un suministro diario de 372.208 millones de BTU día.

Del total referido, el 71.5%, o sea 259 MMPC/D. provinieron de la Costa Atlántica y dentro de esta región el mayor proveedor de gas natural sigue siendo el yacimiento de la Guajira, operado por ECOPELROL y la Texas en contrato de asociación.

En segundo término, en cuanto a suministro se refiere, se ubica el campo de Provincia en la Región Central con un aumento importante en su participación, esto es, pasó de 88 MMPC/D. en 1982 a 103 MMPC/D, en 1983.

CUADRO No. 16

SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR CAMPOS (Miles de pies cúbicos día)

Campos	1982	1983	Variación %
Area de la Costa Atlántica	241.713.6	259.473.7	7.3
— Guajira (libre)	193.510.1	215.809.9	11.5
— Diffcil (seco)	7.568.1	18.048.2	238.5
— Cicuco (Seco)	622.8	395.8	(36.4)
— Jobo-Tablón (libre)	24.681.3	18.188.7	(26.3)
— Sucre (libre)	14.883.7	6.605.5	(55.6)
— San Pablo (Seco)	26.7	39.4	47.6
— Sampués (libre)	420.9	386.2	(8.2)
Area Central	88.172.6	103.231.7	17.1
— Payoa (Seco)	41.092.1	45.090.7	9.7
— Provincia (Seco)	46.574.0	53.462.0	14.8
— Demares (Seco)	—	3.243.0	—
— Barco (Seco)	506.5	1.436.0	283.5
Area Sur	440.4	659.8	50.0
— Orito	8.3	5.0	(39.8)
— Neiva (libre)	—	88.2	—
— Tello (libre)	432.1	566.6	31.1
Total Suministro (MPC/D)	330.326.6	362.979.2	9.9

ii Consumo

Dada la forma de comercializar el gas natural, o sea la de cuantificar el consumo y las entregas por millón de BTU, es bueno hacer resaltar que mientras en promedio un pie cúbico suministrado en 1982, según mediciones cromatográficas, llegó a tener cerca de

1.033 BTU, este poder calorífico en 1983 se vió reducido a unos 1.022 BTU por pie cúbico.

El Area de la Costa Atlántica utilizó en el último año el 70.4% del total, el Area de Barrancabermeja el 29%, mientras que lo restante, o sea 0.6%, se consumió en Huila y Norte de Santander.

Una evolución importante de resaltar en el consumo es la del incremento acelerado dentro del sector residencial de Neiva y Bucaramanga, donde se adecúa la red de distribución rápidamente.

CUADRO No. 17

CONSUMO DE GAS NATURAL POR AREAS Y SECTORES (Millones de BTU por día)

Area	1982	1983	Variación %
Area Cartagena			
— Termoeléctrico	38.074	47.850	25.7
— Ecopetrol	7.225	7.425	2.8
— Petroquímico	7.607	8.298	9.1
— Industrial	30.002	28.489	(5.0)
— Doméstico	424	572	34.9
Total Cartagena	83.332	92.634	11.2
Area Chinú			
— Termoeléctrico	19.023	20.370	7.1
— Industrial	4.246	6.636	56.3
Total Chinú	23.269	27.006	16.1
Area Barranquilla			
— Termoeléctrico	94.363	104.645	10.9
— Ecopetrol	8	95	1.087.5
— Petroquímico	390	436	11.8
— Industrial	37.073	32.276	(12.9)
— Doméstico	719	799	11.1
Total Barranquilla	132.553	138.251	4.3
Area Barrancabermeja			
— Termoeléctrico	9.500	18.383	93.5
— Ecopetrol	80.282	83.830	4.4
— Petroquímico	2.844	2.729	(4.0)
— Industrial	2.704	2.539	(6.1)
— Doméstico	179	347	93.9
Total Barrancabermeja	95.509	107.828	12.9
Otras áreas			
— Termoeléctrico	6.025	5.716	(5.1)
— Industrial	499	637	27.7
— Doméstico	50	136	172.0
Total otras áreas	6.574	6.489	(1.3)
TOTAL GENERAL	341.237	372.208	9.1

f) Refinación de Petróleo

Durante 1983 las refinerías de ECOPETROL fueron programadas para procesar la totalidad del petróleo crudo producido en el país, más aquellos volúmenes de materia prima cuya importación favoreciera los intereses económicos y operativos de la Empresa y del país. Los productos obtenidos en las refinerías, sumados al volumen de gasolina que se importó en razón a su atractivo precio en los mercados internacionales, garantizaron el adecuado abastecimiento de las necesidades nacionales de hidrocarburos.

En 1983 la carga total a las refinerías colombianas ascendió a 186.533 barriles diarios, nivel superior en 12.5% al procesamiento de 1982. De este volumen, el 97.4% correspondió a crudo.

El complejo industrial de Barrancabermeja procesó las dos terceras partes del total nacional. A la recién ensanchada Refinería de Cartagena se cargaron 53.800 barriles diarios, que representan cerca del 29%, y a las demás refinerías, localizadas en Orito, Tibú, Guamo y El Difícil, se alimentaron con 5.900 barriles diarios de crudo.

El procesamiento en refinerías produjo el 68.4% de productos blancos consumidos en el país, como gasolina motor, queroseno, ACPM, turbocombustible, gasolina de aviación, gas propano, bencina industrial, cocinol y otros productos especiales y petroquímicos. El restante 31.6% de la producción correspondió a asfaltos y alquitrán aromático de utilización nacional y, en su mayor parte, al subproducto pesado denominado fuel-oil o combustóleo, del cual se consumieron en el país alrededor de 9.500 barriles diarios y el excedente, al no tener utilización en Colombia, fue exportado.

Las refinerías nacionales presentan un alto grado de integración para el abastecimiento de los consumos de combustibles que requiere el país y sólo por factores de conveniencia económica o limitaciones en las instalaciones se ha recurrido a la importación continuada de gasolina motor.

En adición a los productos combustibles, el complejo industrial de Barrancabermeja suministra al país, y en algunos casos posee excedentes exportables, valiosos productos petroquímicos y especiales, como polietileno de baja densidad, parafinas, alquibencenos, disolventes alifáticos, bases lubricantes, ciclohexano, benceno, tolueno, ortoxileno, xilenos mezclados, azufre y ácidos nafténicos.

g) Comercio Exterior de Hidrocarburos

Ante la deficitaria producción nacional de petróleo crudo, los faltantes para abastecer la demanda colombiana son importados,

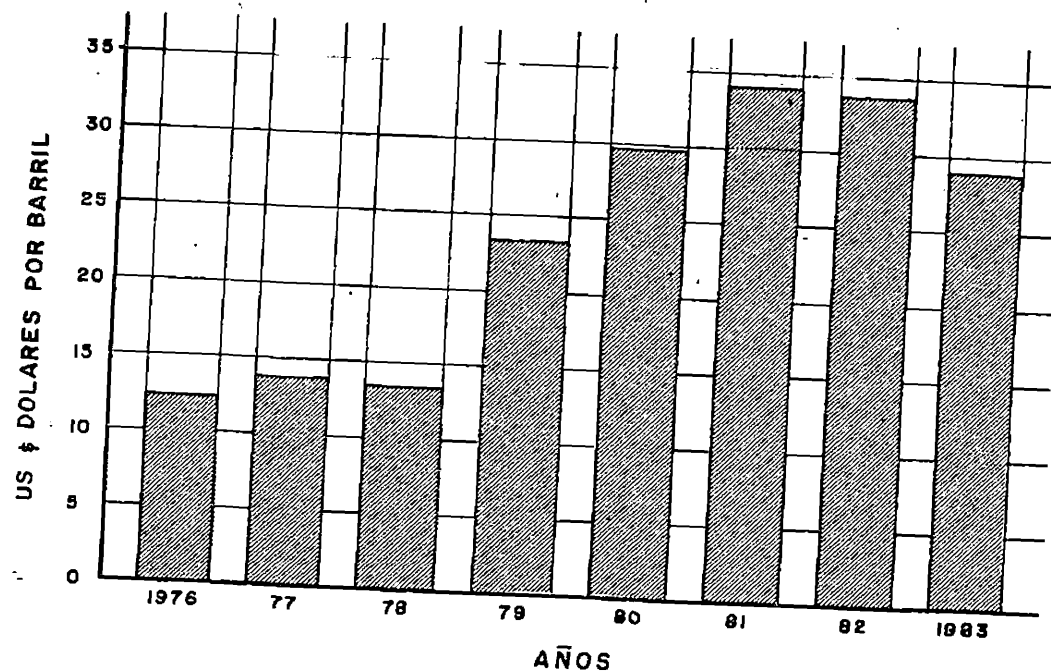
en consideración a la conveniencia económica para el país, ya que periódicamente se hace más ventajoso importar gasolina motor o productos semirefinados en sustitución de algunos volúmenes de petróleo crudo.

Las importaciones de hidrocarburos fueron de 58.368 b/d. en 1983. El 65% estuvo representado por petróleo crudo procedente de Venezuela y Ecuador, el 30% fue gasolina motor y 15% correspondió a gasóleo atmosférico, que es un producto parcialmente refinado utilizado para producir gasolina.

El 91% de los 46.722 barriles exportados correspondió al combustóleo, 8% a los "bunkers" (combustibles vendidos a naves aéreas marítimas en tráfico internacional) y el 1% restante a productos petroquímicos.

Colombia - como país importador de hidrocarburos líquidos - durante el primer trimestre de 1983 vió aliviada su balanza de pagos con la disminución aproximada de 5 dólares por barril en los precios oficiales de los crudos OPEP. Como consecuencia de esta disminución en los precios internacionales las importaciones realizadas por ECOPETROL en 1983 promediaron 29.19 dólares por barril, nivel inferior en 19% al de 1982. Como resultado las importaciones (aunque volumétricamente durante 1983 aumentaron 15.8%) en términos de valor en dólares disminuyeron en 6.2% con respecto a 1982.

PRECIOS DE IMPORTACION
PROMEDIOS



En contraste con la depresión en los precios del petróleo crudo, el valor internacional del fuel-oil o combustóleo (que en dólares constituye el 86.2% de las exportaciones de ECOPETROL aumentó en 1.3% en relación con 1982, colocándose durante 1983 en un promedio de 24.17 dólares por barril.

h) Consumo de Combustibles

Durante 1983 la demanda nacional de hidrocarburos alcanzó a 246.175 barriles equivalentes de petróleo diarios; de los cuales las dos terceras partes correspondieron a petróleo y derivados y la restante a gas natural y derivados. Esta cifra total de demanda supera en un 9.9% la registrada en el año 1982, con la siguiente discriminación:

CUADRO No. 18

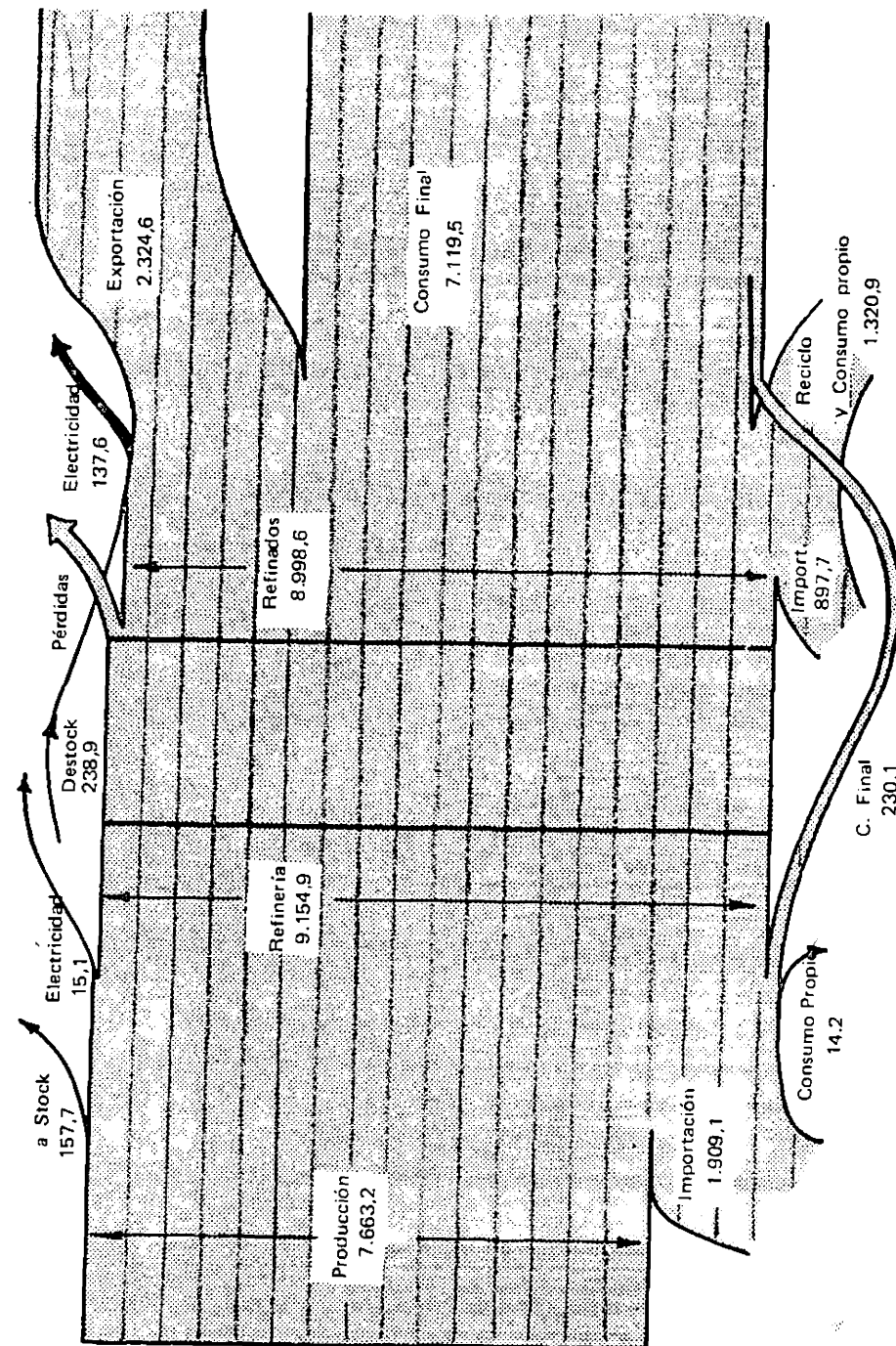
DISCRIMINACION DE LA DEMANDA DE HIDROCARBUROS
SEGUN DESTINO
(Barriles diarios de petróleo equivalente)

Rubro	1982	1983
Petróleo y derivado	155.182	169.470
Gas natural y derivados	68.737	76.706
Demanda total	223.919	246.176
Al consumo final (%)	74.6	72.0
Al consumo del sector energético (%)	6.3	6.2
Para termoelectricidad (%)	14.0	14.4
Pérdidas en transformación (%)	5.1	7.4

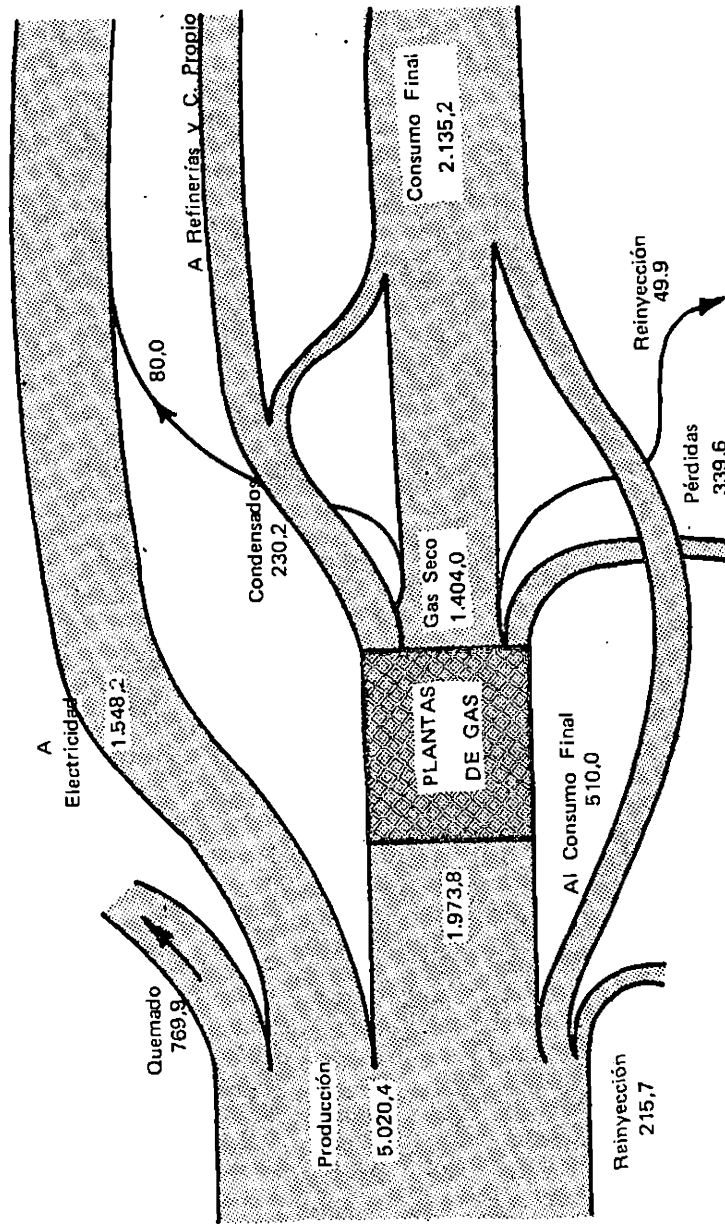
Dentro de los rubros antes descritos para el período 82-83, el consumo final, medido por ventas en refinería, creció un 6.1%, mientras que los hidrocarburos dirigidos a la termoelectricidad lo hicieron en un 12.5%; esta cifra no es representativa por cuanto se deriva de un aumento en el uso del gas y una disminución de los combustibles líquidos. El consumo propio del sector energético creció un 7.9% y las pérdidas aumentaron un 62% pero guardaron cierta proporcionalidad con las cargas a refinería y plantas.

El consumo final de gasolina motor presentó un incremento del 4.5%; el gas propano aumentó 18.5% y el cocinol 7%, en tanto que los destilados medios, la bencina industrial y la gasolina de aviación muestran una leve disminución en su consumo final para el año de 1983.

FLUJO DE PETROLEO Y DERIVADOS *



FLUJO DE GAS (Miles de TEP)



El gas natural en el consumo final mantuvo su volumen absoluto, mientras que el fuel-oil la disminuyó en un 16.5%.

i) Transporte de hidrocarburos

La movilización del petróleo crudo y los combustibles entre los campos, puertos y plantas de producción hasta los sitios de transformación y consumo se hace por diferentes medios de transporte, particularmente a través de tuberías (oleoductos, poliductos y gasoductos) y por las vías marítima, fluvial y terrestre.

i Oleoductos

La red de oleoductos que une los campos de producción de petróleo y puertos de importación con las principales plantas de refinación, llevó a cabo el transporte de 65.9 millones de barriles de petróleo crudo durante el año de 1983.

ii Poliductos

En 1983 el transporte de refinados por poliductos fue de 138.4 millones de barriles, como consecuencia del incremento en el consumo de combustibles y de la incorporación del poliducto Cartagena-Barranquilla, lográndose un promedio de 28.900 barriles/kilómetro. Los mayores volúmenes de transporte se registran en el poliducto Barrancabermeja - Sebastopol que conduce los combustibles livianos hacia las áreas central y occidental del país, en cantidad de 92.100 barriles diarios. Los poliductos hacia Bogotá, Medellín, Cali y Bucaramanga, aseguran el suministro adecuado de combustibles no sólo para estas regiones sino también para sus áreas de influencia, desde la refinería de Barrancabermeja. Igualmente el poliducto Cartagena - Barranquilla -puesto en operación durante 1983- abastece normalmente el mercado de combustibles de Barranquilla y toda su zona de influencia.

iii Gasoductos

El transporte de gas por la red nacional de gasoductos entre los campos de producción y los principales sitios de consumo se elevó a más de 131 mil millones de pies cúbicos, correspondiendo los mayores volúmenes a los gasoductos de la Costa Atlántica.

iv Gasoductos Urbanos

La red de gasoductos urbanos continúa su ensanche normal en las ciudades de Bucaramanga, Barranquilla, Santa Marta, Cartagena y Neiva. Estos han tenido su mayor desarrollo en Barranquilla y Bucaramanga y en la actualidad se adelanta la construcción del de Sincelejo y también existen proyectos para otras ciudades como Cúcuta y Villavicencio, entre otras.

La construcción de los referidos gasoductos trae consigo ventajas de gran importancia porque hacen posible substituir gas propano, cuya producción es escasa, por gas natural. También permiten que se reemplace gasolina motor por gas natural en automotores, especialmente en los de servicio público, mediante un sistema dual para la utilización de gas natural y gasolina motor.

ECOPETROL puso en marcha un programa piloto de utilización de gas natural en 24 camionetas en la ciudad de Cartagena con muy buenos resultados, el cual da las bases en relación con los costos de inversión, tanto para la distribución como para los ajustes del equipo automotor.

Actualmente este Ministerio, conjuntamente con ECOPE-TROL, está estudiando el diseño de la acciones a seguir para establecer un programa para convertir 100 buses en cada una de las ciudades de Barranquilla y Cartagena. Se escogió la zona de la Costa Atlántica dadas las disponibilidades de este recurso en el país. Igualmente se tiene prevista la elaboración de un estudio con miras al uso masivo de gas natural en vehículos automotores.

v Fluvial

ECOPETROL realiza el transporte fluvial de hidrocarburos exclusivamente por el Río Magdalena; durante 1983 movilizó un volumen total de 7.822.000 barriles. A la ruta Barrancabermeja - Cartagena correspondió el 85 % del transporte por vía fluvial, el cual está constituido por hidrocarburos exportables, en su mayor parte combustóleo. Desde Cartagena hacia Barrancabermeja tam-

bién se transporta por vía fluvial diluyente y crudo procedente de Cicuco. Además desde Barrancabermeja se despacha fluvialmente el ciclohexano, que sirve de materia prima a Monómeros Colombo - Venezolanos, y algunos otros productos con destino al consumo o exportación desde Barranquilla.

vi Marítimo

Además de los transportes marítimos por las importaciones y exportaciones de hidrocarburos, durante 1983 ECOPE-TROL realizó cabotajes que alcanzaron a 12.581.000 barriles; el 44.1% de los cabotajes estuvo representado por crudo Orito transportado desde Tumaco con destino -mayoritariamente- hacia la Refinería de Cartagena. Desde estas últimas instalaciones se despacharon -por vía marítima y pasando por el Canal de Panamá- los combustibles requeridos en Buenaventura y, parcialmente, en Cali, debido a limitaciones del poliducto Puerto Salgar - Manizales - Yumbo (Cali). En adición, los excedentes de productos blancos producidos en la refinería de Cartagena -ensanchada- fueron transportados por vía marítima a Coveñas y Pozos Colorados, para su posterior despacho por poliducto hasta Barrancabermeja.

j) Precios y Subsidios

i Petróleo crudo y gas natural

Los aumentos ocurridos en la producción de petróleo y gas natural reflejan los resultados de la política de precios y el tratamiento cambiario que desde hace varios años rige para las inversiones en la industria petrolera colombiana.

Así, el precio del petróleo crudo proveniente de yacimientos antiguos, en concesiones, se ha continuado ajustando, de acuerdo con la inflación internacional. En promedio el precio para la producción (básica e incremental) proveniente de tales yacimientos fue de US\$ 11/barril en 1983. El crudo de yacimientos que han sido descubiertos con posterioridad a 1976 y que se explotan mediante contratos de asociaciones con ECOPE-TROL, se paga como es sabido, a los precios internacionales de importación, los que para el año en referencia se situaron en el orden de los US\$27.55/barril. Teniendo en cuenta los volúmenes de petróleo producidos bajo las modalidades de concesión y asociación, se puede inferir que la producción interna de petróleo proveniente de compañías privadas tuvo en 1983 un precio ponderado de aproximadamente US\$13.30/barril.

Los precios de gas natural producido están referidos a los del fuel-oil de exportación y de consumo interno, con un tratamiento cambiario similar al del petróleo, cuando se produce en asociación con ECOPE-TROL. El asociado de ECOPE-TROL en la explotación

del gas de la Guajira, Texas Petroleum Co., vendió su producción de gas natural a un promedio de US\$ 1.67/ millón de BTU. En 1983 el gas natural proveniente de concesiones fluctuó entre US\$ 0.57 y US\$ 0.95 por millar de pies cúbicos (MPC).

ii Precios internos de combustibles

El Gobierno Nacional busca mantener una estructura de precios internos para los combustibles que conserve su nivel en términos constantes, desestimulando así los consumos superfluos y, por consiguiente, las altas tasas de crecimiento. En los últimos tres años los precios aumentaron 76.1%, al pasar de 44 pesos por galón en octubre de 1980 a 77.50 pesos por galón en diciembre de 1983. Sin embargo, al deflecionar a pesos constantes de octubre de 1980 -utilizando el Índice Total de Precios al Consumidor- el precio de la gasolina regular durante 1983 promedió 38.31 pesos constantes de octubre de 1980 por galón, nivel inferior en 12.9% al que regía en dicho mes de 44 pesos por galón.

En dólares corrientes por galón, los precios al público de la gasolina regular, ACPM y queroseno -después del alza efectuada al finalizar el año 1983- se colocaron en el equivalente a 0.88 dólares por galón, nivel muy similar al que regía tres años atrás, lo cual significa que al involucrar la inflación internacional, el precio interno de los combustibles ha disminuido en términos constantes.

Conviene señalar que el precio del fuel-oil para calderas se ha venido incrementando en un nivel mayor al contemplado para el resto de combustibles, lo cual ha ocasionado una liberación de este producto para la exportación y es así que las exportaciones de fuel-oil de 11.9 millones de barriles en 1982, pasaron a 15.6 millones en 1983, con el consecuente beneficio cambiario como se expone en el acápite Comercio Exterior de Hidrocarburos.

iii Subsidios

Durante 1983 el monto de los subsidios a los consumidores colombianos ascendió a 18.274.7 millones de pesos, de acuerdo con la siguiente relación:

— Ecopetrol importó gasolina regular a un precio promedio de 32.71 dólares por barril, equivalente a 61.41 pesos por galón y, al venderla al consumidor nacional, sólo recibió 41.41 pesos por galón, puesto que la restante porción del precio al público está constituida por impuestos y márgenes de distribución. Al aplicar la pérdida de 20.00 pesos por galón el volumen de gasolina importado, resulta un subsidio con cargo a ECOPETROL de 5.369.7 millones de pesos por la comercialización de la gasolina importada durante 1983.

CUADRO No. 19

EVOLUCION PRECIOS AL PUBLICO DE GASOLINA REGULAR*

TIPO DE CAMBIO E INFLACION	Octubre 1980		Diciembre 1981		Diciembre 1982		Diciembre 1983	
	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después
— Tasa de cambio oficial (Pesos por US dólares)	49.22	58.66	58.66	58.66	69.63	69.63	87.87	87.87
— Índice total de precios al consumidor (Diciembre de 1978 = 100)	156.54	204.99	204.99	204.99	254.25	254.25	296.55	296.55
PRECIO AL PUBLICO POR GALON	44.00	44.00	44.00	55.00	55.00	67.00	67.00	77.50
— En pesos corrientes	44.00	33.60	33.60	42.00	33.86	41.25	35.37	40.91
— En pesos constantes de octubre 1980	0.89	0.75	0.75	0.94	0.79	0.96	0.76	0.88

* El precio al público de la gasolina regular es igual al del ACPM y queroseno desde mayo de 1982

- En igual forma que con la importación de gasolina, los productos obtenidos de la materia prima importada fueron vendidos en el país a un precio inferior al de su importación, configurándose un subsidio con cargo a ECOPETROL de 5.401.2 millones de pesos imputable a los crudos importados en 1983.
- El cocinol es un combustible cuya materia prima es un componente de la gasolina regular y, por esta razón, sus precios deberían ser similares. Sin embargo, el cocinol se ha venido entregando a sólo 13 pesos por galón y la diferencia debe asumirla ECO-PETROL, lo cual en el ejercicio de 1983 le representó un subsidio a su cargo de 1.629.3 millones de pesos.
- Las electrificadoras de servicio público, especialmente las termoeléctricas del área norte del país, adquieren los combustibles a precios subsidiados inferiores a los establecidos para el público en general, asumiendo ECOPETROL la diferencia que durante 1983 alcanzó la suma de 4.663.3 millones de pesos.
- Con el fin de mantener precios razonables de venta al público para los combustibles distribuidos en los departamentos de Nariño y Huila, existen subsidios para el transporte por carrotaques a dichas regiones, los cuales son por cuenta de ECOPETROL y durante 1983 totalizaron 359.1 millones de pesos.
- Los combustibles entregados a los aviones y barcos de compañías nacionales en viajes internacionales tienen un precio inferior a los combustibles distribuidos a los de las compañías extranjeras. La diferencia de precios constituye un subsidio a cargo de ECOPETROL, el cual, durante 1983 ascendió a 437.1 millones de pesos.
- El precio que ECOPETROL pagó al productor de gas natural de la Guajira fue superior al precio de venta establecido para los consumidores nacionales. Esta pérdida en la actividad de distribución configura un subsidio por parte de ECOPETROL al consumidor de gas natural por 310.4 millones de pesos durante 1983.
- Por cada galón de gasolina motor vendido en el país, existe un subsidio para los correspondientes departamentos de seis centavos pagados por cuenta de ECOPETROL, subsidio que en 1983 ascendió a 104.6 millones de pesos.

k) Regalías e impuestos de Producción

El total de participaciones del Estado en las concesiones para explotación y transporte de petróleo aún vigentes, ascendió durante 1983 a US\$ 31.2 millones y \$529 millones.

El 99% de los dólares recaudados y el 66% de los pesos correspondieron a regalías e impuestos de producción. Los mayores pagos correspondieron a las concesiones en el Huila (HOCOL) con el 67% del total recaudado. Estas participaciones se distribuyeron entre municipios, departamentos y la Nación en proporciones del 15%, 65% y 20%.

En cuanto a los yacimientos explotados por ECOPETROL directamente o mediante contratos de asociación con la empresa estatal, estos pagaron a los municipios y departamentos participaciones equivalentes al 2.5% y 12.5% del valor del petróleo producido.

l) Proyectos de ECOPETROL en Ejecución

i) Recuperación secundaria de Casabe

La inversión ejecutada por ECOPETROL en este proyecto durante 1983 ascendió a 2.497 millones de pesos, de los cuales el 92.3% correspondió a la perforación de 89 pozos inyectores con los que -hasta finales del año- se habían perforado 121 pozos, que representan un avance del 23.1% respecto de los 553 pozos de desarrollo que prevé el proyecto total de recuperación secundaria de Casabe.

El proyecto de recuperación secundaria de Casabe es de gran importancia para ECOPETROL y el país, porque equivale al hallazgo de un yacimiento con reservas recuperables superiores a 70 millones de barriles con potencial para producir 20.000 barriles diarios en 1987, sin correr los riesgos, costos y dilataciones de la actividad exploratoria y, con la ventaja de la proximidad a la Refinería de Barrancabermeja.

ii) Ampliación Refinería Cartagena

A comienzos de 1983 se completó la ampliación de la Refinería de Cartagena a un costo total de 90.7 millones de dólares equivalentes, incluyendo el costo de los elementos externos. La nueva planta de viscorreducción térmica y el ensanche de la unidad de ruptura catalítica entraron en operación durante el mes de febrero, completando así la adecuación de las instalaciones para el procesamiento normal de 70.000 barriles diarios de petróleo crudo en la Refinería de Cartagena.

Además en esta Refinería fueron llevados a cabo, durante 1983, los trabajos de ingeniería y campos para la ampliación de la Unidad de Polimerización, como etapa previa al montaje que se espera terminar en 1984.

iii Mejoras Refinería de Barrancabermeja

- La nueva Planta de Acido Sulfúrico, construida en el Complejo Industrial de Barrancabermeja a un costo de 434 millones de pesos, fue puesta en funcionamiento normal durante enero de 1983.
- La ampliación de la Planta de Tratamiento de Lubricantes con fenol se inició en diciembre de 1983, con una inversión estimada de 3.8 millones de dólares y 370.8 millones de pesos.
- El 10. de marzo se firmó con Exxon el contrato para el rediseño y modernización de la unidad de ruptura catalítica modelo IV, con el fin de operar el sistema de regeneración a mayor temperatura, aumentar su producción de refinados y mejorar el factor de servicio.
- En la Unidad de destilación combinada del mismo Complejo Industrial de Barrancabermeja se adelantó la construcción del nuevo cuarto de control, que forma parte del ensanche que aumentará la capacidad de esta Unidad a 20.000 barriles diarios de crudo LCT ó 30.000 barriles diarios de crudo parafínico, según el tipo de operación a realizar.

Algunos proyectos del Complejo Industrial de Barrancabermeja se desarrollaron parcialmente en 1983 como la modernización de la unidad de craqueo catalítico Orthoflow, la ampliación y modernización de alquilación, el estudio de factibilidad del Fondo del Barril, el procesamiento de crudos pesados, el tratamiento de naftas craqueadas y la optimización de la Refinería de Balance.

iv Transporte y Almacenamiento

Durante 1983 para la adecuación del sistema nacional de transporte se ejecutaron los siguientes proyectos de inversión:

- A mediados del año entró en servicio el tramo Barrancabermeja - Velásquez, incrementándose a 130.000 barriles diarios la capacidad del poliducto troncal Barrancabermeja - Puerto Salgar.
- Ante las limitaciones técnicas y económicas de continuar ampliando la ruta Puerto Salgar - Manizales - Cali (Yumbo), en diciembre de 1983 se inició la construcción del tramo Sebastopol - San José del Nus, en longitud de 63 km en tubería de 12" de diámetro. Esta obra constituyó la fase inicial del poliducto Sebastopol - Medellín - Cali (Yumbo) que complementará el abastecimiento del occidente colombiano.

CUADRO 20

TRANSPORTE FLUVIAL DE HIDROCARBUROS
(Miles de Barriles por Año)

	1982	1983	Varación o/o
Barrancabermeja Cartagena (1)	5.574	6.656	19.4
Cartagena Barrancabermeja (2)	525	558	6.3
Barrancabermeja Barranquilla (3)	202	191	(5.4)
Cicuco Barrancabermeja (4)	496	417	(15.9)
Otros (5)	96		
TOTAL	6.893	7.822	13.5

(1) Combustóleo de exportación (95°/o), Benceno de exportación, crudo y destilados medios
(2) Diluyente de combustóleo.
(3) Ciclohexano para Monómeros Colombo - Venezolanos (65°/o), parafina y xilenos de exportación, gasolina de aviación y combustóleo para consumo en Barranquilla
(4) Crudo Cicuco.
(5) Cera aceitosa de Barranquilla a Barrancabermeja y A.C.P.M., de Plato a Barrancabermeja

CUADRO 21
CABOTAJE EN TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS
(Miles de Barriles por Año)

	1982	1983	Variación o/o
Tumaco Cartagena (1)	4.626	5.307	14.7
Tumaco Coveñas/Pozos Col. (2)	1.946	247	(87.3)
Cartagena Buenaventura (3)	1.232	2.570	108.6
Cartagena Coveñas/Pozo Col. (4)	2.088	3.964	89.8
Coveñas Cartagena (5)	-	493	-
TOTAL	9.892	12.581	27.2

- (1) Crudo Orito para la Refinería de Cartagena
(2) Crudo Orito para la Refinería de Barrancabermeja.
(3) Derivados para consumo en Buenaventura y parcialmente Cali (Gasolina, A.C.P.M., Turbocombustible y Combustóleo).
(4) Excedentes de la Refinería de Cartagena con destino a Barrancabermeja (Gasolina, Nafta, A.C.P.M. y Gasóleos).
(5) Crudo y Gasóleo Atmosférico para la Refinería de Cartagena.

— El poliducto Mariquita - Gualanday - Neiva para el suministro de combustibles a los departamentos del Tolima, Huila y Caquetá, entró a operar en el trayecto Mariquita - Gualanday, incluyendo la Planta de Abastos de Gualanday. El resto del poliducto -constituido por el sector Gualanday - Neiva y la Planta de Abastos en Neiva- continúa en construcción, y se espera que esté terminado a mediados de 1984.

— En el mes de abril de 1983 inició operaciones el poliducto Cartagena - Barranquilla, eliminando el transporte fluvial y terrestre para el suministro de combustibles desde la Refinería de Cartagena hacia Barranquilla y su área de influencia.

— En agosto se inició la construcción de la tubería de 18" de diámetro y 190 km de longitud entre Barrancabermeja y Ayacucho, que formará parte del oleoducto para el transporte de combustóleo y crudos desde Barrancabermeja hasta Coveñas y Cartagena.

— En junio de 1983 se iniciaron los trabajos de construcción en el tramo Coveñas - Cartagena de 18" de diámetro y 130 km de longitud que hace parte del oleoducto Barrancabermeja - Coveñas - Cartagena.

— En marzo de 1983 entró en funcionamiento el oleoducto Dina - Puerto Salgar - Barrancabermeja, con una capacidad de 26.000 barriles diarios. Posteriormente, en agosto, entró en operación la estación de La Dorada, para inyectar los crudos provenientes de Apiay, Ortega y Casanare. Finalmente, se instalaron las estaciones de Sebastopol y Gualanday para incrementar la capacidad de bombeo desde Dina (Huila) a 40.000 barriles diarios.

— La construcción del Terminal de la Sabana, iniciada en noviembre de 1982, continuó a través del año 1983, aunque con algunos tropiezos.

— En 1983 se construyeron e instalaron sistemas automáticos de protección con espuma contra incendios en las estaciones de bombeo localizadas en Sebastopol, Puerto Salgar, Ayacucho, Pozos Colorados y Coveñas.

En Colombia se había realizado un sinnúmero de trabajos investigativos y exploratorios sobre Geología y Ciencias de la Tierra, los cuales -en su mayoría- eran poco conocidos y permanecían dispersos en muchas instituciones colombianas.

El Gobierno Nacional consideró -con gran visión- que dentro de las actividades de la Segunda Expedición Botánica, debería incluirse la recopilación y clasificación de toda esta información, tarea que fue encomendada a ECOPETROL, en colaboración con

el Ministerio de Minas y Energía, ECOMINAS, COLURANIO, CARBOCOL, Instituto Geofísico de Los Andes, Instituto de Asuntos Nucleares -IAN-, INGEOMINAS e Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

La información geológica se somete a un tratamiento a tres niveles: el primero, permite que la documentación geológica compuesta por informes, estudios, planos y mapas, genere una base confiable de fichas bibliográficas. El segundo se orienta a la compilación y procesamiento de datos técnico-estadísticos sobre los diversos recursos minerales y, el tercero, permite establecer mecanismos de preservación para la información documental y gráfica, mediante el uso de técnicas micrográficas y de digitalización de datos.

Así se conformará el Banco de Información Geológica Colombiana (INGEOCOL), que contendrá más de medio millón de documentos relacionados con el sector geológico-minero y la más amplia información disponible para el suelo, subsuelo y plataformas marinas nacionales, información que a través de una red de micro-computadores permitirá el desarrollo institucional de bases de datos bibliográficos, técnicos y científicos, el intercambio de información y, sobre todo, la proyección de una armoniosa y coordinada utilización de nuestros recursos naturales.

m) Programas de ECOPEPETROL para 1984

Los programas de la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPEPETROL) en el año de 1984 tendrán un costo de 41.945.5 millones de pesos. Estos programas cubren especialmente la exploración y la producción de petróleo y gas, la refinación y la petroquímica, el transporte y el almacenamiento de combustibles.

i Exploración sísmica

Durante 1984 se adelantarán los siguientes proyectos:

- Levantamiento de 8.000 km de líneas sísmicas marinas en aguas territoriales frente a las Costas Atlántica y Pacífica.
- Levantamiento de 600 km de perfil sísmico en los Llanos Orientales, Catatumbo y Tolima.
- Exploración geoquímica en la Costa Pacífica y en el Putumayo y exploración sísmica en los Llanos Orientales.
- Recolección, análisis e interpretación de 600 muestras geológicas de superficie en el área de Ortega, Tolima.
- Duplicación de 5.000 cintas de información sísmica digital.

Valor total del proyecto	MM\$EQ	1.377.9
Valor presupuesto 1984	"	1.044.6

Perforación de 9 pozos exploratorios así: seis en los Llanos Orientales, uno en el Valle Medio del Magdalena y dos en el Putumayo:

Valor total del proyecto	MM\$EQ	2.442.3
Valor presupuesto 1984	"	1.794.1

iii Producción y Desarrollo de Campos

ECOPEPETROL mantendrá un ritmo de perforación de desarrollo, directamente o en asociación con empresas privadas, igual o superior al de los últimos años para aumentar la producción de hidrocarburos.

Continuará con la ejecución de proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua y la investigación y experimentación con otros procesos de recobro mejorado.

iv Perforación de desarrollo

Para reducir el ritmo de la declinación de la producción de los campos en explotación se planea la perforación de nuevos pozos en los campos administradores en forma directa por ECOPEPETROL.

En 1984 este programa se desarrollará en todos los Distritos de Producción de la Empresa y cubrirá los siguientes campos:

Distrito	Campo	No. de Pozos
El Centro	Lisama - Tesoro	
	Peroles - Nutria	14
	Llanito - Galán	
	Aguas Blancas	6
	Cristalina	2
Norte	Río de Oro - Tibú	6
Sur	Churuyaco - Pepino	
	Orito - Acae Putumayo	12
		40
Valor total del proyecto	MM\$EQ	15.362.9
Valor presupuesto 1984	"	6.291.8

v Contratos de Asociación

La operación de los contratos de asociación supone una división de esfuerzos desde el punto de vista financiero entre la Empresa y la entidad privada.

En 1984 se están desarrollando siete (7) contratos de asociación en el país, en etapa de explotación comercial, en los que se adelantan los trabajos que se especifican a continuación:

- Contrato de asociación Casanare - Con un presupuesto para 1984 de \$ 2.584.9 millones equivalentes, para la terminación de aguas para la recuperación secundaria, con un presupuesto de \$ 191.4 millones equivalentes.
- Contrato de asociación Guajira - Con un presupuesto de \$60.3 millones equivalentes se hará en 1984 el mantenimiento de los campos que se encuentran en producción.

Valor total del proyecto	MM\$EQ	7.523.7
Valor presupuesto 1984	"	7.523.7

vi Recuperación secundaria del campo de Casabe

Los métodos secundarios de recuperación intentan restablecer la energía natural del yacimiento después de un período largo de explotación primaria (20 a 30 años).

El método de inyección de agua se utilizará en la recuperación secundaria del campo Casabe por ser el más económico y el que mejor se ajusta a las características físicas de los yacimientos.

El proyecto consta de seis (6) subproyectos cuya descripción se resume así:

- Perforación y terminación de 500 pozos inyectores y 53 pozos del desarrollo de nuevos campos y la construcción del oleoducto Yopal - Velásquez.
- Contrato de asociación Cravo Norte - En 1984 se perforarán tres (3) pozos exploratorios con un presupuesto de \$2.152.8 millones equivalentes.
- Contrato de asociación Cocorná - En el presente año se perforarán 24 pozos de desarrollo y construirán facilidades de producción y campamentos con un presupuesto de \$ 1.967.9 millones equivalentes.
- Contrato de asociación Las Monas - Con un presupuesto de \$ 312.4 millones equivalentes, este año se perforarán en el campo Salina nueve (9) pozos de desarrollo y se reacondicionarán varios pozos.
- Contrato de asociación Castilla - En 1984 se perforarán dos (2) pozos de desarrollo y se mejorará el sistema de deshidratación del crudo, con un presupuesto de \$ 254.0 millones equivalentes.

- Contrato de asociación Huila - Se perforarán dos (2) pozos de desarrollo y se iniciará el proyecto piloto de inyección productores. La inversión para 1984 es de \$3.580.9 millones equivalentes y el valor total es de \$ 27.459.6 millones equivalentes.
- Reacondicionamiento de pozos productores, que incluye el reacondicionamiento de 324 pozos productores. La inversión para 1984 es de \$ 892.8 millones equivalentes, en tanto que el valor total de este proyecto asciende a \$ 11.450.4.
- Sistema de recolección, tratamiento y manejo de crudo y aguas residuales. El presupuesto para 1984 es de \$ 718.0 millones equivalentes.
- Para la iniciación de las obras y el presupuesto total del proyecto es de \$ 1.966.6 millones equivalentes.
- Suministro, conducción y planta de inyección de agua - La inversión para este proyecto en 1984 es de \$ 1.153.8 millones equivalentes y el total del proyecto es de \$ 1.214.6 millones equivalentes.
- Distribución de agua a alta presión - El objetivo es construir un sistema de distribución de agua de alta presión desde la planta de inyección hasta los pozos inyectores. En 1984 se invertirán \$367.9 millones equivalentes y el valor total del proyecto asciende a \$ 971.8 millones equivalentes.
- Interconexión y reformas al sistema eléctrico - Contempla las reformas de las redes eléctricas que alimentan los pozos productores y los nuevos circuitos para los pozos de suministro de agua. La inversión para 1984 es de \$96.5 millones equivalentes y el total del proyecto es de \$320.9 millones equivalentes.

Valor total del proyecto	MM\$EQ	43.383.9
Valor presupuesto 1984	"	6.810.1

vii Refinación y Petroquímica

Tiene por objeto ese proyecto mejorar las unidades existentes, mediante la modernización y la construcción de unidades complementarias, con el objetivo final de lograr la utilización óptima de sus equipos y el abastecimiento de combustibles y algunos productos petroquímicos que el país demandará durante el resto de la presente década.

En 1984 se realizarán las siguientes actividades:

- Obras de ingeniería para la remodelación de la Unidad Colombiana de Destilación en Barrancabermeja.

- Obras de ingeniería y construcción para lograr aumento de la producción de gasolina en la planta de craqueo catalítico (Orthoflow) en Barrancabermeja.
- Obras de ingeniería para alcanzar la optimización de la Planta de Alquilación del Complejo Industrial de Barrancabermeja.
- Ingeniería contratada por la Unidad Merox y tratamiento de naftas.
- Obras de ingeniería, construcción y montaje para la ampliación de la Planta de Polimerización.
- Obras de ingeniería para incrementar la producción de gasolina en la Planta de Craqueo Catalítico (Modelo IV) en Barrancabermeja.
- Estudio y adquisición de materiales para optimizar e incrementar la capacidad de los actuales enlaces entre la Central Eléctrica de la Planta de Balance y los Centros de Generación y Distribución de la Refinería.
- Estudio de factibilidad y especificaciones de ingeniería básica para el aumento de capacidad de la Unidad Demex de la Planta de Balance.
- Estudio de factibilidad técnico-económico, para aumentar la producción de combustibles mediante la conversión de combustóleo (fuel-oil) disminuyendo su excedente para obtener una mayor producción de gasolina y destilados medios, utilizando la técnica conocida como "Fondo del Barril".
- Diseño básico y detallado para la recuperación de energía en los gases de la Planta de Ruptura Catalítica de la refinería de Cartagena.
- Disponer en forma segura y controlada los residuos líquidos mezclados, procedentes de los procesos de tratamiento de productos vírgenes y craqueados.
- Instalación de nuevos equipos de medición en los sistemas recibo de crudo y productos en Cartagena para mejorar los existentes.
- Instalación de sistema integrado de control automático para generación de vapor y energía, a fin de dar mayor confiabilidad y seguridad a la operación de la Planta de Generación de Potencia en Cartagena.
- Obras de ingeniería e intervención para la ampliación de la Planta de Fenol en el Complejo Industrial de Barrancabermeja.

- Reformas en la Planta de Alquilos.
 - Obras para la recuperación energética y aumento de la capacidad de la Planta de Aromáticos del Complejo Industrial de Barrancabermeja.
 - Evaluación en planta, confirmación de mezcla parafínica, preparación de bases técnicas para el mejoramiento de la planta de parafinas.
 - Montaje de sistemas de limpieza automática en Puerto Salgar, Ayacucho, Sebastopol, Guaduro, Villeta, Puente Aranda, Peireira y Albán.
- | | | |
|--------------------------|--------|----------|
| Valor total del Proyecto | MM\$EQ | 22.716.3 |
| Valor presupuesto 1984 | " | 3.395.2 |

viii Transporte y Almacenamiento

Se proyecta adecuar el sistema nacional de oleoductos, poliductos y almacenamientos de crudos e hidrocarburos, con el fin de asegurar el suministro oportuno de materia prima a las refinerías y de combustibles a los centros de consumo.

En 1984 se efectuarán las siguientes obras:

ix Oleoductos

- Construcción del oleoducto Apiay - Yopal - Velásquez, para transportar los crudos de los Llanos Orientales, con destino a las refinerías de Barrancabermeja o a Cartagena.
- Terminación del oleoducto Tello - Dina - Puerto Salgar, para el transporte de crudo a Barrancabermeja.
- Obras en los oleoductos Dina - Guaduro y Buenaventura - Yumbo.
- Adecuación de la planta de gas propano en Galán; relocalización de las salas de operación Villeta y Albán y restitución de agua contraincendio en Albán.

Valor total del proyecto	MM\$EQ	5.228.6
Valor presupuesto 1984	"	2.293.3

x Poliductos

- Obras en el poliducto Sebastopol - Medellín - Yumbo, así:
Ampliación de la capacidad de bombeo de Sebastopol y Cisneros; construcción de cruces subfluviales en el río Magdalena y cam-

bio de tubería entre Sebastopol - San José, Medellín - La Pintada - Cartago - Quebrada La Honda, Andalucía - Yumbo y obras en los terminales de Cartago y Yumbo.

— Finalización de obras del poliducto Galán - Velásquez.

— Construcción de oficinas y sala de operación para el poliducto Cartagena - Barranquilla.

Valor total del proyecto	MM\$EQ	11.403.6
Valor presupuesto 1984	"	3.010.6

xi Combustoleoductos

Su objetivo es transportar los excedentes de combustóleo del Complejo Industrial de Barrancabermeja al terminal de Cartagena, para su exportación.

Las obras que se van a realizar en 1984 son:

— Ampliación del oleoducto Ayacucho - Barranca.

— Avance del oleoducto Coveñas - Cartagena.

— Cambio de la tubería Retiro - Coveñas. Cruce Caño Tapoa y construcción de estaciones en Galán y Retiro.

Valor total del proyecto	MM\$EQ	9.734.4
Valor presupuesto 1984	"	3.352.5

xii Almacenamiento

— Terminal de La Sabana, obras de ingeniería, facilidades temporales y equipos.

— Terminal de Medellín, estudio, diseño e interventoría.

— Terminal Marítimo, construcción y obras civiles para su ampliación.

— Centrales de abastecimiento, obras de ingeniería y construcción en los Territorios Nacionales.

— Ampliación, almacenamiento, estaciones Ayacucho y Sebastopol.

— Ampliación subestaciones eléctricas de Galán - Sebastopol y Puerto Salgar.

Valor total del Proyecto	MM\$EQ	7.888.0
Valor presupuesto 1984	"	2.152.2

CUADRO 22
EJECUCION DE INVERSIONES
(Millones de Pesos)

	1982	1983	Variación o/o
Explotación y Explotación	9.475.8	10.796.5	13.9
Refinación y Petroquímica	3.555.8	2.008.5	(43.5)
Transporte y Almacenamiento	6.946.5	7.342.2	5.7
Inversiones en otras Areas	86.6	427.8	394.0
Inversiones Ordinarias	1.658.6	1.814.0	9.4
TOTAL DE INVERSIONES	21.723.3	22.389.0	3.1

n) Aspectos Financieros

El logro del objetivo de mantener un adecuado abastecimiento de hidrocarburos, fomentando una mayor producción interna con miras a recuperar la autosuficiencia del país en esa materia requiere, además de los estímulos existentes para la inversión privada extranjera, una creciente capitalización de la Empresa Colombiana de Petróleos -ECOPETROL-, para que esta entidad, como organismo ejecutor directo de la política de hidrocarburos, e indirectamente de la energía eléctrica y carbón, pueda hacer frente a los retos de financiamiento cuantioso que demandan los programas y proyectos que se precisa ejecutar.

Hasta ahora Colombia, a diferencia de otros países en desarrollo, ha podido asimilar con buenos resultados el costo creciente de las importaciones de petróleo, mediante la aplicación de una política gradual de ajustes en los precios de los combustibles al consumidor final. Esto fue posible por el manejo del suministro de combustibles a través de ECOPETROL, entidad que debió absorber buena parte del mayor costo del suministro, lo cual se reflejó en pérdidas en sus operaciones como empresa comercial en varios años.

La baja temporal en los precios externos del petróleo, la continuación de los ajustes de precios al consumidor de combustibles y la mayor producción interna de hidrocarburos ha permitido una recuperación gradual de la empresa petrolera estatal, recuperación que se requiere fortalecer continuamente.

Los resultados financieros de 1983 muestran que como consecuencia de sus actividades operacionales y no operacionales, ECOPETROL registró una utilidad neta de 823 millones de pesos, comparada con una pérdida de 663 en 1982. Este nivel es el mejor resultado alcanzado desde el año de 1977 y refleja un comportamiento aceptable para una empresa petrolera estatal de un país deficitario en hidrocarburos.

i Estado de Ganancias y Pérdidas

Durante 1983 las operaciones comerciales de Ecopetrol generaron ingresos por 148.542.4 millones de pesos, superiores en 29.4% a los de 1982. El mayor incremento se presentó en los ingresos por exportaciones que aumentaron en 53.8% como consecuencia de los mayores volúmenes exportados y de la elevación en la tasa de cambio. Los ingresos por ventas nacionales - sumados al

transporte por oleoductos - se incrementaron en 24.5% como consecuencia del aumento en los precios internos de los combustibles el 24 de diciembre de 1982 y de las mayores ventas de combustibles en el país.

En 1983 los ingresos no operacionales ascendieron a 4.232.4 millones de pesos superando en 30.2% los obtenidos en 1982, debido principalmente a los ingresos por fluctuación de cambio en el reembolso de dólares por compra de hidrocarburos nacionales y, a la utilidad obtenida en la venta de las acciones de Terpel Bucaramanga.

El valor de las materias primas y de los productos nacionales e importados utilizados para atender la demanda nacional de hidrocarburos alcanzó la suma de 90.465.4 millones de pesos con un aumento del 23.5% respecto de 1982. Aunque se elevó la proporción de crudo importado procesado por las refinerías, su incidencia fue moderada por la disminución en sus precios de importación.

Durante el ejercicio de 1983 los Gastos en Ventas totalizaron 5.769.8 millones de pesos, representando un incremento del 38.8% sobre el año anterior, como resultado de las mayores exportaciones, ventas nacionales y ventas a naves en viajes internacionales.

El renglón de Gastos Generales y de Operación muestra un aumento del 32.7% sobre la vigencia anterior alcanzando durante 1983 el nivel de 35.294.8 millones de pesos. Las principales variaciones se refieren a los conceptos de prestaciones sociales, gastos de jubilados, depreciación, amortización de pozos productores y secos y regalías pagadas a los departamentos y municipios.

La fluctuación de cambio y los subsidios a las Electricificadoras son la causa fundamental del aumento del 50.3% presentado en el rubro de "Gastos No Operacionales" incrementándolo - en la vigencia de 1983- a 20.862.1 millones de pesos.

La comparación entre ingresos y egresos da una utilidad neta de 822.7 millones de pesos.

RESUMEN ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS

1983

	Millones de Pesos		o/o Ejecución
	Real	Presupuesto	
Ingresos Operacionales	148.542.4	149.146.3	99.6
Costo de Materia Prima y Gastos de Venta	96.235.2	97.134.9	99.1
Gastos Generales y de Operación	35.294.8	35.577.2	99.2
Ingresos No Operacionales	4.232.4	4.000.6	105.8
Egresos No Operacionales	20.862.1	19.381.8	107.6
Transferencias y Consumos Propios	(439.9)		
UTILIDAD NETA	822.6	1.052.9	78.1

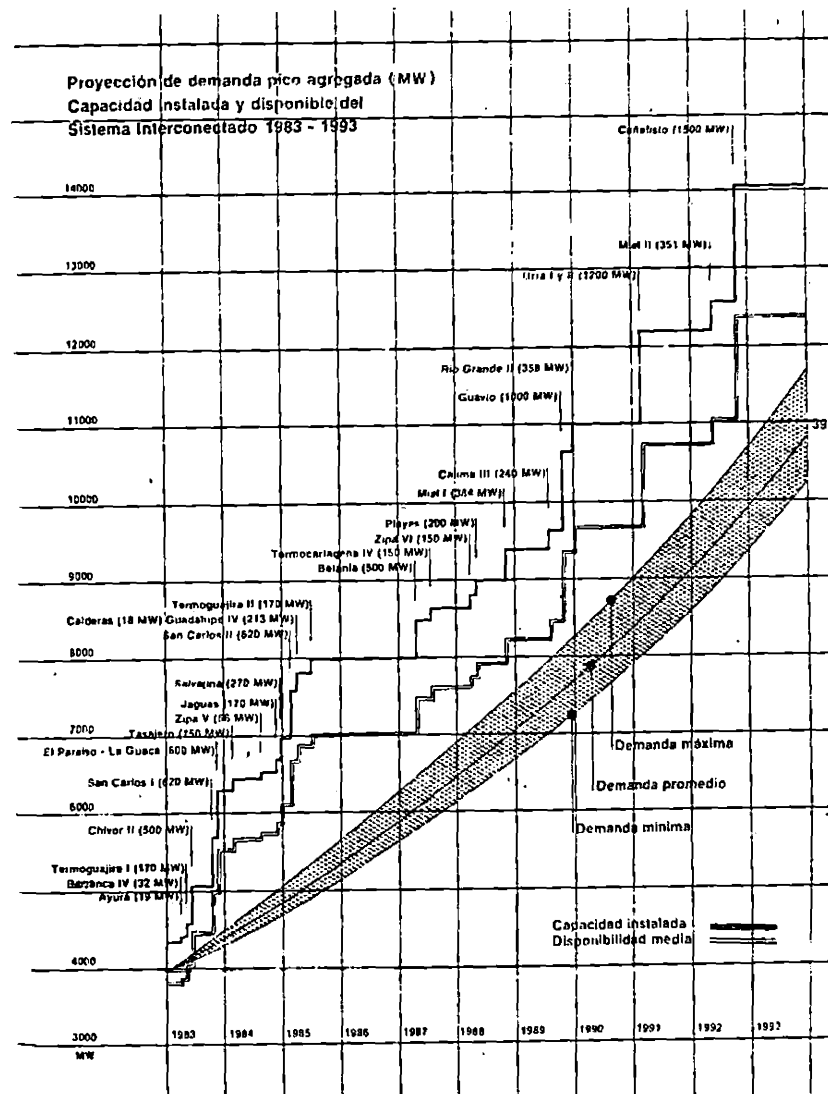
ii Balance General

A 31 de diciembre de 1983 el activo total de Ecopetrol se situó en 129.461.9 millones de pesos, superior en 26.8% al del año anterior. Los aumentos más significativos en el Activo Total corresponden a:

- Los nuevos aportes de Ecopetrol al capital social de Carbones de Colombia S.A. en cuantía de 2.789.9 millones de pesos.
- El Activo Fijo presenta un saldo final de 55.647.1 millones de pesos, con un aumento del 54.4% respecto de la vigencia anterior, como consecuencia de la capitalización de proyectos de inversión, tales como la ampliación de la Refinería de Cartagena, el Poliducto Cartagena - Barranquilla y el Oleoducto Dina - Velásquez, así como la valorización - según normas fiscales - de los terrenos, edificaciones, plantas y equipos.
- Las áreas petrolíferas alcanzaron la cifra de 20.961.7 millones de pesos con un incremento del 17.5% respecto de la vigencia de 1982, resultado de factores como la reversión de la Concesión Tetuán y las inversiones de pozos en áreas productivas y zonas de exploración.

A 31 de diciembre de 1983 el Pasivo Total de Ecopetrol se situó en 100.095.5 millones de pesos con un aumento de 21.7% con respecto a 1982, como consecuencia de los siguientes factores:

- Las cuentas por pagar a los proveedores de crudo nacional se incrementaron en 4.397.2 millones de pesos como resultado del aumento en el volumen y precio de los crudos producidos localmente.
- A que a los proveedores internacionales de materias primas - Corporación Venezolana de Petróleo y Petróleos Mexicanos - a 31 de diciembre de 1983 se les adeudaba, dentro del término pactado para el pago, 3.118.1 millones de pesos, cifra superior en 2.177.4 millones de pesos a la deuda del año anterior.
- El renglón de Prestaciones Sociales Causada aumentó en 526.5 millones de pesos debido al mayor valor de las provisiones necesarias para el pago de las prestaciones al personal activo de



Tomada del Informe ISA 1982

dad. Además debe resaltarse también la hidroeléctrica Paraíso - La Guaca que con 600.000 KW otorgará garantías mínimas al mercado de Bogotá.

CUADRO No. 25
PLANTAS DE GENERACION ELECTRICA EN CONSTRUCCION

Planta	Capacidad KW	Clase	Empresa (s)	Fecha de entrada
Paraíso-La Guaca	600.000	H	EEE	1984
Termo-Zipa V	66.000	T	ISA	1984
Tasajero	150.000	T	ICEL	1984
Salvajina	270.000	H	CVC	1984
Guadalupe IV	213.000	H	EPM	1985
San Carlos II	620.000	H	ISA	1985
Caldera	18.000	H	ISA	1985
Jaguas	170.000	H	ISA	1985
Guajira II	170.000	T	CORELCA	1986
Betania	500.000	H	ICEL-ISA	1986
Playas	200.000	H	EPM	1987
Guavio	1.000.000	H	EEB-ISA	1989
Urrá (I y II)	1.200.000	H	CORELCA-ISA	1991

Ante la dinámica en la demanda del servicio eléctrico, el amplio período de ejecución de los proyectos y la insuficiencia interna de recursos financieros, las necesidades de una mayor expansión son apremiantes, pese a los logros y adelantos obtenidos. Es así que para complementar el Plan de Expansión aprobado por el CONPES en mayo de 1983, se proyecta la inclusión de ocho proyectos más para dotar en los próximos 10 años al país de 3.248.000 KW adicionales a los ya instalados, en proceso de instalación o ya aprobados. Ellos se pueden referir esquemáticamente en el cuadro siguiente:

CUADRO No. 26
PROYECTO DE EXPANSION DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Proyecto	Capacidad MW	Clase	Empresa (s)	Fecha de entrada
Cartagena IV	150.000	T	CORELCA	1987
Amagá	150.000	T	ISA	1988
Zipaquirá VI	150.000	T	EEEB	1988
Río Grande II	323.000	H	EPM	1990
Calima III	240.000	H	CVC	1990
La Miel I	384.000	H	CHEC	1991
Cañafisto	1.500.000	H	ISA	1993
La Miel II	351.000	H	ICEL-CHEC	1995

Ecopetrol, especialmente de cesantías e intereses sobre cesantías.

- El incremento de 4.412.9 millones de pesos en el Pasivo a Largo Plazo durante 1983 obedece - casi exclusivamente - al ajuste por fluctuación de cambio en las obligaciones contraídas en dólares que a largo plazo ascienden a 335.7 millones de dólares y, a corto plazo, a 388.2 millones de dólares.

En 1983 el rubro Otros Pasivos tuvo un incremento de 5.302.3 millones de pesos como consecuencia básicamente de la provisión para el pago de pensiones de jubilación del personal activo y jubilado.

Para la vigencia fiscal de 1983 el Patrimonio de Ecopetrol ascendió a 29.366.4 millones de pesos y su incremento con respecto a la vigencia anterior de 9.544.8 millones de pesos corresponde al superávit por valorizaciones del Activo Fijo, al aporte del Gobierno Nacional en la Concesión Tetuán y, a la utilidad del presente ejercicio.

Los principales índices financieros asociados al Balance General a 31 de diciembre de 1983, se presentan en el Cuadro No. 24.

iii Inversiones 1983

Durante 1983 Ecopetrol ejecutó un presupuesto de inversiones por valor de 22.389.0 millones de pesos, superior en 3.1% al del año de 1982.

El 48.2 % de las inversiones realizadas por Ecopetrol en 1983, estuvo dirigido a la Exploración y Explotación de hidrocarburos, actividad en la cual se invirtieron 10.796.5 millones de pesos, especialmente en el desarrollo de los diferentes campos propios y en la participación en las inversiones efectuadas en los yacimientos comerciales de las compañías asociadas.

El transporte por Oleoductos y Poliductos constituyó la otra actividad preferencial en los presupuestos de Ecopetrol en donde se invirtieron 7.342.2 millones de pesos que representan el 32.8% de las inversiones ejecutadas por Ecopetrol en 1983.

CUADRO 24 INDICES FINANCIEROS

	1982	1983
● Solvencia (1)	0.81	0.70
● Liquidez (2)	0.39	0.36
● Estabilidad (3)	1.38	1.85
● Financiación del Activo, 0/o		
Por Acreedores (4)	81.09	77.03
Con Recursos Propios (5)	18.01	22.07
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>		
(1) Activo Corriente sobre Pasivo Corriente		
(2) Activo de fácil realización sobre Pasivo Corriente.		
(3) Activo fijo sobre Obligaciones a Largo Plazo.		
(4) Total Pasivo sobre Total Activo.		
(5) Total Patrimonio sobre Total Activo.		

5. LA ENERGIA ELECTRICA

a) Objetivos y lineamientos de política

Teniendo en cuenta la evolución de la demanda y suministro de energía en el pasado reciente al igual que el potencial de recursos energéticos disponibles, particularmente hidroeléctricos, la política para el subsector de energía eléctrica establece la actualización de los planes de expansión, de acuerdo con las previsiones de demanda de electricidad en los distintos sectores de consumo, teniendo como ingrediente básico la adecuada coordinación institucional, dado el carácter nacional que se ha imprimido al subsector con la interconexión del Sistema Central y el Sistema de la Costa Atlántica.

Los objetivos y estrategias de políticas que se adoptaron en el Plan Nacional de Desarrollo "Cambio con Equidad", incluyen la ejecución del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 1983-1995, de acuerdo con la secuencia de proyectos y entradas en operación, aprobado por el CONPES a mediados de 1983.

Asimismo se consideró importante reforzar la interconexión nacional, energizando a 500 KV el Circuito San Carlos-Sabana-larga, montando nuevas subestaciones transformadoras y extendiendo las redes de subtransmisión y distribución en todo el país. La extensión del suministro de energía eléctrica al sector rural, mediante la extensión del sistema interconectado y el montaje de microcentrales, es otro aspecto importante de la política eléctrica. Además de los estudios de nuevos proyectos para adicionar en el futuro, la política considera también una revisión sobre los sistemas de planeación utilizados en el subsector, la puesta en marcha del Centro de Control Nacional, el estudio de reorganización institucional y la consolidación de la Financiera Eléctrica Nacional (FEN), como organismo canalizador del ahorro interno y externo hacia el desarrollo eléctrico nacional. El complemento o ingrediente indispensable para todos estos progresos es el establecimiento de una política tarifaria moderada que permita contar con los ingresos para cubrir no sólo los gastos de operación, sino las cuotas de amortización de la deuda y el aporte a nuevos proyectos de expansión.

A continuación se relacionan los avances en 1983 y la situación actual del Sistema Eléctrico Nacional:

b) Plan de expansión del sistema interconectado nacional

i Generación

El sector eléctrico en el último año continuó con la programación adoptada en el CONPES en mayo de 1983, con referencia al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Para diciembre de 1983 el sector eléctrico contaba con una capacidad instalada de 5.540.000 KW, de los cuales el 64 % correspondía a Centrales Hidroeléctricas. En el primer semestre de 1984, por la entrada en operación de San Carlos I, de propiedad de Interconexión Eléctrica S. A., esa capacidad se vio favorecida oportunamente con 620.000 KW que suplieron eficientemente los requerimientos de energía y potencia en el área de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, debido al déficit presentado en esta última empresa por la salida de Chingaza. San Carlos se convierte en una central fundamental para el Sistema. En sus primeros meses de operación alcanzó una generación de hasta doce millones de kilovatios hora diarios, utilizando el 90 % de su capacidad instalada. Esta planta, ubicada al oriente de Antioquia y del país, consiste en una presa en tierra de 70 m de altura con rebosadero del tipo canal superficial y un conducto de desviación de 414 m de longitud. La captación de las aguas se hace por medio de dos torres de 53 m de altura y se conduce por medio de dos túneles a una casa de máquinas subterráneas con ocho unidades tipo Pelton y proyecciones para dos unidades más.

Por otro lado, CORELCA puso en servicio la primera unidad de Termo-Guajira, con una capacidad de 170.000 KW, cuyo costo ascendió a \$ 6.500 millones y diseñada para utilizar carbón como combustible, con la opción de quemar gas cuando las condiciones de suministro así lo indiquen.

Mientras tanto el ICEL puso en servicio, durante 1983, una unidad Turbogas de 32.027 KW en la Central de Barranca, denominada comúnmente como Termo-Barranca IV y que utiliza una buena alternativa de insumo energético en la región.

En marzo de 1983 entró en operación la Central Hidroeléctrica de La Ayurá, de propiedad de las Empresas Públicas de Medellín, con una capacidad instalada de 19.000 KW, formando parte de la generación adicional recomendada para las Centrales de Guadalupe, Troneras y La Ayurá. Su generación está restringida por las necesidades del acueducto principal del Valle de Aburrá.

A efectos de atender las necesidades de los diferentes sectores económicos del país, el sector eléctrico acomete en la actualidad 13 obras de expansión con una magnitud conjunta similar a la capacidad instalada total a finales de 1983. Dentro de estos proyectos en ejecución cabe resaltar a Termo-Zipa V que utilizando carbón incrementará la capacidad en 66.000 KW a partir de agosto próximo; a la Termoeléctrica de Tasajero que con 150.000 KW instalados contribuirá a la atención de la zona noroccidental del país y generará demanda de carbón para contribuir no sólo al proceso sustitutivo, sino también a la generación de ingreso y empleo regional en proporción ampliamente satisfactoria y de urgente necesi-

— Perspectivas y Programias

Dentro del estudio de nuevos proyectos, ISA adelanta trabajos preliminares en la Hoya del Alto Arauca, la Hoya del Río Mira, la Hoya del Alto Caquetá y la Hoya del Alto Putumayo. En etapa de factibilidad se encuentran los proyectos Ituango (Río Cauca), Fonce (Río Fonce), Cabrera (Río Suárez) y los estudios para la instalación de una térmica a carbón con una capacidad de 500 MW.

Los proyectos de ISA que se encuentran en la etapa de diseño son:

- Cañafisto, localizado en el Departamento de Antioquia, sobre el río Cauca y con una capacidad instalada de 1.500 MW, los cuales se pueden ampliar a 1.800 MW, con la adición de una unidad.
- Termoamagá, localizado en el Departamento de Antioquia, con una capacidad instalada de 150 MW. Esta Central utilizará el carbón de la cuenca Amagá - Venecia - Bolombolo, permitiendo la reactivación de la zona.

Los proyectos en construcción por parte de ISA comprenden el montaje de la segunda etapa de la Central San Carlos, el proyecto Calderas - Tafetanes, la Central de Jaguas, la Quinta Unidad de Termo - Zipa, las desviaciones de los ríos Tunjita, Negro y Rucio al embalse de Chivor y las obras adicionales en esta Central.

La Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá - EEEB - adelanta los estudios de desarrollo minero de la zona donde se construirá la Central Térmica de Tibita, en Cundinamarca. En etapa de factibilidad se encuentran los estudios del desarrollo hidroeléctrico del río Upía.

Los proyectos de generación, propiedad de la EEEB, que se hallan en ejecución son los proyectos hidroeléctricos Mesitas (Paraiso - La Guaca) y Guavio.

Por su parte, la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica -CORELCA- tiene dentro de sus planes próximos a ejecutar la Central Termoguajira II, el Proyecto Hidroeléctrico de Urrá, la Central Termocartagena IV y el Desarrollo Energético de San Andrés y Providencia, así como el estudio de nuevas fuentes no convencionales de energía en toda la Costa Atlántica.

Los proyectos hidroeléctricos Guadalupe IV y Playas, de propiedad de las Empresas Públicas de Medellín -EPM-, localizados en el Departamento de Antioquia, se encuentran en ejecución.

Se adelanta la construcción del proyecto de propósito múltiple del Río Grande, por parte de EPM, el cual además de suministrar energía hidroeléctrica, servirá para satisfacer parte de la demanda de agua potable en el área metropolitana del Valle de Aburrá.

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica -ICEL- tiene en ejecución el proyecto de Termotasajero y la pequeña central de Paya. Adelanta los estudios de aprovechamiento hidroeléctricos en el río Mocoa (2a. Etapa), río Cusiana, río Micay y de los proyectos Miel II y el Químbo. Tiene por ejecutar los proyectos Miel I (en sociedad con la Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. -CHEC-) y Julumito.

Dentro de los planes de la CHEC, además de los proyectos hidroeléctricos Miel I y Miel II, se encuentra el plan de ordenamiento y manejo de propósito múltiple de las cuencas hidrográficas y el estudio geotérmico de la zona del Viejo Caldas.

A su vez, la Corporación Autónoma Regional del Cauca -CVC- adelanta los estudios preliminares de los proyectos hidroeléctricos El Dovio, La Unión y Cajones. Tiene en estudio de prefactibilidad el proyecto Calima IV y en etapa de factibilidad los proyectos Calima III y San Juan.

Con los anteriores proyectos de generación se espera satisfacer la demanda de potencia y energía con un criterio de confiabilidad de por lo menos el 95 %.

El ICEL adelanta el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), el cual se inició en 1982 y con él se propone dotar de energía eléctrica a 145.000 viviendas campesinas. CORELCA adelanta trabajos de electrificación rural a través de los programas PERCAS y PEZNI.

El programa de *Electrificación Rural de la Costa Atlántica y San Andrés (PERCAS)* ha previsto beneficiar 152 poblaciones. El Programa de Electrificación para zonas no Interconectadas (PEZNI) extenderá servicio eléctrico a 82 poblaciones. El plan de Pequeñas Centrales ICEL - BID proyecta la instalación y puesta en operación de cinco microcentrales en Mocoa (11 MW), Tame (2 MW), Altaquer, Nariño (2 MW) Bahía Solano, Chocó (1.2 MW) y Yopal, Casanare (4.8 MW). Se adelanta el proceso de adquisición de Equipos para dichas plantas.

Plan de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Este plan que se está llevando a cabo a través del ICEL, contempla la instalación de las siguientes pequeñas centrales hidroeléctricas que incluyen toda la infraestructura requerida (subestaciones y redes de transmisión y distribución):

PROGRAMA DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

Proyecto	Capacidad KW	Localización
Mocoa, I Etapa	11.000	Putumayo
Tame	2.000	Arauca
Altaquer	2.000	Nariño
Bahía Solano	1.200	Chocó
Yopal - Aguazul	4.800	Casanare

El Plan prevé inversiones del orden de US\$ 62.5 millones, de los cuales el 40% será financiado por el BID y el 60 % por instituciones nacionales y Presupuesto Nacional.

En la actualidad, se están contratando las firmas para la asesoría durante la construcción. Además, para la ejecución de las redes e instalación de las microcentrales de Bahía Solano y Altaquer, se perfeccionaron los respectivos contratos con las Centrales Eléctricas de Nariño y la Electrificadora del Chocó.

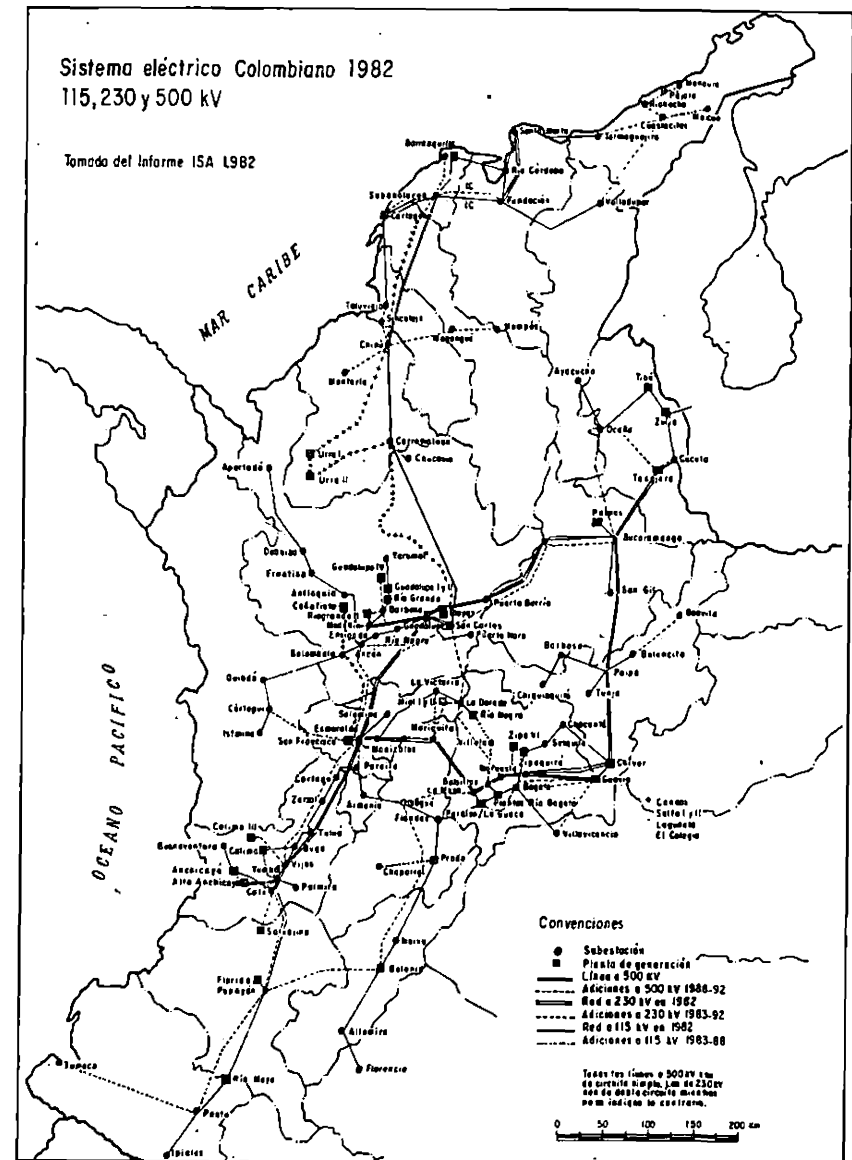
Por otra parte, en cuanto a la generación de energía eléctrica en las regiones que por su situación geográfica no es posible integrarlas al Sistema Interconectado Nacional, se construyeron y entraron en operación en el segundo semestre de 1983 la Pequeña Central de Guacamayas (50 KW), en el Departamento del Caquetá, y la Pequeña Central Hidroeléctrica de Pisba (50 KW). En este año de 1984 se espera que entre en servicio el Proyecto de Ensanche del Sistema Diesel de San Andrés, con una capacidad instalada de 9.600 KW.

ii - Transmisión

Dentro de los planes de transmisión necesarios para evacuar la energía generada y mejorar la confiabilidad del servicio de energía eléctrica, las diferentes empresas del sector eléctrico colombiano vienen ejecutando la infraestructura a niveles de voltaje de 230 KV y 110 KV. Durante el período julio de 1983 a diciembre de 1986 se construirán 1.624.4 km de línea a 230 KV y 1.328.9 km de línea a 115 KV. En el cuadro siguiente se presenta la composición por empresa:

CUADRO No. 28
PROGRAMA DE CONSTRUCCION 1983-1986 EN km

EMPRESA	320 KV	115 KV
CORELCA	315.0	534.8
EPM	75.0	147.7
ICEL	572.0	472.0
CVC	130.4	16.0
CHEC	28.0	88.4
EEEE	119.0	70.0
ISA 385.0	385.0	
TOTAL en km	1.624.4	1.328.9



Del paquete de líneas de transmisión que entraron en operación se destaca la Línea SAN CARLOS - BOGOTA con 193 km y la Línea ESMERALDA - YUMBO con 192 km, ambas a 230 KV.

c) Otros Programas

i *Electrificación Rural*

El Gobierno Nacional, continuando con la política de dotar de servicios de energía eléctrica a las áreas rurales, ha otorgado gran prioridad a esta tarea como una de las formas de evitar la migración a las ciudades.

En la actualidad se ha cumplido eficientemente con las metas establecidas dentro de los programas de electrificación que las empresas del sector eléctrico vienen ejecutando para este fin.

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica -ICEL- ha ejecutado obras de infraestructura eléctrica para 45.966 viviendas rurales, tiene en ejecución obras que beneficiarán a 40.207 familias rurales y en trámite de contratación y licitación lo correspondiente a 29.349 viviendas.

Durante el período comprendido entre julio de 1983 y mayo de 1984 el ICEL dotó del servicio de energía a 30.108 nuevos usuarios en todos los departamentos cubiertos por el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER).

La corporación Eléctrica de la Costa Atlántica -CORELCA- durante el período comprendido entre julio de 1983 y marzo de 1984, para adelantar los programas de electrificación, ha realizado inversiones por valor de \$ 1.224 millones, suma dentro de la cual se encuentra lo correspondiente al Programa Regional de Electrificación Rural de la Costa Atlántica y San Andrés y Providencia (PERCAS) y al Programa de Electrificación para Zonas no Interconectadas del Centro y Sur de los departamentos del Cesar, Magdalena, Sucre y Bolívar y del Noroeste de Córdoba (PEZNI), así como también parte de la infraestructura a nivel de transmisión para el Departamento de la Guajira.

Adicionalmente y dentro del marco de PERCAS, en su fase B, CORELCA tiene previsto, durante el período 1985-1988, realizar inversiones por valor de \$ 5.400 millones.

Por su parte, la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá -EEEB- en el programa de ensanches de subtransmisión y distribución para las zonas rurales, contempla un plan que beneficiará a 55.000 usuarios y creará la infraestructura para dotar del servicio de energía eléctrica a otros 30.000 nuevos usuarios. El Costo de la primera etapa asciende a la suma de US\$ 26 millones, de los cuales US\$ 10 millones serán financiados por un préstamo del Banco

KFW de Alemania Federal y los restantes US\$ 16 millones serán de contrapartida de la Empresa.

Similarmente, la Corporación Autónoma Regional del Cauca -CVC-, en el período julio de 1983 -marzo de 1984- como parte del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) realizó inversiones por valor de 151.7 millones.

ii *Plan de Paz*

En relación a las actividades desarrolladas dentro del marco de la Ley de Amnistía, el sector eléctrico colombiano en las intendencias de Arauca y Putumayo, durante el año de 1983, realizó las siguientes obras:

Intendencia de Arauca: Se hizo remodelación de 3.7 km de red primaria y 6.8 km de red secundaria, con un costo aproximado de \$ 7 millones, y se instalaron dos unidades generadoras de 533 KW, con una inversión de \$ 65 millones.

En Saravena se instaló una unidad generadora de 500 KW y se remodelaron 17 km de red primaria, más 50 km de red secundaria, proyecto que tuvo una inversión aproximada de \$ 55 millones; realizándose además la interconexión con Venezuela a través de la Línea Arauquita - La Victoria (Venezuela).

Dentro de las actividades futuras se construirán 103.8 km de redes en las poblaciones de Arauquita, Saravena, Cravo Norte, La Esmeralda, El Troncal, Fortul, Gaviotas, Aguachica, Los Chorros, La Paz, Villanueva y se instalarán 1.555 KW en plantas eléctricas, a un costo aproximado de \$ 252.9 millones.

Intendencia del Putumayo: Dentro de las obras de beneficio regional, se remodelaron 6.7 km de red primaria y 23 km de red secundaria en las poblaciones de Santiago, Colón y Sibundoy, con una inversión de \$25 millones; además se instaló una planta eléctrica de 710 KW en Valle Sibundoy con un costo de \$ 20 millones.

Similarmente se instaló una planta de 150 KW en Puerto Asís y se repararon dos unidades generadoras de 255 KW respectivamente, con una inversión total de \$ 29.7 millones. En Mocoa se instaló una planta de 507 KW a un costo de \$ 11 millones.

En la población de El Tigre se instalaron dos unidades de 152 KW cada una y en la población de La Hormiga se instalaron otras dos unidades de 150 KW cada una, siendo el costo total de las cuatro unidades de \$ 9.2 millones.

Adicionalmente se construirán 141 km de redes eléctricas, instalación de 2.290 KW en plantas de generación de energía eléctrica

en las poblaciones de Puerto Caicedo, Puerto Asís, Orito, La Hormiga, San Miguel, San Pedro, Villa Garzón, Puerto Limón, José María, San Roque, Santa Lucía, Puerto Guzmán, Labrada, La Dorada, El Tigre y Puerto Leguizamó. La inversión requerida para esta obra es de aproximadamente \$ 312.6 millones.

Departamento del Caquetá: En cuanto se refiere a este Departamento fue instalada la pequeña central hidroeléctrica de Guacamayas, con una capacidad de 50 kilovatios incluido además dentro del mismo proyecto redes eléctricas, dando servicio eléctrico a 120 viviendas, con un costo de \$ 23 millones.

Complementariamente, se construyó la línea Florencia - Belén - Morelia - San José de Fragua - Albania, con una longitud de 67 km lo cual permitirá beneficiar a más de 4.000 usuarios de las poblaciones de Belén San José de Fragua y Albania, con una inversión total de \$ 150 millones.

Por otra parte, se adelanta la construcción de la línea Florencia - Doncello de 57 km con un costo de \$ 198 millones y se proyecta la remodelación de redes de las poblaciones de Doncello, Santuario y Paujil, con un costo de aproximadamente \$ 60 millones.

iii Ley 56 de 1981 (Electrificación Rural)

Dentro de la aplicación de la Ley 56 de 1981 en lo referente al artículo 12, el cual dispone que el 4% del valor de las ventas de energía liquidadas a la tarifa de venta en bloque, fijada por el Ministerio de Minas y Energía, deben destinarse en forma exclusiva y por partes iguales, a la reforestación, protección del medio ambiente y a programas de electrificación rural, con prioridad en las zonas donde se encuentren las obras para generación de energía eléctrica, el Ministerio de Minas y Energía expidió las resoluciones Nos. 026 del 20 de enero, 01428 del 30 de junio de 1983; y 657 de marzo 21 de 1984, en las que se fija el precio unitario del KWH para hacer las liquidaciones respectivas e invertirlas en lo estipulado anteriormente.

Se calcula que por este concepto durante el año de 1984, las empresas del sector eléctrico colombiano deben invertir en programas de electrificación rural y reforestación y protección del medio ambiente, una suma aproximada del orden de \$ 1.100 millones como producto de las ventas de energía durante el año de 1983.

d) Desagregación Tecnológica

En cumplimiento con lo establecido en el Plan de Desarrollo "Cambio con Equidad", el Ministerio como primer paso llevó a cabo en la ciudad de Cali, en el mes de noviembre de 1983, el pri-

mer Foro sobre Desagregación Tecnológica en el cual participaron las entidades del sector energético y privado.

Posteriormente, y cumpliendo con las políticas trazadas en dicho Foro, el sector eléctrico colombiano a través de Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, conformó un Comité Nacional con el fin de trabajar en la desagregación de materiales y equipos necesarios para los programas de construcción y expansión que planean desarrollar las diferentes empresas eléctricas del país en el período comprendido entre 1984 y 1992.

Como consecuencia de esto se han adelantado actividades que se encaminan a estimular la industria nacional e incluir la mayor cantidad posible de agregado nacional, las cuales se pueden sintetizar de la siguiente manera:

i Difusión de los planes de expansión y cooperación con las agremiaciones

En tal sentido se han adelantado conversaciones con FEDEMETAL para ilustrar al sector metalmecánico sobre las necesidades concretas de materiales y equipos para el Plan de Desarrollo Eléctrico, permitiendo así a la industria nacional suplir la mayor cantidad de elementos con calidades y precios competitivos. Con la información presentada a FEDEMETAL, es decir, los listados sobre la desagregación de los suministros se identificarán los de producción nacional que no serían incluidos en las licitaciones públicas internacionales y de la misma manera de identificar los que son importación con el objeto de comenzar a mirar el desarrollo para la fabricación de productos a nivel nacional.

ii Modelo de Desagregación Tecnológica

Las empresas del sector eléctrico adelantan labores necesarias para disponer de un modelo de computador que permita efectuar la desagregación tecnológica de todos los proyectos que deban ejecutar, a fin de identificar más exacta y oportunamente los materiales y equipos de producción nacional y los de forzosa importación. Con este modelo se tendrá una notable ayuda en la elaboración de presupuestos de inversión y se facilitará la toma de las decisiones referentes al financiamiento de los mismos.

iii Identificación de bienes de producción nacional

El sector energético ha venido trabajando conjuntamente con el INCOMEX, específicamente en los proyectos y licitaciones que deben ser abiertas en los próximos meses del presente año.

iv Apoyo a la ingeniería nacional

Continuando con la política de brindar apoyo total a la ingeniería nacional, el Gobierno Nacional a través del sector energético ha venido dando el máximo grado de participación en todas las labores de diseño, interventoría y construcción de proyectos, exigiendo la formación de consorcios que incluyan firmas nacionales cuando se trate de obras muy complejas.

e) Situación Financiera

i Proyecciones Financieras

Bajo la coordinación de ISA, las empresas del sector elaboraron las "Proyecciones Financieras 1983-1982", basados en el Plan de Expansión aprobado por el Gobierno Nacional en mayo de 1983. Estas proyecciones fueron presentadas a consideración del Gobierno Nacional y sirvieron de soporte al préstamo por US\$ 370 millones que gestionaron la FEN y las empresas del sector con el Banco Mundial.

Un diagnóstico sencillo de la problemática financiera puede resumirse en:

- Capitalización insuficiente para soportar el endeudamiento que exige la ejecución de los proyectos eléctricos. Baja autofinanciación de la inversión.
- Crédito externo no siempre disponible en los montos y condiciones deseables.
- Crédito interno insuficiente en los montos requeridos y en condiciones que no son acordes con los plazos de ejecución de los proyectos eléctricos (no tienen período de gracia y el plazo de amortización es muy inferior al período de construcción de los proyectos de generación).

Con el fin principal de buscar soluciones a los sobresaltos financieros que presenta el desarrollo del sector eléctrico se realizó el Estudio Financiero Eléctrico por la FEN e ISA.

ii Plan de Inversiones

El programa de inversión anual de ISA y de las empresas socias, sin incluir gastos financieros en construcción, según recursos requeridos en moneda local y extranjera y tipo de inversión (generación, transmisión, estudios y otros), se situará en promedio en más de \$ 200.000 millones por año hasta el año de 1992.

iii Requerimientos de Inversión

La situación financiera consolidada del sector eléctrico para el año de 1984 presentaba egresos de \$ 208.932 millones, existiendo requerimientos de financiación por \$ 25.856 millones. El Gobierno Nacional actualmente estudia soluciones a este déficit presupuestal basado en los siguientes mecanismos:

- Obtener crédito para las empresas a través de un Fondo en el Banco de la República.
- Estudiar mecanismos para la atención oportuna del servicio de la deuda externa y rebajar su impacto en pesos sobre las empresas.
- Reactivar las solicitudes de crédito externo.
- Fortalecer las condiciones de competitividad de la FEN en el mercado de capitales.

iv Situación Financiera del Sector Eléctrico

- El manejo financiero ha sido bastante difícil por la situación de tesorería presentada como consecuencia directa de dos hechos fundamentales: el estado de la deuda de algunos accionistas con la empresa y la no entrada oportuna de los créditos externos previstos.

Debe destacarse que el conjunto de las empresas del sector presentaron un déficit por \$ 21.650 millones en el año de 1983, del cual debido a la situación institucional del sector eléctrico, se concentra en ISA un 89% representado en \$ 8.300 millones en cuentas por pagar de los socios y \$ 10.900 millones en créditos externos que no pudieron hacerse efectivos por la situación financiera internacional.

El Ministerio de Minas y Energía con el ánimo de identificar las posibles fuentes para subsanar el déficit financiero del sector eléctrico realizó un estudio en el cual se presentan las deudas contraídas por las entidades oficiales con las empresas del sector en el suministro eléctrico. El monto total de esas deudas asciende a la suma de \$ 5.531 millones, correspondiéndole el 23.4% al grupo ICEL, 34.2% al grupo CORELCA, 34% a la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá y el 4.3% a las Empresas Municipales de Cali -EMCALI-.

Otra fuente de financiamiento para subsanar el déficit en el sector eléctrico puede estar en la reducción de pérdidas de energía. Interconexión Eléctrica S.A -ISA-, diseñó un Programa de Reducción de Pérdidas en el Sistema Interconectado Colombiano para

los años 1983-1984, en el cual se adoptan medidas tales como remodelación, revisión, cambio, verificación, instalaciones en transmisión, alimentadores primarios, circuitos secundarios y transformadores, por parte de las empresas asociadas, para reducir las pérdidas en el Sistema.

Los resultados son halagueños, observándose que para el año 1983 se cumplió la meta de reducir las pérdidas de energía en el equivalente de \$ 886 millones y para el año de 1984 se espera disminuir dichas pérdidas en un equivalente de por lo menos \$ 1.400 millones.

v La Financiera Eléctrica Nacional -FEN-

La Financiera Eléctrica Nacional (FEN), creada por la Ley 11 de 1982 y reglamentada inicialmente por Decreto No. 1471 de ese mismo año, se concibió como respuesta para algunos de los problemas financieros que debe resolver el país, con el fin de que los planes y programas de desarrollo eléctrico tengan oportuno cumplimiento.

El año de 1983 presenció no sólo la iniciación de las operaciones de la FEN, sino su consolidación como el intermediario financiero del sector eléctrico nacional, según se desprende de los siguientes aspectos.

Los activos totales de FEN que ascendían a 10.426 millones de pesos en diciembre 31 de 1982, se situaron cerca de los 20.500 millones de pesos al cierre de las operaciones de 1983, cifras que señalan un incremento de más del 96 % .

Los créditos totales efectuados por FEN superaron los 14.800 millones de pesos. De esta suma aproximadamente el 95 % fue atendido con recursos de FEN y el saldo con los recursos aportados por los bancos y las corporaciones financieras. Al respecto, se resaltó que las operaciones de redescuento se hicieron a través de 22 de los 24 bancos existentes en el país y de seis de las corporaciones financieras.

El crecimiento de los pasivos de FEN fue, principalmente, resultado del éxito de la colocación de los Certificados Eléctricos Valorizables (CEV), cuya emisión fue autorizada por la Resolución No. 069 de la Comisión Nacional de Valores del 12 de abril de 1983 y su aceptación en el mercado, en tiempo record, fue posible porque los inversionistas desde mediados de 1982 prefieren las condiciones de seguridad cuando los activos financieros tienen rendimientos acordes con los del mercado. El valor de los CEV en circulación ascendió, en diciembre a cerca de 7.000 millones de pesos.

El capital pagado de FEN registró un ligero incremento como consecuencia del ingreso de nuevos accionistas. Lo destacable, cualitativamente, es que la vinculación de las electrificadoras departamentales y de las entidades municipales capacitan a FEN, legalmente, para atender además de los grandes proyectos de generación y transmisión, la financiación de proyectos de distribución y de mejoramiento de redes, de todas las zonas del país.

Con menos del 2% de sus ingresos, FEN paga el total de sus gastos de operación y funcionamiento. Este porcentaje es cuando menos quince veces inferior al promedio que en el pasado han registrado los intermediarios financieros en Colombia.

Como se anotó, las operaciones totales de crédito ascendieron a más de 14.800 millones de pesos de los cuales más de 11.300 millones de pesos se hicieron mediante redescuentos y aproximadamente 3.500 millones de pesos mediante "crédito puente"; mecanismo este último ideado para aliviar la situación de tesorería de las empresas durante el lapso de la tramitación de los créditos de mediano y largo plazo. El éxito de los "créditos puente", no sólo permitió mejorar la liquidez de los contratistas de las empresas del sector eléctrico, sino que les redujo sus costos financieros en más de 15 puntos porcentuales.

El monto de 14.800 millones de pesos desembolsados a las empresas electrificadoras o a sus contratistas, significa que el programa de crédito total asignado (16.013 millones de pesos) se ejecutó en más de un 93%. Si la cifra de 14.800 millones de pesos se compara con la meta de financiación al sector eléctrico a través de FEN para 1983, establecida en el documento aprobado por el CONPES en noviembre de 1982, se puede concluir que los desembolsos efectivamente realizados superaron dicha meta en más del 10%.

Recientemente se firmó con el Banco Mundial, y con bancos comerciales internacionales, un crédito por cuantía de 370 millones de dólares equivalentes. El crédito ha sido respaldado, además del Banco Mundial, por nueve bancos internacionales (japoneses, franceses, ingleses y norteamericanos), y en la actualidad se ultimán los detalles de orden jurídico y procedimental.

En el aspecto jurídico se destacó la expedición del Decreto No. 3574 de 1983, mediante el cual se reforma el Decreto No. 1471 de 1982, reglamentario de la Ley 11 del mismo año, norma a través de la cual se facilitaron diversas operaciones de FEN, entre las cuales se destaca la compra o descuento de títulos valores emitidos por las empresas de energía a favor de sus contratistas. Estas operaciones aliviarán aún más la liquidez de los contratistas del sector, así como sus costos financieros. Igualmente se destacó

la expedición del Decreto No. 990 de 1983 que elevó en un 150% la capacidad de endeudamiento de las empresas.

De los 3.003 millones de pesos a que ascendieron las utilidades del ejercicio, 2.547 millones de pesos se destinaron a capitalizar la empresa, mediante el pago de dividendos en acciones; 15 millones de pesos quedaron a disposición de la Junta Directiva y se destinaron 90 millones de pesos para el fortalecimiento del Fondo para la Protección del Medio Ambiente -FEN COLOMBIA-.

Con la mencionada suma FEN COLOMBIA elevará su capital a 100 millones de pesos, con los cuales realizará en firme su programa de promoción y desarrollo de actividades tendientes a la preservación del medio ambiente.

f) Situación Hidrológica

El sector eléctrico colombiano trabaja con dos períodos definidos en el aspecto hidrológico como invierno y verano. El primero de ellos va de mayo a noviembre y el segundo de diciembre a abril.

En el último año se dieron al servicio dos nuevos embalses: el de Chuza (proyecto Chingaza), con un volumen útil de 225 millones de metros cúbicos, y que no ha podido incorporarse al sistema, y el de Punchina (proyecto San Carlos), con un volumen útil de 52 millones de metros cúbicos, dado al servicio en mayo último.

La comparación mensual del estado de los embalses, excluyendo éste último, muestra cómo a partir del mes de mayo de 1983 el Sistema Eléctrico presentó los niveles más bajos en energía almacenada y para 1984, el caso se tornó más crítico aún. En verdad el Sistema tan sólo almacenaba, a finales de mayo de 1984, el equivalente a 849 GW/H que representan el 41% de lo disponible un año antes, o tan sólo la cuarta parte de los registros a mayo de 1982.

La evolución mostrada para 1984 es crítica y arroja los siguientes valores de energía almacenada al final de mes: enero 1.613 GWH; febrero 1.370 GWH, marzo 951 GWH y abril 692 GWH.

Esta situación podrá manejarse durante 1984 en líneas aceptables con la entrada de las Térmicas de Zipa V y Tasajero, así como también con las hidroeléctricas Paraíso - La Guaca y Salvajina, que comenzarán su operación a finales de año.

g) Centros de Control

Dado el gran crecimiento que ha venido presentando el Sector eléctrico colombiano, en cuanto se refiere a las grandes cantidades de energía que se deben transportar hasta los centros de consumo

desde un sistema interconectado, se vió la necesidad de realizar estas transferencias de energía tomando los adelantos tecnológicos.

Es así como a Interconexión Eléctrica S.A., que entre sus funciones principales tiene por objeto planear y realizar los intercambios de energía, se le asignó la función de construir el Centro Nacional de Control y Telecomunicaciones de todo el Sistema Eléctrico Interconectado.

Esta labor ha sido complementada por cada empresa vinculada a la prestación del servicio de energía eléctrica, mediante los estudios para la adquisición de los equipos de manejo de energía y comunicaciones.

h) Generación y Demanda de Energía Eléctrica

i Generación

La generación total de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional fue de 22.825 gigavatios hora en 1983. De este total; 15.081 gigavatios hora, es decir el 66%, fue generación hidráulica. Con respecto a 1982 hubo un aumento de 6.2% en el total de energía eléctrica generada. Por empresas la mayor participación en generación correspondió a EPM con 24%. El subsistema de CORELCA generó 20%, ISA 17%, EEEB 16%, ICEL 13% y CVC 10%. Los intercambios totales en el Sistema Interconectado ascendieron a 5.583 gigavatios hora.

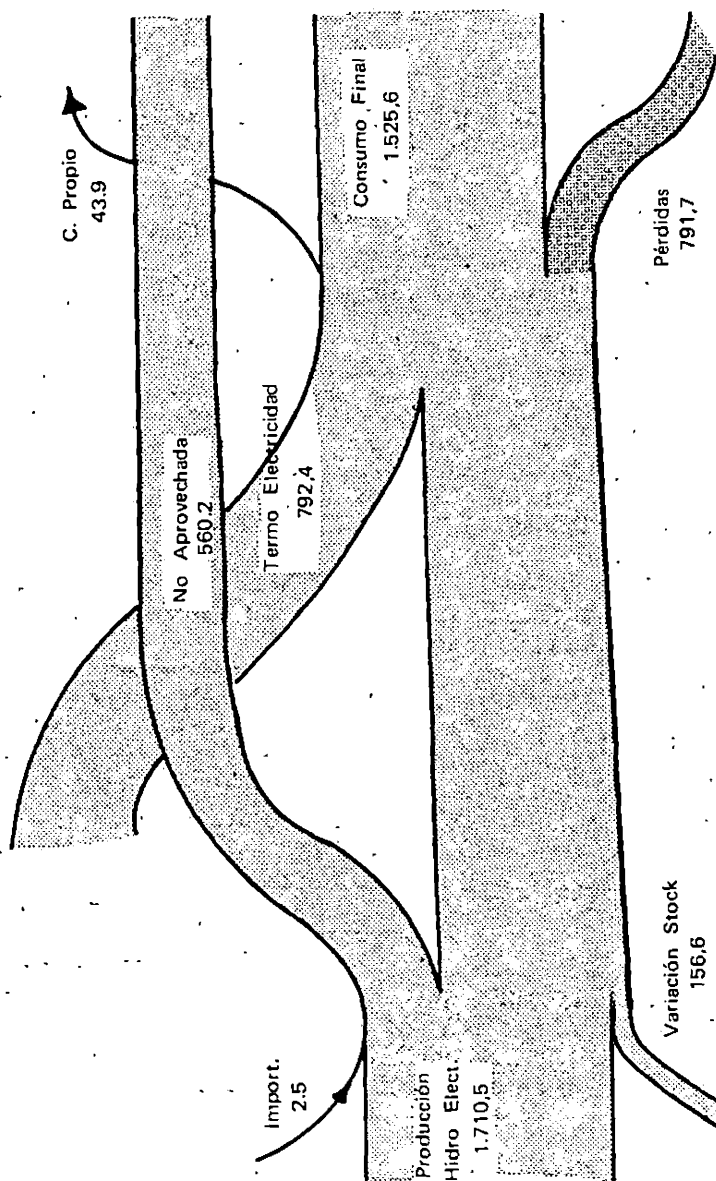
ii Demanda

El crecimiento de la demanda de potencia para el Sistema Interconectado fue de 7.3% en 1983. El suministro total de energía eléctrica (generación más importaciones) creció 6% y totalizó 22.854 GWH en 1983. Las pérdidas en transmisión y distribución se elevaron a 4.603 GWH. El consumo de las empresas en el subsector eléctrico fue de 510 GWH.

El consumo por parte de los usuarios finales de energía eléctrica, sin incluir autoprodutores, durante el año alcanzó un total de 17.741 GWH, que frente a 16.708 GWH en 1982 equivale a un aumento de 6.2 en la demanda final de energía eléctrica. Cerca de la cuarta parte de este consumo corresponde al área atendida por la EEEB.

Por sectores económicos, el sector residencial, que absorbe el 44% de la demanda final de energía, tuvo un aumento superior al 7% en el año, frente a 5% del sector comercial y 6% del sector industrial.

FLUJO DE ELECTRICIDAD (1963)
(Miles de TEP)



6. FUENTES NUEVAS Y RENOVABLES DE ENERGIA

El Ministerio de Minas y Energía ha venido coordinando y ejecutando a través de las entidades del sector, particularmente ICEL, IAN, CORELCA, CVC, ISA y ECOPETROL, las actividades y proyectos de estudios y aplicación en el campo de las fuentes alternas de energía. A continuación se presenta un resumen de los avances en este campo:

a) Actividades de Cooperación

En el campo de las Fuentes alternas de energía se han suscrito 2 convenios importantes con los Gobiernos de Italia y de la República Federal de Alemania, dirigidos al estudio energético de zonas marginadas del país y al desarrollo de tecnologías para el aprovechamiento de estas fuentes.

Del Gobierno de Italia reciben cooperación técnica:

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - ICEL-; concluyó el estudio de soluciones energéticas a corto plazo para Leticia, Amazonas, que recomendó la instalación de una planta diesel.

Se encuentra en ejecución el Estudio de Territorios Nacionales, dentro del cual se ha realizado una evaluación de los recursos energéticos nuevos y renovables y se procederá a la instalación de 2 plantas demostrativas que aprovechen la energía de la Biomasa.

La Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica - CORELCA-, adelanta un estudio de la situación energética de las Islas de San Andrés y Providencia y procederá a la instalación de una planta piloto de desalinización de agua movida con energía solar.

La Corporación Autónoma Regional del Cauca - CVC -, ha emprendido un estudio similar a los anteriores, pero en la Costa Pacífica, en coordinación con las demás acciones de que es responsable dentro del Plan de desarrollo de la Costa Pacífica -PLADEICOP.

Las actividades que se adelantarán dentro del convenio de cooperación con la República Federal de Alemania son las siguientes:

Análisis de la situación energética, instalación y demostración de tecnologías para el aprovechamiento de fuentes de energía nuevas y renovables en la Zona de la Costa Atlántica.

Actuarán como entidades contraparte colombianas la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica -CORELCA- y el Instituto Colombiano Agropecuario -ICA-.

Investigación de posibilidades de producción y aprovechamiento de Biogas, selección, construcción prueba y adaptación de instalaciones de Biogas.

Actuará como entidad contraparte en este proyecto la Corporación Autónoma Regional del CAUCA -CVC-.

Instalación, prueba y puesta en servicio de instalaciones de gasificación térmica de Biomasa en la Costa Pacífica.

Actuará como entidad contraparte colombiana la Corporación Autónoma Regional del Cauca -CVC-.

Desarrollo, instalación y prueba de unidades flotantes para la producción de energía mecánica y/o eléctrica.

El proyecto se adelantará conjuntamente con la Universidad de los Andes.

También existe la cooperación que ofrece la Organización Latinoamericana de Energía -OLADE- de la cual se beneficia principalmente ICEL a través del Proyecto Geotérmico Binacional con el Ecuador "Chius - Cerro Negro - Tufiño"; durante el año 1983 se realizó la primera etapa del estudio de prefactibilidad, siguiendo las recomendaciones del Estudio inicial, realizado también con la cooperación de OLADE, de Reconocimiento Nacional Geotérmico, que identificó esta área como prioritaria. OLADE también ofrece capacitación en el área de las Fuentes Alternas de Energía cursos y asistencia a los mismos, los cuales se realizan en los diferentes países miembros.

Con la cooperación de la Organización de Estados Americanos -OEA- también se han llevado a cabo proyectos en esta área (vale la pena recordar el estudio sobre la utilización de alcohol carburante en Colombia). Actualmente se adelantan conversaciones sobre el Programa de Regionalización energética que se llevará a cabo con Interconexión Eléctrica S.A. -ISA- como entidad contraparte colombiana y se concentrará en el estudio energético de la Zona Andina, en condiciones muy similares a las de los estudios mencionados anteriormente.

b) Plan de Paz

El Programa Nacional de Rehabilitación de amnistiados y Zonas de Violencia, teniendo en cuenta la importancia de las Fuentes Alternas de Energía en el suministro energético a zonas y comunidades aisladas, constituyó el Programa de Desarrollo energético comunitario, utilizando la energía como motor de desarrollo. Se han escogido inicialmente 5 poblaciones afectadas por la violencia y una de éstas se seleccionará como experiencia piloto para iniciar el programa.

c) Otras Actividades

Como sustituto a los combustibles líquidos de uso doméstico, en particular el COCINOL utilizado en Bogotá, se adelantan acciones sobre un programa de briquetas de carbón.

En razón a lo anterior se ha venido estudiando la posibilidad de sustitución del cocinol, producto de alta peligrosidad como consumo doméstico, y es así que se tiene prevista la utilización de briquetas de carbón como combustible de uso doméstico a fin de encontrar una alternativa al uso del cocinol. La viabilidad de esta alternativa se presenta clara dada la disponibilidad del recurso carbón en Colombia y el conocimiento de la tecnología que ella demanda, ya que ha sido empleada en otros países. Actualmente se adelanta un programa de sustitución de cocinol por briquetas de carbón para 204 viviendas en el sur de Bogotá. Igualmente se tiene previsto comenzar, a partir de 1985, un programa de sustitución completa, el cual se estima se tome de 2 a 3 años. En desarrollo de este programa ECOPETROL está entregando a los usuarios la estufa de briquetas sin costo adicional, recibiendo en su lugar la estufa de cocinol y vendiendo las briquetas a un precio tal que el costo mensual no supera el mismo que representa la compra de cocinol.

Además del programa de sustitución, se están instalando estufas de briquetas en los nuevos planes de vivienda con la colaboración de ECOPETROL.

El Ministerio también ha planteado la construcción de desalinizadores solares de agua en los cayos de Archipiélago de San Andrés, con la asistencia técnica del IAN, conjuntamente con la Armada Nacional Colombiana, teniendo en cuenta las precarias condiciones de agua potable en esas zonas y las posibilidades de adelantar, sin limitaciones tecnológicas graves, la construcción de los desalinizadores "In situ" por parte de los usuarios mismos.

Se ha colaborado al Ministerio de Salud en la presentación de un proyecto de utilización de Fuentes Alternas de Energía para energizar una red de frío para la conservación de medicamentos en zonas aisladas, utilizando la infraestructura existente de Centros y Puesto de Salud, así como hospitales locales, los cuales se encuentran muy mal dotados.

7. PLANEACION E INFORMACION ENERGETICA

a) Objetivos y lineamientos de política

El Plan Nacional de Desarrollo "Cambio con Equidad" determina al Sector Minero - Energético como una de las piezas estratégicas del rompecabezas de desarrollo económico colombiano, particularmente por su importancia en el mediano y largo plazo como

generador de divisas y elemento impulsador en el surgimiento y expansión del subsector industrial, así como por un aporte a la reducción progresiva de la dependencia importadora del país en el abastecimiento de minerales básicos y provisión de la energía.

Los objetivos y metas del Plan de Desarrollo ya han sido expuestos en las partes pertinentes, sin embargo no sobra recalcar sobre las premisas generales que dentro del planeamiento sectorial permitirán cumplir a cabalidad el espíritu del "Cambio con Equidad".

La Energía, por su interdependencia con los sectores económicos, en gran proporción es la causante de la recesión económica. Al efecto, la reactivación no debe buscarse exclusivamente en otros sectores; por el contrario, una de las perspectivas claras para solucionar la crisis económica se encuentra dentro del mismo sector energético.

La solución interna se determina por el adecuado y racional uso de los recursos naturales no renovables, la provisión oportuna y continua de la mejor alternativa económica desde el punto de vista socio-económico y el reconocimiento real en el mediano plazo de las remuneraciones a los diferentes factores que intervienen en la oferta y demanda de energía.

En la actualidad ya se cuenta con algunos avances concretos.

b) Avances

El Ministerio de Minas y Energía, con el Departamento Nacional de Planeación y la colaboración de la Cooperación Técnica Alemana adelanta la implementación de un Sistema Integrado de Información Energética y estudia a profundidad las características del consumo final de energía en los diferentes sectores, para dotar a los instrumentos analíticos (modelos), que también se desarrollan, y a los demás sectores económicos y agentes activos y pasivos energéticos de una información consistente y periódica. Por otro lado, adecúa y agiliza los sistemas jurídicos que tienen relación con la investigación explotación, transformación, beneficio y comercialización de la energía en todas sus formas.

El Estudio Nacional de Energía (ENE)

El Estudio Nacional de Energía (ENE) se inició en marzo de 1980, bajo un contrato de consultoría por el término de dos años, al cabo de los cuales se dispuso de un informe que en términos generales determinaba el diseño de modelos agregados de oferta y de demanda por sectores, así como recomendaciones de política, derivadas de los resultados de correr los anteriores modelos. Al mismo tiempo quedaron sentadas las primeras bases para un sistema de información energética.

Esta primera fase del ENE contó, por solicitud del Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación, con la asistencia técnica del Gobierno de Alemania Federal, la cual, una vez finalizadas las labores de los consultores, continuó desarrollando algunos lineamientos del Estudio en virtud de que el Convenio suscrito así lo permitía.

Esta labor y la contrapartida con personal colombiano se constituyó en la segunda fase, con objetivos básicos de profundizar un poco más sobre la estructura de oferta y demanda de energía.

A principios de este año se dió inicio a la tercera fase del ENE; al igual que en la anterior este período se da por la continuación y permanencia del mismo grupo de trabajo colombo - alemán y tiene como meta básica implementar los modelos (medee), determinar una estructura definitiva del Sistema de Información Energética y colaborar en el planeamiento de los programas sectoriales para la conservación y ahorro de energía. Esta última fase concluirá en diciembre y tan sólo tendrá por parte del Gobierno Alemán misiones cortas para el seguimiento de los objetivos a desarrollar. En lo que respecta a la continuidad de las técnicas y procedimientos de planeación desarrollados, el Ministerio de Minas y Energía con la colaboración del Departamento Nacional de Planeación viene adelantando las acciones necesarias para su asimilación e incorporación a través de la Oficina de Planeación.

ii El Sistema de Información Energética (SIE)

El Sistema de Información Energética (SIE), que ha diseñado el Estudio Nacional de Energía, tiene como premisas fundamentales las siguientes:

- No requiere mayor precisión que las herramientas de análisis que lo utilizarán y el grado de detalle de la información no debe ser mayor (ni menor) que el necesario.
- Debe servir a las necesidades informativas de los modelos de planeamiento cuya formulación debe a su vez adaptarse a las posibilidades de generar información sistemática y consistente.
- Debe proporcionar las variables explicadas y las explicativas de los modelos en forma independiente para evitar una interpretación engañosa de los test estadísticos.
- Deberá proveer los balances energéticos futuros con la desagregación y alcance adecuados al planeamiento energético.
- Deberá suministrar un boletín anual de informaciones energéticas adecuado a las necesidades de los usuarios.

El Ministerio de Minas y Energía ha comenzado a incorporar el Sistema de Información Energética, mediante la capacitación del actual personal de planta en la Oficina de Planeación y aprovechamiento del personal con experiencia en el ENE. Además prepara la incorporación del Sistema a la reestructurada División de Investigaciones Económicas de la misma Oficina de Planeación, la cual determinará algunas modificaciones de forma a la estructura inicialmente planeada.

ii.1 Estructura Institucional del SIE

La Estructura Institucional del Sistema de Información Energético -SIE- está conformada por las distintas entidades que generan los datos, así como por los canales y vinculaciones informáticas entre las mismas. Estas entidades se ubican en niveles concordantes con la responsabilidad y posibilidades que ellas tengan sobre determinadas áreas del espacio de datos.

En este orden de ideas, el Ministerio de Minas y Energía basándose en sus buenas posibilidades técnicas, otorgadas por la Ley 1a. de 1984 por la cual se reforma la estructura administrativa de la entidad, tiene a su cargo dentro del SIE la compilación, ordenamiento y difusión final total.

iii.2 Elementos de Recolección

Para la recolección de información el SIE cuenta con dos elementos que son las fichas y encuestas.

- Fichas:

Cuando los entes productores de datos son poco numerosos y tienen además la particularidad de registrar datos, el SIE utiliza una ficha de formato normalizado con un prioridad definida.

Al respecto hay que anotar que gran porcentaje de la fichas ya tienen un diseño definido, mientras que una mínima proporción tiene un diseño preliminar. Ellas se acogen a las necesidades de información.

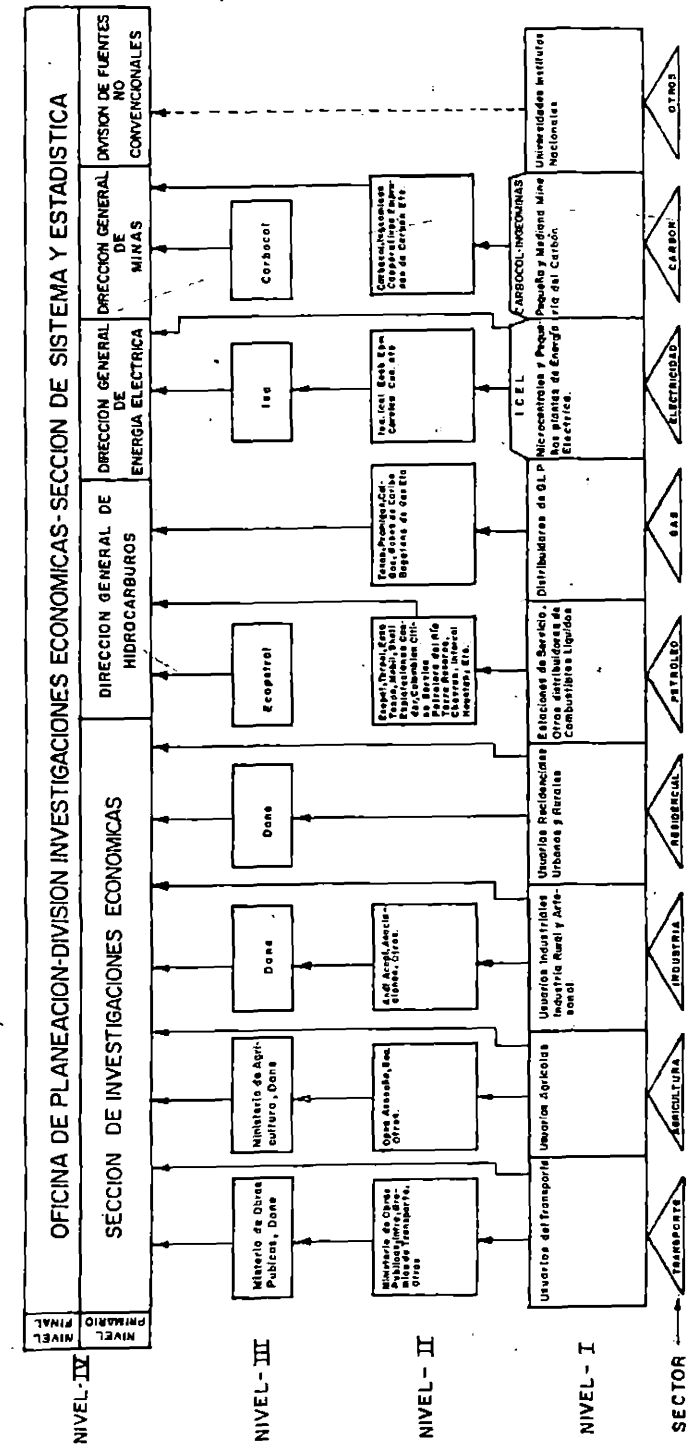
- Encuestas:

Cuando los entes que poseen el dato son demasiado numerosos o no tienen propiedad de llevar registros, se enmarca la encuesta. Básicamente las encuestas se aplican al sector de consumo. A la fecha en lo que se refiere al SIE, el ENE tiene logros importantes en las áreas de consumo y oferta.

ii.3 Logros en Consumo

Los avances del SIE en consumo han sido fundamentales no sólo para la informática sino también para el planeamiento integrado.

ESTRUCTURA INSTITUCIONAL Y FLUJOS DE INFORMACION DEL SIE VERSION OFICINA DE PLANEACION-MINMINAS



Un análisis de los logros por sectores es:

— Sector Residencial y Comercial

En este sector se han hecho 25.000 encuestas para determinar los perfiles de consumo en el sector residencial rural y cerca de 4.000 encuestas para calcular el consumo específico de combustibles en cocción.

En lo que hace referencia al sector residencial urbano, se evalúa la posibilidad de encuestar también por muestreo el equipamiento y factores determinantes del consumo en los hogares de las principales ciudades. Para el efecto, el Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación, con financiación parcial de COLCIENCIAS, diseñarán un programa específico en el mes de agosto del año en curso.

— Sector Transporte

Para el sector transporte por mutua conveniencia, el ENE celebró un Convenio con el Proyecto OEA-CO1 (Asistencia Técnica de la OEA al Ministerio de Obras Públicas) para la evaluación de posibles ahorros en consumos energéticos en el sector transporte estableciendo ya un sistema de información energético para el sector transporte (SIET) que actuará como compilador de esta área dentro del SIE.

— Sector Industrial

Con la colaboración de la Asociación Nacional de Industriales —ANDI—, el ENE realizó una encuesta a 378 empresas con el objeto de aproximar y detallar aún más las cifras en el consumo energético de este sector, así como también para conocer el uso por destino de la energía y detectar indicadores de consumo útil. Esta encuesta se ha cumplido en un 90% y se encuentra en los últimos pasos de procesamiento electrónico, análisis y difusión.

— Agricultura

En este sector las actividades básicas se han enfocado a realizar estimaciones sobre energético por tipos de uso. Se ha llegado a una aproximación sobre consumo de todas las fuentes y formas de energía y en la actualidad con la colaboración de las electrificadoras se adelanta una evaluación más detallada del consumo eléctrico.

Analizando el progreso del SIE por fuentes y formas dentro del consumo energético se podría hacer la siguiente presentación:

— Petróleo (Derivados)

Sobre esta fuente se han hecho censos que determinan la distribución del consumo de combustibles líquidos, por sectores. La metodología empleada se basó en los intereses del SIE y los distribuidores para conocer la distribución sectorial y regional agregada de los diferentes consumos de combustibles líquidos. Para el efecto, se logró consultar los archivos de clientes de los distribuidores, obteniendo más de 10.000 informes que permitieron clasificar el consumo por subsectores. Lo más importante de esta labor es que se ha logrado regularizar el flujo de información entre el SIE y distribuidores, a más de que se ha logrado acoplar el proceso de sistematización.

— Gas

Se ha efectuado un censo de clientes en todas las empresas distribuidoras de gas natural. El objetivo del censo ha sido clasificar las ventas industriales, comerciales y residenciales por subsectores para tener una desagregación de la demanda.

— Electricidad

En la actualidad se trata de interpretar y ajustar los sistemas de facturación a los requerimientos informativos del SIE. Además se cuenta con una serie de consumo sectorial que, aunque requiere de ajustes, arroja una buena aproximación.

— Carbón

Se dispone ya de un nuevo Balance de Carbón, el cual se ha desagregado a los niveles requeridos y propuestos por el ENE. El Ministerio, en colaboración del mismo ENE y de los Estudios para el Plan de Desarrollo Minero, complementará el sistema estadístico de actualización futura.

ii.4. Logros en Oferta

— Petróleo

Con respecto a las reservas, el Código de Petróleos no permite recolectar información por otro ente que no sea el Ministerio. Esto obedece a la discreción y confiabilidad para con la información suministrada por las diferentes empresas. En lo que hace referencia a la producción, transporte y refinación, el gran cúmulo de información se centraliza en ECOPETROL. Esta empresa ha mostrado interés en la introducción al Sistema y el Ministerio en el próximo futuro buscará los arreglos pertinentes en beneficio del Sistema. Ya se han diseñado la totalidad de

las fichas necesarias, basadas en la experiencia que sobre el manejo de esta información tiene el Ministerio.

— Gas Natural

Las consideraciones y logros sobre este energético son similares a las del petróleo. El Ministerio de Minas y Energía, dentro del SIE, ha elaborado el flujo de gas hasta el suministro no desagregado.

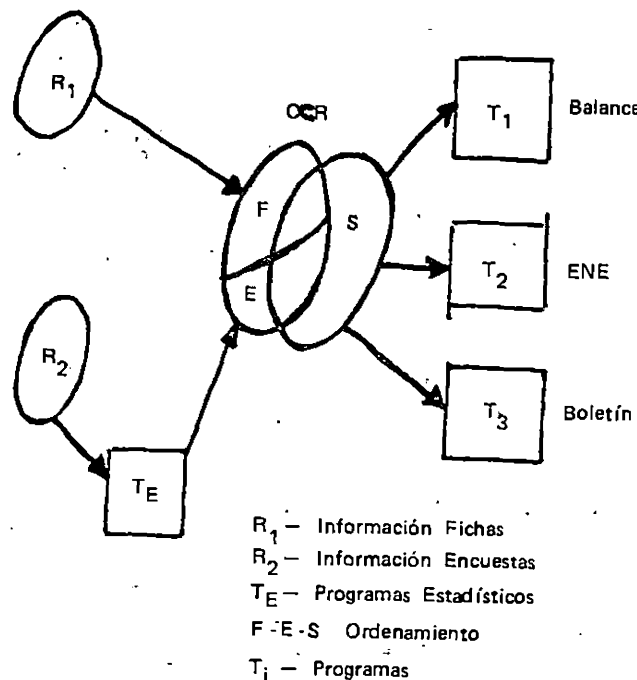
— Carbón

Se dispone de los resultados del Censo Nacional del Carbón, el cual fué realizado por el Ministerio, CARBOCOL y otras empresas y entidades de carácter regional.

— Electricidad

En el sector eléctrico se han implementado y sistematizado las fichas necesarias. Sin lugar a dudas en el campo de oferta este sector está casi que totalmente cubierto. Se ha logrado la integración de un Comité Estadístico entre las principales empresas del sector eléctrico.

ESTRUCTURA GENERAL DEL SIE



iii Programa para el uso racional de la energía en el sector industrial

1. Presentación

La situación energética que se vive a nivel mundial desde principios de la década de los 70, ha revaluado los criterios y bases de conformación de los escenarios energéticos mundiales, regionales y nacionales.

En la época actual, las políticas energéticas que se tracen, deben incluir mecanismos que aseguren variaciones sustanciales con beneficio económico en las estructuras de producción y consumo.

Desde el punto de vista de la oferta, deben planificarse acciones que permitan programas acertados, racionales y actualizados tecnológicamente en exploración, explotación, transporte y suministro de las fuentes tradicionales, justifiquen la exploración y desarrollo de fuentes potenciales y alternas de energía y permitan el mejoramiento, diseño, revisión y adaptación de los equipos inherentes y complementarios para optimizar la oferta energética.

En el campo de la demanda de productos energéticos, deben acogerse mecanismos que lleven a los consumidores al uso racional de su mejor alternativa y disponibilidad, ya sea como fuente de energía o materia prima, dentro de criterios de óptimo beneficio social por el buen uso e incorporación del equipo consumidor apropiado.

Como articulación básica para el uso racional de la energía, dentro de su actual política de precios para combustibles líquidos, el Gobierno debe incorporar con mayor progresividad en el mediano plazo, el adecuado reconocimiento de los niveles de oportunidad en mercados externos y debe dar incentivos económicos a los consumidores de carbón y proveedores de energías no convencionales a nivel regional, así como también debe instrumentar mecanismos para el acondicionamiento del equipo consumidor hacia el uso eficiente de la energía y la sustitución adecuada.

Estas son las premisas y bases fundamentales que inspiran el presente programa, el cual en su desarrollo y ajuste debe contar no sólo con la dirección y coordinación del Ministerio de Minas y Energía y participación de las empresas del Estado vinculadas e instituciones de fomento e investigaciones nacionales e internacionales, sino que ha de constituirse mediante la persuasión en la meta económica de los consumidores y oferentes de cualquier tipo de energía.

En la actual conyuntura económica, con grandes obstáculos presupuestales, fiscales y cambiarios, la contribución del sector

minero-energético no se limita a encuadrar sus presupuestos de funcionamiento e inversión a las necesarias políticas de austeridad, sino que adicionalmente mediante el desarrollo y cumplimiento del programa para el uso racional de la energía en el sector industrial se constituirá en gran proporción en una de las soluciones adecuadas.

2. Objetivo

Determinar una política coherente y permanente en el uso racional de energía en el sector industrial para, como mínimo, mantener el volumen absoluto de consumo de combustibles líquidos proyectado antes de la recesión económica para 1984 y permitir la sustitución técnica y económica hacia los recursos energéticos abundantes como son el carbón, gas, fuentes renovables e hidroelectricidad en lugar de los derivados del petróleo.

3. Justificación

El déficit de la Balanza Comercial, tiene como uno de sus orígenes principales, la importación de petróleo y derivados. Una acción importante para ayudar a solucionar esta situación y la actual crisis cambiaria y fiscal, es reducir esta dependencia del mercado externo mediante un uso racional de la energía en todos los sectores económicos.

Se ha podido comprobar¹, según la experiencia adquirida por expertos en otros países, por la labor del Ministerio de Minas y Energía², Estudio Nacional de Energía (ENE)³, Instituto de Investigaciones Tecnológicas (IIT), Universidad Pontificia Bolivariana (CIDI) y Empresas Macroconsumidoras, que existe en el sector industrial colombiano un potencial importante de ahorro energético, así como también una amplia posibilidad de sustitución, principalmente hacia el carbón.

Algunos resultados conservadores insinúan que el sector industrial puede disminuir en cerca del 7% su consumo energético sin perjuicio de la producción industrial, mediante la simple adopción de medidas técnicas que no implican ningún monto de inversiones. Una acción como ésta implicaría para Colombia reducir el déficit de la Balanza Comercial energética en un equivalente a la cuarta parte de lo observado para 1983 (60 millones de dólares).

El potencial de ahorro de combustibles con inversiones relativamente bajas y altas tasas de retorno, se puede elevar según estimativos muy preliminares hasta un 20% aumentando de esta ma-

1) Ver ejemplo, "Bases para un Plan de Conservación de la Energía en el Sector Industrial" - Ministerio de Minas y Energía - Gobierno de Francia; Estudio Nacional de Energía - Informe Final Primera Fase o Estudios Subsectoriales posteriores.
2) Con Asistencia Técnica Francesa.
3) Cooperación Técnica Alemana - Estudios Subsectoriales para el Sector Industrial.

nera, el ahorro de divisas para el país a 170 millones de dólares anuales.

Además, teniendo en cuenta que los volúmenes de energía usada en el sector industrial en forma térmica son amplios, es posible implementar mecanismos de sustitución a carbón en plantas con consumo de combustibles líquidos relativamente altos, liberando formas de energía con mayor facilidad de comercialización en el exterior, o de uso irremplazable en otras actividades o sectores.

No se pierden ni desatienden en este programa, otras posibilidades de sustitución que justifican aún más su ejecución. Por ejemplo, disponibilidades de gas con facilidades técnicas en sustitución (cambio de quemadores), posibilidades de consumir fuentes no convencionales y utilización de hidroelectricidad en fuerza motriz y térmica una vez sea superada la actual coyuntura.

La anterior relación de posibilidades y justificaciones a nivel de economía nacional es bien importante, pero también, es oportuno resaltar la justificación y el beneficio que el programa lleva directamente al industrial y al consumidor de bienes y servicios.

Hasta mediados de la década anterior, el costo de los insumos energéticos en cualquier subsector industrial apenas si era tenida en cuenta. A partir de la segunda mitad de los años 70, esta situación varió sustancialmente. En muchos de los productos manufacturados ofrecidos por el sector industrial e incluso agroindustrial, los costos con origen en el consumo de energía pasaron a ser de suma importancia. Esta situación, determinó grandes desventajas comparativas, frenó algunas posibilidades de expansión y limitó en alguna proporción la introducción en nuevos mercados, inconvenientes que en muchos casos todavía no han podido ser superados.

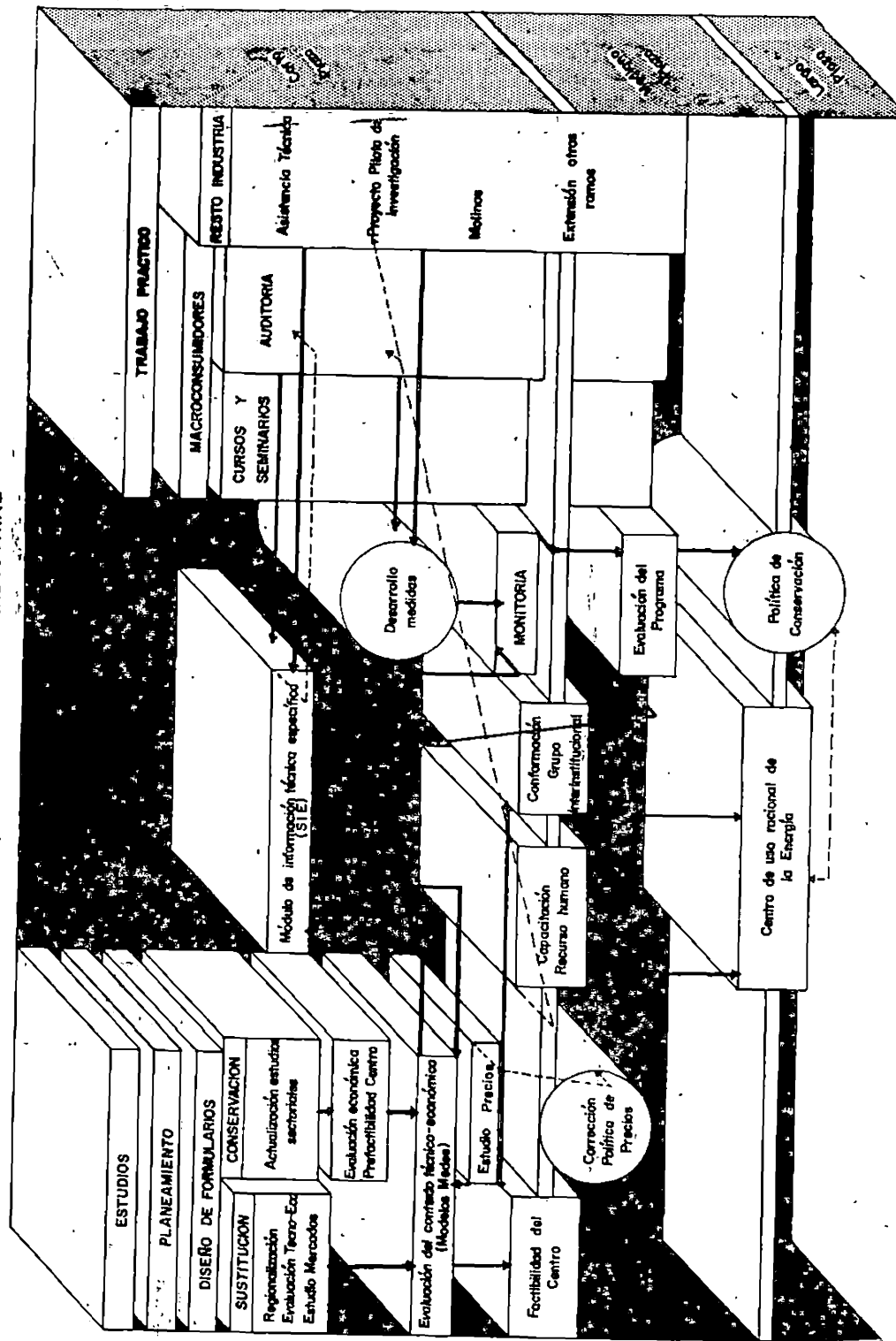
En consecuencia, el programa en el mediano plazo, busca mediante el desarrollo de recomendaciones de conservación y ahorro de energía en las plantas industriales, mejorar la eficiencia energética en la producción, determinar una menor dependencia del sector externo para el suministro de energía, y facilitar una actualización tecnológica, con las implicaciones de rentabilidad y comercialización que ellos derivan al industrial y la estabilización en los niveles de precios para favorecer a los consumidores.

4. Costo del Programa

El programa para el uso racional de la energía en el sector industrial tiene un costo cercano a los 90 millones de pesos⁴.

4) Equivalentes a unos 72.5 millones de pesos actuales (730.000 dólares), asumiendo una inflación del 15% en los próximos años.

PROGRAMA PARA EL USO RACIONAL DE LA ENERGIA
EN EL SECTOR INDUSTRIAL



Esta cifra se deriva en gran proporción de la Asistencia Técnica al sector industrial a la cual se le dedicará cerca del 82% de la inversión, mientras que el 18% restante se dirigirá en partes iguales a la capacitación de personal y complementación de estudios básicos.

Del total del costo, en el año de 1984 se hace necesaria la inversión de 16.6 millones, para el año de 1985 se programa 24.8 millones, y el excedente de 48.7 millones se invertirán proporcionalmente en los dos años siguientes. Esta distribución de costos y actividades, busca en primera instancia equilibrar las necesidades del sector industrial mediante la ejecución de trabajos prácticos y la de implementar estudios e información adecuados para el diseño y desarrollo de las medidas y políticas convenientes.

5: Financiamiento

La asignación del financiamiento a los costos del programa se hará teniendo en cuenta el interés de la empresa u organismo nacional o internacional en el programa por su misma función y por la capacidad de su estructura para apoyar el programa.

En primera instancia, el Ministerio de Minas y Energía aspira a financiar con recursos del presupuesto nacional algo más del 30% del valor total del programa. Esta participación depende de las asignaciones respectivas, pero de todas maneras, asegura para el presente año el cubrimiento de costos por 5.5 millones que representan el 33% de lo programado en esta vigencia.

La organización del programa adelantará las gestiones necesarias para conseguir la financiación requerida.

6. Metodología y Organización

La determinación de una política permanente para el uso racional de la energía en el sector industrial será el producto del planeamiento y ejecución inter-institucional de metas claras y bien definidas. Estas a su vez cubrirán el sector en etapas (grupos de empresas) que de forma sucesiva y progresiva logren la identificación global de situaciones y posibilidades energéticas, den soluciones individuales inmediatas para la empresa y también permitan desarrollar incentivos económicos estatales convenientes a todas las partes interesadas.

Dentro de ciertos límites necesarios en profundidad e intensidad, el programa busca principalmente un trabajo práctico de asistencia técnica a las plantas industriales en el campo del uso de la energía para en forma continua reevaluar, complementar y adionar los estudios de diagnóstico e información realizados y obtenidos en aras de mejorar cada día las políticas y mecanismos respectivos.

da una de las entidades vinculadas y adscritas al Ministerio de Minas y Energía que participen en el programa.

Otra unidad básica dentro del esquema organizativo es la de Monitoría, que se divide en dos niveles: el primero de Coordinación y Evaluación, dispuesto por el Comité Técnico, y el segundo a cargo de cada una de las plantas industriales que estén dispuestas a recibir la asistencia técnica e implementar las medidas sugeridas. La Unidad de Información es de fundamental importancia. En este sentido, dentro del Sistema de Información Energético -SIE-, se establecerá un módulo de información técnica específica que garantice la confidencialidad y seguridad de la información recogida, así como también proveerá el retorno de datos y cifras necesarios según los canales predispuestos.

En última instancia se ubican las Unidades Ejecutoras, las cuales tendrán dependencia o relación directa con la Secretaría Ejecutiva.

Métodos de Asistencia Técnica

Los métodos de asistencia técnica que se utilizan básicamente en el programa son dos:

El primero consiste en las Auditorías Energéticas, las cuales no deben entenderse como una crítica y fiscalización al consumo, sino que deben contemplarse y asimilarse como una herramienta de evaluación del consumo y eficiencia energética actual para recomendar en forma técnica y económica las medidas que posibiliten los mejores usos y aprovechamientos. Se empleará en plantas que aparentemente tengan consumos energéticos, con un valor anual similar o mayor al costo promedio de la Auditoría Energética Básica, consideradas como macroconsumidoras, y siempre incluyendo plantas para la adecuada representación de todo el sector industrial.

El segundo método de asistencia técnica es la de realizar guías prototipos para lograr el eficiente consumo energético en otros grupos. Con su difusión ágil, clara y total se aspira a dotar al pequeño (y mediano) industrial de elementos de juicio técnicos para el uso racional de la energía.

División Subsectorial

El sector industrial está constituido por cerca de 7.000 plantas industriales, incluyendo las plantas de refinación y transformación de energía. Desde el punto de vista de consumo energético no es fácil lograr una división acertada y técnicamente limitada.

En consecuencia, para efectos del programa es necesario asumir divisiones que aunque en algunos casos pueden parecer como arbitrarias, se amparan en las mayores posibilidades técnicas de selección y de lógica.

En primera instancia, el grupo de plantas de refinación y transformación de energía por su alta dependencia estatal se involucran en un grupo aislado sin tomar en cuenta las dimensiones, características y volúmenes de consumo.

El resto de plantas industriales se agrupan en dos grandes sectores, teniendo como base el valor del consumo energético y volumen de consumo eléctrico en 1981 (año fácil de disponibilidad en información y no afectado en gran medida por la recesión económica) y refrendados en la Encuesta ENE-ANDI de 1982, según los métodos de asistencia técnica antes descritos.

En esta forma se obtiene un listado de 140 plantas en el primer sector, y se ordenaron 37 grupos industriales según la clasificación CHU a 4 dígitos en el segundo sector.

7. Metas

El programa implica la ejecución de metas con una iniciación, desarrollo, permanencia, interdependencia y dinamicidad diferentes en el tiempo, buscando ordenar las acciones de institutos y empresas y llenar los vacíos específicos existentes en las áreas de investigación y operación. Sin que ello implique una camisa de fuerza, ellas son:

1. Estabilizar el consumo de combustibles líquidos en el sector Industrial a los niveles proyectados antes de la recesión económica interna para 1984

En términos generales esta meta es racional y justa, pues de un lado toma en cuenta como prevención la proyección energética del sector industrial, le otorga al mismo sector un período cercano a dos (2) años para su recuperación bajo los términos actuales y del otro lado, acoge las posibilidades financieras del sector energético en el corto plazo.

Lograr esta meta de corto plazo exige el desarrollo de labores específicas como son:

1.1. Identificación del contexto técnico-económico.

1.1.1. Actualización estudios sectoriales

El Estudio Nacional de Energía (ENE), ha desarrollado una serie de estudios subsectoriales que actualizados de manera con-

veniente, conjuntamente con otra información ya obtenida, otorgan un buen marco de análisis.

1.1.2. Evaluación posibilidades económicas del programa.

En los estudios subsectoriales de la industria se han realizado principalmente análisis técnicos del potencial de conservación y sustitución sin evaluar con algún detalle la economía de las medidas posibles, y sin considerar los impactos financieros a nivel de planta, subsector y sector. En esta labor se busca subsanar tal aspecto.

1.1.3. Concientización de consumidores

El éxito del programa radica fundamentalmente en la conciencia que sobre uso racional de la energía tenga o adquiera el industrial. El programa pretende desarrollar las siguientes actividades en el grupo de macroconsumidores:

- En una primera fase se enviará a cada una de las plantas seleccionadas un formulario que busca recopilar con antelación alguna información técnica específica, además de resaltar a los gerentes o administradores la importancia relativa del consumo de energía con respecto a sus costos totales, de mantenimiento, operación y por unidad de producto.
- En una segunda fase, por medio de seminarios, se involucrará con más acento al industrial en la problemática energética, tratando de que tenga una amplia participación en el diagnóstico-tangencial de grupo. El Ministerio de Minas y Energía, en colaboración con las entidades vinculadas, expondrá en detalle las expectativas del programa y las principales herramientas que lo hacen posible; además recomendará el establecimiento de comités internos de planta para el manejo de la energía no sólo a nivel de operadores o técnicos sino incluyendo personal de dirección.
- El paso siguiente será la realización de la auditoría energética, la cual dará un diagnóstico específico de planta y arrojará recomendaciones prácticas hasta en cuatro alternativas:
 - a) Conservación y ahorro de energía sin inversiones.
 - b) Posibilidades de sustitución.
 - c) Conservación y ahorro de energía con inversiones mínimas.
 - d) Conservación y ahorro de energía con inversiones moderadas.
- Por último se establecerán monitorías que buscan realizar el seguimiento e implantación de las medidas formuladas.

En lo que respecta a la pequeña (y mediana) industria, en donde hay un número amplio de plantas que participan con un porcentaje reducido en el consumo energético industrial y que individualmente hacen imposible la acción directa del programa, éste proveerá a los pequeños empresarios de una guía prototipo, en lo posible teniendo en cuenta las disponibilidades regionales sobre el uso más eficiente de energía.

1.2. Creación de un módulo de información técnica específica.

La información obtenida en los estudios subsectoriales, así como los datos recolectados en cada encuesta y auditoría energética, así mismo la ya recolectada, constituyen con la asignación de recursos financieros apropiados el éxito de un futuro Centro para el Uso Racional de la Energía. En tal sentido, de manera provisional pero con claras pautas y estructuras consistentes y sistemáticas, se creará un módulo específico dentro del actual Sistema de Información Energética (SIE), el cual al ser trasladado al Centro actuará como compilador secundario de información específica en conservación y ahorro de energía.

2. Creación del Centro para el uso Racional de Energía.

Siempre y cuando se demuestran las ventajas del Centro, esta meta debe desarrollarse en el mediano y largo plazo mediante las siguientes labores:

2.1. Estudio de factibilidad

Con la información de que se dispone, así como de la que se recolecte en el presente año, es posible definir a nivel de prefactibilidad la estructura, operación, administración y función del Centro para el Uso Racional de la Energía. Los criterios o pautas básicos de él son:

- Organismo Asesor del Ministerio en uso racional de energía (conservación, ahorro y sustitución).
- Organismo de asistencia técnica al sector industrial.
- Coordinador de cupos de crédito a empresas.
- Generador de recursos propios para su funcionamiento a partir de enero de 1987.

2.2. Conformación grupo inter-institucional

La existencia de un centro de esta naturaleza si no tiene una justificación anterior por los beneficios que reporte es casi imposible.

Por lo tanto, con la participación de CARBOCOL, ISA y ECOPETROL el Ministerio coordinará un grupo inter-institucional que evaluará constantemente las funciones del Centro, mientras se demuestra su viabilidad y beneficio.

2.3. Reglamentación de recursos financieros

Uno de los pasos necesarios, sin el cual no se justifica el programa, es disponer desde ya de los mecanismos más apropiados y seguros para captar recursos con destino a las inversiones que demandan las industrias para implementar las recomendaciones individuales del programa.

Como base de captación de los recursos que se consigan con organismos internacionales, los principales oferentes de energía (ECOPETROL, ISA y CARBOCOL) bajo la dirección del Ministerio establecerán un ente provisional que permita su manejo o administración.

2.4. Evaluación del programa

La realización del programa debe reportar beneficios inmediatos y por lo tanto se espera que en el mediano plazo se tengan satisfacciones con el logro parcial de las metas.

En consecuencia se involucran evaluaciones puntuales a mediano plazo para declarar la viabilidad (o no) del Centro y empezar las acciones necesarias.

2.5. Cuantificación financiera y cupos de crédito necesario

En la fase de identificación del contexto técnico-económico se hace una evaluación de las posibilidades económicas del programa. A esta altura del programa, conjuntamente con la evaluación anterior, se está en capacidad de dimensionar en forma real las necesidades financieras y de generación de recursos propios del programa para implementar el total de las medidas microeconómicas recomendadas en el programa y asumir tareas sobre manejo de créditos.

2.6. Institucionalización y autonomía

Una vez demostrada la utilidad y beneficio del Centro, el grupo inter-institucional procederá a recomendar al Ministerio de Minas y Energía y al Departamento Nacional de Planeación la ubicación institucional del Centro y las funciones inherentes.

2.7. Asimilación y transpaso

Después de los pasos anteriores, y previa dotación del equipo técnico y dotación corriente de oficina, el grupo inter-institucional

desarrollará concretamente los lineamientos generales que permitan el funcionamiento concreto del Centro.

3. Nivelación de Precios

La demanda por parte de las empresas de cada uno de los sectores, por cada uno de los productos energéticos, depende, según la teoría económica, del precio del producto bajo consideración, del precio de otros productos energéticos por los cuales puede ser sustituido, del precio del bien que producen las empresas, del salario y del costo de capital. Estas variables deben ser estudiadas con los instrumentos adecuados y a la luz del programa para determinar una sana relatividad económica en las posibilidades técnicas de utilización, disponibilidad de energéticos e incidencia en los índices de costo de vida.

3.1. Complementación modelos técnicos

La importancia del sector industrial en el consumo energético total del país justifica un esmero particular en la modelación energética, más aún cuando se trata de un sector donde las posibilidades de ahorro y sustitución no son nada despreciables.

Atendiendo esta necesidad, el Ministerio solicitará a la Asistencia Técnica Francesa y Alemana un desarrollo más exhaustivo sobre el tema.

3.2. Estudio de precios actuales

La medición del programa y su logros, necesita conocer todos los aspectos en su origen. Para cubrir esta lógica en el campo de precios el Ministerio realizará una evaluación de los mismos en la actualidad.

3.3. Corrección a la política de precios

4. Sustitución a carbón

Dado que gran parte del fuel-oil actualmente consumido por el sector industrial tiene amplia demanda internacional y es susceptible de ser sustituido por otros combustibles con mayor disponibilidad interna, el programa asignará a CARBOCOL y bajo la coordinación del Ministerio, los estudios que permitan reforzar la política de sustitución hacia el carbón.

4.1. Estudio del potencial de sustitución

Busca cuantificar los volúmenes y precios de los combustibles que posiblemente podrían ser sustituidos por carbón bajo diferentes formas (demanda) y la oferta de carbón proyectada en cada una de las zonas del país.

En lo referente a la demanda deberán establecer las necesidades actuales y futuras de los combustibles desagregados según:

- Sectores industriales (debe incluir agroindustria)
- Niveles de generación
- Zonas geográficas
- Tipos de combustibles
- Otros que se consideren necesarios durante la ejecución de los estudios.

4.2. Estudio técnico y de costos

Tiene por objeto, después de establecer la factibilidad técnica de la sustitución y de realizar un estudio de todas las condiciones y modificaciones requeridas para ésta y el determinar los costos y los ahorros de la misma, según la desagregación establecida en la primera etapa por:

- Sector industrial
- Niveles de generación
- Zonas geográficas
- Tipos de combustibles
- etc.

4.3. Evaluación financiera y económica

Debe llegar a establecerse la factibilidad o no de la sustitución para cada:

- Sector industrial
- Zona Geográfica
- Nivel de generación
- Tipo de combustible
- Etc.

La evaluación financiera se adelantará con los costos y precios del mercado. La economía tendrá en cuenta los costos de oportunidad de los combustibles y los costos y precios económicos de los rubros más importantes, tales como la generación de divisas, aspectos sociales, etc.

4.4. Planeación de la sustitución

Teniendo como objetivo los sectores desagregados para los cuales, desde el punto de vista económico, la sustitución es factible, deberán establecerse unas metas y unas políticas para llevar a cabo el plan de sustitución de combustibles.

Metas: Establecer sectores prioritarios, cronograma de sustitución, etc:

Políticas: Plantear la estrategia para el logro de las metas; asistencia técnica requerida; financiación de recursos; desmonte e implantación de subsidios; beneficios tributarios; capacitación de personal, etc.

Para el desarrollo de esta etapa se recomienda hacer una revisión previa de las políticas de sustitución empleadas por otros países.

5. Capacitación de Recursos Humanos

Uno de los problemas del programa radica en la actual insuficiencia de recursos humanos para cubrir todos sus frentes.

El programa dará iniciación con el recurso humano disponible, pero dentro de su desarrollo buscará en forma acelerada la capacitación en los diferentes niveles necesarios.

5.1. Nivel de planeación y de investigación

Gracias a la colaboración de los gobiernos de Francia y Alemania, mediante el otorgamiento de cinco becas en total, el programa permitirá la capacitación de personal en este nivel antes de diciembre de 1985.

Ellos se dirigirán a capacitar funcionarios del Ministerio en el planeamiento de conservación, ahorro y sustitución de la energía, personas del área de investigación en la dirección energética y personal de las empresas vinculadas en la ejecución de la planificación energética.

5.2. Nivel profesional y técnico.

Mediante el acompañamiento a las auditorías energéticas y establecimientos de comités en plantas, el programa busca capacitar a personal del sector energético, industrial y estudiantil de últimos semestres en carreras afines y relacionadas.

Se busca con ello, al igual que en la asistencia a la pequeña industria, capacitar en mínimo plazo a más personas y lograr la

inquietud sobre el área a los potenciales planificadores y operadores de la energía.

5.3.- Nivel operativo

En este nivel se pretende obtener resultados inmediatos en la racional utilización del equipo existente y suministro y manejo de la energía. Para el efecto, se harán seminarios de corta duración, dirigidos a los operarios de la energía de las plantas seleccionadas.

III- SITUACION MINERA

A. SITUACION MINERA MUNDIAL

1. TENDENCIAS DEL MERCADO

La minería en el mundo ha venido adaptándose a ciertos cambios estructurales y cíclicos que caracterizan el mercado internacional, particularmente la tendencia hacia la conservación de la energía, el reciclaje de chatarra y desechos y la sustitución hacia productos más pequeños y livianos, además de las bajas de demanda y precios con origen en la recesión económica mundial.

Los cambios estructurales ocurridos durante los años 70, en las relaciones económicas mundiales en particular la devaluación del dólar en 1972 y las alzas en los precios del petróleo en 1973 y 1979, tuvieron como efecto visible las recesiones de 1975 - 1976 y 1981 - 1983 y la desaceleración del ritmo de crecimiento a mediano y largo plazo de la economía mundial en los últimos 10 años.

La industria de minerales no combustibles se vió afectada por estos cambios. El lento crecimiento económico y los mayores costos de la energía se reflejaron en general en el debilitamiento de los mercados y en la baja de precios para los productos minerales, exceptuando los metales preciosos. Los precios de estos últimos tuvieron un incremento acentuado a partir de 1973, ocasionado por las voluminosas compras de oro de inversionistas de países con superávit en balanza de pagos, frente a la incertidumbre sobre alta inflación y bajas tasas de interés en Estados Unidos, que se reflejaron en el debilitamiento del dólar. Así, en enero de 1980, el oro llegó a niveles de US\$ 850/onza. En los últimos años el precio del oro y demás metales preciosos tiende a bajar, a consecuencia de la mayor oferta proveniente de descubrimientos en Brasil y Perú, la disminución de las acciones especulativas de inversiones originarias de la OPEP, así como la recuperación del dólar y de la economía de los Estados Unidos.

El precio internacional del oro, que sobrepasó el nivel de US\$ 500/onza troy en el mercado de Londres en febrero de 1983, disminuyó en los meses siguientes y cerró el año a US\$ 382/onza. Este comportamiento se debió a la baja en los precios del petróleo y las perspectivas de una baja inflación, aumento de tasas de interés y recuperación de la economía americana. Los mismos factores continúan afectando el nivel de cotización del oro, que actualmente es de US\$ 370/onza troy. La tendencia es similar para los otros metales preciosos (plata, platino y paladio), aunque éstos tienen más dependencia de la demanda industrial.

La reciente crisis económica, calificada como la peor desde la recesión de los años 30, se reflejó en problemas de demanda y precios para los metales no ferrosos (níquel, cobre, plomo, zinc, aluminio, molibdeno), forzando cierres de minas. Algunos factores

que agudizaron esos problemas fueron: el exceso de capacidad instalada de producción, los subsidios de las naciones productoras y exportadoras y la competencia de nuevos productores.

Con la recuperación de la economía norteamericana (Canadá y Estados Unidos), que se proyecta será seguida por la de Europa Occidental y Japón, se presume una mejoría en la demanda y precios de los metales no ferrosos. Sin embargo, se anticipa que esa recuperación será diferente para cada uno de estos minerales, debido a cambios en el mercado, como es el caso del cobre, cuyo uso en telecomunicaciones está siendo reemplazado por las fibras ópticas.

Las mejores perspectivas se prevén para el aluminio, debido a la mayor demanda en la industria automotriz, la construcción, el sector eléctrico y la industria de envases. Estas tendencias han hecho resurgir el interés por proyectos para instalar industrias del aluminio en países con amplias reservas de bauxita y energía barata como es el caso de Australia, Brasil y Venezuela.

- El níquel ha sido afectado también por cambios estructurales importantes en el aspecto internacional. Así, mientras que entre 1946 - 1973 el consumo aumentó a tasas promedias anuales del 6% , de 1974 a 1982 tuvo una tendencia declinante acentuada por la recesión. Hacia el futuro el crecimiento en el consumo se proyecta por debajo del 2% , como resultado de los bajos niveles esperados en el crecimiento económico. Se espera que la expansión en la demanda sea mayor en los países que atraviesan una etapa de industrialización acelerada, como Corea o Brasil, con algunas restricciones que se puedan originar en los problemas de deuda externa. Hoy en día a nivel mundial, hay problemas de exceso de capacidad de producción, que persistirán en el resto del decenio. Por lo tanto, es poco probable una alza de los precios del níquel a los niveles de comienzos de los años 70.

Los yacimientos de níquel se clasifican como sulfurosos y lateríticos. Las explotaciones tradicionales corresponden a los primeros, localizados principalmente en Canadá, URSS y Australia. Los países en desarrollo, que son nuevos productores, obtienen su producción de mineral laterítico, con costos más altos debido a una mayor intensidad energética dentro del procesamiento de las lateritas.

Pese a esto, Cerromatoso en el Departamento de Córdoba, está considerado internacionalmente como un productor de níquel laterítico de bajos costos. El tenor de su mineral, 2.7% , es mayor al promedio de los depósitos lateríticos y también sus costos de energía son relativamente ventajosos con respecto a otros productores.

Aunque los precios del níquel tuvieron alguna recuperación en 1983 y cerraron el año en niveles de US\$ 2.15/libra en Londres, la

tendencia de mediano plazo es la de ubicarse por debajo del nivel alcanzado en 1980 (US\$ 3.27 libra).

El mercado del cobre se mejoró hasta mediados de 1983 y decayó acentuadamente al finalizar este año. El problema de este producto continúa siendo el exceso considerable de la oferta potencial respecto a la demanda. La tendencia de mediano plazo muestra niveles de precios para este metal entre US\$ 0.60 y US\$ 0.90 libra. Los gobiernos de los principales países productores (Chile, Zaire, Perú y Zambia) han tratado de frenar las fluctuaciones excesivas de precios a través del Consejo Intergubernamental de Países Exportadores de Cobre (CIPEC) y tratando de establecer un Acuerdo Internacional del Cobre (AIC) que incluya a productores y consumidores; estas acciones han tenido muchas dificultades debido a las diferencias e influencias de los productores de cobre en países desarrollados.

Como efecto de la recuperación en la industria automotriz y el sector de construcción en los Estados Unidos, el precio del zinc se elevó en 1983 desde un rango de US\$ 0.38 - 0,40 por libra en enero, hasta más de US\$ 0.50/libra en diciembre.

Como resultado de consideraciones ambientales que redujeron su utilización en la gasolina, elaboración de pinturas y otros productos, el plomo ha continuado con un mercado deprimido. Tanto para el zinc como para el plomo se considera que puede haber una mejoría en 1984. Algo parecido puede suceder con el estaño, metal que a largo plazo tiende a ser sustituido por el aluminio y el vidrio.

La severidad de la legislación sobre salud pública en los Estados Unidos incidió en la producción de asbestos y en las exportaciones a ese mercado, particularmente desde Canadá, país que ocupa el primer lugar en producción de asbestos en el mundo occidental.

La demanda de barita se vió afectada desde mediados de 1982 por el exceso temporal de oferta de petróleo, lo cual ocasionó menor actividad perforatoria para gas y petróleo en donde es utilizada como agente modificador en el peso de los lodos. A mediano plazo se espera que su demanda aumente con tasas cercanas al 4% .

No obstante que la recesión en la construcción afectó la demanda de cemento en 1981 y 1982, la capacidad de plantas y la producción aumentaron en 1982 y 1983 en previsión de la recuperación esperada en todo el mundo. La recesión afectó también la minería de yesos y calizas.

La producción, el comercio y el consumo mundial de mineral de hierro presentan tendencias declinantes desde 1980, a conse-

leblitamiento en la demanda por hierro y acero. Así, los Estados Unidos, por ejemplo, la baja en la demanda por hierro ocasiona para 1982 una disminución de 5% en la importación y consumo de mineral de hierro. Los precios cotizados para hierro y acero se incrementaron, especialmente por parte de productores del Lejano Oriente. Este factor, junto con la baja demanda, ocasionó pérdidas para todos los productores de acero y pospuso o canceló proyectos de modernización.

La caída en la producción de acero se reflejó a su turno en el consumo y la producción de manganeso y la existencia de un exceso en la oferta mundial de este recurso.

En 1982 continuó la declinación en la producción y consumo de mercurio, cuyo consumo se ha visto fuertemente afectado por factores de control ambiental.

La demanda de roca fosfórica y fertilizantes fosfatados declinó en 1982, debido a las condiciones de la agroindustria en los últimos años caracterizada por un exceso de oferta y la incapacidad de muchos países consumidores para importar granos y fertilizantes. Esto ocasionó pérdidas en minas y plantas de fertilizantes, en un intento de alancear la oferta y la demanda.

INDUSTRIAS PRODUCTIVAS

El sector minero a nivel mundial se caracteriza por la existencia de 3 grupos muy definidos: los países consumidores, productores y las grandes empresas transnacionales que operan en unos y otros.

La explotación de los recursos mineros conocidos en el mundo está relativamente equilibrada y su exploración y aprovechamiento presenta incertidumbres requiriendo por lo general una inversión en capital. Así, entre el 70 y el 75% de la producción mundial de minerales no combustibles se producen en sólo la mitad de ellos en vías de desarrollo (URSS, Estados Unidos, Chile, Zambia, Australia, China, Zaire, Perú, Suráfrica y Brasil). La desigual distribución da lugar a una competencia comercial de minerales y sus productos, particularmente en los países industriales que son los principales mercados.

La organización y creciente sistematización de la explotación están siendo impredecibles los descubrimientos y sus precios. La intensidad de capital, requerida para la exploración, explotación, transporte y mercadeo de los recursos es un tercer factor que junto con los dos anteriores ex-

plica parcialmente la preeminencia de grandes compañías internacionales verticalmente integradas que operan en la industria minera internacional.

Un aspecto sobresaliente de la escena minera internacional es la importancia creciente de los países en desarrollo como productores. En 1980 generaron el 30.7% de la producción mundial, en comparación con 39.1% de los países industriales de economía de mercado y 30.2% de las economías centralmente planificadas. Asimismo, los países en desarrollo tienen cerca del 36% del total de reservas minerales. Para ellos estos recursos, y en especial los metálicos, son un activo que pueden integrarse al proceso de desarrollo para estimular otros sectores y mejorar su nivel tecnológico.

3. MINERÍA EN LATINOAMÉRICA

Latinoamérica es un gran productor de minerales combustibles y no combustibles y con un vasto potencial de recursos naturales no renovables por desarrollar. El consumo de estos productos es todavía bajo comparado con el de países industriales, pero aumenta como resultado del proceso de industrialización. La región es exportadora neta de minerales sin procesar, pero importadora neta de minerales procesados, como metales, químicos y fertilizantes.

Para el caso de algunos minerales importantes, de las reservas mundiales medidas e indicadas, a la región latinoamericana le corresponde entre el 20 y 25% del mineral de hierro, bauxita y cobre, 14% de estaño, 6% de plomo, 4% de zinc, más del 50% de litio y 5% de la plata. Las reservas minerales se concentran en los territorios de la Cordillera de los Andes, en Brasil, México y el Caribe.

A pesar de esta riqueza minera de Latinoamérica, su impacto en el desarrollo económico ha sido limitado, pues el Sector genera menos del 1% del empleo en la región; su aporte al PIB fue de 3% en 1981 y las exportaciones de minerales no metálicos fueron en promedio el 26% de las exportaciones regionales entre 1978-1980.

Los prospectos regionales son promisorios y se puede lograr aumentar la oferta de recursos mediante el desarrollo de la exploración y la infraestructura de transporte. Asimismo es posible incrementar el valor agregado de la minería, mediante un mayor procesamiento de la producción minera, todo ello contando obviamente con la canalización del financiamiento requerido hacia el Sector.

Se considera que Latinoamérica debe contar con el desarrollo minero en su estrategia social; este objetivo demanda crecientes esfuerzos de los sectores público y privado, así como también la co-

laboración de las firmas mineras y la comunidad financiera internacional.

B. LA SITUACION MINERA COLOMBIANA

El sector minero colombiano sigue evolucionando favorablemente aunque no se ha escapado a la recesión económica mundial; dentro de él ya comienza la transformación que lo llevará en el mediano plazo a constituirse en uno de los pilares básicos de la economía nacional. Para el período 82-83 se estima que junto con el sector de electricidad, gas y agua son los únicos sectores que crecieron por encima del 5% .

1. EL SECTOR MINERO Y LA ECONOMIA

No incluyendo lo pertinente a la explotación de hidrocarburos, el valor de la producción minera en el año de 1983 se elevó a la cifra de 31.618 millones de pesos, como resultado de un incremento real de la producción en 5.6% y un índice de precios sectorial del 23% en el período 82-83. Este índice está determinado principalmente por la evolución de los precios internacionales del oro, y la alta participación del grupo de metales preciosos en la producción minera nacional (45.1%).

La proporción restante en orden de importancia se origina en el carbón con la cuarta parte, los no metálicos con el 17.7% , las esmeraldas con el 8.2% , mientras que el 4.1% restante se origina en el grupo de otros metálicos

La minería colombiana genera actualmente cerca del 1% del producto interno bruto del país y se aspira a que sobre finales de la década esta participación como mínimo se duplique. Un parámetro de esta naturaleza que por su generalidad y marginalidad económica aparentemente no da claridad en el diagnóstico y evaluación del desarrollo de algunas políticas sectoriales se convierte en instrumento analítico fundamental al observar la variación que dentro de su estructura se ha dado.

En 1970 gran parte del producto interno bruto con origen específico en el sector minero se dirigía al consumo final y muy poco se derivaba del comercio exterior; para los últimos años esta situación empieza a variar sustancialmente y se observa una importancia relevante de la Balanza Comercial Minera en la estructura del PIB sectorial.

Por otro lado la relación entre la remuneración a los asalariados y el valor agregado sectorial empieza a mostrar claramente la tecnificación que se está introduciendo con los grandes y medianos proyectos que permitan asegurar en el mediano plazo la competitividad de algunos minerales en los mercados internos y externos.

Además, en la actual coyuntura cambiaría con tendencia permanente hacia la disminución de reservas monetarias, la minería del oro, en combinación con políticas monetarias adoptadas, se torna en instrumento estratégico para permitir el desarrollo económico.

Se espera que los resultados que derive la Resolución 6 de 1984 expedida por la Junta Monetaria, que elevó el precio interno a niveles de \$ 47.620 por onza troy en la fecha de expedición y con correctivos de acuerdo a las fluctuaciones de los precios internacionales, sean los de un incremento importante en la producción para ampliar las reservas, además de permitir la explotación de algunos yacimientos marginales y ampliar en las zonas mineras las posibilidades de empleo e ingreso.

2. LINEAMIENTOS DE POLÍTICA Y AVANCES A 1983

Tal como lo señala el plan "Cambio con Equidad", el desarrollo de la minería, es uno de los ejes de consolidación de la economía a largo plazo. Las políticas diseñadas por el plan de desarrollo para el sector minero tienen primordialmente los siguientes objetivos:

- Evaluar y desarrollar las posibilidades mineras colombianas.
- Contribuir a la generación de empleo y divisas a través de los proyectos que se configuren propendiendo por una balanza comercial ampliamente favorable.
- Proteger el trabajo y la industria nacional.
- Descentralizar y desconcentrar los beneficios económicos en favor de las regiones menos favorecidas.

Las diferentes acciones que se adelantan para desarrollar y lograr los objetivos propuestos empiezan a manifestarse aunque no con amplios resultados.

En términos de empleo se puede asegurar que el sector minero incrementó la generación de empleo en no menos de 3.000 cupos directos. Esta cifra se deriva del incremento en 630.000 toneladas de carbón, la mitad de los cuales provienen del Cerrejón, así como también de la mano de obra empleada en Cerromatoso y a la constante en la producción de otros minerales.

En lo que respecta a la descentralización y desconcentración, es halagador ver como entraron al círculo de regiones mineras activas, algunos departamentos de la Costa Atlántica y se desarrollan actividades de exploración altamente tecnificada para que unidades regionales con baja participación en la producción minera aumenten su contribución absoluta.

Para el año de 1983, el déficit de la balanza comercial minera disminuyó en cerca de 3.200 millones de pesos con respecto a 1982. Este guarismo obedece en alta proporción a la recesión económica interna que redujo ostensiblemente las importaciones. Sin embargo, es bueno resaltar la duplicación en la exportación de carbón y la participación de la exportación de níquel en el total nacional.

a) Estado del Conocimiento Geológico

El Plan Nacional de Desarrollo "Cambio con Equidad" estableció como una de las principales limitantes del desarrollo de la actividad minera en el país, el escaso conocimiento que se tiene respecto a la conformación geológica y del potencial de recursos minerales y su ubicación. Consciente de esta situación, la política minera en el aspecto geológico-minero tiene como objetivo principal la evaluación sistemática de los recursos minerales existentes en el país, con especial prioridad de aquellos con un aporte potencial mayor para el desarrollo de otros sectores, sustitución de importaciones y generación de nuevas exportaciones. En tal sentido el Plan de Desarrollo Nacional establece que el Estado, a través del Instituto Colombiano de Investigaciones Geológico-Mineras (INGEOMINAS), con la cooperación internacional o en asociación con empresas nacionales y extranjeras adelantará un agresivo programa de exploración, particularmente en el campo de los metales básicos.

Para dar cumplimiento a estos objetivos el INGEOMINAS, adelantó proyectos de investigación y estudio en los campos de cartografía geológica y prospección de recursos terrestres, marinos y otros.

i Cartografía Geológica

El conocimiento de los recursos minerales se hace a partir de la elaboración de la carta geológica y los estudios geoquímicos que son base para determinar los ambientes y estructuras en los cuales se han concentrado los diferentes minerales, a través de la evolución histórica de la corteza terrestre.

Durante los 65 años de existencia del INGEOMINAS se ha venido realizando una labor intensa de cartografía y geoquímica principalmente en la Zona Andina, cubriendo aproximadamente el 60% de nuestras cordilleras, esta información se ha publicado en un 50%.

El programa de cartografía geológica continuó en 1983 con la terminación de varias planchas y la preparación y publicación del primer mapa de terrenos geológicos de Colombia, en cooperación con el Servicio Geológico de los Estados Unidos. Este mapa facilita la selección de áreas para prospección mineral. Está próxima a

publicarse una nueva edición del Mapa Geológico de Colombia a una escala de 1:1'000.000.

ii Prospección Geológica

Desde 1964, INGEOMINAS adelanta en forma sistemática en cooperación con el Servicio Geológico de los Estados Unidos y las Naciones Unidas, programas de exploración y estudio de áreas promisorias para minerales y metales básicos. Mediante esos estudios se ubicaron zonas anómalas como las de Mocoa, Acandí, Pantanos-Pegadorcito, Murindó, Piedrancha, y otras.

- En Mocoa se continuó durante 1983 con el estudio de prefactibilidad económica del depósito porfídico de cobre y molibdeno con resultados satisfactorios. Debido a inconvenientes presupuestales, el estudio e informe que debían entregarse a fines de 1983, sólo se podrá terminar en 1984.
- Pantanos-Pegadorcito se desarrollaron trabajos en cooperación con Naciones Unidas y ECOMINAS. Se elaboró el informe final de la primera fase de la exploración y se llegó a la conclusión con los estudios adelantados hasta ese momento, que desde un punto de vista no económico sino investigativo, se justifica continuar las perforaciones en la zona del suroeste del polígono.

iii En el Campo de los Recursos Marinos

Teniendo en cuenta la gran extensión de nuestros mares territoriales y sus posibles riquezas, el Gobierno ha emprendido un programa de geología marina con el fin de evaluar los recursos de nuestros fondos oceánicos y nuestras costas. Los trabajos se adelantan con la cooperación de la Armada Nacional y el apoyo tecnológico internacional del Lamont-Doherty Geological Observatory de la Universidad de Columbia, del Gobierno de Francia y de otras instituciones. Se pondrá especial interés en los estudios de posibilidades para los nódulos de manganeso o nódulos polimetálicos con minerales estratégicos de interés mundial.

Como actividades del proyecto se realizaron la compilación de información geofísica y estratigráfica de la plataforma continental y zona costera y la elaboración de un mapa del Caribe con las líneas sísmicas ejecutadas por ECOPEPETROL (Entre Santa Marta y el Golfo de Urabá).

La adecuación y utilización de dos buques oceanográficos nacionales debidamente equipados, permitirá adelantar los estudios utilizando la más moderna tecnología internacional en la investigación marina.

iv Investigaciones Químicas

Uno de los pasos más importantes que ha iniciado INGEOMINAS y que impulsará en los próximos años, es la caracterización de sus recursos minerales. El programa consiste en determinar las características químicas de cada mineral y de cada yacimiento y sus aplicaciones industriales.

En el caso de los carbones, se trata de identificar para cada yacimiento, su calidad (térmica, coquizante, coquizable) y la recomendación del uso que se le puede dar. Una clasificación semejante se da a cada mineral que se estudie.

En 1983, el laboratorio químico de INGEOMINAS prestó su apoyo a todos los estudios de geoquímica y prospección geológica, mediante el análisis de más de 10.000 muestras. Asimismo desarrolló actividades de asesoría en el control de calidad de productos elaborados en Colombia.

v Programas Futuros

Además de fortalecer los proyectos que se vienen adelantando en cartografía y prospección geológica, el INGEOMINAS orientará sus esfuerzos a los proyectos de más interés y potencial de desarrollo minero, como son los de exploración de roca fosfórica, metales preciosos, calizas, azufre, hierro, cobre, materiales de construcción y recursos del mar.

Para desarrollar sus programas INGEOMINAS contó en 1983 con aportes de 297 millones de pesos y apropiaciones de 353 millones de pesos en 1984, de parte del presupuesto nacional.

Dentro del conocimiento del estado geológico y actividades de exploración es bueno resaltar el interés que el Gobierno tiene para incluir en ellos la acción de las entidades privadas como ocurre en las áreas aledañas a Marmato (Caldas) y la exploración de la zona de reserva especial de esmeraldas.

En el primer caso, dentro de la reserva especial para oro en jurisdicción de los municipios de Supía y Riosucio, ECOMINAS ha recopilado y analizado la información geológica existente sobre la zona y está seleccionando las áreas más promisorias de este distrito, para que sean exploradas por cuenta y riesgo de los proponentes.

En el segundo caso, se busca realizar una exploración sistemática también con el concurso e inversión de compañías nacionales e internacionales. La promoción se efectuará por medio de licitación, para lo cual se ha dividido la zona de reserva en 6 áreas específicas y se exige a los proponentes extranjeros su asociación con personas naturales o jurídicas nacionales.

Uno de los logros más importantes relacionados con el estado del conocimiento geológico es el relacionado con el diseño, desarrollo e implementación del Sistema de Información Geológica Colombiano (INGEOCOL). A él se integrarán en el mediano plazo mediante eficiente tecnología sistemática toda la información geológica recopilada en las diferentes entidades que laboran en el área.

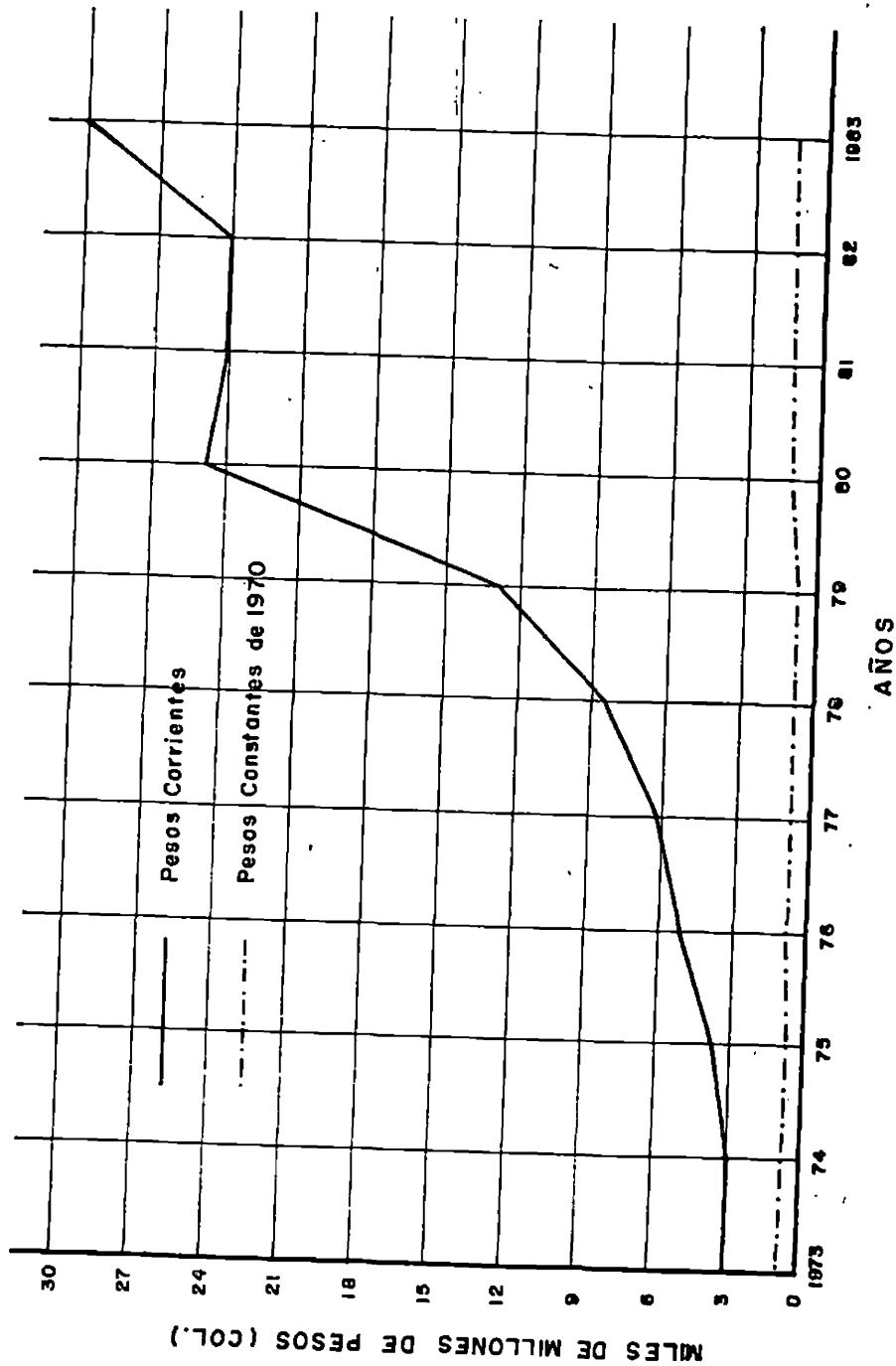
La Junta Directiva de COLCIENCIAS ha dado recomendación positiva para continuar en ese Instituto el trámite de solicitud de financiación para la compra de los equipos básicos y en consecuencia se asegura un mecanismo para lograr el acelerado progreso de la actividad geológica y de exploración.

ii Producción y Consumo

La producción minera nacional reporta para 1983 niveles que superan en un 72% los registrados en 1970 y en un 7.7% los obtenidos en el primer año de esta década, lo que determina crecimientos de 4.3% anual en el largo plazo y de 2.5% anual en el mediano plazo. Estas cifras reflejan el impacto que la recesión económica mundial ha ocasionado en el sector minero. Para el último período o sea 82-83, se empieza a tener una recuperación, alcanzando un crecimiento real del 5.6%.

Este indicador se origina, pese a la reducción en metales preciosos y estancamiento de los no metálicos, en el crecimiento acelerado que ha tenido la explotación del carbón para atender los procesos sustitutos en centrales eléctricas públicas y fábricas de cemento, así como también a un incremento en los volúmenes de exportación. También se deriva de la entrada casi que a plena normalidad de la explotación de níquel en Cerromatoso y a un repunte en el volumen de explotación de esmeraldas.

En todo caso para otorgar un dinamismo permanente y continuo en la explotación de yacimientos mineros, empresas estatales como ECOMINAS con el apoyo del Gobierno Central han buscado su fortalecimiento técnico, administrativo y financiero. Este esfuerzo básico, junto con medidas como el desarrollo de proyectos mineros de mediano tamaño que produzcan rendimientos económicos en el mediano plazo, la actualización y modificación en los sistemas y términos de contratación sobre algunos yacimientos mineros, la coordinación sectorial y asistencia técnica externa determinarán una adecuada base institucional y organizativa para la dirección, administrativa y comercialización de nuestros recursos.



CUADRO No. 29
SINTESIS DE LA PRODUCCION MINERA

Grupo	Valor de la producción en 1983 (millones de \$)	Crecimiento real promedio anual %	
		70-83	80-83
Metales preciosos	14.267	4.1	- 5.7
Carbón	7.881	5.2	9.0
Esmeraldas ¹	2.604	6.2	38.7
No metálicos	5.584	4.4	-
Metálicos ¹	1.283	7.3	11.5
TOTAL	31.618	4.3	2.5

1) Se ha corregido los índices deflatores.

a) Metales Preciosos

La producción de metales preciosos sigue siendo la más importante dentro del contexto minero colombiano; para 1983 se ubica con una participación sectorial cercana al 45.1%, determinada por una tendencia de crecimiento de largo plazo cercano al 4.1% en el período 70-83 y altamente correlativa con la fluctuación de los precios.

En cuanto a los volúmenes regionales, el departamento de Antioquia continúa contribuyendo con las tres cuartas partes del total mientras que Chocó permanece en el segundo puesto con algo más del 10%.

A nivel de productores, es bueno resaltar sobre el cambio estructural que se ha dado en el grupo de los metales preciosos. Para 1970, el 70% de la producción se registraba en las llamadas grandes compañías, pero ya para 1983 la posición era completamente opuesta; los pequeños productores se han apoderado de la explotación y contribuyen actualmente con el 85%, mientras empresas que para principios de la década eran importantes como la Pato Gold Mine, Novita Chocó y Minera de Nariño vieron poco rentable la explotación y optaron por abandonar sus áreas o cambiar su razón social o su ubicación regional.

En el caso de la Sociedad Minerós del Chocó S. A., que ha venido adelantando por más de 50 años la explotación de oro y platino en las zonas aluviales de los ríos Atrato y San Juan en el Chocó, se observa una crisis a partir de mediados de la década de los 70 por el alto volumen de créditos y cargas laborales. Esta situación ha sido estudiada ampliamente y todo parece indicar que en el mediano plazo, con la gestión del ente gubernamental en pleno, se logrará una solución aceptable.

En abril del corriente año los Ministros de Minas y Energía, Educación, Salud, Trabajo, Desarrollo, Hacienda, Agricultura y el Gerente del Banco de la República, acordaron con los trabajadores

de la empresa Mineros del Chocó unos puntos básicos como principio de solución. Ellos son:

1. Creación de un Fondo Rotatorio administrado por el IFI y destinado a reactivar la empresa.
2. Otorgamiento de un crédito inmediato por \$ 40 millones para atender compromisos laborales.
3. Extensión de la actividad exploratoria por parte de INGEOMINAS en los yacimientos pertinentes.
4. Vinculación de los maestros de la Empresa al Ministerio de Educación y de los médicos y paramédicos al Ministerio de Salud.

b) Minerales Combustibles - Carbón

Este mineral combustible se ha convertido en el recurso natural no renovable más estratégico. Por tal razón su comentario se hace en otra sección. Aquí sólo resaltamos que su participación en el Sector Minero llega en 1983 a un 24.9 %, comienza a arrojar resultados importantes con la generación de divisas, y se convierte también en un agente para el ahorro de divisas.

c) Piedras Preciosas - Esmeraldas

Para el año de 1983 los registros de exportaciones de esmeraldas, equiparados con la producción, determinan en 8.2% la participación del mineral en la producción minera nacional. Esta contribución ha podido ser más positiva, pero dadas las condiciones de recesión económica y la incidencia de esto en la capacidad adquisitiva a nivel mundial se aprecia una constante en la tendencia declinante del volumen de producción.

El destino de las exportaciones de esmeraldas en cuanto a valor se refiere tuvo la siguiente distribución: al Japón 88 %, a Estados Unidos un 9% y el resto, con cantidades pequeñas a otros países, especialmente de Europa.

d) No Metálicos

En este grupo siguen siendo importantes las explotaciones de los materiales de construcción. A pesar de su destino y del programa de vivienda que se ha venido desarrollando en los 2 últimos años el grupo ha tenido en términos reales un estatismo casi que absoluto. Aparentemente esto obedece a una utilización de los inventarios de materia prima en algunos productos como el cemento.

e) Otros metálicos

Este grupo se compone principalmente por el mineral de hierro y recientemente por el mineral de níquel. Sobre este último producto, cabe resaltar que en el año de 1983 se logró apenas cerca del 80% del volumen proyectado como consecuencia del grave

daño en el horno eléctrico, que paralizó la producción de ferróníquel durante los 2 últimos meses de 1983. Algunas explicaciones técnicas, indican que la acidez del mineral carcomió el revestimiento refractario, produciendo áreas débiles en el ladrillo y posteriormente un efecto de fatiga o debilidad en el metal fundido.

A pesar de esto el grupo logró una participación del 4.1% en el valor de la producción, mostrando como tendencia de largo plazo el índice más dinámico, esto es 7.3% anual.

Las exportaciones de níquel alcanzaron en 1983 un volumen de 30 millones de libras por valor de US\$ 55 millones. Sobre esta última cifra, participan Holanda con 49.2%, Estados Unidos con un 27.1%, India con el 7.7%.

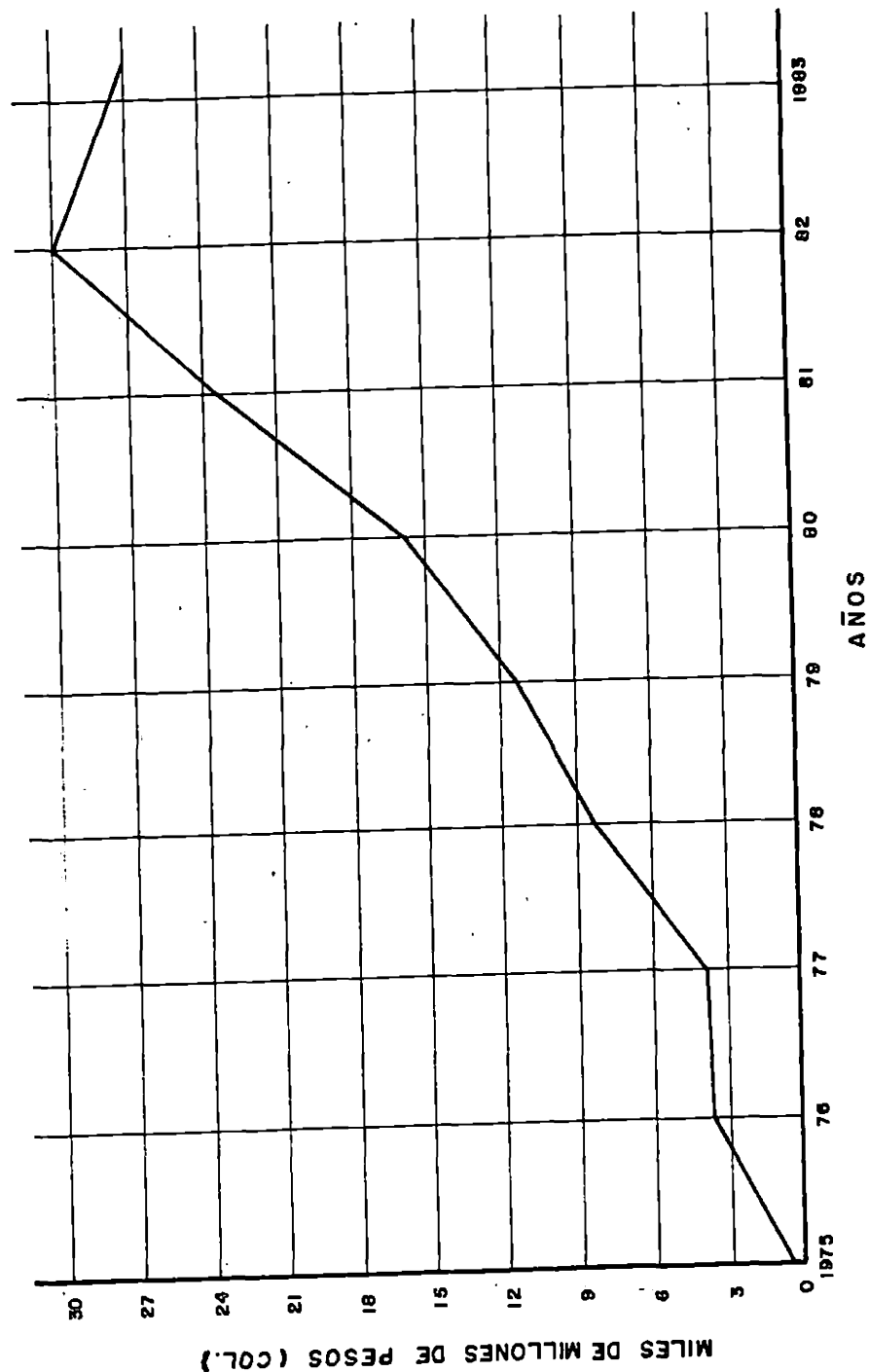
4. BALANZA COMERCIAL

La Balanza Comercial Minera, incluidos minerales en bruto y minerales manufacturados y procesados que en el mediano plazo aparentemente podrían ser producidos internamente por demandar tecnología y recursos de capital relativamente moderados, en términos de valor continúa siendo deficitaria. Para 1983 las importaciones mineras alcanzaron un valor de 40.089 millones de pesos, representando el 9% de las importaciones totales y constituidas primordialmente por aluminio en bruto, elementos menores de hierro y acero, tubos de acero, estructuras de acero, alambres de cobre, cables y cordajes de aluminio. Por su lado las exportaciones se ubicaron en 13.330 millones, participando en un 6% sobre el total nacional y compuestos básicamente por carbón, piedras preciosas, cemento de toda clase y alambre de púas entre otros. Como se deduce de las cifras anteriores el déficit para 1983 supera en pesos los 26.000 millones.

En términos de volumen la balanza es favorable al igual que en los últimos tres años. Esta dualidad se explica por cuanto mientras exportamos como los demás países en vía de desarrollo materias primas, somos importadores de productos procesados y elaborados. En el año de 1983 cada tonelada exportada tan sólo nos determinó ingresos de US\$ 185 mientras que, la importada se cotizó en promedio por encima de los US\$ 525. Esta comparación es válida, por cuanto los criterios de selección de productos en las dos actividades es uniforme y se basa en el análisis sobre las reales posibilidades de ser generados y producidos internamente.

Con base a las tendencias de los últimos 10 años, se calcula que las importaciones mineras en 1983 tan sólo alcanzaron un 74 del valor esperado, mientras que las exportaciones registraron un 85 % del valor previsto por proyección histórica. Estas situaciones que determinaron para 1983 con respecto al año anterior una reducción del déficit en 3.180 millones de pesos, son consecuencia de la recesión económica mundial y los obstáculos cambiarios que afectan a Colombia primordialmente con Venezuela.

BALANZA COMERCIAL DEL SECTOR MINERO
(DEFICIT)
1975 - 1983



5. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO MINERO

Si se tiene en cuenta que la participación del sector minero en el Producto Interno Bruto (PIB) del país venía disminuyendo en términos relativos durante largo tiempo, es en este sector en donde existen las oportunidades más claras para que se dé un desarrollo sostenido que contribuya a aumentar tanto la producción como las exportaciones del país.

La producción en el sector de la minería se caracteriza por la existencia de unidades de producción pequeñas que contribuyen en un alto porcentaje al total de la producción nacional; de otra parte la extracción de algunos minerales es insuficiente para llegar a cubrir la demanda interna; además, en otros casos no existe la posibilidad de transformarlos internamente, por lo que se hace necesario exportarlos como minerales e importarlos como producto final o elaborado.

Las manifestaciones de un nuevo desarrollo del sector minero en el país lleva a la minería nacional a enfrentarse con una serie de problemas y dificultades como las anotadas anteriormente, las cuales se derivan de la falta de una clara y definida política de desarrollo de los recursos mineralógicos del país.

El Ministerio de Minas y Energía, conjuntamente con el Departamento Nacional de Planeación (DNP), después de una evaluación del sector y consciente de la necesidad de racionalizar el desarrollo de los recursos mineros del país mediante un conjunto de políticas, estrategias, programas y proyectos y la ejecución de los mismos de manera integral, estimaron conveniente adelantar mediante consultoría los estudios para la formulación del Plan Nacional de Desarrollo Minero para un corto, mediano y largo plazo, el cual serviría de base para el despegue de nuestra minería, disminuir la dependencia del comercio exterior y desarrollar y promover las exportaciones.

El Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación (DNP) y el Fondo Nacional de Proyectos de Desarrollo (FONADE), conforman el Comité Interventor de los Estudios, en tanto que el Comité de Dirección, Coordinación y Evaluación integrado por las entidades estatales del sector minero, vienen participando activamente en la elaboración y supervisión de los mismos y cuyas observaciones permite que los Estudios se orienten hacia las áreas prioritarias y que la posterior etapa de ejecución de los programas y proyectos cuenten con el debido apoyo y coordinación del sector.

La firma consultora seleccionada para realizar los estudios para la formulación del Plan Nacional de Desarrollo Minero fue el Consorcio IEC - INTEGRAL y como tal firmó con FONADE, quien actuó en representación del Gobierno Nacional, y el Ministerio de

Minas y Energía el Contrato de Consultoría No. AR-001 el 6 de agosto de 1982, pero sólo hasta el 6 de mayo de 1983 se suscribió el Acta de iniciación de labores.

El costo de los estudios llegará a \$140 millones, cuyo financiamiento está constituido por un préstamo de \$98 millones que realizará FONADE y los 42 millones restantes con recursos del Presupuesto Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía. El tiempo de ejecución se extenderá a 24 meses a partir de la fecha de iniciación de labores y de acuerdo con el programa de actividades a realizar por el Consorcio, los estudios presentan 20 actividades divididas a su vez en cuatro (4) áreas, para las cuales se han programado 530 hombres-mes de alta calificación.

Del presupuesto programado para adelantar los estudios se ha ejecutado a mayo de 1984 aproximadamente el 41%, lo que corresponde en términos absolutos a \$57.7 millones, distribuidos en costos por utilización de personal (\$33.4 millones), gastos generales y de administración (\$18.4 millones), honorarios netos (\$4.9 millones) y costos directos (\$1.0 millón). Además de lo anterior, el Consorcio IEC - INTEGRAL recibió a título de anticipo la suma de \$28.0 millones, los cuales serán reembolsados descontándose un 25% de cada una de las cuentas mensuales que presente el Consorcio hasta cubrir el anticipo.

Con base en los términos de referencia, en los objetivos y en el alcance de los estudios para la formulación del Plan Nacional de Desarrollo Minero, a continuación se exponen los resultados de las actividades específicas a cargo de cada una de las áreas.

a) Area Técnica

En esta área se adelantarán y desarrollarán todos los aspectos técnico-geológicos y de minería; y con base en ello se realizó el Inventario de Minerales de los considerados como prioritarios y de los cuales se hará un análisis y evaluación en todos sus aspectos, profundizando en cada uno de ellos y al final se sacarán las conclusiones que servirán de base a los planes y programas de exploración.

La selección de minerales prioritarios está dividida en cuatro grupos, los cuales están integrados de la siguiente manera:

— El Grupo I está constituido por oro, platino, esmeraldas, carbón y los materiales de construcción. De acuerdo con el análisis que de ellos se ha realizado, sus condiciones de oferta y de demanda, tanto interna como externa, parece asegurar las mejores perspectivas de desarrollo, aunque con serios problemas referentes a las arduas dificultades de la pequeña minería, tecnología, aspectos, condiciones de vida de los trabajadores y seguridad minera.

— El Grupo II está conformado por aluminio, fosfatos, potasio y azufre. Las condiciones de demanda parecen óptimas, mientras que con perspectivas todavía permanecen interrogantes desde el punto de vista de una oferta eficiente y competitiva, que sería necesario analizar.

— Para el Grupo III, constituido por hierro, cobre, zinc y plomo, con la información no existen perspectivas de oferta interna que permitan su desarrollo y su demanda internacional se encuentra estancada y el mercado saturado.

— Finalmente el Grupo IV, constituido por minerales que por sus especiales características requieren un estudio de caso muy especial para poder evaluar su verdadero papel cuantitativo y cualitativo en el futuro minero del país, ellos son: sal, níquel, asbestos y uranio.

En lo relacionado con la pequeña y mediana minería los encargados de esta actividad vienen desarrollando el diagnóstico de la misma, con el fin de proporcionar la información relevante con descripción de la tecnología que caracteriza esta modalidad de producción y beneficio en sus renglones más importantes, asimismo presentarán la distribución geográfica y los aspectos geológicos más importantes de las regiones mineras, especialmente en aquellas en donde se desarrolla la pequeña y mediana minería.

Además de lo anterior, se viene trabajando en lo relacionado con Catastro y Registro Minero; para esta actividad se diseñó y revisó una ficha técnica, la cual servirá para recolectar la información que contienen los expedientes mineros y demás documentos complementarios.

b) Area Económica y de Administración

En esta área, encargada de adelantar y realizar análisis y diagnóstico de la situación económica y administrativa del sector, se contará con actividades como: demanda interna y externa, mercados internacionales, la pequeña y mediana minería, escenarios y opciones, así como proyecciones, de las cuales una vez analizadas las características, problemática e importancia de los minerales, tanto a nivel nacional como internacional, permitirá hacer una evaluación global del sector.

Con base en la revisión bibliográfica básica y de las consideraciones explícitas que la soportan se conformó la selección de minerales prioritarios. Se recolectó la información disponible de los minerales seleccionados, se indagó en diferentes frentes y se inició el procesamiento de la misma información, en lo referente a la demanda interna tanto para los minerales como por insumos de la industria manufacturera.

De esta área el Consorcio presentó una versión preliminar del estudio elaborado sobre las "Tendencias en el Mercado Internacional y las Estructuras productivas de Minerales y Metales relevantes al caso Colombiano", en el que se busca de manera general, establecer cuál es la situación de los mercados internacionales de los minerales que interesan a los estudios para ir identificando la problemática básica que debe tenerse en cuenta para su futura participación en dichos mercados.

c) Area Jurídica

Los encargados de esta Area se encuentran analizando y evaluando tres grandes bloques o actividades en las cuales está dividida: el contexto jurídico; organización institucional y negociaciones y contratos.

Del contexto jurídico se hará un análisis de la legislación vigente o sea del conjunto de normas y disposiciones que regulan la actividad minera, las relacionadas con la propiedad minera, las de explotación; se diagnosticará sobre la situación actual en materia de tributación y aspectos cambiarios, en especial lo relacionado con el régimen impositivo y de inversión extranjera y su participación en la tributación nacional.

Sobre organización institucional se está evaluando la evolución del sector, para establecer las razones por las cuales se ha conformado como actualmente se presenta y las tendencias en su futuro desarrollo y presentar las recomendaciones más adecuadas para su evolución.

En lo que respecta a negociaciones y contratos se está realizando un análisis para luego presentar un diagnóstico de la legislación actual y de las disposiciones legales que regulan el funcionamiento de los organismos del sector. Se analizarán los contratos y/o convenios efectuados en el país en materia minera y los criterios tenidos en cuenta para su celebración.

Del Area Jurídica el Consorcio presentó tres informes, los cuales fueron enviados a las entidades del sector que hacen parte del Comité de Dirección para su análisis y evaluación. El primero de estos es "Legislación Minera en Colombia", en él se hace un análisis de las diferentes etapas de la Legislación Minera de nuestro país, el Código de Minas y el Estatuto Minero.

Un segundo informe es el de "Legislación Tributaria y Cambiaria en la Minería Colombiana". En él se analiza y evalúan las grandes etapas de las políticas trazadas en aspectos tributarios y cambiarios, así como de los instrumentos tributarios actuales relacionados con el sector minero.

El tercer informe es el de "Salud Ocupacional, Seguridad Minera y Legislación Ambiental en la Minería Colombiana". En él se hace un análisis de las normas generales de seguridad y sanidad tanto de carácter laboral como de carácter sanitario, de igual manera se analizan las normas especiales de seguridad, como son el Estatuto de Seguridad Industrial y el Estatuto de Seguridad para Minas Subterráneas de Carbón.

d) Area Informática

Los encargados de esta área se encuentran actualmente en el procesamiento de la información recolectada en el sector, para atender no sólo las necesidades de las demás áreas del estudio, sino para dejar operando una base de información de todo el sector, todo esto se efectuará teniendo apoyo la recolección y procesamiento de la ficha técnica -contemplada en Registro y Catastro Minero- y los resultados que se obtengan de esta misma área, ya que se evaluarán los sistemas actuales de recolección y se propondrán mejoras para el futuro.

6. PROYECTOS Y PROGRAMAS ESPECIALES

A pesar de dificultades de orden financiero el sector minero ha emprendido e impulsado en 1983 la ejecución de proyectos mineros por aspectos económicos o sociales, atendiendo directrices de política se hacen necesarios.

a) Metales Preciosos

Además del papel que se le ha dado al grupo para fortalecer el vínculo económico externo, de la función social que se mencionó con respecto a la Empresa Mineros del Chocó el Gobierno Nacional, sus entidades cursan otras actividades preferentes.

El Ministerio de Minas y Energía en el año de 1981 entregó a ECOMINAS un aporte dentro de la reserva especial de los Municipios de Supía, Marmato, Riosucio y Quinchía en el Departamento de Caldas. En la zona baja de esta área, denominada "Minas Nacionales de Marmato", la empresa determinó la factibilidad técnica y económica para adelantar un proyecto de explotación y beneficio para 30.000 ton/año de mineral auroargentífero y con destino a esto, se ha hecho una convocatoria pública para atraer inversionistas particulares. Hasta la fecha se ha seleccionado a la firma "Minera Phelps Dodge de Colombia", para iniciar las negociaciones tendientes a la conformación de una sociedad en la cual ella participa.

ría con un máximo del 49% del capital; ECOMINAS, Mineros de Antioquia y la Corporación Financiera de Caldas contribuirían con el 51% restante, por un término máximo de 20 años, y al final de los cuales la sociedad revertiría al Estado.

La empresa Phelps Dodge ha propuesto adelantar una exploración complementaria de 9 meses y 400.000 dólares para definir, al final de esta labor su vinculación a la sociedad operadora, con miras a explotar y beneficiar 90.000 ton/año de mineral.

Se espera concluir los trabajos de exploración en el año de 1984 y para principios de 1986, con una inversión cercana a los 6 millones de dólares, entrar en la etapa productiva vinculando no menos de 260 personas.

También dentro de las expectativas de metales preciosos, cabe resaltar el proyecto denominado Polimetálicos de Piedrancha, ubicado en el Departamento de Nariño, el cual ha venido recibiendo la cooperación Japonesa por intermedio de la Agencia para el desarrollo (JICA) y la Agencia Japonesa de Minería Metálica (MMA). Los estudios realizados permitieron reconocer las estructuras geológicas, los tipos y relaciones de actividad ígnea, el potencial de las zonas mineralizadas y finalmente las relaciones y estructuras. Es una expectativa que se sigue explorando.

b) Roca Fosfórica

El Gobierno Nacional ante la creciente demanda de fertilizantes encomendó a ECOMINAS acometer un estudio de factibilidad para la industrialización de la roca fosfórica en los yacimientos varados de Pesca (Boyacá) y Sardinata (Norte de Santander).

En el yacimiento de Pesca, se ha definido la factibilidad para producir en una primera etapa 50.000 ton/año de P_2O_5 como agregado de fertilizantes compuestos, para luego en una segunda etapa previas investigaciones geológicas complementarias que involucrarían al municipio de Iza, duplicar la producción inicial.

La inversión prevista para el desarrollo de la primera etapa es de 162 millones de dólares, mientras que la segunda requeriría inversiones un poco más bajas.

Para evaluar las posibilidades de financiamiento, el Banco Mundial realizó una revisión a los estudios ejecutados y adelanta un estudio complementario, cuyos resultados definitivos están por entregarse. Cuando esto ocurra, ECOMINAS y el Gobierno Nacional entrarán a analizar y evaluar sus conclusiones y recomendaciones y probablemente, según datos preliminares, la realización de la industrialización de roca fosfórica en ese yacimiento se haga a finales de la presente década.

c) Minerales Metálicos

i) Cobre - Molibdeno (Mocoa)

El desarrollo del estudio de prefactibilidad del yacimiento de cobre y molibdeno ubicado en Mocoa, el cual es de tipo porfirítico se ha culminado el programa de perforación de 20.000 metros y 31 pozos, lo cual permitió, con la conclusión de la fase analítica de muestras a nivel de laboratorio y la sistematización de datos químicos y geoquímicos, estimar recursos a nivel geológico del orden de 275 millones de toneladas, incrementando la cifra en 25 millones con respecto a cálculos anteriores. Este buen resultado, implica la realización de una serie de análisis y trabajos adicionales, para los cuales se contará con la colaboración del PNUD; el Gobierno Nacional como contrapartida ha adelantado la suma de 200.000 dólares y dispone del personal Colombiano pertinente.

ii) Bauxita

Con base a los estudios sobre anillos bauxíticos realizados en el Cauca y Valle, donde se identificaron como reservas posibles 275 millones de toneladas se tomaron muestras representativas para realizar estudios de concentración de la arcilla bauxítica hasta obtener alumina grado metalúrgico. Los resultados fueron altamente prometedores y se llegó a la conclusión de que era necesario continuar las investigaciones geológicas y de beneficio.

A la fecha después de que ECOMINAS con la colaboración de la ONUDI realizó los términos de referencia para hacer estudios de prefactibilidad para el aprovechamiento de la bauxita el Gobierno gestionará la Cooperación Técnica Internacional. El Gobierno Húngaro está interesado en participar en los estudios de prefactibilidad a través del Instituto Húngaro del Aluminio.

d) Uranio

En materia de uranio el sector minero-energético desarrolla varios programas dentro del marco del Plan Nacional de Desarrollo "Cambio con Equidad" otorgando énfasis en las áreas de investigación científica y tecnológica, exploración preliminar del uranio y desarrollo de procesos para un beneficio y desarrollo nuclear en los campos de física e ingeniería, planeación núcleo-eléctrico y explotación futura.

El instrumento básico que posee el sector para desarrollar las actividades antes enumeradas es el Instituto de Asuntos Nucleares -IAN- con sus áreas técnicas y de investigación no limitadas exclusivamente al campo minero-energético sino con extensión a otros sectores como el agropecuario.

Como se dijo anteriormente, el Plan Nacional de Desarrollo señala como una de las restricciones al desarrollo de la actividad minera en el país, el escaso conocimiento que se tiene sobre la conformación geológica del país. Dentro del marco de abolir esta restricción para perfeccionar los mecanismos de planificación el IAN realiza el análisis, clasificación y la sistematización de gran cantidad de muestras e información geológica que dejaron las compañías ENUSA, MINATOME y COGEMA (la primera Española y las restantes Francesas), se analiza y procesa información proveniente de exploración ejecutada por ese Instituto con la colaboración del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, y se realizan labores de exploración en el área de Zapatoca (Santander) considerada con potencial uranífero.

Estas labores a partir del Convenio Interinstitucional realizado entre el IAN y la Compañía Colombiana de Uranio - COLURANIO- auguran un conocimiento adecuado para la exploración específica y de detalle y explotación futura de los yacimientos uraníferos, una vez se superen las condiciones difíciles en el mercado internacional del uranio.

Ante el hecho y necesidad de construir centrales térmicas como complemento a la hidrogenación, para diversificar fuentes primarias y mejorar la confiabilidad en el suministro de energía, el sector energético estudia dentro de los planes de expansión a largo plazo del subsector eléctrico inducción de la energía nuclear, utilizando como herramientas básicas para el balance tecnológico y unidad de criterios el programa WASP III y el modelo de análisis de demanda MEDEE.

7. PERSPECTIVAS Y PROGRAMAS 1984 - 1986

La minería es una actividad que en gran proporción requiere de altas inversiones cifras apropiadas para capital de trabajo, técnicos especializados, un tiempo relativamente largo de maduración para el rendimiento e implica alto riesgo.

Mientras los estudios para la formulación del Plan Nacional de Desarrollo concluyen, el Gobierno los analiza a fondo y realiza la implementación de las recomendaciones que estime más convenientes, la minería tradicional, así como las necesidades industriales del país no pueden esperar y exigen la continuación de algunas labores que aunque no se ciñen a un plan óptimamente estructurado, si acogen el criterio básico y la exigencia de los principales agentes del Sector.

a) Programa Nacional de Exploración y Evaluación de Metales Preciosos

Si bien es cierto que en metales preciosos, primordialmente oro, se espera que los volúmenes de producción tengan incrementos importantes, el Gobierno se propone desarrollar e incentivar una intensa actividad exploratoria en varias zonas que presentan inmensas posibilidades para el hallazgo, determinación y medida de yacimientos de oro y platino.

Los ríos Nechí y Cauca, en las estribaciones norte de la Cordillera Central, lo mismo que los afluentes occidentales del río Magdalena en los Departamentos del Huila, Tolima y Antioquia y los principales ríos que bajan de la Cordillera Occidental hacia el Océano Pacífico, serán objeto de esta actividad.

En las áreas aledañas a Marmato, como se dijo anteriormente se buscará la exploración privada, para lo cual, ECOMINAS próximamente abrirá las licitaciones respectivas, previéndose para principios de 1985 las adquisiciones respectivas.

b) Programa de Exploración de Esmeraldas

El objeto de este programa es realizar una exploración sistemática en el área de la reserva especial de esmeraldas (Boyacá) con el concurso e inversión de compañías nacionales e internacionales. La promoción la efectuará ECOMINAS por medio de una licitación como se anunció anteriormente. Se ha establecido, en los términos de referencia, realizar en los dos primeros años, bajo lineamientos concretos, y al costo y riesgo de los proponentes, un programa de exploración tendiente a definir áreas productivas. A la terminación de esta actividad exploratoria, el proponente debe tomar la determinación o no, de iniciar la explotación bajo condiciones mínimas ya establecidas, tanto en el orden técnico como económico.

c) Programa Nacional de Minerales Estratégicos

Los minerales estratégicos, como pudo apreciarse en el Capítulo de la situación minera mundial, se han constituido en los países industrializados en parte fundamental de la industria metal mecánica y electrónica. En este programa el INGEOMINAS se propone localizar y evaluar el verdadero potencial de estos recursos en el país, para posibilitar en el futuro el autoabastecimiento.

d) Programa Nacional de Metales Básicos

En los países industrializados los metales básicos han sido el motor fundamental de desarrollo. La carencia total de estos metales ocasiona carga onerosa al país por el gasto de divisas.

El objetivo de este programa es localizar y evaluar depósitos de esos metales, para lo cual es necesario llevar a cabo una exploración sistemática de las áreas que presentan ambientes propios para la formación de estos metales.

e) Programa de Apoyo a la Pequeña y Mediana Minería (PROMINER)

Dada la participación mayorista de la pequeña y mediana explotación en la producción minera nacional y generación de empleo sectorial, ha considerado la actual administración de gran importancia, diseñar el programa de desarrollo para este tipo de actividad, con lo cual se aspira a lograr la meta prevista en el Plan de Desarrollo "Cambio con Equidad", de impulsar los programas de cooperativización y formas asociativas para resaltar y modernizar la minería. El programa de apoyo a la pequeña y mediana minería, estará compuesto por seis subprogramas a saber: 1. Capacitación y Asistencia Técnica; 2. Transformación y Mercadeo; 3. Crédito y Garantías; 4. Organización Comunitaria; 5. Servicios Públicos y Transporte; y 6. Desarrollo Social.

Este programa se encuentra actualmente en la etapa de organización y se iniciará con el carbón como producto piloto y prioritario para el país y casi paralelamente con los metales preciosos, para después en forma metódica, cobijar el resto de minerales. Como elemento básico para la instrumentación del programa de desarrollo de la pequeña y mediana minería del carbón, por iniciativa del Ministerio y ejecución de CARBOCOL, se contó con el censo nacional del carbón, el cual arrojó información sobre los principales aspectos de la actividad.

f) Programa Nacional de Geología Marina

Repetidamente se menciona la ventajosa situación del país en el sector marino y de cómo este aprovechamiento económico no corresponde al potencial que el mar ofrece. Actualmente el país evidencia un retardo en el aprovechamiento de los recursos que en él se encuentran. El mar es un medio relativamente desconocido y una de las condiciones necesarias para aprovecharlo económicamente, es el de iniciar antes el estudio sistemático de las áreas marinas.

Dentro de esas extensas zonas marinas, Colombia mira con esperanza la ocurrencia de una variedad de minerales. Cuando se contempla la exploración de yacimientos en el continente se piensa en un supuesto agotamiento hacia el futuro, pues a medida que nuestro país vaya creciendo en su desarrollo, el consumo de minerales en tierra seguirá incrementándose. Este déficit a largo plazo podrá ser solucionado con minerales extraídos del medio marino.

El objetivo de este programa es presentar a la comunidad en general la importancia de la investigación de la geología marina en los mares colombianos. Con este fin se analizan los principales niveles que el mar ofrece, su importancia y el medio que representa. Comenzando con los minerales presentes en la masa de agua, hay interés práctico y económico por la sal común, el magnesio, el cromo y posiblemente el uranio. Estas tres sustancias junto con sus compuestos se extraen comercialmente del agua de mar. Del total de la producción mundial de estos materiales de todos los orígenes, el mar suministra un tercio de sal, dos tercios de magnesio y la mitad del cromo. No hay duda de que para todos los fines prácticos, el océano es una fuente inagotable de estas sustancias.

En playas o en zonas no profundas pueden encontrarse niveles en forma de depósitos de placeres. Entre estos niveles sobresalen el estaño, oro, platino, titanio e hierro. En algunos países de Asia y Sur América, se extraen los anteriores minerales dentro de las zonas marinas; el total del valor mundial de todos los minerales obtenidos a partir de placeres marinos se estiman actualmente en más de 60 millones de dólares.

Los nódulos polimetálicos han despertado el interés de la humanidad, debido al alto contenido de materiales como cobre, níquel, cobalto y manganeso, que poseen los nódulos, y de la gran abundancia de éstos sobre amplias áreas del suelo oceánico en zonas profundas. Se ha estimado que en la Cuenca del Pacífico existen 1.500 millones de toneladas de nódulos con una densidad de área de 40.000 toneladas/km². Si sólo una pequeña porción del total de los depósitos conocidos pudiera explotarse, suministraría una fuente inagotable, no sólo de manganeso sino también de cobre, cobalto, níquel. Concretamente, además del 23% de manganeso y del 6% de hierro presentes aproximadamente en un nódulo normal, este puede contener más o menos 1% de cobre, 1% de níquel y cantidades ligeras de cobalto. Para comprender las amplias perspectivas que ofrecen los nódulos y su importancia estratégica, hay que comparar las reservas "terrestres" de varios minerales contra las reservas potenciales del fondo del mar. En el caso de cobalto las reservas masivas son 40 veces superiores a las terrestres.

Edición y Realización:
Oficina de Planeación
Sección de Investigaciones Económicas

Diagramación e Impresión:
Grupo de Publicaciones del Ministerio
de Minas y Energía con la colaboración
de INGEOMINAS.

Dibujos:
Colaboración División de Hidrocarburos

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01000774

BIBLIOTECA

Memoria al Congreso 1983-1984 /
Ministerio de Minas y Energía

338.92086 C718memoriaal Ej.1

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO