333.79
D946e
EJ 1

IVAN DUQUE ESCOBAR

6960

Energía y Minas para el Progreso Social

MEMORIA AL CONGRESO NACIONAL
1982-1986

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Impreso por:
EDITORA GUADALUPE LTDA.
A.A. 29765, Tel. 268 5308
Bogotá, D.E., 1986

IVAN DUQUE ESCOBAR
Ministro

GLORIA DUQUE DE ROBAYO
Viceministra

IVAN DARIO CADAVID ARANGO
Secretario General

EDGAR FRANCISCO PARIS S.
Secretario Privado

OLGA ESCOBAR MOLANO
Oficina de Planeación

PATRICIA ARANGO GUTIERREZ (F. A.)
Dirección General de Energía Eléctrica
y Fuentes no Convencionales

RAMIRO PEREZ PALACIO
Dirección General de Hidrocarburos

GLORIA AMPARO RESTREPO MEJIA
Dirección General de Asuntos Legales

SAMUEL URREA CASTAÑO
Dirección General de Minas

NOHORA PALOMO GARCIA
Asesor Jurídico del Ministro

CARLOS BULA CAMACHO
Asesor Especial del Ministro

ALVARO ORTIZ MONSALVE
Asesor Jurídico de la Viceministra

ERNESTO AVILA ZAMORA
Asesor de Prensa

ENTIDADES VINCULADAS Y ADSCRITAS

Carbones de Colombia S. A. (CARBOCOL)
Presidente: Alvaro Pupo Pupo

Compañía Carbones del Oriente S. A. (CARBORIENTE)
Gerente: Jaime García-Peña Ordóñez

Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA)
Director: Alvaro Osorio Carbonell

Empresa Colombiana de Minas (ECOMINAS)
Gerente: Cecilia García Bautista

Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL)
Presidente: Alfredo Carvajal Sinisterra

Financiera Eléctrica Nacional (FEN)
Presidente: Antonio Hernández Gamarra

Instituto de Asuntos Nucleares (IAN)
Director: Ernesto Villarreal Silva

Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL)
Gerente: Gustavo Lozano Cárdenas

Instituto Nacional de Investigaciones Geológico-Mineras (INGEOMINAS)
Director: Alfonso López Reina

Interconexión Eléctrica S. A. (ISA)
Gerente: Pedro Javier Soto Sierra

INDICE

Página

PRESENTACION 21

CAPITULO I

RESUMEN EJECUTIVO

CAPITULO II

INTRODUCCION

1. LA CARTERA DE MINAS Y ENERGIA EN EL PLAN ECONOMICO NACIONAL 31

1.1. Ordenamiento del cambio social 32
1.2. Reactivación económica 32
1.3. Consolidación del desarrollo 33
1.4. Objetivos específicos asignados 33

1.4.1. Energía 34

1.4.2. Minería 36

2. EL PLAN SECTORIAL 36

2.1. Energía 38

2.1.1. Autoabastecimiento energético y utilización de recursos naturales 38
2.1.2. Manejo de la demanda 38
2.1.3. Desarrollo tecnológico 40
2.1.4. Base al desarrollo económico global 40
2.1.5. Precios 40

2.2. Minería 42

Página

CAPITULO III

EL ESCENARIO MUNDIAL

1. EL CONTEXTO ECONOMICO 47
2. ENERGIA 49

2.1. Consumo mundial de energía 51
2.2. Oferta mundial de energía 54

2.2.1. Oferta de petróleo 55
2.2.2. Oferta mundial de carbón 57
2.2.3. Oferta mundial de gas natural 58
2.2.4. Oferta de hidroelectricidad 59
2.2.5. Oferta de energía nuclear 59

2.3. Reservas mundiales de energía 60
2.4. Precios 62

CAPITULO IV

SITUACION ENERGETICA COLOMBIANA

1. ENERGIA Y ACTIVIDAD ECONOMICA 67
2. EL BALANCE ENERGETICO 68

2.1. Utilización de las fuentes primarias 69
2.2. Abastecimiento de energía 71
2.3. Producción de energía 71
2.4. Consumo final de energía 74
2.5. Precios de la energía comercial 76
2.6. Balanza energética 78

3. LOS HIDROCARBUROS 78

3.1. La política energética en los hidrocarburos 78

3.1.1. El autoabastecimiento energético 78

a) La exploración 79
b) Explotación 81
c) Transporte y almacenamiento 81
d) Transformación (refinación) 82

Página

3.1.2. Manejo de la demanda 82

a) Programas de uso racional 82
b) Comercialización 83

3.1.3. Desarrollo tecnológico 83
3.1.4. Equilibrio económico 83
3.1.5. Base del desarrollo económico global 84
3.1.6. Precios 84

a) Crudos y gas natural 84
b) Derivados del petróleo y gas natural 84

3.2. Ejecuciones en la política de autoabastecimiento 84

3.2.1. Exploración y desarrollo 84
3.2.2. Explotación 92
3.2.3. Transporte y almacenamiento 98
3.2.4. Refinación y producción 109
3.2.5. Protección ambiental y equilibrio ecológico 112

3.3. Ejecuciones en la política de manejo de la demanda 113

3.3.1. Comercialización 113

a) Externa 115
b) Interna (consumo interno) 116
c) Proyecciones de comercialización y demanda 119

3.4. Ejecuciones de la política de desarrollo tecnológico 119

3.4.1. El Instituto Colombiano del Petróleo —ICP— 121
3.4.2. Núcleos de Articulación Industrial NAI-NAC 123

3.5. Ejecuciones de la política de equilibrio económico sectorial 123
3.6. Ejecuciones de la política "Bases del Desarrollo Económico Global" 123

3.6.1. Tributación 124
3.6.2. Subsidios 126
3.6.3. Planes especiales 127

3.7. Ejecuciones de la política de precios 127

3.7.1. Crudos y gas natural 127
3.7.2. Derivados del petróleo 128

4. EL CARBON 130

4.1. La política energética en carbón 130

4.1.1. El autoabastecimiento energético 130
4.1.2. Manejo de la demanda 133
4.1.3. Desarrollo tecnológico 133

Página

4.1.4. Equilibrio económico 133
4.1.5. Base del desarrollo económico global 133

4.2. Ejecuciones de la política de autoabastecimiento 133

4.2.1. Exploración y desarrollo 133

a) Puerto Libertad 134
b) La Loma 134
c) San Jorge 134
d) Tibitá 134
e) Amagá-Venecia 136
f) San Luis 136
g) La Ferreira 136
h) Zulia-Santiago 136
i) San Jacinto 136
j) Tunja-Paipa-Duitama y Tibaná-Umbita-Chinavita 137
k) Río Pance-Río Jordán 137
l) Zona del Amazonas 137
m) Planes de exploración y desarrollo 137

4.2.2. Explotación 140

a) General 140
b) El Cerrejón 141
c) Planes de explotación 151

i. Programa de fomento a la pequeña y mediana minería 152

4.3. Ejecuciones de la política de manejo de la demanda 156

4.3.1. Comercialización 156

a) Externa 156
b) Interna (consumo) 161

4.3.2. Participación en el Programa Uso Racional de Energía 161

4.4. Ejecuciones de la política de desarrollo tecnológico 162
4.5. Base del desarrollo económico global 163

4.5.1. Fondo Nacional del Carbón 164

4.6. Ejecuciones de la política de precios 167

5. ELECTRICIDAD 169

5.1. La política energética en el sector eléctrico 169

5.1.1. Política de autoabastecimiento 169
5.1.2. Política de manejo de la demanda 170
5.1.3. Política de desarrollo tecnológico 170

Página

5.1.4. Política de equilibrio económico sectorial 170
5.1.5. Política bases al desarrollo económico global 170
5.1.6. Política de tarifas 170

5.2. El plan de expansión y generalidades del sector 170

5.2.1. Inversiones del sector eléctrico 172
5.2.2. Situación financiera del sector eléctrico 172
5.2.3. Reorganización institucional del sector eléctrico 173

5.3. Ejecuciones de la política de autoabastecimiento 176

5.3.1. Proyectos en estudio 176

a) Estudios iniciales 176
b) Factibilidad 177
c) Diseño de proyectos 178

5.3.2. Construcción de obras de generación 179

a) Proyectos en construcción 180

5.3.3. Capacidad instalada y generación 197
5.3.4. Líneas de transmisión 199
5.3.5. Medio ambiente 200

5.4. Ejecución de la política de manejo de la demanda 206

5.4.1. Comercialización (consumo) 207
5.4.2. Programas de uso racional y disminución de pérdidas 207

5.5. Ejecuciones de la política de desarrollo tecnológico 211

5.5.1. Desagregación tecnológica 211
5.5.2. Homogenización y normalización 212
5.5.3. Centro de investigaciones para el sector eléctrico .. 212

5.6. Ejecuciones de la política bases al desarrollo económico global 212

5.6.1. CORELCA 215
5.6.2. ICEL 215
5.6.3. ISA 216

5.7. Ejecuciones de la política tarifaria 216

5.8. Financiera Eléctrica Nacional —FEN— 216

5.8.1. Activos y patrimonio 218
5.8.2. Captación de ahorro interno y externo 219
5.8.3. Colocaciones 220
5.8.4. Estudio Financiero del Sector Eléctrico —EFE— .. 223

6. FUENTES NO CONVENCIONALES 225

6.1. Programa Especial de Energía para la Costa Atlántica —PESENCA— 225

Página

6.2. Gasificación térmica de biomasa en la Costa Pacífica 226
6.3. Balsas generadoras 226
6.4. Molinos de arroz 227
6.5. Convenio de Cooperación Internacional con la República de Italia 227

6.6. Otros aprovechamientos de las energías renovables 228

6.6.1. La energía solar, una contribución al ahorro de combustible 228
6.6.2. La energía eólica como solución energética en el bombeo de agua y producción de electricidad en algunas zonas 228
6.6.3. Pequeñas centrales hidroeléctricas solución energética para las localidades apartadas del país 228
6.6.4. Energía de la biomasa 229

7. EL INSTITUTO DE ASUNTOS NUCLEARES —IAN— 230

7.1. Area internacional 230
7.2. Protección de la población contra la radiación ionizante 231
7.3. Investigación, desarrollo y aplicaciones de la energía nuclear 231
7.4. Energías renovables 232
7.5. Proyección del sector nuclear y de las energías nuevas y renovables hasta 1990 233

8. EL PROGRAMA PARA EL USO RACIONAL DE ENERGIA 233

8.1. Presentación 233
8.2. Objetivos generales 235
8.3. Realizaciones del programa 235

CAPITULO V

SITUACION MINERA MUNDIAL

1. EL ORO 242
2. EL ZINC 243
3. EL PLOMO 243
4. ASBESTOS 244
5. EL HIERRO 244
6. EL NIQUEL 244

Página

CAPITULO VI

SITUACION MINERA NACIONAL

1. EL SECTOR MINERO Y LA ECONOMIA 249
2. LINEAMIENTOS DE POLITICA 250
3. EXPLORACION 251

3.1. Banco Nacional de Datos Hidrogeológicos 252
3.2. Mapa hidrogeológico de Colombia 252
3.3. Exploración de metales preciosos 252

3.3.1. Proyecto El Diamante 253
3.3.2. Proyecto San Antonio 253
3.3.3. Oro de Marmato-Zona Baja 253
3.3.4. Proyecto Guainía 254

3.4. Exploración de metales básicos 255

3.4.1. Proyecto Mocoa 255
3.4.2. Proyecto Guachavez 256
3.4.3. Proyecto El Alumbral 256
3.4.4. Proyecto Batolito de Mande 256
3.4.5. Proyecto Dominical 257
3.4.6. Proyecto Sierra Nevada de Santa Marta 257

3.5. Exploración de minerales y materiales industriales no metálicos 257
3.6. Programa de geología regional 258
3.7. Programa de geología marina 259

4. PRODUCCION Y CONSUMO 260

4.1. Metales preciosos 261
4.2. Esmeraldas 264
4.3. Carbón 265
4.4. Minerales no metálicos 265
4.5. Minerales metálicos 267
4.6. Principales proyectos mineros 268

4.6.1. Industrialización roca fosfórica 268
4.6.2. Yeso 270
4.6.3. Azufre 271
4.6.4. Hierro y calizas de uso siderúrgico 272
4.6.5. Programa de crédito para la pequeña y mediana minería del oro 273
4.6.6. Sustitución de importaciones de materias primas minerales 274

5. EXPORTACIONES 275
6. EXENCIONES DE IMPUESTOS A IMPORTACION DE EQUIPOS 275

Página

7. PARTICIPACIONES, REGALIAS E IMPUESTOS 276
8. SEGURIDAD E HIGIENE MINERA 277
9. PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE 278

CAPITULO VII

ADMINISTRACION SECTORIAL E INSTITUCIONAL

1. GENERALIDADES 283
2. EL MINISTERIO 284
   2.1. Estructura orgánica 284
      2.1.1. Oficina de Planeación 285
      2.1.2. Dirección General de Hidrocarburos 285
      2.1.3. Dirección General de Minas 286
      2.1.4. Dirección General de Energía Eléctrica y Fuentes Renovables de Energía 286
      2.1.5. Dirección General de Asuntos Legales 287
      2.1.6. Secretaría General — División de Personal 287
      2.1.7. Secretaría General — División de Servicios Generales 287
   2.2. El Fondo Rotatorio 288
   2.3. Desarrollo gerencial 288
3. ENTIDADES EJECUTORAS 289
   3.1. Empresa Colombiana de Petróleos —ECOPETROL— 289
   3.2. Carbones de Colombia —CARBOCOL— 290
   3.3. Compañía Carbones del Oriente S. A. —CARBORIENTE S. A.— (COLURANIO) 293
   3.4. Empresa Colombiana de Minas —ECOMINAS— 296
   3.5. Instituto Colombiano de Energía Eléctrica —ICEL— 297
   3.6. Interconexión Eléctrica S. A. —ISA— 298
   3.7. Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica —CORELCA— 299

CONTENIDO DE CUADROS

Página

Nº 1 Estructura Mundial del Consumo Energético 74-82-84 53
Nº 2 Producción Mundial de Petróleo 74-82-84 55
Nº 3 Exportaciones de Petróleo en el Mundo 74-82-84 56
Nº 4 Producción Mundial de Carbón 1984 58
Nº 5 Oferta de Gas, Hidroelectricidad y Energía Nuclear 1984 60
Nº 6 Estructura Mundial de Reservas (31-XII-84) 62
Nº 7 Relación de Crecimiento de la Energía con la Economía 68
Nº 8 Estructura de la Demanda de Energía 72
Nº 9 Producción de Energía Primaria 72
Nº 10 Generación de Electricidad 73
Nº 11 Consumo Final de Energía 75
Nº 12 Precios de los Principales Combustibles 77
Nº 13 Balanza Comercial Energética 79
Nº 14 Actividades de Exploración y Desarrollo 87
Nº 15 Reservas de Hidrocarburos 91
Nº 16 Producción de Petróleo y Gas Natural 94
Nº 17 Pronósticos de Producción 96
Nº 18 Proyección de la Balanza Comercial de Hidrocarburos 97
Nº 19 Ampliación de la Red de Transporte de Hidrocarburos 98
Nº 20 Transporte por Oleoductos 100
Nº 21 Transporte por Poliductos y Gasoductos 106
Nº 22 Otros Transportes Complementarios de Crudo 108
Nº 23 Carga y Producción en Refinerías 110
Nº 24 Proyecciones de Carga y Producción 112
Nº 25 Balanza Comercial de Hidrocarburos 115
Nº 26 Consumo Nacional de Combustibles Líquidos 117
Nº 27 Consumo de Gas Natural por Areas y Sectores 120
Nº 28 Proyecciones de Comercialización de Derivados del Petróleo .. 122

CONTENIDO

		Página
Nº 29	Distribución de Regalías	125
Nº 30	Aproximación de los Subsidios Asumidos por ECOPETROL	126
Nº 31	Relaciones de Precios y Costos de Gasolina Motor	131
Nº 32	Reservas "In Situ" según Zonas	135
Nº 33	Descripción del Número de Minas de Carbón 1983	140
Nº 34	Producción de Carbón	142
Nº 35	Inversiones Aproximadas Cerrejón Norte	144
Nº 36	Resumen General del Cerrejón Central	149
Nº 37	Proyecciones de Precios para Cerrejón Central	151
Nº 38	Proyección de Producción Regional de Carbón	154
Nº 39	Programa de Fomento a la Pequeña y Mediana Minería	157
Nº 40	Exportaciones de Carbón	158
Nº 41	Consumo Regional de Carbón	160
Nº 42	Proyecciones de Consumo Regional de Carbón	162
Nº 43	Recursos Financieros del Fondo Nacional de Investigación del Carbón	163
Nº 44	Fijación de los Precios de Referencia del Carbón para liquidar Impuesto	164
Nº 45	Ingresos y Giros del Fondo Nacional del Carbón	165
Nº 46	Distribución de los Ingresos del Fondo Nacional del Carbón	168
Nº 47	Plan de Expansión Eléctrica	171
Nº 48	Proyectos Eléctricos Terminados	179
Nº 49	Programa de Estudios 1986-1990	187
Nº 50	Capacidad Instalada	197
Nº 51	Generación de Electricidad Gwh-año	198
Nº 52	Construcción de Redes de Transmisión	199
Nº 53	Proyectos Estudiados Medio Ambiente-ISA	206
Nº 54	Consumo de Electricidad por Sectores	207
Nº 55	Evolución de Pérdidas en el Sector Eléctrico	209
Nº 56	Proyección de Pérdidas en el Sector Eléctrico	210
Nº 57	Activos y Patrimonio de la FEN	218

CONTENIDO

Cuadro		Página
Nº 58	Captación de Ahorro por la FEN	219
Nº 59	Cartera Vigente de Operaciones Directas FEN	221
Nº 60	Deudas de las Empresas con los Intermediarios Financieros y la FEN	221
Nº 61	Saldos de Cartera de Préstamos en Moneda Extranjera a diciembre 31 de 1984	222
Nº 62	Proyección del Balance FEN	224
Nº 63	Producción de Oro por Países	242
Nº 64	Síntesis de la Producción Minera	261
Nº 65	Exportación de Esmeraldas 1982-1985	264
Nº 66	Volumen y Valor de la Producción de Carbón 1982-1985	265
Nº 67	Producción de Mineral de Hierro 1982-1985	267
Nº 68	Producción de Mineral de Níquel 1982-1985	268
Nº 69	Participaciones, Regalías e Impuestos	276
Nº 70	Endeudamiento de CARBOCOL	291
Nº 71	Aportes en CARBOCOL	292

CONVENCIONES Y SIGLAS

ACPM	=	Aceite Combustible Pesado para Motores
b	=	barril
b/d	=	barril día
bpd	=	barril de petróleo por día
bep	=	barril equivalente de petróleo
BIRF	=	Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (B. Mundial)
BTU	=	British Termical Unit
CIF	=	Cost, Insurance, Freight
COLCIENCIAS	=	Fondo Colombiano de Investigaciones Científicas "Francisco José de Caldas"
CESEN	=	Centro Studi Energia "Renzo Tasselli"
CORELCA	=	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
CARBOCOL	=	Carbones de Colombia S. A.
COLURANIO	=	Compañía Colombiana de Uranio S. A. (Hoy CARBORIENTE S. A.)
CARBORIENTE	=	Compañía Carbones del Oriente S. A.
CARBONORTE	=	Compañía Carbones del Norte S. A.
CVC	=	Corporación del Valle del Cauca
CHB	=	Central Hidroeléctrica de Betania
CHEC	=	Central Hidroeléctrica de Caldas
CEV	=	Certificados Eléctricos Valorizables
CAR	=	Corporación Regional de la Sabana de Bogotá
CONPES	=	Consejo Nacional de Política Económica y Social
DNP	=	Departamento Nacional de Planeación
DAINCO	=	Departamento Administrativo Nacional de Intendencias y Comisarías
DRI	=	Desarrollo Rural Integrado
E	=	Encargado
ESEE	=	Estudio del Sector de Energía Eléctrica
ENE	=	Estudio Nacional de Energía
ECOPETROL	=	Empresa Colombiana de Petróleos
ERSM	=	Estaciones Regionales de Salvamento
EEEB	=	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá
EPM	=	Empresas Públicas de Medellín
ELECTRANTA	=	Electrificadora del Atlántico
EMCALI	=	Empresas Municipales de Cali
EADE	=	Empresa Antioqueña de Energía
ELECTROHUILA	=	Electrificadora del Huila
EFE	=	Estudio Financiero del Sector Eléctrico
ECOMINAS	=	Empresa Colombiana de Minas
F.A.	=	Funciones Adscritas
FEN	=	Financiera Eléctrica Nacional
FOB	=	Free on Board
FONIC	=	Fondo Nacional de Investigación del Carbón
FNC	=	Fondo Nacional del Carbón
FEN-COLOMBIA	=	Fondo para la Protección del Medio Ambiente José Celestino Mutis
FONADE	=	Fondo Nacional de Proyectos de Desarrollo
GTZ	=	Cooperación Técnica Alemana
GLP	=	Gas Licuado del Petróleo
HAS	=	Hectáreas
HIMAT	=	Instituto Colombiano de Hidrología, Meteorología y Adecuación de Tierras
IIT	=	Instituto de Investigaciones Tecnológicas
ICP	=	Instituto Colombiano del Petróleo
ICONTEC	=	Instituto Colombiano de Normas Técnicas
INGEOMINAS	=	Instituto de Investigaciones Geológico-Mineras
IAN	=	Instituto de Asuntos Nucleares
ICEL	=	Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
ISA	=	Interconexión Eléctrica S. A.
INDERENA	=	Instituto Nacional de los Recursos Naturales Renovables y del Ambiente
INCOMEX	=	Instituto Colombiano de Comercio Exterior
INTERCOR	=	International Colombia Resources Corporation
ICFES	=	Instituto Colombiano de Fomento a la Educación Superior
IFI	=	Instituto de Fomento Industrial
km	=	kilómetro
km^2	=	kilómetro cuadrado
Kv	=	Kilovatio
Mw	=	Megawatio
M	=	Millón
m	=	miles
MONENCO	=	Montreal Engineering Company

MMBTU	=	Millón de BTU
NAI	=	Núcleos de Articulación Industrial
OPEP	=	Organización de Países Exportadores de Petróleo
ONUDI	=	Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial
OLADE	=	Organización Latinoamericana de Energía
OIEA	=	Organización Internacional de Energía Atómica
PRODECO	=	Promotora de Exportaciones Colombianas
PERCAS	=	Programa de Electrificación Rural en la Costa Atlántica
PESENCA	=	Programa Especial de Energía para la Costa Atlántica
PEZNI	=	Programa de Electrificación para Zonas no Interconectadas
PNER	=	Plan Nacional de Electrificación Rural
RFA	=	República Federal de Alemania
SENA	=	Servicio Nacional de Aprendizaje
SIE	=	Sistema de Información Energética
SIC	=	Sistema de Información del Carbón
SOCES	=	Sociedad Colombiana de Energía Solar y Energías no Convencionales
T	=	Toneladas
Tcal	=	Teracalorías (1.480 bep aproximadamente)
TER	=	Títulos Energéticos de Rentabilidad Creciente
URSS	=	Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas
UNESCO	=	United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization

PRESENTACION

Honorables Senadores y Representantes:

En desarrollo de las relaciones existentes entre las Ramas Legislativa y Ejecutiva, previstas en la Constitución Nacional, tengo el agrado de presentar a ustedes el Informe sobre planeamiento, desarrollo e implementación de las políticas del sector Minero-Energético. Igualmente se presenta la parte correspondiente a Energía Eléctrica, que también representa un componente sustancial de la infraestructura nacional.

El Informe adquiere relevancia al constituirse no sólo en una Memoria de las principales ejecutorias sectoriales en el período 1982-1986, sino que también plantea en forma clara realizaciones en este mismo sector de la Administración dirigida por el señor Presidente, doctor Belisario Betancur Cuartas.

Se podrá apreciar en esta síntesis, cómo la filosofía descrita en el Plan de Desarrollo "Cambio con Equidad" se sustentó en bases políticas y prácticas que, mediante su implementación, han permitido superar amplios escollos, como la recesión económica, el déficit fiscal, la crisis cambiaria y los trastornos que sufren las materias primas en los mercados internacionales.

Se destaca también adecuadamente la continuidad que las ejecutorias realizadas a partir del 7 de agosto de 1982, han tenido con los planeamientos inherentes al Sector en el mediano y largo plazo, formulados en años anteriores, otorgando así las respectivas seguridades a los inversionistas provenientes del sector externo e interno y al esquema económico nacional e internacional correspondiente.

Dentro de esta concepción, el Informe contiene algunas necesarias proyecciones y sugerencias para la futura política sectorial, las cuales están encaminadas a brindar continuidad y solidez al desarrollo económico y social del país.

Finalmente, deseo subrayar la gestión que adelantamos con los doctores Carlos Martínez Simahan y Alvaro Leyva Durán, y con nuestros colaboradores, en relación con los recursos naturales no renovables y fuentes no convencionales de energía, cimentando nuestro desarrollo económico nacional mediante hechos tangibles como, por ejemplo, las exportaciones de carbón y petróleo y el desarrollo de instrumentos para generar alternativas que contribuyan a tomar las convenientes decisiones sectoriales y económicas para beneficio del pueblo colombiano.

El marco establecido por la Ley 1ª de 1984 y la excelente colaboración de la Asistencia Técnica Internacional, le han permitido al Ministerio de Minas y Energía, con nuestro impulso, comenzar una etapa de fortalecimiento que lo llevará a tomar mayor ingerencia en las decisiones sectoriales, mediante una elevación de su capacidad técnica y el mejoramiento de las condiciones de trabajo de sus funcionarios.

De los Honorables Senadores y Representantes, respetuosamente,

IVAN DUQUE ESCOBAR

I – RESUMEN EJECUTIVO

El Sector Minero-Energético al representar importante proporción del gasto de inversión pública nacional, y depender en alta magnitud de los créditos externos, ha vivido en forma directa la evolución económica y financiera mundial y la situación de deterioro de los términos de intercambio que se presentan entre economías como la nuestra y las de países desarrollados.

Con estas limitantes este Sector, que tiene un planeamiento preferencialmente de largo plazo y un desarrollo relativamente inflexible en gran parte de los proyectos en corto plazo, presentó en el período 1982-1986 importantes realizaciones que demandaron ingentes esfuerzos del Estado Colombiano. Por tal razón, aunque políticas futuras puedan enfocarse hacia el usufructo de esa capitalización, también deberán identificar el juego de los diferentes elementos, para no desdibujar ni debilitar el esfuerzo realizado y la estructura funcional del Sector hasta hoy conquistados con el sacrificio de todos los colombianos.

Dentro de las ejecutorias terminadas en el período aludido deben resaltarse principalmente dos: La primera, que es el resultado de cerca de diez años de labor continua, tiene identificación con la política de autoabastecimiento energético que ha permitido en términos económicos, sustituir importaciones y proyectar una generación importante de divisas: nos referimos al éxito en la exploración de hidrocarburos.

La segunda se relaciona con el proyecto del Cerrejón Norte, el cual se gestó y desarrolló teniendo en cuenta no sólo las posibilidades y necesidades de incrementar los consumos y el ahorro interno, sino también para dar sólida base a la captación de inversión y a la generación de divisas.

Estos importantes hechos como representación concreta del trabajo conjunto y directo del Estado, sumado a un ambiente propicio

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

y a importantes esfuerzos de muchas empresas privadas nacionales y extranjeras, permitieron internamente que el Sector Energético creciera el último año en 12% y el Sector Minero en 30%.

Estas cifras en términos estrictamente sociales, aumentan a 100.000 empleos directos la ocupación sectorial y por la característica de la inversión y el estilo de su aplicación, agilizan el dinamismo y el desarrollo de gran parte de la economía nacional.

Para el próximo futuro estos crecimientos relevantes, se verán superados por los siguientes hechos:

— En 1988 cuando se prevén las máximas producciones con las actuales reservas disponibles, el petróleo casi doblará la estadística del rubro en 1985 llegando a 365.000 barriles-día (bpd). El carbón multiplicará su registro en más de cuatro veces para llegar a unos 29 millones de toneladas en 1990.

— Para el oro se prevén crecimientos medios anuales del 4% sobre la producción de 1985 que fue superior al 1.1 millones de onzas troy, valoradas en 64.000 millones de pesos.

— Para el resto de la minería las proyecciones de crecimiento aunque mucho menores, seguramente serán satisfactorias al ponerse en práctica los estudios para la formulación del Plan Nacional de Desarrollo, estudios que se ejecutaron a lo largo de esta administración.

En el comportamiento sectorial, vale la pena resaltar que la demanda de energía creció en proporción similar a lo estimado para la economía nacional en el último año (2.5%) reflejando la mayor eficiencia en el consumo energético. De este parámetro se excluye la gasolina motor, que tuvo un crecimiento en el consumo del 6.6% como consecuencia de la flexibilidad en la política de precios y posiblemente por los efectos sicológicos de los hallazgos de Cravo Norte.

En cuanto a la política de precios, es indicado comentar la actualización que se hizo de la misma por la nueva situación de abastecimiento en lo relativo a petróleo y gas natural, variando la referencia de pago al crudo asociado de precio internacional CIF Cartagena a precio FOB Cartagena y de igual modo reajustando el precio del gas natural para nuevos yacimientos. Así mismo, con respecto

a la política de precios internos, ella se ajustó a las necesidades y posibilidades de los consumidores y del Estado en su conjunto representado por ECOPETROL.

En lo externo el comportamiento sectorial de los últimos años determinó que la Balanza Comercial Energética se equilibrara. No obstante que los precios de los energéticos en el ámbito internacional no nos favorecen, las exportaciones con origen en esta área sectorial podrán presentarnos para los 2 ó 3 próximos años una balanza de pagos positiva. La realización de estas expectativas indudablemente también dependerán de la disciplina financiera que logre el Sector Eléctrico Colombiano en su conjunto y de los acuerdos internacionales que aseguren la estabilidad política mundial mediante una regulación de los precios de las materias primas, principalmente petróleos y sus derivados.

II – INTRODUCCION

1. La Cartera de Minas y Energía en el Plan Económico Nacional
2. El Plan Sectorial

Los últimos sucesos ocurridos en el Sector Minero Energético Colombiano y en los mercados mundiales han revivido, de una parte, las teorías dogmáticas sobre los beneficios exagerados e inmediatos que el país debería esperar de la exploración y explotación del subsuelo, y de otra, ponen en primera plana las críticas que periódicamente se hacen sobre las políticas y decisiones que, por ejemplo, en materia de precios y tarifas debe adoptar el Gobierno Nacional.

No es intención de este documento propiciar temas y ser materia de polémica con respecto a los asuntos aludidos. Son los objetivos fundamentales, por no decir exclusivos, describir la filosofía que nos ha animado y enumerar los avances que sobre la minería y la utilización de las fuentes energéticas hemos hecho en el período 82-86, no sólo dentro de la dinámica normal, sino lo que es más importante, visto a la luz de la necesaria evolución socioeconómica. Además, planteo proyecciones y recomiendo acciones futuras con el propósito de facilitar las garantías al adecuado crecimiento y desarrollo nacionales.

Al presentar estos objetivos, quiero solicitar primero que todo, el análisis reflexivo de nuestro presente y futuro, citando las palabras de la intervención que hice durante la Asamblea de la Asociación Colombiana de Ingenieros Constructores, realizada en Cali en octubre pasado: "Desafortunadamente en nuestro país los gobiernos se juzgan el mismo día en que se producen las medidas; hay que mirarlos 4, 5, 7, 8 años después para saber cómo ha sido el aclimatamiento de ellas a la economía, en lo social, en lo político y, entonces, ver exactamente la dimensión de ese gobierno y la perspectiva de crecimiento que esas medidas le dieron al país".

1. LA CARTERA DE MINAS Y ENERGIA EN EL PLAN ECONOMICO NACIONAL

La concepción y estructuración del Plan Nacional de Desarrollo "Cambio con Equidad", se sustentó en la necesidad de provocar una

orientación hacia el ahorro nacional y a la conciliación de intereses que permitieran, mediante adecuadas estrategias, la consecución de tres objetivos macroeconómicos sustanciales: ordenamiento del cambio social, reactivación económica y consolidación del desarrollo.

En tal sentido, el Sector Energético recibió encargos sustanciales que paso aquí a describir sucintamente utilizando la conjugación copretérita para facilitar la comparación con las realizaciones:

1.1. Ordenamiento del cambio social

Con miras a reorientar el crecimiento económico en favor de la generación de empleo y en beneficio del desarrollo de zonas apartadas, se asignaba al Sector de Minas y Energía, el propiciar la cobertura de los servicios energéticos. Tal encargo se dirigía no sólo a la ampliación de este servicio hacia las zonas residenciales urbanas aisladas, sino que además y dentro de metas razonables se debería participar en reducir la inequidad que separa en Colombia el campo y la ciudad, poniendo énfasis en impulsar los sectores productivos de las zonas rurales.

Se brindarían así facilidades para un bienestar y una educación vinculadas a las realidades, posibilidades y necesidades colombianas.

También el Sector debería contribuir en importante proporción al desarrollo regional equitativo, convirtiéndose en un adecuado mecanismo para ampliar los horizontes económicos en el territorio nacional, haciendo realidad la norma constitucional sobre centralización política y descentralización administrativa al igual que el interés gubernamental de reforzar la presencia del Estado Colombiano en todo nuestro país.

1.2. Reactivación económica

Para facilitar el crecimiento de la producción interna y el aumento en el ingreso real, principalmente de las clases menos favorecidas, el Plan en forma general instruía a los diferentes sectores a propender por el desmonte de las expectativas inflacionarias, a proteger el trabajo y la industria nacionales y a promover el talento y creatividad colombianos.

Las metas planteadas contra la inflación y la protección del sector manufacturero, deberían buscar la racionalización de los sistemas automáticos de propagación anti-inflacionaria, mediante la concertación de ajustes salariales consecuentes con la estrategia de producción y empleo, así como también con la ambientación de acuerdos para la estructuración de políticas tarifarias y control de precios.

Respecto a la promoción del talento y creatividad nacionales, en amplia relación con el objetivo de cambio social, los derroteros trazados deberían inducir a fortalecer la investigación, el desarrollo y la aplicación tecnológica.

1.3. Consolidación del desarrollo

Dentro de una coherencia de políticas y unidad de criterios, el Plan incluía la flexibilidad suficiente para absorber los desenvolvimientos coyunturales como, por ejemplo, los ciclos de los mercados internacionales, mediante la adopción de actitudes y decisiones gerenciales de corto plazo sin perder de vista los objetivos básicos al Plan.

Además, concebía sectores impulsores que, por sus efectos multiplicadores, pudieran contribuir a despejar los aspectos recesivos y de desaliento económico sin deteriorar la estructura del equilibrio productivo existente.

Igualmente, partiendo del diagnóstico hecho en 1982 por la Misión de Finanzas Intergubernamentales que refería a la Nación como único nivel con ahorro efectivo en los últimos años, el Plan guiaba la extensión de esta condición a los departamentos, municipios y entidades descentralizadas.

Como complemento a lo anterior, la contratación de créditos externos se gestionaría, primordialmente, para promover exportaciones con origen en las regiones poco desarrolladas y para lograr el flujo de divisas que permitiera importaciones acordes a los requerimientos de una economía en proceso de reactivación.

1.4. Objetivos específicos asignados

Si bien es cierto que la importancia del Sector MineroEnergético facilita la identificación de su participación en los objetivos ge-

nerales descritos, quiero relacionar textualmente las particularidades explícitamente asignadas dentro del Plan al mismo Sector.

1.4.1. Energía

a) Petróleo:

— En los contratos de asociación habrá mayor ingerencia de ECOPETROL en la supervisión de las inversiones.

— Se intensificará la perforación de pozos, tanto en las explotaciones asociadas como en las áreas manejadas directamente por ECOPETROL.

— Se mantendrá la actual estructura de precios del petróleo como estímulo para incrementar la producción nacional de crudos.

— Se creará un mecanismo financiero que garantice la labor exploratoria directa del Estado Colombiano.

b) Carbón:

— Se acentuará la exploración de carbón en las áreas carboníferas identificadas.

— Se buscará la mayor exportación posible de carbón y se impulsará la sustitución de hidrocarburos por carbón en el Sector Eléctrico, en el Sector Industrial y en el Sector Residencial.

— En todos los proyectos carboníferos se tendrá en cuenta la participación de la ingeniería y de la industria nacional.

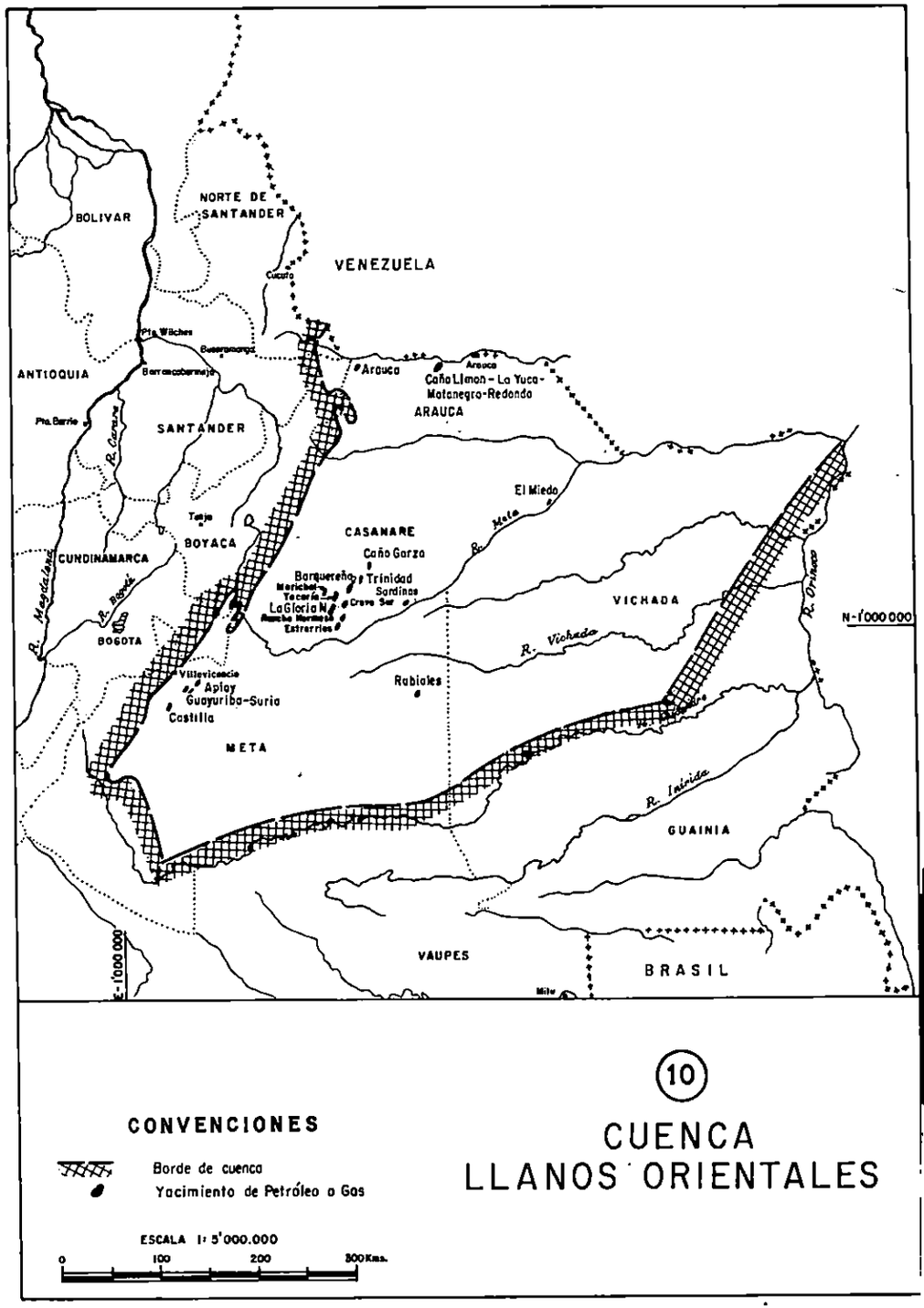
c) Gas Natural:

— Se acelerará la sustitución de gas por carbón en la Costa Atlántica.

— Se estudiará la conveniencia de montar una planta productora de amoniaco y urea para aprovechar los excedentes de gas de la Costa Atlántica.

d) Energía Eléctrica:

— El Sector Eléctrico será reorganizado y sus soluciones financieras se plantearán dentro de un contexto nacional.



— Se establecerá una política tarifaria orientada a aumentar la generación interna de fondos en términos reales que consulte las condiciones económicas de la población.

— Se trabajará en la construcción de 21 proyectos de generación de energía, que deberán entrar en producción en el período.

1.4.2. Minería

Se fortalecerán los mecanismos de planificación sectorial mediante la realización del estudio respectivo.

Especial prioridad tendrán los diversos proyectos que se encuentran en etapa de pre y factibilidad minera, como el cobre de Mocoa, los metales básicos del Sur del país, la industrialización de la roca fosfórica y las explotaciones de oro en Marmato y otras regiones.

2. EL PLAN SECTORIAL

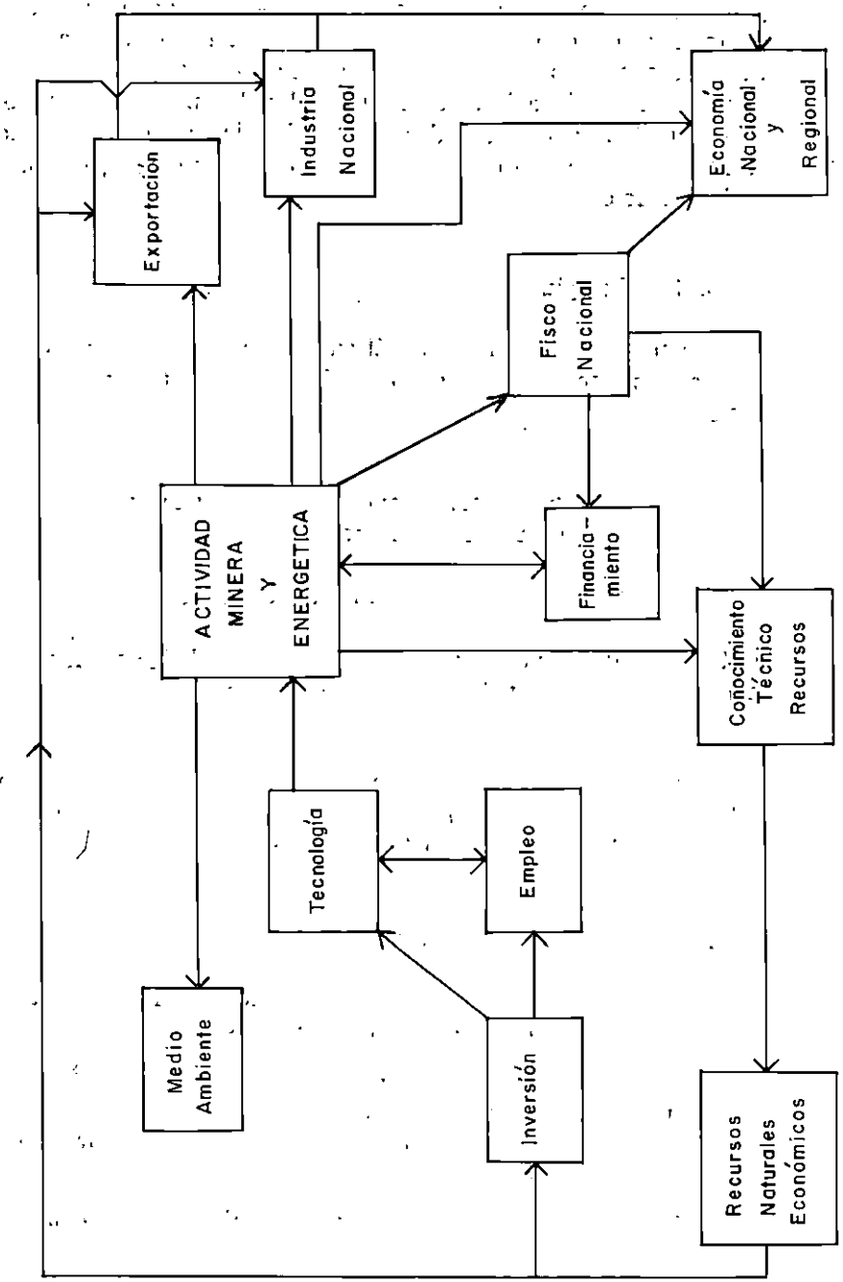
El esquema implícito en el cual se sustentan las tareas y metas para lograr los objetivos asignados, contiene concepto de planeamiento a mediano y largo plazo, que no acepta el encasillamiento exclusivo en una sola teoría económica, y recogiendo aspectos fundamentales de cómo crear ambientes propicios a las inversiones, otorgar moderadas tasas de retorno, implementar relaciones y mecanismos de redistribución de ingreso, desarrollar la utilización de los diferentes recursos, y, en fin, adecuar los factores en un escenario que tan sólo permite el reconocimiento intangible de las demás actividades económicas.

El esquema donde se ubica el Plan Sectorial puede apreciarse en el Gráfico Nº 1. Allí para los módulos relacionados, se determinan las principales interrelaciones que conforman el Plan, donde prima la iniciativa privada con las debidas actuaciones y garantías suficientes del Estado para lograr sus beneficios económicos directos e indirectos, según el Plan Nacional de Desarrollo.

Puede apreciarse que aunque dentro del esquema se insinúa el criterio del capital intensivo, son preocupaciones del Gobierno lo relacionado con generación de empleo, medio ambiente, impulso a la industria y a la investigación nacional.

GRAFICO No. 1

ESQUEMA DE UBICACION PLAN SECTORIAL



Igualmente adquiere importancia el conocimiento técnico de la geología para elevar los recursos naturales a su aceptación económica, de manera tal que se fortalezca la capacidad de negociación del Estado, aumentando el patrimonio nacional e incentivando las inversiones, el desarrollo del sector industrial y las posibilidades de competencia dentro de los mercados internacionales, así como también generando el ingreso de divisas y el ahorro de las mismas, por sustitución de importaciones.

2.1. Energía

La política sectorial energética enfoca varios aspectos. Dentro de ella se implementan políticas específicas y mutuamente dependientes como son:

2.1.1. Autoabastecimiento energético y utilización de recursos naturales

Con la vinculación del capital y experiencia nacional y extranjera se busca equilibrar la Balanza Comercial Energética y lograr que ECOPETROL provea directamente las necesidades nacionales. Igualmente se pretende utilizar adecuadamente nuestros recursos en fines energéticos y relacionados.

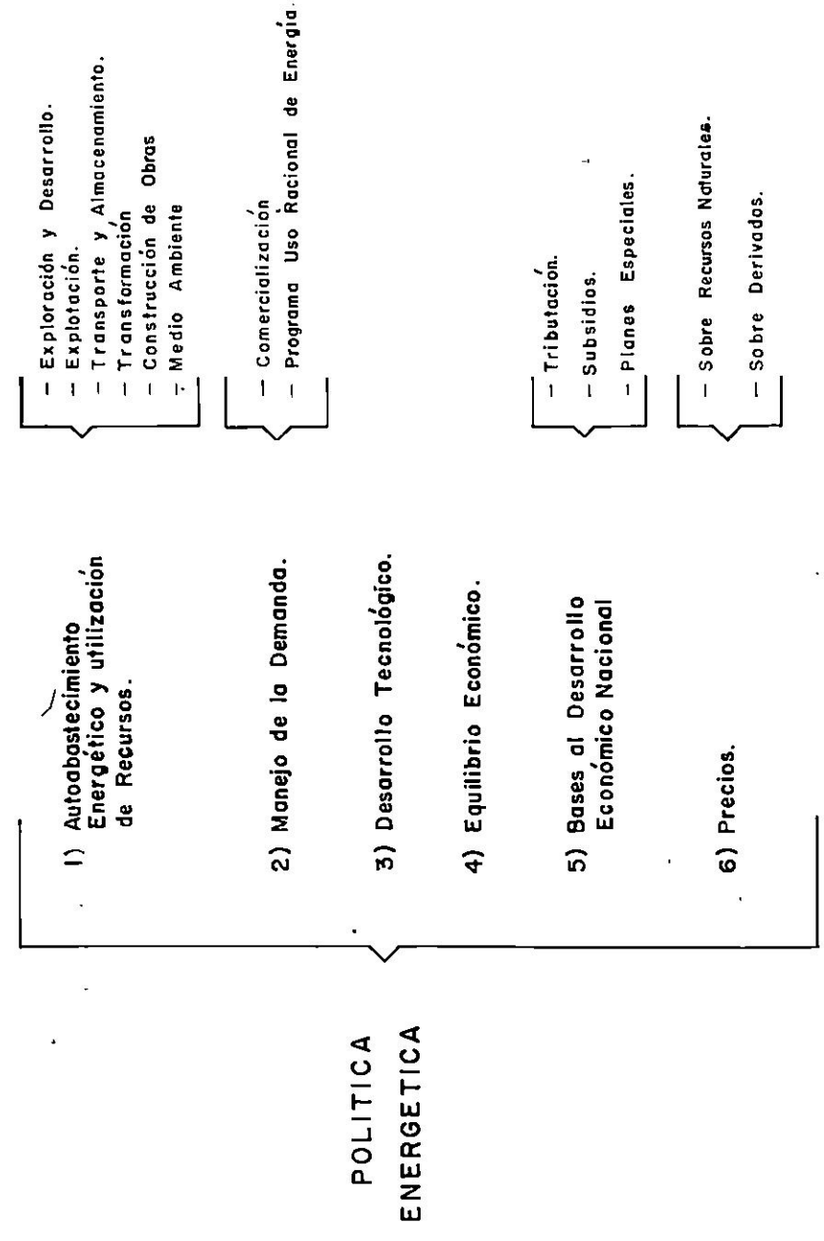
Lo anterior se obtendría mediante la dirección, ejecución y participación en adecuados programas de exploración, explotación, transporte, transformación y construcción de obras.

2.1.2. Manejo de la demanda

Este elemento que contiene ideas nuevas en la política energética, tiene los siguientes objetivos generales:

a) Dirigir al consumidor hacia su mejor alternativa de suministro, prefiriendo recursos energéticos como el carbón, fuentes no convencionales, gas natural e hidroelectricidad, considerando inicialmente las posibilidades de conservación y ahorro.

b) Determinar pautas y proyectos económicos subsectoriales para la actualización tecnológica.



2.1.3. Desarrollo tecnológico

La contribución de la ciencia y la tecnología al proceso de desarrollo del país será exitosa, siempre y cuando las actividades de investigación, desarrollo y aplicación se ubiquen dentro de objetivos permanentes y consistentes, que logren la confianza del usuario, maximicen el empleo de los recursos y avancen progresivamente por las diferentes etapas de la cadena tecnológica.

Para estos efectos el Sector desarrolla y acumula sistemáticamente sus propias experiencias y colabora con las entidades e instituciones directamente vinculadas a la estructura.

2.1.4. Base al desarrollo económico global

Busca principalmente consolidar la función del Sector Energético como impulsor de las políticas nacionales de generación de empleo, de estabilización de precios y de incremento de la capacidad de la inversión y del ahorro público nacional y regional.

2.1.5. Precios

Es una política constante que siempre tiene una vinculación a las posibilidades de suministro y a la realidad socio-económica. Con ella se dirige adecuadamente la exploración y explotación de los recursos naturales no renovables e hidroenergéticos y las demandas internas hacia las mayores oportunidades, tanto desde el punto de vista del uso como de las ventajas relativas.

Sin entrar todavía en la descripción de los detalles del Plan y la política energética, ni de los alcances obtenidos, es bueno recordar el ambiente interno que la propició.

Nuestra situación es diferente a la que se observó a principios del siglo cuando, por ejemplo, la Ley 37 de 1931 mantenía criterios que impedían una acción dinámica en la exploración, pues no permitía interpretaciones prácticas y sí mucha teoría dogmática sobre los beneficios económicos que el país debía esperar del éxito del hallazgo petrolero. Con base en la necesidad evidente de actualizar nuestra legislación petrolera, se dictaron los Decretos-Leyes 10 y 3419 de 1950,

030 de 1951 y 2270 de 1952 que introdujeron mecanismos prácticos en materia tributaria, consideraron el beneficio económico a largo plazo y eliminaron la dualidad en la propiedad del subsuelo.

Hoy nuestra situación en materia de hidrocarburos y carbón se sustenta principalmente en la Ley 20 de 1969 y en el Decreto 2310 de 1974 que establecieron el sistema de asociación en materia de hidrocarburos y en la Ley 61 de 1979 que estructura permanentemente la explotación y utilización de nuestro carbón, dando los suficientes atractivos a la inversión interna y externa.

Esta evolución del marco jurídico y una política clara y futurista en materia de precios permitieron un adecuado desarrollo de las actividades exploratorias que propiciaron la recuperación de la capacidad de producción del país logrando así una situación de autoabastecimiento y devolviéndole su capacidad exportadora.

En lo referente a electricidad, los orígenes son diferentes. Se ubican en la desorganización que sufría el subsector hasta 1973, cuando la cobertura de las múltiples empresas era local, mostrando claros desaprovechamientos de recursos hidroeléctricos y una amplia dispersión de tarifas entre las localidades.

Surge entonces la posibilidad de cristalizar la idea de la interconexión y de realizar un estudio de inventario de los recursos (ESEE). Ello coincide con las mejores posibilidades que ofrece el sector financiero mundial y con la política nacional de apoyar la ejecución de grandes obras de infraestructura que promovieran por sus efectos directos el desarrollo económico colombiano.

Se hace, además, una evaluación permanente de las ventajas y posibilidades eléctricas, principalmente de la hidroelectricidad, como sustituto de los combustibles líquidos para algunos usos finales.

Por otro lado, los altos precios que alcanzaron los hidrocarburos a finales de la década de los setenta y algunas teorías socioeconómicas sobre equilibrio urbano-rural, incentivaron apropiadamente la investigación en fuentes de energía no convencionales, para que se pudiesen atender las demandas en pequeña escala en el sector rural y algunas de mayor proporción. Allí sobresale lo relacionado con geotermia, pequeñas centrales eléctricas, energía solar y el aprovechamiento de residuos vegetales.

Esta serie de acontecimientos llaman la atención sobre el problema energético y suscitan el respaldo de los sucesivos gobiernos a la política adoptada.

La contribución fundamental de este Gobierno al esquema previsto planteado se concreta en los siguientes puntos:

i) Fortalecimiento de las herramientas de evaluación, simulación y optimización en el planeamiento.

ii) Investigación, educación e inducción sobre la demanda energética.

iii) Actualización de la política de precios en hidrocarburos, dentro del marco de los nuevos hallazgos y de la necesidad de seguir explorando.

iv) Reestructuración de la política tarifaria.

v) Mayor participación nacional en la comercialización interna de los energéticos.

vi) Creación y fortalecimiento de instrumentos financieros para el Sector.

Al culminar la gestión del doctor Belisario Betancur Cuartas, los resultados del Plan son ampliamente satisfactorios: resalta la elevación del índice de éxito en la exploración detallada, el incremento en las reservas, la realización y puesta en marcha del Cerrejón, la producción y expectativas sobre Cravo Norte, la reducción en la elasticidad de la demanda de energía sobre el crecimiento del PIB, el constante cambio en la estructura de consumo donde ganan terreno los recursos energéticos abundantes y la capacidad eléctrica instalada, que permiten alguna flexibilidad en las inversiones a corto y mediano plazo.

2.2. Minería

Sobre la política minera es amplio el campo de las realizaciones. En el manejo sectorial la información, la investigación, el análisis y los programas estaban atomizados; la minería colombiana se refería siempre a la producción de metales preciosos, esmeraldas y minerales no metálicos relacionados con el sector de la construcción. Esto determinó que su evolución se identificara con políticas monetarias, cambiarias y de vivienda.

Durante este Gobierno se realizaron los Estudios para la Formulación del Plan Nacional de Desarrollo Minero; ellos permitirán estructurar adecuadamente la política sectorial dentro del esquema planteado y por tal razón es importante hacer la presentación correspondiente.

Los mencionados estudios fueron realizados por el Consorcio conformado por el Instituto de Estudios Colombianos (IEC) y la firma de Ingenieros Consultores INTEGRAL, de Medellín, quienes después de aproximadamente 33 meses de trabajo, entregaron la versión final al Ministerio de Minas y Energía, al Departamento Nacional de Planeación y a FONADE.

El trabajo, ejecutado por un equipo interdisciplinario, se adelantó en cuatro áreas, así:

1.) La Económica: responsabilizada del estudio de los mercados internos y externos, la identificación de los minerales prioritarios y de los proyectos específicos con posibilidades económicas para el país;

2.) La Técnica: que tuvo a su cargo lo relacionado con la geología, las reservas de los recursos y las formas y estructuras de exploración y explotación minera;

3.) La Jurídica: que además de los aspectos constitucionales y legales, incluyó el análisis de los asuntos administrativos e institucionales, contractuales y tributarios, y

4.) La Informática: encargada del conocimiento de la generación de la información del Sector y del diseño de un sistema computarizado para organizar los datos y entregarlos, facilitando así su aprovechamiento en el proceso de toma de decisiones.

El Estudio consta de 37 informes parciales que incluyen las monografías de los minerales estratégicos seleccionados, así como los estudios sobre catastro y registro minero, programas de exploración y producción, sistema de información, recursos humanos, mercados internacionales, posibilidades financieras, la pequeña y mediana minería, casos de contratación internacional, legislación tributaria y cam-

biaria, el gasto público en el Sector, legislación ambiental, seguridad e higiene, legislación general y por minerales y negociaciones y contratos.

Esta voluminosa y bien calificada tarea dispone de la mayor recopilación y conceptualización de elementos que, suficientemente complementados y ubicados en el tiempo, permitirán una eficiente planificación y desarrollo del Sector Minero. A este efecto, se ha iniciado la revisión e implementación mediante la conformación de grupos de trabajo con representación de las Entidades Oficiales, que tendrán a su cargo la responsabilidad de producir el Plan Nacional de Desarrollo Minero.

Como preámbulo a los próximos capítulos se harán algunas reflexiones de tipo económico, que sustentan y justifican la evolución y tendencias de los desarrollos y mercados de recursos naturales no renovables.

En lo referente al subsector energético, se analizarán, incluyendo los principales aspectos mundiales, la evolución y la situación nacional, se presentará un detalle del Plan integrado por fuentes y las principales realizaciones y recomendaciones de política para el planeamiento a mediano plazo.

Un desarrollo similar tendrá el capítulo sobre el subsector minero.

Merece especial mención el fortalecimiento del Ministerio de Minas y Energía en su capacidad y agilidad administrativa, así como su adecuación técnica que contará con el apoyo de las entidades adscritas, vinculadas y relacionadas, y actualizará su estructura para atender eficientemente las exigencias de la informática, la dirección del Sector y la gestión interna.

III – EL ESCENARIO MUNDIAL

1. El Contexto Económico
2. Energía

1. EL CONTEXTO ECONOMICO

A pesar de que en los últimos años la economía mundial se ha recuperado, los niveles de deterioro ocurridos fueron tan drásticos que produjeron que la mayoría de los países del Tercer Mundo regresaran al status logrado a principios de la década anterior.

En términos generales puede afirmarse que esta evolución tiene uno de sus orígenes en los montos y características de los flujos y mecanismos financieros.

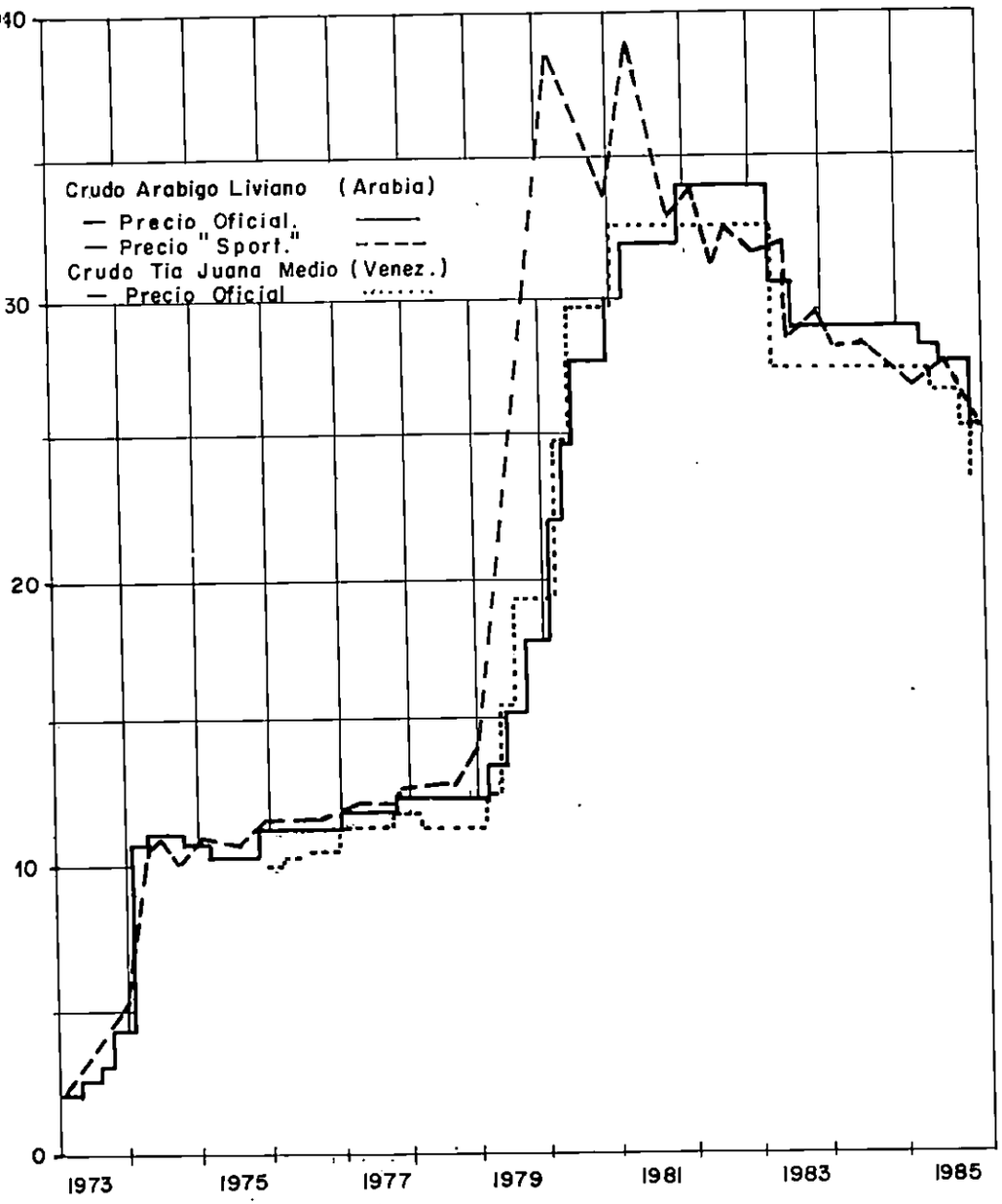
Mientras que en los últimos quince años los países subdesarrollados lograron cuadruplicar su producto interno, los registros del financiamiento externo obtenido por ellos se multiplicaron por diez. Estos recursos, que antes de 1981 tenían costos bajos, se dirigieron a cubrir la creciente factura petrolera en los países importadores de este producto y en muchos a apoyar políticas expansionistas que determinaron, aunque no en todos los casos, importaciones insuficientes para su estructura productiva, sin propiciar las exportaciones necesarias. Tan sólo incrementaron el comercio interno.

Este proceso, aunado con tasas de crecimiento económico inferiores a las esperadas, dio lugar en 1982, a una crisis financiera generalizada que desembocó en la negociación de la deuda externa de más de 30 países. Se alteraron así, en importante proporción las estrategias económicas del mundo industrializado, de las regiones subdesarrolladas y del sector financiero internacional. Se incrementó así la dependencia del Tercer Mundo con respecto a los países más desarrollados.

Los países industrializados que concurrían al escenario mundial con déficit fiscales, procedieron a ejecutar políticas monetarias y comerciales que les permitieron obtener alguna recuperación, cambiar los intereses a términos que hoy en día son altos e inestables, y a la

Grafica No. 3

PRECIOS DEL PETROLEO U.S. $ / BARRIL



alteración del comportamiento de otros factores que afectan la demanda de productos primarios. Esto contribuyó a agravar la crisis en los países subdesarrollados, los cuales veían crecer el servicio de la deuda, observaban la salida de capitales y apreciaban la disminución de sus posibilidades de inversión y su baja capacidad de ahorro. Igualmente encontraban en el reducido mercado externo términos de intercambio cada día más desfavorables. Las soluciones particulares se dirigían al establecimiento de políticas contraccionistas, que inducían ajustes importantes en sus tasas de cambio, programas de sustitución de importaciones y, en algunos casos, lograba el mejoramiento estructural de la capacidad de exportación.

Los países subdesarrollados, principalmente los de América Latina que tienen contratada más del 60% de su deuda externa en términos de interés flotante, difícilmente verán a mediano plazo realmente mejorada su situación de déficit y un manejo favorable de la cuenta corriente de la Balanza de Pagos.

El proteccionismo que los países industrializados han otorgado a sus sectores productivos, dificultan aún más la ampliación del comercio internacional. Ello posiblemente podría desembocar en un desarrollo o mejoramiento de los mecanismos financieros binacionales y multilaterales, que dentro del esquema de interdependencia ampliada, rompan el círculo y propendan por el crecimiento económico general.

El mecanismo que se desarrolle, fortalezca o actualice exigirá en un plazo más o menos largo, restricciones al libre juego de la oferta y la demanda para los productos primarios, lo que conduciría moderadamente a nuestros países a una planificación nacional más práctica.

Como quiera que el Sector Minero-Energético se identifica con gran proporción de la estrategia interna adoptada, Colombia no está exenta del acaecer en el contexto económico mundial.

2. ENERGIA

El elemento energético está ampliamente relacionado con el crecimiento y el desarrollo de los pueblos. Basta decir que los países industrializados producen algo más de las tres cuartas partes de los bienes y servicios económicamente cuantificados, y consumen dos ter-

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

cios de la energía comercial negociada. Por relación de complemento, la diferencia entre la producción y el consumo anotados están a cargo de los demás países.

Esta relación pone de relieve las diferencias tecnológicas y de bienestar, implica una afirmación sobre los rezagos económicos existentes y lleva a razonar sobre las políticas económicas predominantes.

La evolución de la energía en los últimos 20 años refleja apropiadamente el cambio de las relaciones de producción mundial, regional y nacional en ese corto período de historia; muestra la experiencia que los países han acumulado para negociar con su patrimonio natural; identifica fácilmente el poder que tiene la información y la comunicación casi inmediata; expone la notable alteración que sobre las relaciones de oferta y demanda produce la tecnología y hace manifiesta la sustentación del poder en la disponibilidad de recursos naturales, técnicos y financieros.

Hasta principios de los años sesenta, los países industrializados por intermedio de las empresas multinacionales y transnacionales (petroleras) no dieron un calificativo económico a los recursos naturales energéticos y tan sólo sus análisis y decisiones de costos se referían a la extracción, adecuación y suministro de bienes que no se consideraban agotables. Amparaban su posición en la escasa capacidad analítica de los diferentes Estados y en los limitados recursos de información y comunicación existentes.

A partir de 1963, cuando surge la idea de la Organización de Países Exportadores del Petróleo (OPEP), la mayoría de los países identificados como poseedores del recurso energético básico, implícitamente apoyados por las compañías petroleras, empiezan a evaluar su potencial y a mirar las posibilidades de convertirlo en fuente de poder; sus actuaciones son inmediatas y determinantes en el período económico mundial 1973-1982.

Los éxitos obtenidos en estas dos etapas nunca se sustentaron en la mínima lógica del sistema económico predominante. En este sistema la articulación y la participación de los recursos se efectúan a través de un sistema de precios que asegure la coordinación, en un mercado libre, de las múltiples decisiones de consumidores y productores.

Desde 1980 hasta finales de 1985, la lógica trata de imponerse, con la iniciación de un proceso para llevar los precios de los hidrocarburos a su punto de equilibrio. Sin embargo, durante los primeros meses de 1986 hay reminiscencias de poder y olvido de experiencias: los países industrializados, con intereses en los yacimientos del Mar del Norte, inician una guerra de precios, lo que tuvo una respuesta inmedita por parte de algunos países de la OPEP. Ello conduce el precio del petróleo a niveles verdaderamente preocupantes.

Los competidores tampoco recordaron que durante el período 1974-1982 los precios del petróleo habían contribuido a fortalecer la interdependencia de los países del mundo mediante los vínculos financieros.

Estas situaciones hacen calificar los registros de precios en la primera parte de 1986 como una "exposición irreverente de las fuerzas para con las reglas y necesidades socio-económicas mundiales".

Los precios del petróleo tienden a estabilizarse para un mediano plazo, por la actuación regulada en ese libre mercado de compradores y vendedores y por las necesidades financieras y políticas de los diferentes interesados

La participación del libre mercado en esa estabilización se dará para la continuidad en el desarrollo y utilización de las demás fuentes energéticas que ganaron terreno y absorbieron importantes inversiones en los 15 años anteriores

Para el largo plazo, posiblemente después de 1990, los precios volverán a depender totalmente del libre mercado, donde la mayor diversificación del suministro energético tornará en absurda cualquier actuación monopólica u oligopólica.

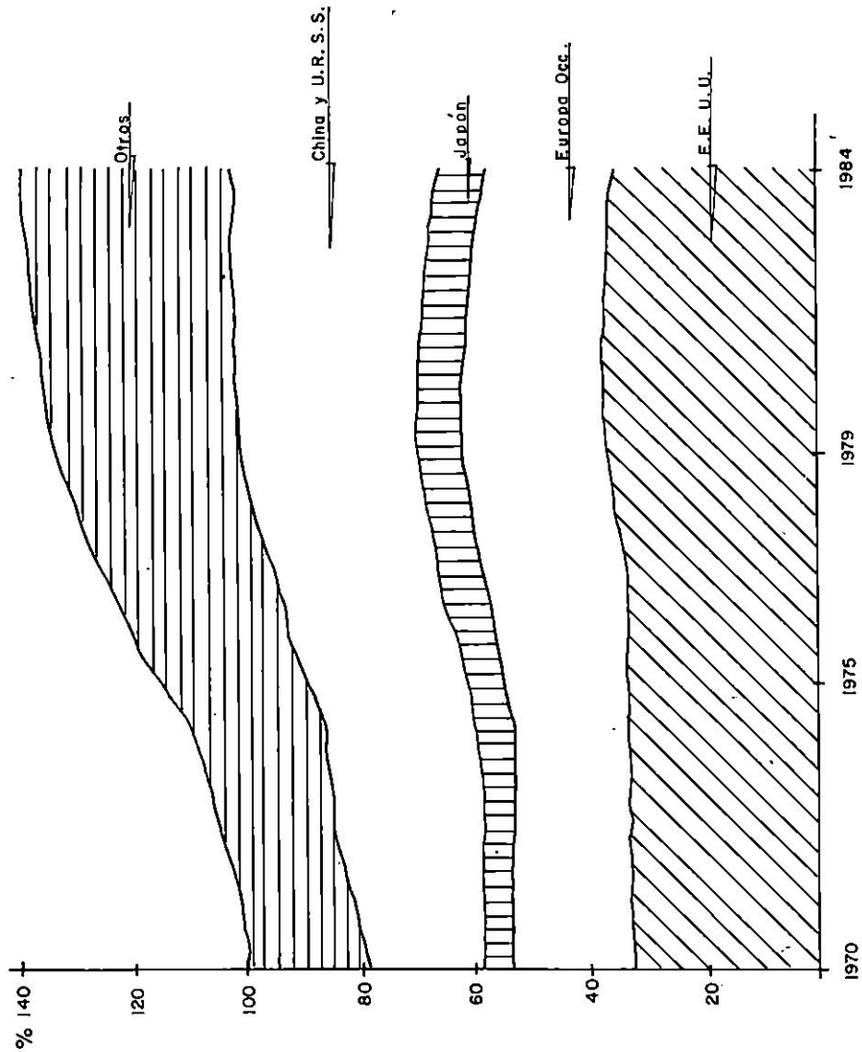
2.1. Consumo mundial de energía

El consumo mundial de energía comercial apenas sí se incrementó en el período 1982-1985 y se estima que para el último año, el volumen consumido supere levemente los 147 millones de barriles equivalentes de petróleo por día (bepd).

En el mercado sigue primando el petróleo pero, a pesar de los avances tecnológicos que racionalizan el consumo y modifican el equipamento consumidor, todavía es combustible casi exclusivo en el trans-

Gráfica No. 4

EVOLUCION DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA



porte y parte importante en el abastecimiento energético para la agroindustria y la industria; en contraposición, el mismo combustible ya no es fundamental en la generación eléctrica. Es bien factible que en el mediano plazo su participación se ubique entre el promedio mundial observado y el 32% que se registra en los países socialistas. En todo el mundo se trata de minimizar el uso con los objetivos de aprovechar recursos naturales más abundantes y de tener relativa autonomía económica.

Cuadro No. 1

ESTRUCTURA MUNDIAL DEL CONSUMO ENERGETICO (%)

Fuente	1974	1982	1984
Petróleo	46.4	41.2	39.5
Carbón	28.4	29.9	30.3
Gas	18.3	19.2	19.6
Hidroenergía	5.8	6.6	6.7
Otros	1.1	3.1	3.9
Total (%)	100.0	100.0	100.0
TOTAL Mbepd	121.5	140.1	147.1

FUENTE: BP Statistical Review of World Energy – June 1985.

El segundo componente del consumo mundial es el carbón, fuente energética que muestra una propensión a recuperar la importancia de los años sesenta.

En cuanto al gas natural se observa una relativa estabilidad en los consumos; las demás fuentes disponen de incrementos anuales importantes, pero en su conjunto muestran participaciones reducidas.

El consumo descrito se puede desagregar en dos rubros: uno, dirigido a la generación eléctrica y que ocupó la tercera parte y, el otro, denominado consumo final. Este último, que involucra la generación eléctrica obtenida, se descompone en los países occidentales en un 34% para el transporte, 30% industrial, 27% residencial y 9% para otros usos.

Para concluir, debe llamarse la atención sobre la tendencia a la estabilidad que está adquiriendo la relación entre cantidad de energía y generación de una unidad de producto. Esto demuestra en gran proporción el agotamiento de posibilidades de conservación y ahorro de energía en los países industrializados, los cuales determinan la mayor parte del consumo y la necesaria evolución hacia procesos sustitutivos.

2.2. Oferta mundial de energía

Una de las ventajas que tuvo el incremento en los precios del petróleo originó una mayor investigación, desarrollo e incluso comercialización, de las demás alternativas energéticas. Otra ventaja se encuentra en la mayor exploración de hidrocarburos que llevó a una mejor distribución geopolítica del recurso y a un incremento relativamente importante de las disponibilidades de la oferta frente a la demanda.

El carbón surge como sustituto económico del petróleo a partir de los US$ 10 por barril equivalente de petróleo bep (1); y el gas natural licuado se convierte en competencia para los dos anteriores alrededor de los US$ 30/bep; los líquidos obtenidos de la biomasa (por ejemplo, gasohol en Brasil) muestran su alternativa económica a partir de los US$ 55/bep y la electricidad con origen en fuentes exóticas (2) tan sólo a partir de los US$ 100/bep.

En los términos económicos descritos, la primera opción de suministro energético se encontraría exclusivamente en los hidrocarburos del Medio Oriente, los cuales se ubican por debajo de los US$ 5/bep. Sin embargo, con las connotaciones que el suministro ha adquirido y que tornan el costo descrito como una referencia, las alternativas reales de suministro futuro se encuentran principalmente en el carbón y en el gas natural; este último está por debajo de los US$ 30/bep.

Las anteriores reflexiones nos llevan a afirmar que la conformación de la oferta de energía tendrá en el mediano plazo varias

1. En dólares de 1985.
2. Nos referimos a los aprovechamientos eólicos, solares y maremotriz.

tendencias ya no sólo provenientes de un importante segmento de los oferentes sino del conjunto total.

2.2.1. Oferta de petróleo

Tres aspectos son fundamentales en la evolución reciente de la oferta de petróleo:

a) La estabilización de la producción y el cambio interno en la participación de los productores.

b) La disminución de los flujos internacionales y,

c) El mejoramiento en la capacidad de refinación.

Mientras que en 1974 la producción mundial de petróleo de 58 millones de barriles/día (Mbpd) dependía en un 53% de OPEP, después de los incrementos de precios originados por los sucesos políticos en Irán y por las dificultades financieras mundiales, la contribución de la Organización bajó a la tercera parte y fluctuó alrededor de los 19 Mbpd. Para 1986 los esfuerzos de la mayoría de los miembros de la Organización se dirigen a situar su oferta en 14 Mbpd, con el objeto de estabilizar los precios.

Cuadro No. 2

PRODUCCION MUNDIAL DE PETROLEO (Mbpd)

Región	1974	1982	1984
OPEP*	31.1	19.9	18.3
Estados Unidos y Canadá	12.5	11.8	11.9
Países centralmente planificados	11.0	14.9	15.1
Latinoamérica	1.8	4.4	4.6
Otros	2.2	6.0	7.9
TOTAL	58.6	57.0	57.8

FUENTE: BP Statistical Review of World Energy – June 1985.
* Incluye a Venezuela y Ecuador

A excepción de Estados Unidos y Canadá que han mantenido una producción casi constante durante los últimos diez años, los demás países han cubierto el desplazamiento de la OPEP. Sobresalen los países vinculados al Mar del Norte y los centralmente planificados.

Si bien es cierto que para 1974 el flujo de las principales zonas exportadoras llegaba a 33 Mbpd, los sucesos descritos, con las implícitas políticas de autoabastecimiento, conservación y sustitución, llevaron a una reducción drástica de esta cifra. Para 1985 se calcula que este rubro apenas supera los 25 Mbpd.

Cuadro No. 3

EXPORTACIONES DE PETROLEO EN EL MUNDO Mbpd

Región	1974	1982	1984
Medio Oriente	20.0	11.7	9.8
Latinoamérica	3.5	4.1	4.1
Africa	5.2	3.6	3.9
URSS, Europa Oriental, China	1.4	2.2	2.9
Otros	3.2	4.0	4.1
TOTAL	33.3	25.6	24.8

FUENTE: BP Statistical Review of World Energy — June 1985

Dentro de esta evolución es de resaltar que los únicos índices favorables fueron los de países centralmente planificados que multiplicaron por 2.5 sus registros iniciales de ese período, y los del Mar del Norte que casi lo duplicaron.

En los aspectos de refinación los últimos años se han caracterizado por un lento crecimiento que ubica la capacidad instalada en cerca de 75 Mbd.

Un cambio importante en la refinación mundial tiene que ver con la disminución de la capacidad en Europa Occidental, la cual se ha recortado entre 1974 y 1985 en una cuarta parte; esta disminución ha sido sustituida principalmente por ampliaciones en todas las demás regiones.

Otro aspecto sobresaliente se refiere a la optimización en la utilización de las cargas: a mediados de la década pasada el 80% de la capacidad se dirigía a la destilación primaria, mientras que para 1984 la estructura era de un 73% para ese fin y el 27% restante para los procesos complementarios de conversión.

Esta evolución ha facilitado la implementación de los procesos sustitutivos, principalmente en los países desarrollados, donde se encuentran las dos terceras partes de la capacidad.

2.2.2. Oferta mundial de carbón

La oferta mundial de carbón ha respondido al crecimiento regular de la demanda y a los distintos procesos sustitutivos ocurridos.

Para 1984 la producción mundial, similar al consumo, fue de 4.138 millones de toneladas, superando en un 4.4% el volumen del año anterior y en un 8.6% el registro de 1981. De esta significativa cifra corresponde el 55% a los países centralmente planificados. En el mundo occidental, los productores más importantes son Estados Unidos con un 15% y Europa Occidental que en conjunto participa con un 11%.

En estos momentos, cuando los costos de producción son de US$ 80 por tonelada en Europa, y hay inestabilidad política en Sudáfrica, los carbones colombianos con relación a este mercado son una buena alternativa mundial.

En lo referente al comercio internacional del carbón es bueno referir que los volúmenes de hulla exportados durante el año de 1984 ascendieron a 305 millones de toneladas, originados principalmente en Norteamérica (99), Australia (78), Polonia (43) y Sudáfrica (38).

Los destinos que tuvieron estas mismas exportaciones fueron Europa Occidental (108), Japón y Lejano Oriente (120), Norteamérica (19) y otros (58).

Como puede apreciarse, el mayor importador de hulla es Europa Occidental donde Dinamarca, Finlandia, Italia, Irlanda, Países Bajos, Noruega, Portugal, Suecia y Suiza deben importar casi la totalidad de sus necesidades anuales (12 MT). Austria importa el equivalente a 8 millones. Bélgica, Francia y el Reino Unido un volumen cercano

Cuadro No. 4

PRODUCCION MUNDIAL DE CARBON (MT) 1984

Región/País	Hulla	Lignitos	Total
Norteamérica	794	61	855
Latinoamérica	21	1	22
Europa Occidental	179	266	445
Africa	168	—	168
Australia	263	44	307
Países centralmente planificados	1.564	729	2.293
Lejano Oriente	41	3	44
Otros	4	—	4
TOTAL	3.034	1.104	4.138

FUENTE: B.P. Statistical Review of World Energy — June 1985

a su nivel de producción (70 MT) y Grecia, España, Turquía, Alemania Occidental y Yugoeslavia, volúmenes menores con respecto a sus posibilidades internas.

2.2.3. Oferta mundial de gas natural

Durante los últimos años el comercio internacional del gas se duplicó. Esta indicación es bien importante si tenemos en cuenta que en el mismo período el consumo y la producción de este energético tan sólo se incrementó en un 40%, lo que demuestra el descubrimiento, aprovechamiento y apertura económica de grandes depósitos gasíferos que antes estaban bien limitados.

En efecto, a excepción de América, todas las regiones del mundo incrementaron en esa proporción la comercialización internacional del gas tanto interregional como intraregionalmente. Dentro de esta tendencia generalizada cabe resaltar que, durante el período 1974-1984, la URSS multiplicó por cinco su suministro de gas a los países socialistas y que ha incrementado en importante proporción el abastecimiento a Europa Occidental. A su turno esta última región ha visto estancadas sus propias fuentes de abastecimiento interno, teniendo que recurrir, como ya se dijo, a la URSS y al Norte de Africa.

Los Estados Unidos, con consumos estáticos, siguen recurriendo a la importación de volúmenes constantes provenientes de Canadá y México.

Otro aspecto digno de resaltar sobre el gas (licuado) corresponde al hecho de que durante esos mismos diez años, Japón ha tenido que multiplicar por siete sus importaciones.

2.2.4. Oferta de hidroelectricidad

La energía hidráulica ha mantenido un aumento constante a nivel mundial; sin embargo, este comportamiento no es homogéneo porque mientras en los países subdesarrollados los incrementos son fuertes, en los países desarrollados el crecimiento tan solo refleja el deseo de mantener una participación constante dentro de la estructura energética.

Se puede apreciar que Latinoamérica, Africa, Sur de Asia y Australia, casi duplicaron la utilización de la energía hidráulica en los últimos diez años, en tanto que los países centralmente planificados incrementaron en ese período la utilización de esa fuente energética en un 75%.

Para el resto de los países los crecimientos son moderados y no sobrepasan el 27% en todo ese período.

2.2.5. Oferta de energía nuclear

El uso de la energía nuclear para generación eléctrica se ha visto incentivado a partir de los acontecimientos energéticos de 1974.

Como es obvio esta fuente es ampliamente aprovechada por los países poseedores de alta tecnología, a los cuales recientemente se han incorporado el Sudeste Asiático, Francia y en mínima proporción Latinoamérica.

Las dificultades de comercialización del uranio y aspectos ambientales, han obstaculizado la entrada de nuevos proyectos y la utilización en mayor escala.

Cuadro No. 5

OFERTA DE GAS, HIDROELECTRICIDAD Y ENERGIA NUCLEAR (Mbep) 1984

Región	Gas	Hidroelectricidad	Nuclear
Latinoamérica	452	455	12
Norteamérica	3.708	1.133	743
Europa Occidental	1.393	784	767
Africa	130	128	7
Países centralmente planificados	3.864	670	238
Otros	788	388	302
TOTAL	10.335	3.558	2.069

FUENTE: B.P. Statistical Review of World Energy — June 1985

2.3. Reservas mundiales de energía

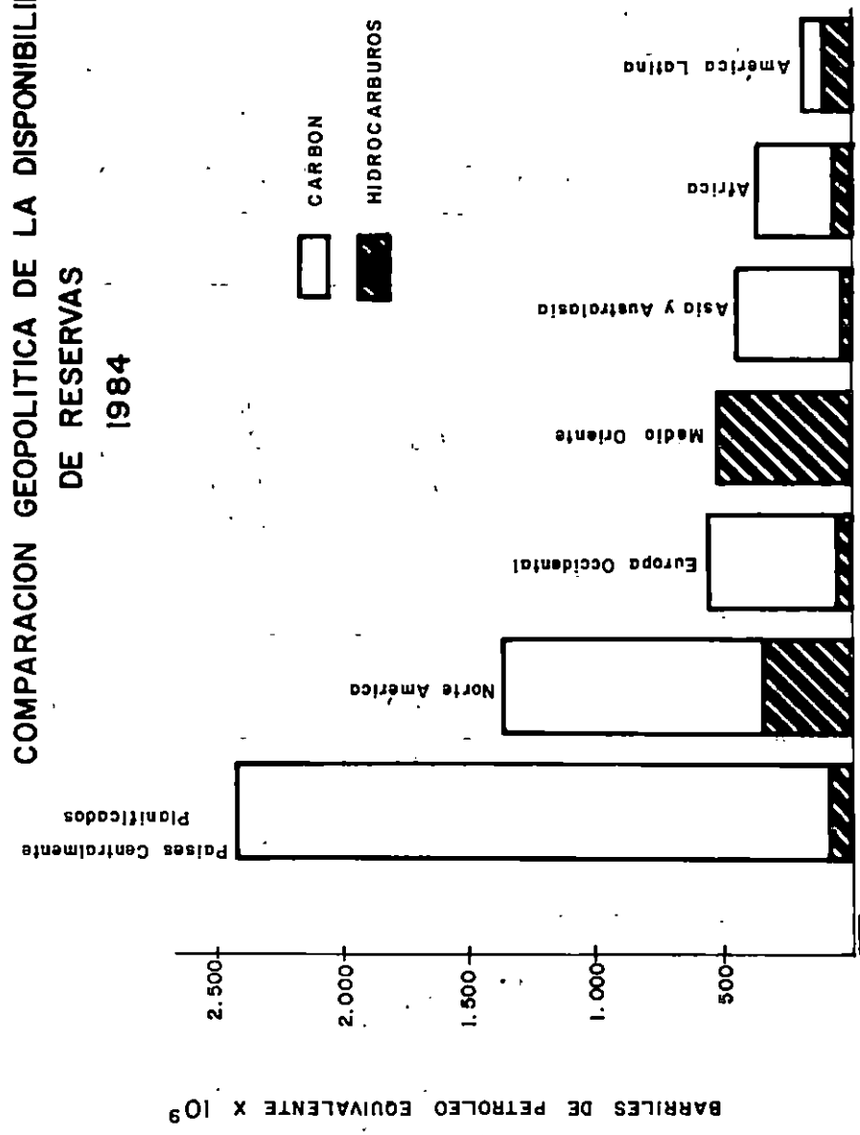
Las reservas de petróleo, gas y carbón alcanzaron a finales de 1984 a 6 X 10^{12} barriles de petróleo equivalente, cifra que puede descomponerse en dos cantidades: una que corresponde al petróleo y al gas (23%) y la que corresponde al carbón.

Del referido 23%, la mitad está representada en la OPEP y la cuarta parte le corresponde a los países centralmente planificados.

Las reservas complementarias de carbón son más homogéneamente distribuidas; algo menos de la mitad de ellas están ubicadas dentro del esquema de economías planificadas y a Latinoamérica (Brasil, Colombia y México, principalmente), le corresponde el 11% del gran total.

Esta relación de reservas permite asegurar que el carbón será el energético del futuro, por cuanto independientemente del sistema productivo predominante, es el energético más abundante y será preocupación en el mediano plazo no sólo de la tecnología mediana, sino interés de los países con más alta y amplia tecnología disponible.

Gráfica No. 5



Teniendo en cuenta que la oferta exportable de carbón se encuentra concentrada relativamente en pocos países, el comercio internacional está circunscrito al libre juego de la oferta y la demanda.

Hasta el momento no existen carteles de productores que manejen la utilización de estas reservas y que determinan el precio del producto a nivel mundial.

Cuadro No. 6

ESTRUCTURA MUNDIAL DE RESERVAS (31–XII–84) (%)

Región	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Total
Norteamérica	0.67	0.92	21.42	23.01
Latinoamérica	1.43	0.58	1.35	3.36
Europa Occidental	0.40	0.65	8.78	9.83
Medio Oriente	6.65	2.78	—	9.43
Africa	0.91	0.59	4.81	6.31
Asia y Australia	0.30	0.52	6.93	7.75
Países centralmente planificados	1.39	4.77	34.15	40.31
TOTAL (%)	11.75	10.81	77.44	100.00
TOTAL bpe x 10^9	704	648	4638	5990

FUENTE: Con base en B.P. Statistical Review of World Energy

NOTA: Se asume que las reservas de carbón en Latinoamérica son 14.000 millones de toneladas (según OLADE).

2.4. Precios

La disminución de los precios internacionales de los hidrocarburos a partir de los últimos meses de 1980, ha tenido varias causas, entre otras:

a) Excedentes de capacidad de producción frente a niveles relativamente estables en la demanda.

b) Diversificación y autosuficiencia energética en la mayoría de países.

c) Cambios y mejoramiento en los procesos de refinación, que alteran las preferencias por los crudos.

d) Conflictos de poder entre los consumidores y productores importantes.

e) Alto endeudamiento de algunos países productores y exportadores de petróleo y la dependencia de sus balanzas de pagos del mercado internacional de hidrocarburos.

La conjugación de estos aspectos ha llevado a que, en primer lugar, los precios de referencia existentes hasta 1984, como el crudo de Arabia, pierden solidez y contribuyen al desorden.

En segundo término, esta combinación de factores ha determinado que desde un nivel de US$ 34.00 por barril, las cotizaciones bajaran en diciembre de 1985 a US$ 23.00 y que se hayan registrado tarifas a plazo para junio de 1986 del orden de US$ 13 por barril.

El desmoronamiento de los precios ha entrado a revaluar para el mediano plazo la competencia que tiene el libre juego de la oferta y la demanda como mecanismo natural de la economía de mercado: ya se observaron posiciones de la OPEP por fuera de ese juego, con el respaldo de otros países productores importantes como México y que implícitamente fueron aprobados por el gremio financiero internacional (países industrializados).

En aras de la estabilidad política mundial esta posición deberá ampliarse para los 3 ó 4 próximos años, mientras la economía mundial y esos mismos países retornan a las relaciones libres de la economía de mercado.

A nivel de referencia, es procedente indicar algunas proyecciones sobre los precios del crudo y el fuel oil basadas en la ponderación de incrementos anuales estimados por varias fuentes:

Año	Petróleo US$/barril	Fuel Oil US$/barril
1986	15.50	14.67
1987	14.60	13.85
1988	14.13	13.40
1989	14.49	13.75
1990	14.66	13.92

IV – SITUACION ENERGETICA COLOMBIANA

1. Energía y Actividad Económica
2. El Balance Energético
3. Los Hidrocarburos
4. El Carbón
5. Electricidad
6. Fuentes No Convencionales
7. El Instituto de Asuntos Nucleares —IAN—
8. El Programa para el Uso Racional de Energía

El planeamiento y ejecuciones del Sector Energético Nacional son lo suficientemente sólidos para soportar depresiones coyunturales dentro de los términos normales.

Si bien es cierto que la situación de corto plazo en el mercado cafetero externo reporta beneficios económicos directos al país y, además, colabora para subsanar dificultades puntuales del Sector, es importante subrayar que los hallazgos petroleros y el plan de exportaciones de carbón son el resultado de esfuerzos prácticos y permanentes, coordinados dentro de la política general sectorial de autosuficiencia energética.

1. ENERGIA Y ACTIVIDAD ECONOMICA

La ejecución de esta relación como política del país ha permitido superar una situación difícil al lograr un balance positivo en el período 1982-1985, pues determinó que el déficit comercial energético tan sólo se acercara a los US$ 250 millones en ese lapso e, incluso, mostrara superávit de Balanza Comercial en los dos últimos años.

La organización energética, mediante una balanza de pagos sectorial positiva (3), brinda al país hasta 1987 la posibilidad de desarrollar otras áreas productivas y alguna infraestructura y obras con alto contenido social. Después de este período y durante unos cinco años, se presentarán déficits promedios anuales menores a US$ 750 millones; posteriormente se podrá disponer de las mismas garantías de desarrollo que se contemplan en la política de base al desarrollo económico global.

En el período 1982-1985 la demanda de energía creció aproximadamente en un 2.3% por año, lo cual determina una relación unitaria

3. Con niveles de precios similares a los expuestos en la parte internacional.

con el crecimiento económico nacional. Esta situación básicamente se explica en dos hechos fundamentales: la recesión económica ocurrida en ese lapso y la racionalidad en el uso energético.

Al comparar la tendencia con períodos históricos más largos, las conclusiones son favorables.

Cuadro No. 7

RELACION DE CRECIMIENTO DE LA ENERGIA CON LA ECONOMIA (% Anual)

Período	Crecimiento de la demanda total	Crecimiento del PIB (Términos Constantes)
1975 – 1985	3.1	2.7
1975 – 1982	3.5	2.9
1978 – 1982	3.2	3.1
1982 – 1985	2.3	2.3

FUENTE: Oficina de Planeación Ministerio y Revista Banco de la República.

Para finales de esta década, cuando por la continuidad en el proceso de urbanización y cubrimiento de los programas de electrificación rural, se prevé una disminución de los ineficientes consumos de energía en el sector agrícola (4), así como también por los efectos positivos de los programas de uso racional de energía y eliminación de pérdidas negras, es factible lograr que la relación aludida disminuya a 0.85.

2. EL BALANCE ENERGETICO

Este instrumento es un indicador básico para evaluar integramente el Sector, por cuanto permite un análisis adecuado en los aspectos de oferta y transformación y en los tópicos de la demanda.

4. Se estima que la eficiencia de la leña en cocción es del 8% contra más del 80% de la electricidad.

Es procedente recalcar sobre las diferencias aparentes que surgen al realizar análisis entre tendencias logradas con base en datos primarios (unidades corrientes de especificación por fuente) y los que surgen con datos agregados por una equivalencia calórica, como son las teracalorías.

El análisis del Balance Energético permite obtener las siguientes conclusiones generales:

— El país ha evolucionado por diferentes causas hacia una mayor eficiencia en el uso energético.

— Las fuentes no convencionales de energía, leña y bagazo principalmente, han perdido importancia relativa y ello se debe a la flexibilidad otorgada a la política de precios de los combustibles líquidos y a la mayor cobertura del Sector Eléctrico.

— La demanda interna por carbón disminuyó su tasa promedio de crecimiento. Este comportamiento también se relaciona con los precios de los hidrocarburos y el gas.

— El rubro de exportaciones adquiere importancia dentro del esquema de producción y oferta total.

2.1. Utilización de las fuentes primarias

Durante el año de 1985 la demanda total de energía alcanzó 236.702 teracalorías (Tcal), equivalentes a unos 160 millones de barriles de petróleo (5). Dentro de este registro es significativa la utilización de las fuentes comunmente denominadas no convencionales, las cuales contribuyen con algo más de la quinta parte, cifra que es asimilable por el mismo contenido calórico a la producción interna de petróleo durante el segundo semestre de 1985, o a un volumen de 14 millones de toneladas de leña con bajos porcentajes de humedad.

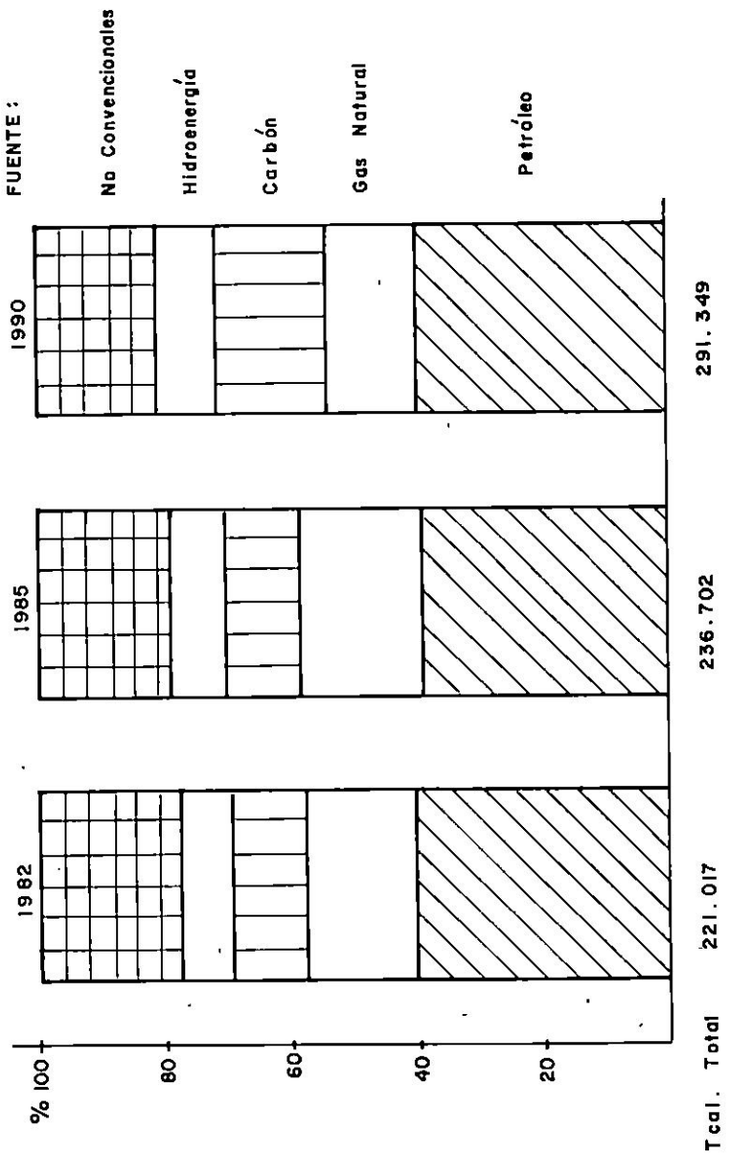
Los principales desarrollos de la demanda de energía, tanto en el último año como en el período 82-85, se pueden resumir así:

— La demanda y utilización de la hidroenergía continúa su lenta y segura evolución.

5. Mil barriles de petróleo equivalen aproximadamente a 1.48 Tcal.

Grafico No. 6

ESTRUCTURA DE LA DEMANDA DE ENERGIA



La participación de los hidrocarburos dentro de la estructura de demanda tiende a estabilizarse y esto es más notorio a partir del último año, cuando ya se observan los efectos del autoabastecimiento interno y las expectativas y acontecimientos en los precios y suministros internacionales.

— El carbón ha superado en gran proporción los límites de la fácil sustitución y en consecuencia la política de precios relativos debe ajustarse a efectos de permitir su mayor penetración.

— La demanda de gas natural apenas sí se modificó en los últimos años, como puede observarse en el cuadro sobre la estructura de consumo. Igualmente se muestra la importancia que esta fuente tuvo en la década pasada y primeros años de ésta para disminuir el volumen de importaciones de petróleo y derivados. Para el futuro este energético perderá importancia relativa.

— La evolución de la demanda se definirá por la estrategia política que se haga con respecto a los precios, principalmente en lo que concierne a los combustibles competitivos en algunas áreas económicas como son: el carbón, el gas natural, fuel oil, crudo de Castilla y la hidroelectricidad.

2.2. Abastecimiento de energía

El abastecimiento de energía aunque ya no constituye problema desde el punto de vista de disponibilidad interna de fuentes, entra a plantear un juego de alternativas con respecto a la amplia gama de posibilidades. Se observa en hidrocarburos un exceso de oferta en productos pesados, una competencia de los combustibles estratégicos por regiones y que exige decisiones dentro del Sector Energético mismo así como en lo referente a los planes de desarrollo regional.

2.3. Producción de energía

En el año de 1985 la producción de energía primaria registró un incremento del 10.8% y para el año 1986 puede esperarse un crecimiento significativo mayor, como puede observarse en el Cuadro Nº 9.

Como es lógico, estos índices se originan principalmente en los comportamientos del petróleo y el carbón que han cambiado la es-

Cuadro No. 8

ESTRUCTURA DE LA DEMANDA DE ENERGIA (%)

Fuente	1982	1984	1985	1986	1990
Petróleo	40.4	39.3	39.3	39.9	39.7
Gas Natural	17.0	17.8	18.0	17.3	15.0
Carbón	11.7	12.8	13.2	13.4	17.1
Hidroenergía	8.0	7.8	8.1	8.5	9.2
No Convencionales	22.9	22.3	21.4	20.9	19.0
TOTAL %	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
TOTAL Tcal.	221017	231250	236702	245137	291349

FUENTE: Sistema de Información Energética (SIE) y Oficina de Planeación del Ministerio.

Cuadro No. 9

PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA
(Miles Teracalorías)

Fuentes	1982	1984	1985	1986	1990
Hidroenergía	17.6	17.8	19.2	20.9	27.0
Gas Natural	37.5	41.4	42.6	42.6	43.7
Petróleo	76.6	90.5	95.3	159.1	173.8
Carbón	28.7	43.1	63.1	80.7	184.7
No convencionales	50.7	51.6	50.6	51.4	54.7
TOTAL	211.1	244.4	270.8	354.7	483.9

FUENTE: Sistema de Información Energética (SIE) y Oficina de Planeación del Ministerio.

tructura de producción en el presente y la acentuarán aún más en los próximos años tanto desde el punto de vista de las fuentes como de su distribución por regiones.

Para 1985 el repunte importante en la producción se origina en el carbón, pero para 1988 el petróleo podría señalar registros mayores, superiores a los de 1970 cuando la producción fue de 80 millones de barriles.

Cuadro No. 10

GENERACION DE ELECTRICIDAD
(Miles Teracalorías)

RUBRO	1982	1984	1985	1986	1990
Insumos Térmicos	27.4	30.7	29.6	29.8	32.6
Gas Natural	15.3	18.5	17.0	17.0	17.0
Hidrocarburos	1.7	1.7	1.0	1.0	0.5
Carbón	8.6	9.2	10.3	10.5	13.8
No Convencionales	1.8	1.3	1.3	1.3	1.3
Hidroelectricidad	17.6	17.8	19.2	20.9	27.0
TOTAL INSUMOS	45.0	48.5	48.8	50.7	59.6
Pérdidas en transformación (1)	20.5	22.8	22.0	22.1	24.2
Hidráulica no aprovechada	2.1	0.4	0.4	0.4	0.4
Generación Total	19.8	22.7	23.7	25.2	30.9
Hidráulica	12.9	14.8	15.9	17.5	22.5
Térmica	6.9	7.9	7.8	7.7	8.4

(1) Termoelectricidad

FUENTE: Sistema de Información Energética (SIE) y Oficina de Planeación del Ministerio.

En lo que respecta a producción de energía secundaria el volumen de derivados de hidrocarburos permaneció constante durante los años 1984 y 1985; sin embargo, internamente se observaron cambios importantes: dentro del grupo de productos blancos la producción conjunta de gasolina motor y bencinas creció un 5% y los destilados medios (querosene, ACPM y turbocombustible) tuvieron una disminución del 10%.

La producción de derivados del gas natural, el carbón y la leña registraron incrementos bajos tanto en el último año como en el período 1982-1985.

La generación de energía eléctrica creció durante el período 82-85 en 6.2% promedio anual. Durante este período la participación hidroeléctrica aumentó del 65 al 67% y se espera para finales de la década que, mediante incrementos permanentes, esta contribución aumente.

El acontecimiento más significativo dentro del ámbito de la generación eléctrica lo constituyó en ese período la penetración del carbón: en efecto, la utilización de este combustible primario creció un 11% y desplazó, principalmente hasta 1984, a los combustibles líquidos.

Otro aspecto importante se refiere al aumento de las eficiencias en la generación, esencialmente por la mayor posibilidad de aprovechar los recursos hidráulicos.

2.4. Consumo final de energía

Dentro del análisis histórico reciente se pueden resaltar varios aspectos:

— La tendencia de crecimiento para el período 82-85 se situó en un promedio anual del 2%, algo inferior al estimado para el último año.

— La estructura de consumo se modificó en alguna proporción para el período 82-84, por cuanto el petróleo y sus derivados perdieron importancia frente al carbón, electricidad y gas natural y en detrimento igualmente de las fuentes no convencionales.

A partir de 1984 se observa una estructura casi estática pero ya se insinúa una recuperación de los hidrocarburos en relación con la participación del gas.

Con referencia al consumo final de energía proyectado, las expectativas recientes indican una estabilización en la participación de los consumos de gas natural en cerca del 6%, la ubicación de los hidrocarburos alrededor del 44%, el incremento en la participación del carbón a un 15%, la contribución de la electricidad cercana del 10%, y la pérdida de terreno de las no convencionales a un 25%.

Cuadro No. 11

CONSUMO FINAL DE ENERGIA
(Miles de Teracalorías)

RUBRO	1982	1984	1985	1986	1990
Total	155.1	161.2	164.8	172.1	212.3
Forma Primaria	70.7	78.9	78.8	80.9	100.2
Petróleo	1.5	3.2	3.2	3.9	6.2
Gas Natural	6.9	8.6	9.3	9.3	10.6
Carbón	13.8	17.8	18.0	18.7	31.3
No Convencionales	48.5	49.3	48.3	49.0	52.1
Forma Secundaria	84.4	82.3	86.0	91.2	112.1
Derivados del Petróleo	65.8	61.9	64.8	68.8	84.9
Derivados del gas natural	1.9	2.3	2.3	2.2	2.3
Derivados del carbón	0.5	0.5	0.5	0.5	0.7
Electricidad	15.3	16.7	17.5	18.7	23.2
Otros	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0

FUENTE: Sistema de Información Energética (SIE) y Oficina de Planeación Ministerio (Información preliminar)

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

El consumo final por sectores presenta las siguientes características:

Durante los últimos tres años el sector residencial representa menos de la tercera parte del consumo; en él se aprecia una mayor importancia del consumo eléctrico pero sigue siendo predominante el consumo de leña.

El sector industrial tiene últimamente un consumo levemente inferior al residencial pero ha sido notoria la elevación de las eficiencias en los usos que han permitido lograr menores coeficientes energéticos por unidad de producto.

El sector transporte ha tenido un crecimiento permanente; esto obedece a su connotación de servicio, la recuperación del sector agropecuario y al comportamiento satisfactorio del sector industrial en los últimos dos años.

Para 1986 el consumo de gasolina motor posiblemente llevará al sector transporte a incrementar su participación.

2.5. Precios de la energía comercial

Indudablemente los acontecimientos mundiales de los últimos años incidieron en la evolución de los precios internos de la energía. Ellos contribuyeron, aunque indirectamente, al deterioro de la capacidad de pago de los consumidores y obligaron a una mayor carga por los servicios de la deuda pública externa.

A nivel interno, después de 14 meses de estabilidad nominal, el 1º de enero de 1986 se optó por autorizar un incremento del 20% en los precios de los combustibles líquidos. A pesar de este ajuste y los realizados en períodos anteriores, en términos reales los precios han venido disminuyendo desde diciembre de 1980, reflejando el interés del Gobierno por beneficiar al consumidor de acuerdo con la evolución favorable de los precios internacionales y a la mejor disponibilidad interna para el suministro.

En lo que se refiere al carbón, los precios han estado deprimidos en los últimos dos años: una indicación general para el consumo interno demuestra que en 1985 tan sólo crecieron en términos corrientes un 8%, originando problemas en el mercado interno.

Cuadro No. 12

PRECIOS DE LOS PRINCIPALES COMBUSTIBLES
(Precios Corrientes)

Rubros	Unidad	Marzo/82	Marzo/86
Indice de Precios	%	100.0	213.3
Gasolina motor, diesel y kerosene	$/Galón	55.00	107.00
Bencina	$/Galón	51.00	122.00
Cocinol (1)	$/Galón	13.00	13.00
Fuel—oil (Barranca)	$/Galón	23.84	56.40
GLP (2)	$/Galón	24.70	53.10
Carbón térmico (3)	$/Ton.	1.324.00	2.063.00
Gas natural materia prima	Millones BTU	67.00	111.00
Industria	Millones BTU	103.00	172.50
Doméstico	Millones BTU	116.00	172.50

(1) Combustible liviano subsidiado para estratos pobres del sector residencial.

(2) Entregado a domicilio en carro-tanque.

(3) Precio indicativo para junio de 1982 y 1985

FUENTE: Oficina de Planeación — Ministerio de Minas y Energía.

Con respecto a los precios del carbón en el mercado internacional se observa también una evolución no muy afortunada debido a una importante disminución hasta niveles cercanos a los US$ 37 por tonelada de carbón térmico.

Las tarifas del servicio eléctrico tuvieron durante los últimos años un ajuste permanente que osciló en cerca del 2.2% mensual; esto indudablemente determinó una constante disminución en las tasas de crecimiento del consumo.

2.6. Balanza energética

Esta síntesis sectorial indica los beneficios económicos que está otorgando el planeamiento adoptado para buscar las mejores alternativas de competencia con nuestros recursos energéticos, que con el oro y el café se constituyen en soporte fundamental de la economía nacional.

El Sector Energético durante el período 1975-1983 tuvo un déficit comercial equivalente a 42 millones de barriles de petróleo, por un valor aproximado a los US$ 1.900 millones. La situación cambia sustancialmente a partir de 1984, cuando se inicia una nueva época, por un superávit del orden de 6.4 millones de barriles equivalentes de petróleo que monetariamente superan el valor de los US$ 44 millones. En el año de 1985 el superávit llegó a US$ 125 millones.

Con respecto a las expectativas de Balanza Comercial, debe reiterarse que con precios similares a los relacionados en la parte internacional y con los volúmenes de exportación energética estipulados en los capítulos pertinentes, las cifras son permanentemente favorables.

Esta situación se extenderá también a la cuenta corriente, la que posiblemente tendrá un acumulado de US$ 1.248.0 millones entre 1986 y 1990. Para este mismo período la Balanza de Pagos presentará un déficit acumulado de US$ 1.130.0 millones.

3. LOS HIDROCARBUROS

3.1. La política energética en los hidrocarburos

El éxito de la política energética en los hidrocarburos es manifiesta. Ella le permitió al país contar, a 31 de diciembre de 1985, con una cifra de reservas recuperables equivalente a 2.590 millones de barriles de petróleo, de los cuales el 70% era crudo y el 30% restante correspondía a gas natural. El registro mencionado supera en 58% al observado en diciembre de 1982.

3.1.1. El autoabastecimiento energético

Esta política empieza a cumplir su principal cometido en la provisión interna del suministro básico por parte de ECOPETROL; la

empresa elevó su producción en 1985 a 68.400 barriles/día que representan el 43% del suministro interno necesario. El país recurre al mercado externo para aprovisionarse de gasolina motor, como una estrategia financiera encaminada a frecuentar un mercado favorable que le permita postergar a un momento más apropiado la ampliación sustancial de la capacidad refinadora.

Cuadro No. 13

BALANZA COMERCIAL ENERGETICA

(Millones de US$)

RUBRO	1982 a 1985	1985	1986	1986 a 1990
1. Exportaciones	1.945.2	581.6	1.026.6	7.019.2
Petróleo crudo	—	—	534.7	2.676.1
Derivados del petróleo	1.730.5	453.6	290.3	1.960.6
Carbón	214.7	128.0	201.6	2.382.5
2. Importaciones	2.187.8	456.3	184.0	574.9
Petróleo crudo	1.081.9	180.2	—	—
Derivados del petróleo	1.105.9	276.1	184.0	574.9
3. Superávit (1 – 2)	(242.6)	125.3	842.6	6.444.3

FUENTE: Oficina de Planeación – Ministerio de Minas y Energía

a) La exploración

Para un país que tiene limitadas capacidades de ahorro y debe utilizar adecuadamente su acceso al crédito externo, es difícil entrar a realizar altas inversiones que determinan moderada utilización de recursos humanos, implican alto riesgo y exigen tecnologías más o menos sofisticadas. Sin embargo, tampoco debe desentenderse de hacer razonables esfuerzos por identificar, evaluar y cuantificar sus recursos naturales no renovables.

Al efecto, la política de autoabastecimiento energético encontró el punto de equilibrio entre las necesidades y posibilidades de utilizar nuestros recursos naturales con las disponibilidades e intereses de inversiones no estatales para llevar los mismos recursos al calificativo económico. Este punto, que no es estático por las características dinámicas del mercado, está permanentemente identificado con el esquema jurídico del contrato de asociación. Esta herramienta y la permanente actuación de ECOPETROL facilitan los objetivos propuestos en este campo.

i) El contrato de asociación

Este tipo de contrato se inspira en reconocidos dogmas de justicia económica y necesidades de articulación de ciertos elementos para buscar desarrollos y resultados prácticos.

Los elementos fundamentales que articula el contrato son:

— La posible disponibilidad física de unos recursos naturales no renovables.

— La necesidad de desarrollo y benéficos cambios sociales para una Nación como la nuestra con limitados recursos económicos y técnicos.

— El interés económico de empresas con posibilidades de inversión.

La filosofía básica de esa articulación aspira en una primera fase a poner en igualdad de condiciones a los posibles contratantes mediante el esfuerzo e interés de quienes tienen la capacidad de inversión y la técnica suficiente.

Una vez lograda esa igualdad de condiciones el contrato de asociación busca el reconocimiento apropiado a dos sujetos importantes y bien definidos: el primero compuesto por los contratantes (asociado y empresa estatal) y el segundo es la Nación como única propietaria de los recursos naturales.

ii) ECOPETROL

La Nación se ha reservado para su propia actividad, por intermedio de ECOPETROL, aquellas áreas promisorias que poseen estudios geológicos y geofísicos indicativos de un buen prospecto y en cuyas cercanías ya se ha encontrado petróleo. Además se suma, en varios casos, la ventaja de que esas áreas se encuentran relativamente cerca a una refinería y posean infraestructura para el transporte de los posibles hallazgos. De esta manera se aumenta la posibilidad de obtener una buena relación de éxito en la actividad exploratoria directa.

b) Explotación

La intensidad en la explotación de las reservas tiene tres condicionantes básicas, como son las de atender los consumos internos de energía y los compromisos técnicos y financieros de ECOPETROL para cuidar los yacimientos y su estabilidad económica; así como lograr halagüeñas expectativas en los mercados internacionales.

Dentro de estas prioridades, la política energética pretende cuidar la seguridad de abastecimiento nacional en períodos no menores a diez años, brindar a los asociados las garantías suficientes para invertir y reinvertir, y no comprometer los recursos naturales en distorsiones o arreglos del mercado mundial a los cuales nuestras posibilidades poco pueden contribuir.

Aunque las alternativas y prioridades también involucran la expectativa del ahorro para mercados futuros, las decisiones tomadas en ningún momento contemplan el supuesto de que los hallazgos futuros sean poco satisfactorios, así como tampoco contemplan probabilidades utópicas.

c) Transporte y almacenamiento

En este aspecto los esfuerzos se dirigen a actualizar, con vinculación estatal o privada, la red de transporte y almacenamiento de hidrocarburos. Esta infraestructura debe ser suficiente para atender las necesidades y decisiones con justificación económica interna, sin perder de vista la utilidad pública que la red en su conjunto o parcialmente debe prestar prioritariamente al Estado Colombiano. En este sentido la operación de oleoductos recientes y futuros es responsabilidad directa de ECOPETROL.

Cuando por razones de costo se califique de inconveniente la extensión de las redes, las decisiones temporales favorecen en su orden

a los ríos e infraestructura existente; esta prioridad no excluye la ejecución de obras con amplia justificación socio-económica.

d) Transformación (Refinación)

En buena parte el diseño y operación de las refinerías de petróleo está enfocada a la producción de gasolina. Teniendo en cuenta la lentitud y las expectativas por el cambio del parque automotor pesado hacia el diesel, la transformación de los hidrocarburos seguirá dentro de los mismos términos. Esto y la capacidad de refinación determinará la importación de gasolina en el corto plazo y algunas actualizaciones tecnológicas para optimizar las unidades de transformación secundaria.

Para la última década del siglo XX posiblemente deba prospectarse una nueva refinería dirigida también a la producción de derivados blancos.

De otro lado, dada la disponibilidad de una amplia gama de crudos, se dirigen a la transformación interna aquellos que por su calidad brindan oportunidades de disminuir importaciones de los combustibles, y a la producción de algunos químicos y petroquímicos básicos en la industria nacional.

3.1.2. Manejo de la demanda

a) Programas de Uso Racional

El manejo de la demanda de energía en los hidrocarburos se enfoca a sustituir razonablemente la utilización de los combustibles líquidos por recursos más abundantes, para acelerar las posibilidades de autosuficiencia. Contempla, además, programas de ahorro en las centrales de refinación y en las redes de transporte.

En el futuro, pese a las nuevas condiciones y teniendo en cuenta que el desarrollo de la tecnología consumidora dependerá menos de los hidrocarburos, es conveniente que la política mencionada se encamine a moderar los crecimientos de su consumo por debajo del incremento total de la demanda, para permitir adecuada utilización de otros recursos, sin perjuicio de los usuarios y facilitar así el desarrollo sólido de otras fuentes.

b) Comercialización

Para el consumo interno, dentro de un sano reconocimiento a la labor que en esta materia históricamente han desempeñado las empresas internacionales, la política de autoabastecimiento se encamina progresivamente a aumentar la participación nacional en la comercialización de los productos. Para el efecto ECOPETROL implementa lo necesario dentro del esquema de actividades de sus filiales.

En lo externo, de acuerdo con las conveniencias técnicas y económicas y dentro del criterio de prioridades expuesto en el capítulo de explotación, se llegará a obtener las divisas necesarias al desarrollo.

3.1.3. Desarrollo tecnológico

Buscando que la mayoría de los recursos económicos para investigación y desarrollo en hidrocarburos se utilicen en todas las etapas de la cadena tecnológica, se ha encomendado lo pertinente al Instituto Colombiano del Petróleo, el cual, en coordinación con COLCIENCIAS, propende por disminuir la dependencia tecnológica de otros países.

Esta labor es explícita en las fases de investigación, de realización técnica y de desarrollo; en lo correspondiente a la fase de la cadena relacionada con producción en serie, la participación es inducida mediante el mecanismo de preferencias y programas en adquisiciones y contrataciones de bienes producidos en Colombia.

Las acciones que el Sector desarrolla en el ámbito del Consejo Nacional de Normalización y en otros estamentos, se enfocan a mejorar la calidad e incentivar las tecnologías apropiadas con términos de financiación y costos competitivos.

3.1.4. Equilibrio económico

Esta política hasta ahora comienza su desarrollo. Ella pretende crear unidad de criterio e integración financiera en la planeación de las diferentes entidades comerciales del Sector que permitan equilibrar la Balanza de Pagos sectorial como ente único destinado al suministro de energía dentro del concepto de mínimo costo.

3.1.5. Base del desarrollo económico global

En términos económicos se busca reconocer y ubicar dentro de los ámbitos municipal, departamental y nacional las posibilidades y beneficios de la explotación y comercialización de los hidrocarburos.

3.1.6. Precios

a) Crudos y gas natural

Con el objeto de lograr niveles adecuados de producción así como de incentivar la exploración y desarrollo, se estableció desde la década anterior para el petróleo y en 1983 para el gas natural, una política en la cual se reconocen adecuadamente los costos de oportunidad en las nuevas explotaciones y niveles competitivos a las explotaciones antiguas.

b) Derivados del petróleo y gas natural

La política de precios en este aspecto se ha enfocado para dar garantías a ECOPETROL como Empresa y como instrumento del Estado en la interpretación oportuna y soporte permanente de las necesidades del país.

Para el efecto, la política tiene dos variantes: una que incluye los energéticos básicos, con un control directo del Gobierno Central y la segunda, aplicable a productos con impacto menos directo, que se maneja según la estructura de costos.

3.2. Ejecuciones en la política de autoabastecimiento

El desarrollo de la política anteriormente descrita y que se expone a continuación, cuenta con la fiscalización del Ministerio y supervisión técnica de la Dirección General de Hidrocarburos y su ejecución se realiza a través de ECOPETROL, con la participación de entidades privadas nacionales y extranjeras.

3.2.1. Exploración y desarrollo

Durante el período 1982-1985, las labores de exploración y desarrollo adelantadas en el país sumaron alrededor de US$ 1.605 millones, cifra que supera la inversión hecha por Colombia en el Cerrejón Norte.

De esta cifra, menos de la cuarta parte corrió por cuenta de ECOPETROL y lo restante, o sea US$ 1.232 millones, es un aporte de las compañías asociadas a la economía nacional mediante la investigación de las áreas a ellos asignadas o en el desarrollo de las reservas calificadas como marginales hasta principios de la década pasada.

Con respecto a la inversión de ECOPETROL es importante resaltar que la tercera parte constituyó inversión de riesgo y la restante se dirigió a incrementar la recuperación de reservas conocidas.

a) Contratos y áreas

A 31 de diciembre de 1985 las áreas en concesión bajo 31 contratos en período de explotación abarcan 1.5 millones de hectáreas, ECOPETROL opera directamente 16 contratos.

En lo que respecta a contratos de asociación, a finales del año anterior había un total de 86 contratos con 9.4 millones de hectáreas; en ese año los contratos firmados alcanzaron la cifra de 29 áreas, siendo la cuenca de los Llanos la más favorecida.

De los contratos de asociación existentes a comienzos de 1986, 12 se encontraban en período de explotación y 5 con descubrimientos próximos a entrar en producción.

El Estado ha reservado y aportado a ECOPETROL una área aproximada a los 10.9 millones de hectáreas.

b) Exploración

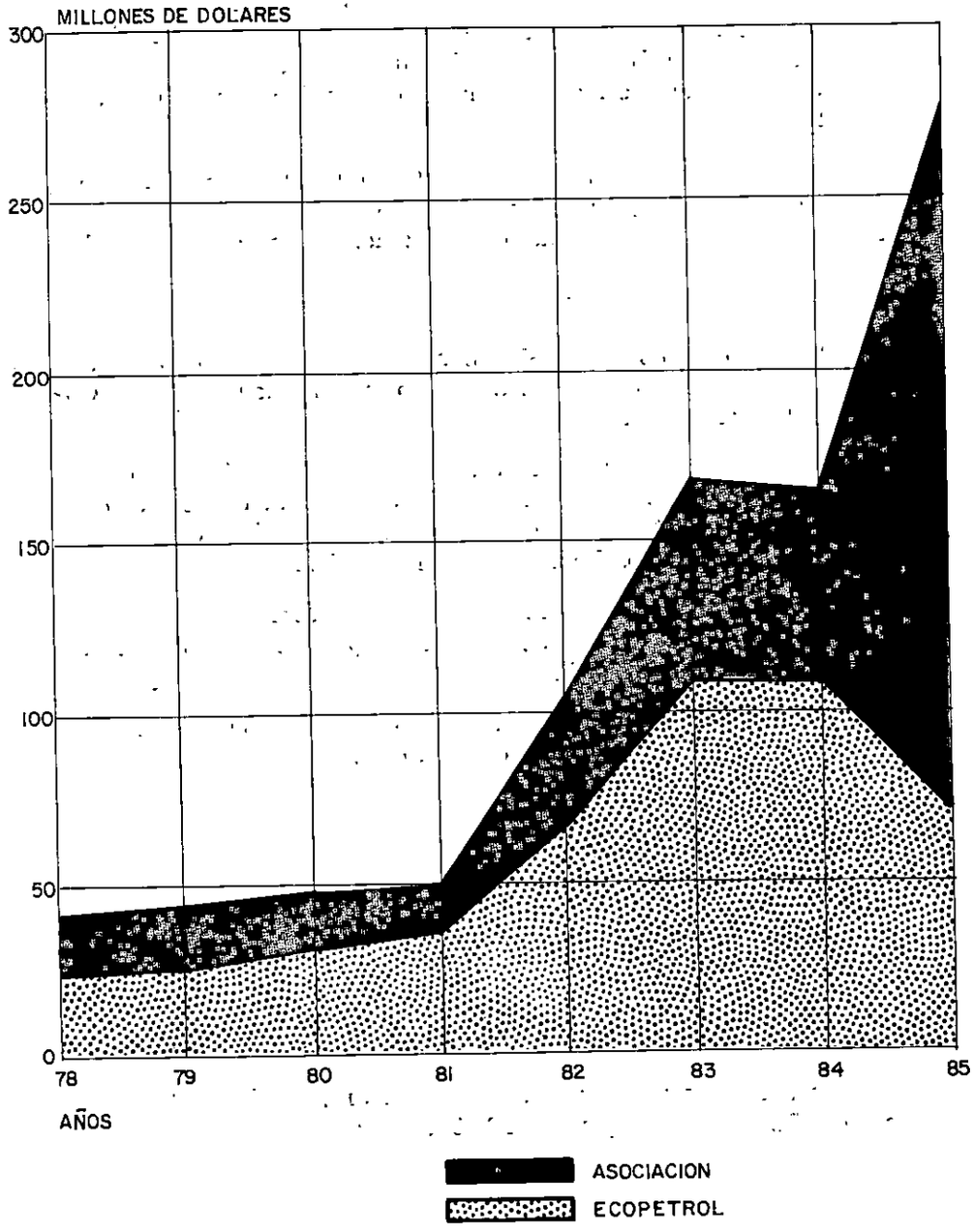
Dentro de la exploración sísmica de los últimos cuatro años es significativa la ejecución de 19.376 kilómetros de perfil en áreas marinas, tanto en la parte litoral continental como del insular.

Así mismo es bueno anotar que dentro de la sísmica ejecutada durante 1985, cerca del 80% se realizó en la cuenca de los Llanos Orientales.

En relación con la exploración con taladro, la cifra de 220 pozos perforados durante el período 82-85 es altamente satisfactoria; de

Gráfica No. 7

INVERSIONES EN PERFORACION DE DESARROLLO



Cuadro No. 14

ACTIVIDADES DE EXPLORACION Y DESARROLLO

AÑOS	ECOPETROL		ASOCIACION		CONCESION		TOTAL	
A — SISMICA								
	Miles Km.	Millones US$	Miles Km.	Millones US$			Miles Km.	Millones US$
1984	3.301	8.4	6.640	34.0			9.941	42.4
1985	2.092	7.5	11.373	60.2			13.465	67.7
82–85	24.250	31.7	25.893	142.2			50.143	173.9
B — PERFORACION EXPLORATORIA								
	Miles Pies	Millones US$	Miles Pies	Millones US$	Miles Pies	Millones US$	Miles Pies	Millones US$
1984	61.2	22.0	225.3	102.0	34.6	15.0	321.1	139.0
1985	73.5	23.7	412.1	208.4	63.8	30.5	549.4	262.6
82 – 85	276.7	107.6	1.178.5	637.7	130.5	59.3	1.585.7	804.6
C — PERFORACION DE DESARROLLO								
	Miles pies	Millones US$	Miles Pies	Millones US$	Miles Pies	Millones US$	Miles Pies	Millones US$
1984	702.1	110.0	145.5	54.7	292.6	56.9	1.140.2	221.6
1985	840.6	94.3	280.2	174.0	356.3	85.4	1.477.1	353.7
82–85	2.465.4	233.3	849.5	146.6	1.169.7	246.2	4.484.6	626.1
D — TOTALES								
		Millones US$		Millones US$		Millones US$		Millones US$
1984		140.4		190.7		71.9		403.0
1985		125.5		442.6		115.9		684.0
82–85		372.6		926.5		305.5		1.604.6

FUENTE: ECOPETROL

NOTA: El valor de las inversiones en concesión han sido estimados por el Ministerio utilizando los respectivos promedios en Ecopetrol y Asociación.

éstos, 27 corresponden a ECOPETROL, 176 a los contratos de asociación y los restantes fueron responsabilidad de las concesiones vigentes.

ECOPETROL tuvo un gran éxito en 1984 pues completó 6 pozos, de los cuales 4 resultaron productores, logrando una relación excepcional de éxito en perforación. Los pozos efectivos fueron Rancho Hermoso 1 y Entre Ríos 1, en el Casanare, Guayuriba 1, en el Meta y Temblón IX, en el Putumayo.

Para 1985 nuestra empresa petrolera concluyó dos pozos adicionales que había comenzado el año anterior, denominados Gala 1, en Santander, y el Suria 1, en el Meta, que también resultaron productivos. Para este último caso existe la posibilidad de que se trate de una nueva provincia petrolera.

En relación con los pozos iniciados en 1985, se descubrieron los campos de La Reforma, Libertad y Guatiquía que se encuentran en evaluación.

La anterior relación muestra ampliamente los aciertos que ha deparado la política energética descrita.

En cuanto a la exploración realizada en desarrollo de los contratos de asociación suscritos, el balance es igualmente satisfactorio; se pueden resaltar los siguientes:

Asociación con OCCIDENTAL

El contrato con Cravo Norte, realizado en la Intendencia del Arauca, hizo el más importante de los descubrimientos petrolíferos en Colombia desde 1921, cuando se determinaron los yacimientos de la Concesión De Mares. La perforación de ocho pozos durante los últimos años en esta área, ha permitido incrementar en forma importante las reservas.

En 1985 esta Asociación descubrió los pozos Redondo, Caño Verde y Caño Rondón que se encuentran en evaluación.

Asociación con TEXAS PETROLEUM

A los éxitos anteriores de esta Asociación, se suman los logrados en 1983 en el campo de Cocorná, localizado en el Departamento de Antioquia.

Asociación con ELF AQUITAINE

A partir de 1983, en el contrato correspondiente al área de Casanare, trabajos continuos permitieron cuantificar una cifra cercana a los 22 millones de barriles durante los últimos cuatro años. Las empresas asociadas participaron con la cuarta parte, se estima que las concesiones contribuyeron con el 39% y la cifra restante corresponde a ECOPETROL.

Esta última empresa inició desde 1982 el importantísimo programa de recuperación secundaria en el campo de Casabe, adquirido en 1975 a la Compañía Shell. En agosto de 1985 inaugurada la Planta de Inyección, lo que conjuntamente con los pozos perforados permitirá obtener 13 millones de barriles por producción primaria y 70 millones de barriles por recuperación secundaria, durante un período de 15 años.

Además, ECOPETROL ha extendido su actividad de perforación de desarrollo a los campos de la antigua concesión De Mares, al Putumayo y al Meta. Esto le ha permitido frenar la declinación de producción en unos casos e incluso aumentar la producción en otros.

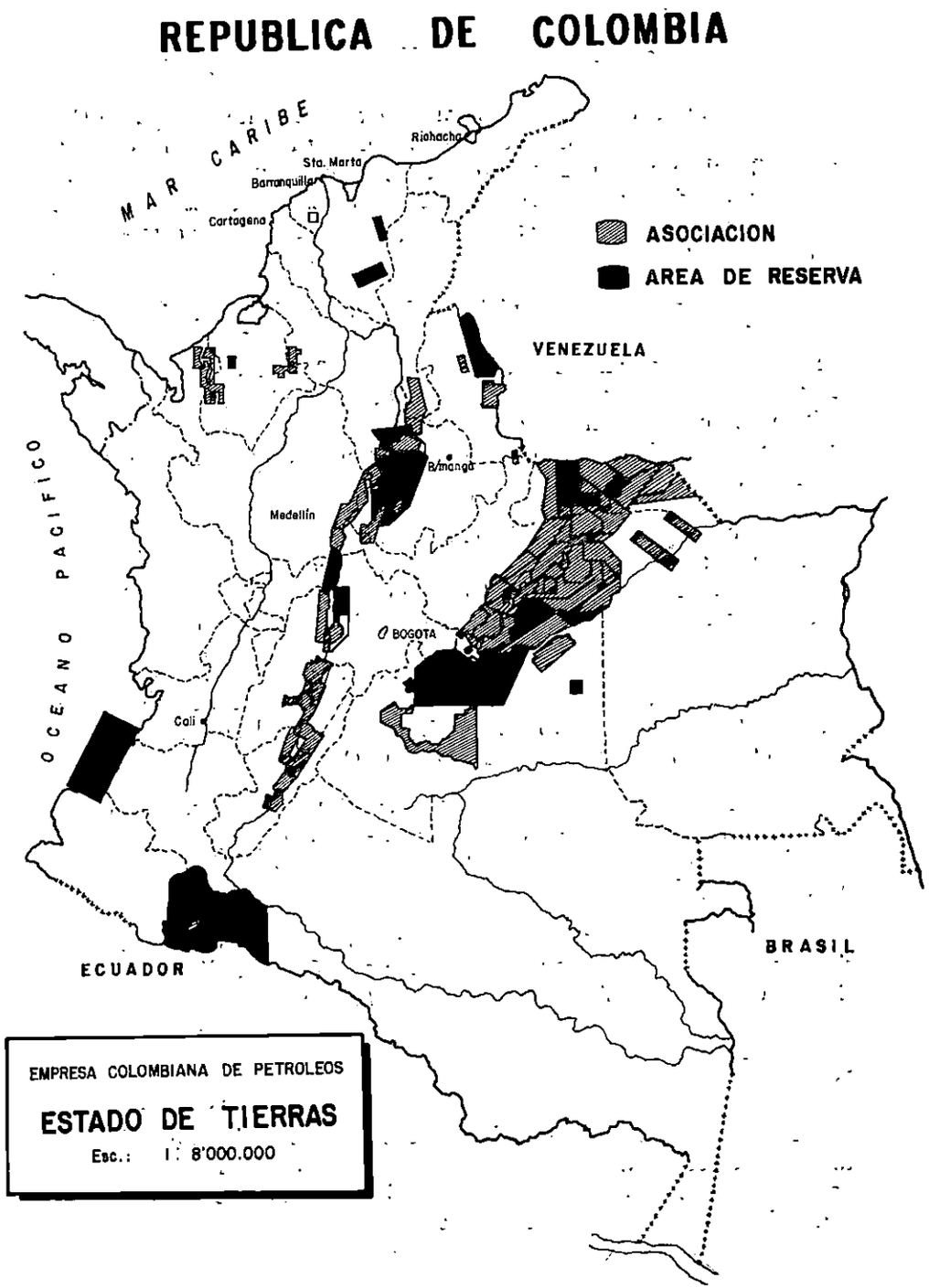
Las compañías asociadas han concentrado su perforación de desarrollo en Cocorná (TEXAS), Casanare (ELF Aquitaine), Cubarrá (CHEVRON), Cravo Norte y Las Monas (OCCIDENTAL), Palermo (HOCOL) y otras del Huila (PETROCOL).

Con respecto a los contratos de concesión, la perforación de desarrollo se manifiesta en el aumento de producción de los campos de Dina y Tello (HOUSTON OIL), de Provincia (INTERCOL) y Velásquez (TEXAS).

Como datos complementarios, en los últimos cuatro años se perforaron 885 pozos de desarrollo, de los cuales 485 son de ECOPETROL, 224 de Contratos de Asociación y 176 de las Concesiones.

d) Reservas

Como un resultado directo de la exitosa política de exploración, las reservas recuperables de hidrocarburos en Colombia, especialmente las de petróleo crudo, han aumentado considerablemente, permitiendo de esta manera una mayor producción para satisfacer las necesidades del país y planear la exportación.



Las reservas de petróleo tuvieron un incremento del 16.6% y las de gas 0.8% con respecto al año de 1984 como consecuencia del descubrimiento de los campos Gala, San Francisco y Santiago, la inclusión de los campos Perales, Tesoro, Rancho Hermoso y Guayuriba y la revisión de las reservas de los campos Llanito, Palagua, Velásquez, Salinas, Neiva, Tello, Carnicerías, Casanare, Apiay y los campos de las cuencas del Catatumbo y el Putumayo.

e) Planes de exploración y desarrollo

El Sector de Hidrocarburos participará activamente dentro del Programa de Exploración y Conocimiento Geológico que se desarrollará en el sector de recursos naturales no renovables. Sin embargo, para conservar la estructura del documento, es bueno adelantar lo siguiente con respecto a proyectos que se encuentran en progreso o que se iniciarán en breve plazo.

Cuadro No. 15

RESERVAS DE HIDROCARBUROS

1o. de enero de 1986

Cuenca	Petróleo ($x\ 10^6$ barriles)	Gas ($x\ 10^9$ pies cúbicos)
Alto Magdalena	161.4	41.3
Medio Magdalena	354.0	487.9
Bajo Magdalena	1.9	43.5
Catatumbo	14.1	9.0
Putumayo	46.8	94.7
Llanos Orientales	964.3	59.6
Guajira	—	3.143.3
TOTAL	1.542.5	3.879.3

FUENTE: Dirección de Hidrocarburos — Ministerio de Minas y Energía.

i) Banco de Información Geológica Colombiana —INGEOCOL—

Al igual que en los dos últimos años, es procedente continuar analizando la información sobre geología y exploración para cargar convenientemente los bancos de datos computarizados. Esta labor, en la que participan el Ministerio y ECOPETROL, deberá tener resultados tangibles en el corto plazo.

ii) Proyectos en exploración y desarrollo

Siguiendo la política de exploración dentro de las áreas más promisorias, ECOPETROL ejecutará inversiones anuales de 48 millones de dólares.

En lo que respecta a labores de desarrollo, las inversiones anuales proyectadas llegarán a los US$ 128 millones incluyendo estudios piloto de recuperación (2.3%), perforación de desarrollo en campos propios (36%) y el desarrollo de campos en asociación (61.7%).

Aunque se tiene prevista durante el período 86-88 una inversión adicional de US$ 222 millones para la recuperación secundaria en Casabe, esta obra se reestudiará a la luz de la conveniencia técnica y económica.

Teniendo en cuenta que la inversión extranjera en este aspecto depende de la evolución de los precios internacionales, es factible que por esto mismo el interés decaiga. En consecuencia, es procedente entrar a estudiar mecanismos que permitan a ECOPETROL financiar la ampliación de sus proyectos directos de sísmica y exploratoria directa.

3.2.2. Explotación

La política de autoabastecimiento y utilización de recursos logró no sólo frenar la declinación de los campos existentes, sino que por sexto año consecutivo logró aumentar la producción.

a) Petróleo

El total de petróleo producido en el país durante 1985 fue de 64.4 millones de barriles, para un promedio superior a los 176 mil

barriles por día (bd), cifra superior en un 5.3% a la del año 1984 y en un 24.4% a la obtenida en 1982, años en los cuales los promedios diarios fueron aproximadamente de 167.545 y de 141.821 bd, respectivamente.

Es importante anotar que dentro de esta tendencia ascendente la producción de diciembre de 1985 alcanzó un promedio superior a los 197 mil bd a pesar de algunos inconvenientes relacionados con el transporte de petróleo producido en los campos de las Intendencias de Casanare y Arauca y del Departamento del Meta. Para abril de 1986 el promedio ascendía aproximadamente a 269.000 bd.

Ahora bien, en lo que respecta a producción por regiones, Santander conservó en 1985 el primer lugar aportando el 28%, seguido de Huila (22.3%), Antioquia (10.6%), Intendencia del Putumayo (9.8%), Meta (9%) y Boyacá, Norte de Santander, Bolívar, Cesar, Tolima y las Intendencias de Casanare y Arauca que en conjunto aportan el 20.3% restante.

Relacionando las reservas disponibles con la producción observada en el último año y algunas tendencias, se podría anotar que en petróleo la cuenca del Bajo Magdalena agota en el corto plazo sus reservas conocidas; el Catatumbo lo hará aproximadamente en 6 años, el Putumayo en 9, y el Alto y Medio Magdalena dispone de una década más.

Las expectativas de producción en los Llanos Orientales determinan una duración aproximada a los 15 años.

b) Gas natural

La producción total en 1985 fue de 499 millones de pies cúbicos día (Mpcd), similar a la del año 1984 y superior en un 4.3% a la registrada durante 1982. Indudablemente el estancamiento se origina por el uso hídrico para generación eléctrica y el agotamiento en la Cuenca del Medio Magdalena, así como por el mayor consumo de gas natural en el sector residencial y en Cerromatoso que compensan la disminución.

Se estima que las reservas de gas natural de las Cuencas del Catatumbo, Magdalena y del Putumayo podrán tener una duración menor a 10 años, mientras que las de Guajira y Llanos Orientales superarán fácilmente los 39 años.

Cuadro No. 16

PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS NATURAL 1985

Cuenca	Petróleo x 10^6 barriles	Gas Natural x 10^9 p. c.
Alto Magdalena	14.4	4.2
Medio Magdalena	28.4	71.2
Bajo Magdalena	2.8	8.2
Catatumbo	3.0	4.1
Putumayo	6.3	12.8
Llanos Orientales	9.5	1.4
Guajira	—	80.2
TOTAL 1985	64.4	182.1
TOTAL 1984	61.2	182.7
82 a 85	232.9	724.3

FUENTE: Oficina de Planeación — Ministerio de Minas y Energía.

c) Planes de explotación

Para los próximos 5 años se espera que continúe aumentando la producción de petróleo por el aporte que harán los nuevos campos descubiertos y por el mayor desarrollo de algunos proyectos de recuperación.

Inicialmente los planes de explotación se han diseñado para que la producción directa de ECOPETROL tenga un máximo en 1988 de 94.400 bpd, para luego declinar a niveles similares a los de 1985.

Para Cravo Norte se ha previsto que la producción ascenderá desde 110.000 bpd en 1986 hasta 160.000 bpd en 1988 y 1989, para luego declinar a 133.000 bpd en 1991.

La producción total prevista para 1986 es cercana a los 295.000 bpd, la cual subirá posiblemente en 1988 a 365.500 bpd y después seguramente declinará hasta 293.400 bpd en 1991.

Estas proyecciones se sustentan sobre las mejores posibilidades actuales de utilización del crudo y teniendo en cuenta que las decisiones adoptadas podrán incidir en alguna proporción en la producción futura, por factores técnicos.

En lo que se refiere al gas natural las expectativas futuras son reducidas; para 1988 y 1989 se prevé un aumento no superior al 10% con respecto a los registros actuales.

Las proyecciones para el gas natural que se muestran en el Cuadro Nº 17, están supeditadas a las prioridades técnicas y económicas que se establezcan con respecto a la generación eléctrica, principalmente en la Costa Atlántica.

d) Proyecciones de la balanza comercial de hidrocarburos

Si bien es cierto que la situación coyuntural del mercado es propicia para toda suerte de cábalas, también es importante sopesar la necesidad, las conveniencias y la oportunidad de utilizar los recursos naturales.

En primer término, el país necesita en el corto y mediano plazo generar divisas para superar la iliquidez de ECOPETROL y emprender más proyectos, lo que no justificaría cerrar la puerta de las posibilidades en unos mercados que con precios moderados generen rentabilidad para Colombia.

En segundo lugar, para la firme estructura futura de la industria del petróleo es importante garantizar a las empresas privadas el respeto por sus inversiones y la moderada expectativa que ellas tienen sobre las mismas.

Por tal razón, pensar en utilizar las reservas disponibles a un promedio de 180.000 bd durante los próximos 4 años, determina resultados satisfactorios, prácticos y económicos dentro del éxito de una política energética realista y prudente. Estos niveles de utilización garantizan al país una disponibilidad interna de crudos cercana a los 12 años, período en el cual es altamente probable que expandamos el conocimiento de nuestros recursos.

Si bien es cierto que se considera viable esta decisión, también se apoyan los estudios que muestren elementos de juicio sólidos para

Cuadro No. 17

PRONOSTICOS DE PRODUCCION

RUBRO	1986	1987	1988	1989	1990
A) PETROLEO POR CUENCAS (mbd)					
Alto Magdalena	48.1	50.4	38.6	32.1	26.0
Medio Magdalena	94.3	106.7	96.2	90.7	85.2
Bajo Magdalena	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5
Catatumbo	7.5	7.1	6.6	6.1	5.6
Putumayo	16.6	14.7	13.2	12.2	10.5
Llanos Orientales	127.4	175.8	210.3	208.2	194.0
TOTAL	294.6	355.3	365.5	349.9	321.8
B) PETROLEO POR COMPAÑIAS (mbd)					
Ecopetrol	76.6	95.0	94.4	89.8	83.7
Asociados	141.8	187.1	215.0	213.8	201.0
Concesión	76.2	73.2	56.1	46.3	37.1
TOTAL	294.6	355.3	365.5	349.9	321.8
C) GAS NATURAL POR COMPAÑIAS (Mpcd)					
Ecopetrol	29.3	28.2	27.3	26.2	24.8
Texas	235.0	255.0	307.0	312.0	316.0
Otros	121.8	104.8	90.5	74.8	58.0
TOTAL	386.1	388.0	424.8	413.0	398.8

FUENTE: Dirección de Hidrocarburos — Ministerio de Minas y Energía — Ecopetrol.

esperar mejores oportunidades en el mercado externo y que no desvirtúen la imagen positiva de la política energética.

Conviene resaltar que en el mes de abril de 1986 se iniciaron las exportaciones de petróleo en el país. Por parte de ECOPETROL éstas fueron del orden de 1.186.000 barriles hasta mayo 15, provenientes de Caño Limón. Hasta culminar el primer semestre se tienen programadas exportaciones por 3.700.000 barriles adicionales, incluyendo las originadas en los yacimientos de Orito.

Cuadro No. 18

PROYECCION DE LA BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS

RUBRO	1987	1988	1989	1990
A) BARRILES DIA				
Importaciones	19.1	17.7	17.2	24.7
Derivados	19.1	17.7	17.2	24.7
Exportaciones	196.0	198.0	173.8	131.8
Derivados	64.9	73.4	69.8	48.3
Petróleo	131.1	124.6	104.0	83.5
Superávit	176.9	180.3	156.6	107.1
B) EN MILLONES US$				
Importaciones	98.5	85.0	82.2	125.2
Exportaciones	1.408.2	1.018.3	936.6	808.6
Superávit	1.309.7	933.3	854.4	683.4

FUENTE: Oficina de Planeación — Ministerio de Minas y Energía (con base en Ecopetrol)

3.2.3. Transporte y almacenamiento

La logística de ubicación y abastecimiento de crudos y combustibles a nivel nacional está constituida por oleoductos que movilizan los crudos de los diferentes campos de producción a las refinerías y centro de exportación, por poliductos para transferir los combustibles desde las refinerías a los centros de consumo, por el combustoleoducto que lleva desde Barrancabermeja hasta Coveñas y Cartagena el fuel-oil con destino a la exportación, y por los gasoductos que transportan el gas natural proveniente de los diferentes campos de producción a los centros de consumo.

Cuadro No. 19

AMPLIACION DE LA RED DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

Tipo de Red	1983	1984	1985
Oleoducto	Coveñas-Ayacucho (1) (282 km-12" y 16")	Coveñas-Cartagena (130 km-18")	Lisama-Patio Bonito (20 km-8")
	Cañogarza-Trinidad Barquereña-Tocaría (157 km 4", 6" y 8")	Barranca-Ayacucho (190 km-18")	Lisama-Perales (40 km-8", 10" y 14")
	Tello-Dina-Pto. Salgar-Barranca (314 km-12")		Caño Limón-Zulia (300 km-18" y 20")
Poliducto	Cartagena-B/quilla (118 km-12")	Mariquita-Gualanday-Neiva (280 km-6" y 4")	Medellín-Cartago (230 km-10")
	Barranca-Velásquez 170 km-16")	Sebastopol-San José del Nus (63 km-12")	Cartago-La Honda (38 km-10")
			Buenaventura-Yumb (12.3 km-8")
			Cartagena-B/quilla Baranoa (4 km-12")

(1) Terminado en 1982

FUENTES: ECOPETROL

La red nacional de transporte de hidrocarburos por tubería llegó en 1985 a los 7.441 kms. de los cuales el 70.4% pertenece a ECOPETROL. Además, existen 1.500 kms. de gasoductos para el transporte de gas natural.

La anterior red se complementa con el transporte por vías marítima, fluvial y terrestre.

a) Oleoductos

El transporte por oleoductos llegó en 1985 a un total aproximado de 235.000 bd, lo cual, según los registros de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio, supera en 30.2% los del año inmediatamente anterior. Dentro de la amplia relación que suministran los registros técnicos del Ministerio, cabe anotar que los más importantes tramos son Ayacucho-Barranca, Dina-Barranca, Dina-Velásquez, Galán-Ayacucho-Coveñas y Coveñas-Cartagena que en conjunto y para 1985 sirvieron para el transporte del 52% del volumen total anotado.

En lo concerniente al transporte por oleoductos es bueno indicar que de acuerdo con las facultades otorgadas al Ministerio de Minas y Energía por la Ley 1ª de 1984, se expidió el Decreto 128 de 1986. Este Decreto determina que la operación y mantenimiento de los oleoductos definidos como de uso privado por el Código de Petróleos, cuyo funcionamiento se inicie con posterioridad al 13 de enero del mismo año, se efectuarán a través de ECOPETROL. Igualmente prevé que esta operación se realice directamente o con la asesoría y asistencia técnica de otras compañías inherentes al servicio, previo el lleno de algunos trámites ante el Ministerio y siempre bajo la supervisión de la Dirección General de Hidrocarburos de esta Cartera.

b) Poliductos

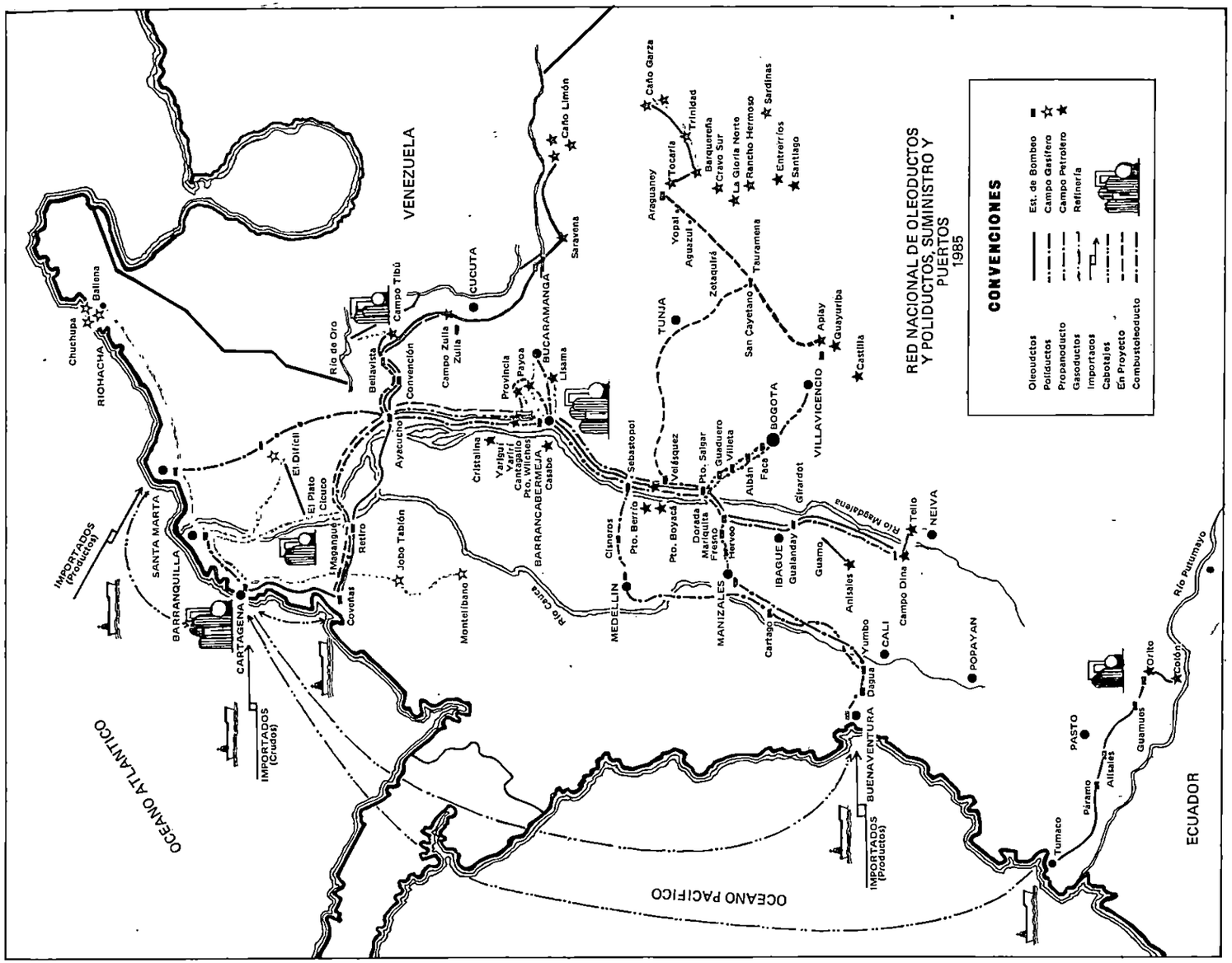
Esta estructura logística fue la que demostró mayor dinámica durante el período 82-85. Las ampliaciones a esta red durante el período aludido superaron los 900 kms. en diferentes dimensiones, mientras que en el movimiento de volúmenes el incremento fue del 20% aproximadamente llegando en 1985 a un promedio diario de 362.200 barriles. De esta última cantidad, las ⅔ partes correspondieron a la red Barrancabermeja-Sebastopol-Puerto Salgar-Bogotá que abastece la región central de Colombia y los principales centros urbanos e industriales del país.

Cuadro No. 20

TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO
(Miles de Barriles día)

Tramo	1982	1983	1984	1985
Ayacucho-Barranca	9.9	13.6	7.3	31.8
Dina-Barranca	—	11.3	25.9	35.0
Dina-Velásquez	—	11.5	18.9	18.0
Galán-Ayacucho-Coveñas	—	2.3	—	19.5
Coveñas-Cartagena	—	—	3.8	17.9
Coveñas-Ayacucho	—	3.7	—	—
Ayacucho-Coveñas	—	2.3	—	—
Pozos Colorado -Ayacucho	9.3	0.2	—	—
Anizales-Guamo	0.4	0.4	0.4	—
Difícil-Plato	0.6	0.5	0.6	—
Paloquemao-Velásquez	—	4.7	—	—
El Centro-Galán	13.8	21.9	12.7	—
Andalucía-Aipe	—	—	—	1.2
Bellavista-Ayacucho	—	—	—	5.2
Zulia-Ayacucho	3.7	5.3	6.2	4.4
Cocorná-Vasconia	4.9	6.7	—	12.3
Velásquez Vasconia	—	—	4.6	24.7
Vasconia-Galán	—	—	—	31.2
Palagua-Ermitaño	—	—	—	4.6
Provincia-Yarirí	9.3	16.4	18.4	19.7
Payoa-Provincia	—	—	—	5.3
Cristalina-Yarirí	0.3	0.4	0.3	0.3
Orito-Tumaco	17.3	15.2	17.1	—
Velásquez-Galán	31.3	24.9	10.0	—
Yarirí-Galán	26.3	26.5	17.4	—
Casabe-Galán	5.1	5.2	4.7	—
Llanito Centro-Galán	4.7	5.1	13.4	—
Tibú-Ayacucho	4.8	4.6	4.4	—

FUENTE: Dirección de Hidrocarburos — Ministerio de Minas y Energía



c) Gasoductos

Con respecto a los gasoductos las variaciones en la red principal no han sido sustanciales en los últimos cuatro años. Sin embargo, como puede apreciarse en el Cuadro Nº 21, a nivel de volúmenes transportados los cambios son significativos; ello obedece a la expansión o instalación de redes urbanas en las principales ciudades dentro o cercanas a las áreas gasíferas, así como también al uso del gas en empresas de la importancia de Cerromatoso.

En los últimos años se han venido desarrollando gasoductos urbanos en las ciudades de Bucaramanga, Girón, Floridablanca, Barranquilla, Santa Marta, Riohacha, Cartagena, Sincelejo, Sabanalarga y Neiva, lo que ha permitido la vinculación de aproximadamente 83.000 viviendas al consumo del gas natural.

Además existen anteproyectos para el desarrollo de redes urbanas en Villavicencio, Cúcuta, Soledad y Barrancabermeja.

d) Cabotaje

Esta denominación hace referencia a los volúmenes transportados por vía marítima entre puertos nacionales.

Un 54% del cabotaje lo constituyó el transporte de crudo proveniente de Orito y ubicado en Tumaco para su transporte a Cartagena, pasando por el Canal de Panamá. De esta manera se permitía que el crudo de los campos del Putumayo, que se lleva a Tumaco por medio del Oleoducto Transandino, se refinara en Cartagena.

Así mismo se llevaban combustibles (gasolina, ACPM, diesel marino y combustóleo) desde Cartagena a Buenaventura, por la misma vía, para consumo de este puerto y también para complementar el suministro en el Occidente del país. Este volumen constituye el 26% del transporte por Cabotaje.

Como puede apreciarse en el Cuadro Nº 22, esta modalidad de transporte tiende a disminuir por la situación de disponibilidad y de exportación de los crudos del Sur.

Cuadro No. 21

TRANSPORTE POR POLIDUCTOS Y GASODUCTOS

Tramo	Promedio 82 – 85	1984	1985
A) REFINADOS POR POLIDUCTOS (mbd)			
Barranca-Sebastopol	93.6	95.2	98.1
Sebastopol-Medellín	15.9	16.2	16.9
Sebastopol-Puerto Salgar	77.2	78.5	80.6
Puerto Salgar-Bogotá	52.2	51.3	54.8
Puerto Salgar-Mariquita	13.4	24.4	23.5
Mariquita-Manizales	18.6	17.9	16.5
Mariquita-Gualanday	2.3	3.9	5.3
Gualanday-Neiva	1.2	1.8	3.0
Manizales-Yumbo	6.6	9.7	8.2
Buenaventura-Yumbo	8.2	6.8	9.0
Barranca-Bucaramanga	7.1	7.3	8.0
Pozos Colorados-Barranca	18.0	20.7	26.7
Cartagena-Barranquilla	7.3	11.2	11.4
Payoa-Provincia	2.2	2.4	0.2
Otros	20.8	—	—
B) GASODUCTOS (Mpcd)			
Ballenas-Cartagena	162.6	106.1	211.7
Jobo-Cartagena	16.4	12.9	7.1
Sucre-Jobo	8.8	6.3	4.3
Payoa-Barranca	8.1	—	—
Difícil-Barranquilla	16.9	21.6	20.2
Jobo-Cerromatoso (1)	4.5	5.6	3.2
Tello-Neiva (1)	0.9	0.9	1.2
Cicuco-Barranquilla	0.4	0.4	0.3
Chuchupa-Ballena (1)	76.1	105.4	103.7

(1) En funcionamiento desde 1983

FUENTE: Dirección de Hidrocarburos — Ministerio de Minas y Energía.

e) Transporte terrestre de crudo

En 1985 se movilizaron por vía terrestre 12.900 barriles día de crudo, de los cuales 11.600 b/d se transportaron en carrotanque y el resto por ferrocarril.

Estas cifras han disminuido considerablemente por la construcción de oleoductos, principalmente de los que llevan petróleo del campo Dina y Ortega a los centros de transformación.

f) Transporte fluvial

Para el Sector de Hidrocarburos y para las regiones del Bajo y Medio Magdalena, es importante el río del mismo nombre. Esta vía natural cumple irremplazables servicios en el transporte de productos líquidos que representan algunas dificultades para el transporte por tubería y para poblaciones ribereñas.

g) Almacenamiento

En este aspecto se destaca la terminación y entrega del Terminal de la Sabana de Bogotá, en razón de las modernas instalaciones de recibo, almacenamiento y entrega, encuadrados dentro de un avanzado concepto de seguridad y protección ecológica, así como por su valor estratégico al asegurar volúmenes de inventarios que permiten la entrega más adecuada y confiable de los productos que requiere la Sabana de Bogotá. La inversión de esta obra fue de $ 3.600 millones con un componente nacional cercano al 80% y una capacidad de almacenamiento de gasolina y destilados medios de 500.000 barriles.

También es importante el esfuerzo de ECOPETROL y de los Terpeles para promover en puntos claves de los Territorios Nacionales las facilidades básicas para asegurar el suministro regular y económico de los combustibles requeridos por estas regiones para su desarrollo.

De esta manera se han construido las plantas de abasto de Aguazul, Agua Clara y Saravena, las cuales fueron entregadas en 1982.

h) Planes en transporte y almacenamiento

Dentro del programa nacional de Oleoductos, en el cual se han ejecutado inversiones por un total de $ 12.400 millones en los cuatro últimos años, se plantea la culminación de los siguientes trabajos:

Cuadro No. 22

OTROS TRANSPORTES COMPLEMENTARIOS DE CRUDO

Tramo	Promedio 82 – 85	1984	1985
A) CABOTAJE (bd)			
Tumaco-Cartagena	5.555	6.206	6.081
Tumaco-Coveñas-Pozos Colorados	1.096 (1)	—	—
Cartagena-Buenaventura	2.318	2.542	2.928
Cartagena-Coveñas-Pozos Colorados	3.090 (2)	3.075	2.231
Coveñas-Cartagena	1.270	1.228	—
B) FLUVIAL (Mb. año)			
Barranca-Cartagena	6.280	6.855	6.035
Cartagena-Barranca	661	762	800
Barranca-Barranquilla	206	200	233
Cicuco-Barranca	457 (1)	—	—
Otros	102	146	166
C) TERRESTRE FERROCARRIL (Mbd)			
Dina-Barranca	2.4	0.8	—
Bonza-Barranca	—	—	1.3
D) TERRESTRE CARROTANQUE (Mbd)			
Total	17.2 (2)	13.0	11.6

(1) Promedio 82–83

(2) Promedio 83–85

FUENTE: ECOPETROL

— Poliducto Sebastopol-Medellín-Yumbo que se finalizará en 1987.

— Construcción del Oleoducto Apiay-Yopal-Velásquez, el cual se terminará en 1988. Actualmente se han adelantado los tramos Yopal-San Cayetano y Apiay-San Cayetano.

— Ampliación de la capacidad del Oleoducto entre Ayacucho y Barrancabermeja a 20 pulgadas con una extensión de 80 kms.

— Estudio y avance de un Poliducto entre el terminal de la Sabana y el Departamento del Meta, con una extensión de 130 kms. y 6 pulgadas. Esta obra se planea para ser complementada con una terminal en Villavicencio que determinará en esa ciudad una capacidad de almacenamiento de 40.000 barriles.

3.2.4. Refinación y producción

a) Refinación

El proceso de la refinación nacional del petróleo crudo es un sistema integrado que no sólo abastece al país de gran parte de los combustibles requeridos, sino de productos petroquímicos y materias primas especiales tales como polietileno de baja densidad, bases lubricantes, disolventes alifáticos, productos aromáticos, azufre, parafinas, alquilbencenos, asfaltos, etc., quedando varios excedentes exportables como es el caso del combustóleo, aromáticos, ácidos nafténicos, etc.

Para 1985 el total de materia prima procesada en las refinerías colombianas alcanzó la cifra de 185.200 barriles día, de los cuales el 90% correspondió a crudo nacional y el 10% restante a crudo importado. Del mismo total, el 69% se procesó en Barrancabermeja, el 28% en Cartagena y el 3% restante en Orito, Plato, Tibú y Guamo.

Dentro de la evolución de la capacidad refinadora, es bueno resaltar que en 1983 se amplió la capacidad de Cartagena. Sobre el particular se puede anotar que ello permitió elevar la refinación de 31.800 bpd en 1982, a 53.800 en 1983 manteniéndose este nivel en los años siguientes.

Además podemos asegurar que esta ampliación, con la instalación de una Planta de Balance, determinó en gran parte la eliminación de productos básicos comerciales en la carga y adecuó en cierta

proporción la estructura de refinación a la demanda interna por combustibles y GLP, y mejoró sustancialmente su eficiencia.

b) Producción

Para 1985 la producción de refinados creció en 1.3%, conservando la tendencia de la década en el sentido de que no supera el 2% anual.

Cuadro No. 23

CARGA Y PRODUCCION EN REFINERIAS (mbd)

Rubro	Promedio 82 – 84	1984	1985
A) Carga			
Barranca	127.1	128.7	128.4
Cartagena	48.0	53.7	52.6
Otras	5.9	5.9	4.2
TOTAL	181.0	188.3	185.2
B) Producción			
Gasolina motor	61.1	65.3	62.1
Bencina y Cocinol	6.5	5.0	4.5
Querosene, diesel y turbocombustible	44.3	41.7	46.4
Fuel oil	54.4	53.2	58.3
Asfaltos	2.7	2.7	2.5
GLP	8.0	8.0	8.5
Bases lubricantes	1.8	1.8	2.0
Otros	1.0	4.7	0.5
TOTAL	179.8	182.4	184.8

FUENTE: ECOPETROL

Como evolución importante podemos anotar que mientras la producción de combustóleo creció en el último año un 9.6% y los destilados medios lo hicieron en 11.3%, la tendencia para la gasolina motor fue contraria con un 4.9%, lo cual contrasta con la tendencia del consumo que se expone más adelante.

c) Planes en la capacidad de refinación

Para 1986 se estima que la carga a refinería será levemente superior a la de 1985. Esta situación y la importación de 24.000 bpd de gasolina permitirán atender la demanda interna de los derivados de hidrocarburos y exportar cerca de 54.000 bpd de refinados, casi exclusivamente fuel oil.

Aprovechando la importante capacidad colombiana y de ECOPETROL en ingeniería conceptual, básica y de detalle, se adelantarán los siguientes proyectos:

— Modernización de la unidad de destilación combinada con el objeto de aumentar la capacidad a 24.000 b/d incrementando la producción de gasolina.

— La optimización de la Planta de Balance con el fin de aumentar la capacidad de procesamiento de fondos de vacío hasta 45.000 b/d.

— Modernización de la Planta de aromáticos para aumentar la capacidad de producción de benceno y mejorar la eficiencia térmica de la unidad.

— Mejoramiento de la Planta de parafínicos para producir cera-microcristalina.

— Modernización de la Planta de Gas en el Centro para optimizar usos energéticos.

— Tratamiento de Naftas de Cracking con el objeto de reducir el consumo de soda cáustica.

Estas obras y algunas otras que tienen por objeto mejorar la eficiencia en la transformación y en los procesos térmicos, permitirán ampliar razonablemente la capacidad de carga y de producción de derivados.

— Además, en agosto se concluirán los estudios preliminares del proyecto de una nueva refinería que permitirán conocer los conceptos y esquemas necesarios para abastecer la demanda de mediados de la década de los noventa.

Dentro de los aspectos de refinación es importante llamar la atención sobre los déficits de algunos químicos y petroquímicos que exigen ajustes a las unidades de proceso respectivas y programas de mercadeo apropiados.

3.2.5. Protección ambiental y equilibrio ecológico

El subsector de hidrocarburos ha trabajado activamente en este campo adelantando campañas publicitarias y ejecutando obras preventivas y correctivas.

Una importante obra de conservación ambiental y de promoción social y económica adelantada por el subsector de hidrocarburos con el Instituto Colombiano del Petróleo la constituye la construcción de la unidad Piscícola en la Ciénaga de San Silvestre, en donde de la manera más técnica se reproducen variadas especies para repoblar las ciénagas, caños y ríos del área. También esta Estación Piscícola promoverá el establecimiento de cría de peces en lagunas y estanques.

Cuadro No. 24

PROYECCIONES DE CARGA Y PRODUCCION

Rubro	1987	1988	1989	1990
Carga de crudo	224.2	240.9	245.8	238.4
Producción	222.6	239.4	244.9	224.5
Gasolinas	82.6	87.8	92.3	89.0
Destilados medios	57.5	61.1	66.6	53.1
Fuel oil	61.9	69.9	65.4	61.8
Petroquímicos	7.4	7.4	7.4	7.4
Químicos	13.2	13.2	13.2	13.2

FUENTE: Oficina de Planeación — Ministerio de Minas y Energía.
(Con base en información de Ecopetrol).

Pueden resaltarse también en esta etapa de la política de autoabastecimiento los estudios hechos para proteger el ambiente durante la construcción en la etapa de diseño de varios oleoductos, poliductos y terminales de productos.

Además se diseñaron diferentes sistemas como el de tratamiento de lastre y efluentes en el terminal de Tumaco, en Caño Limón y en Pozos Colorados.

Igualmente se iniciaron importantes trabajos de protección ecológica donde cabe resaltar:

a) Proyecto de evaluación, prevención y control de deterioro ambiental, el cual incluye la definición de un marco conceptual entre el subsector y el INDERENA en los diferentes tópicos relacionados.

b) Recuperación de hidrocarburos para la protección de la Ciénaga Miramar, que busca prevenir deterioros.

c) Proyecto ambiental de Barrancabermeja destinado a restablecer las condiciones ecológicas del sistema hidrológico en esta área.

d) Reemplazo de tuberías en los Campos de Cira e Infantas para evitar fugas contaminantes de petróleo.

e) Sistemas de recolección de crudo en Casabe, que busca preventivamente la recuperación del crudo retenido en pozos y estaciones separadoras.

3.3. Ejecuciones en la política de manejo de la demanda

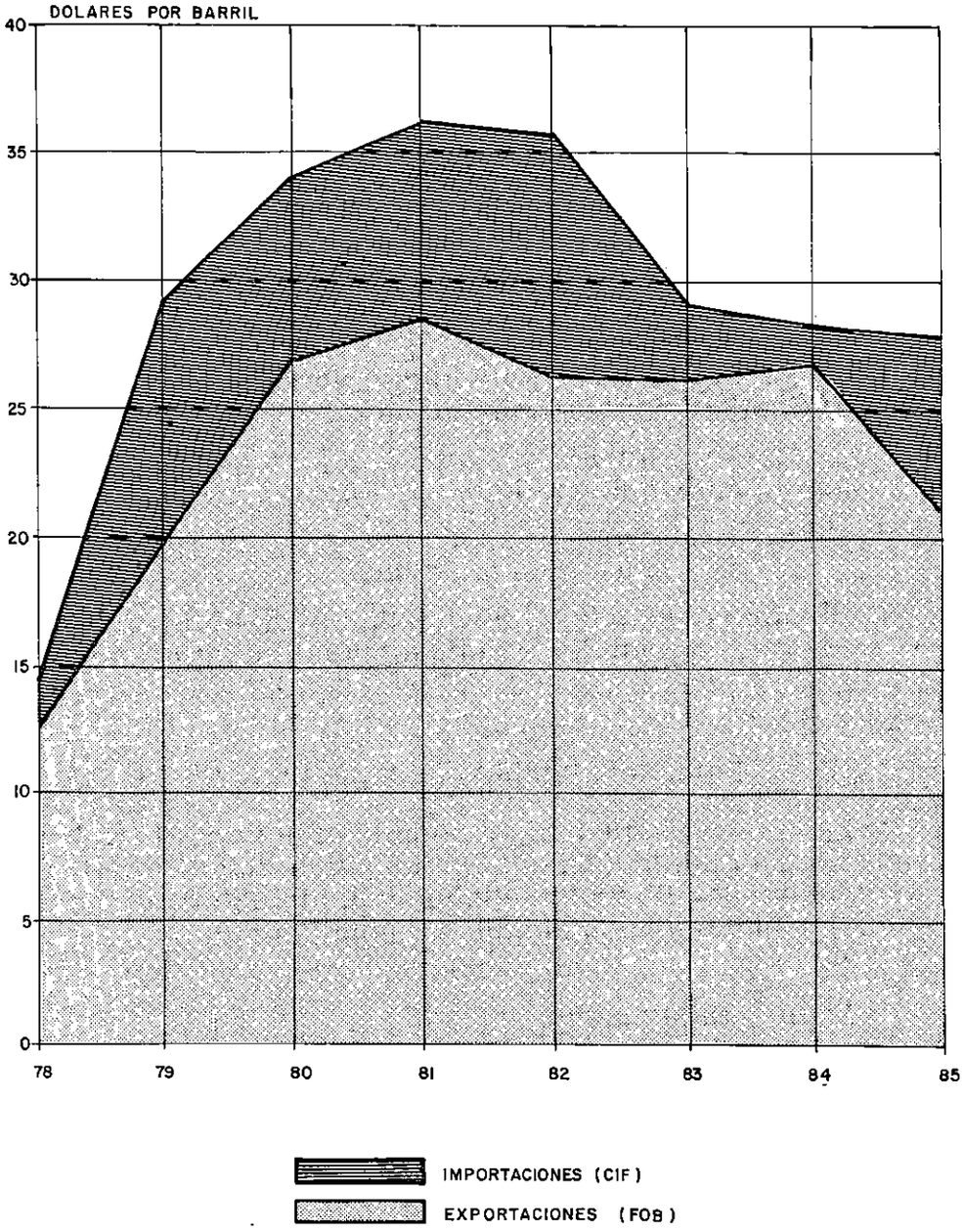
Lo ejecutado dentro de la política en mención se inscribe en la comercialización de los diferentes hidrocarburos y en los programas de uso racional de la energía y disminución de pérdidas, los que a su vez dependen en amplia proporción de la política de precios.

3.3.1. Comercialización

En este aspecto ECOPETROL tiene las suficientes garantías para realizar ágiles actuaciones tanto en los mercados internos como externos.

Gráfica No. 8

PRECIOS UNITARIOS DE IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES



a) Externa

Por la relación entre la estructura de refinación, producción y consumo interno, ECOPETROL ha podido disponer para beneficio nacional de productos excedentes, los cuales, ubicados en el mercado externo, facilitaron las importaciones de productos escasos como crudo, gasolina motor y otros productos básicos con origen en los hidrocarburos.

Cuadro No. 25

BALANZA COMERCIAL DE LOS HIDROCARBUROS

Rubro	82 – 85	1984	1985
A) EN VOLUMEN (Millones de Barriles)			
Importaciones	71.3	15.5	16.2
Petróleo crudo	37.7	9.8	6.8
Gasolina motor	30.9	5.6	9.4
Otros	2.7	0.1	–
Exportación	68.4	17.9	20.1
Fuel oil	63.2	16.8	18.9
Bunkers	4.8	1.0	1.1
Otros	0.4	0.1	0.1
Déficit (–) o Superávit (+)	–2.9	+ 2.4	+ 3.9
B) EN VALOR (Millones US$)			
Importación	2.187.8	443.0	456.3
Petróleo crudo	1.081.9	272.2	180.2
Gasolina motor	1.007.0	166.3	276.1
Otros	98.9	4.5	–
Exportaciones	1.729.5	488.0	453.6
Fuel oil	1.512.5	443.9	406.5
Bunkers	200.4	43.0	43.7
Otros	16.6	1.1	3.4
Déficit (–) o Superávit (+)	–458.3	+ 45.0	–2.7

FUENTE: Ecopetrol

En 1982 la balanza comercial referida a esta fuente presentó un déficit de US$ 344.6 millones de dólares, el cual, mediante los excelentes resultados de la exploración y desarrollo así como también a variaciones en las tendencias originadas en la planificación y en la recesión económica, fue reducido a tan sólo US$ 2.7 millones en 1985.

Al lector le llamará la atención la doble posición de equilibrio. Aunque la respuesta también puede ser obvia, es bueno resaltar que las mayores importaciones se hicieron con relación de precios altos, y para el último año cuando a la mayoría de países les sobran productos pesados el precio del fuel oil está por debajo de los crudos.

b) Interna (consumo interno)

i) Petróleo y derivados

En la comercialización interna, que abastece adecuadamente los consumos, es de resaltar que los productos demandados por el transporte y el sector residencial, como la gasolina motor, diesel motor, el cocinol y propano, registraron para el último año incrementos bien importantes: el grupo creció 4.5% y la gasolina motor un 6.6%. Indudablemente esto obedece a la reducción en los niveles de precios en términos reales y a los efectos sicológicos basados principalmente en las disponibilidades de Cravo Norte, lo cual ha disminuido la conciencia sobre ahorro energético. También influye en esta situación el ensamblaje de vehículos con mayor cilindrada.

En lo relacionado con fuel oil, el consumo disminuyó firme y progresivamente como resultado de los incrementos reales en los precios y a la disponibilidad y bajo precio relativo del crudo Castilla; esto permitió, conjuntamente con las modificaciones en la producción, aumentar las exportaciones de ese producto.

ii) Gas natural

Con respecto al consumo del gas natural, hay varios hechos significativos:

— El gas natural ha jugado un papel importante en la sustitución parcial de fuel oil, especialmente en las termoeléctricas de la Costa Atlántica. Este uso ha copado cerca de la mitad de la utilización.

— El consumo de gas natural como combustible ha tenido un incremento constante, llegando a cifras tan importantes en 1985 como el equivalente térmico de 64.000 barriles/día de petróleo.

— ECOPETROL ha utilizado este energético como otro elemento combustible básico; en el período 84-85 este uso se incrementó 11.3%.

— El gas natural utilizado como materia prima se ha estabilizado.

— Dentro del sector industrial este energético sigue su proceso de penetración; la industria representa la quinta parte de la utilización total y para el último año creció 4.7%

— Tal vez lo más relevante es que el gas natural en el sector residencial, de una participación marginal a principios de la década, ya ocupa el 8% del consumo total; en el último año el incremento del consumo en este sector fue 39.7%.

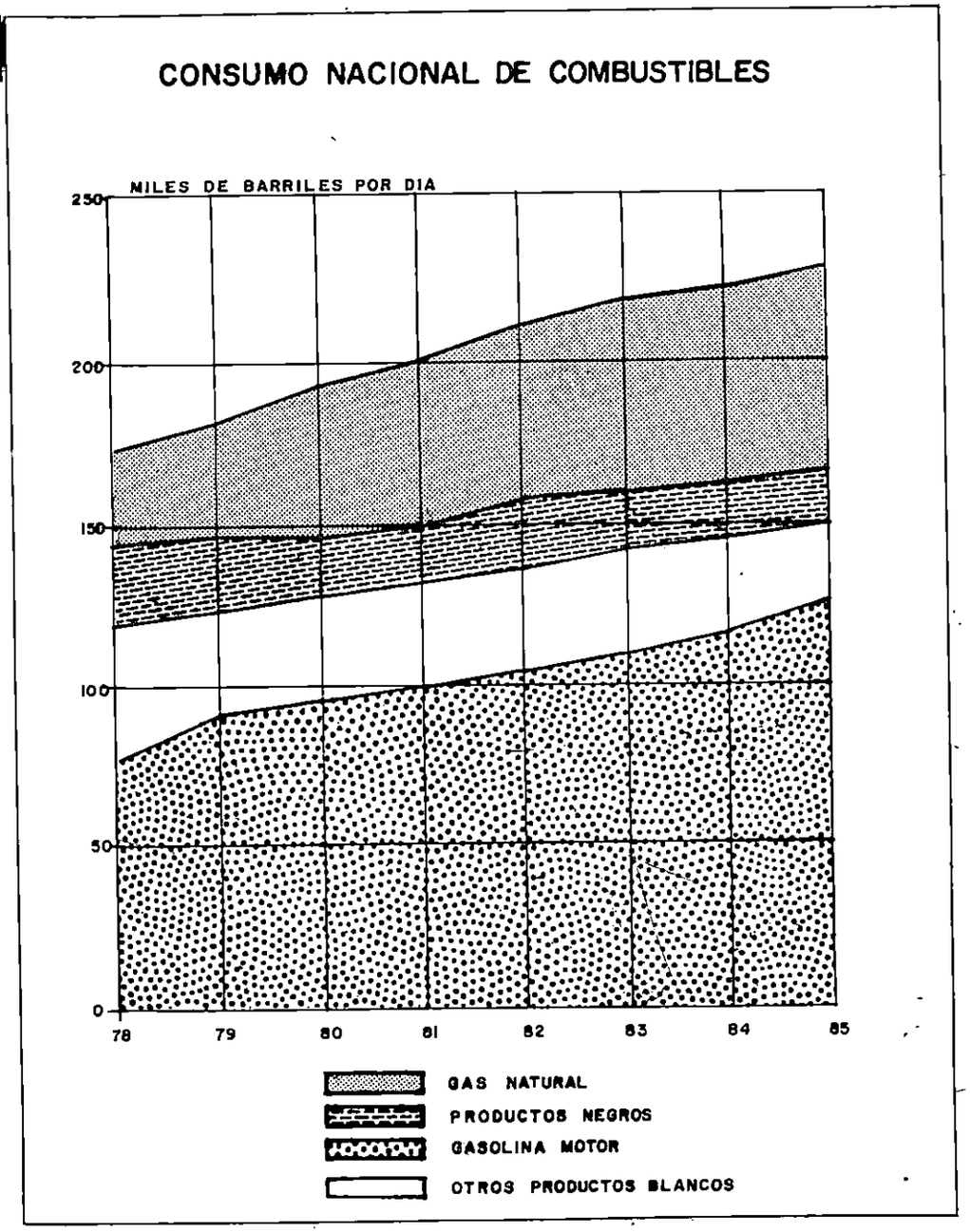
Cuadro No. 26

CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS* (bpd)

Producto	Promedio 82 – 85	1984	1985
Gasolina motor	81.941	82.663	88.144
Bencina y cocinol	5.081	5.016	4.922
Querosene	5.099	4.839	4.777
Diesel ACPM	28.280	28.512	30.161
JP-1 y Gasolina aviación	10.838	10.003	9.222
Gas propano	9.392	10.029	10.142
Fuel oil	7.456	6.421	3.660
Crudo Castilla	6.481	8.414	9.409
TOTAL	154.568	155.897	160.437

* Incluye los obtenidos por procesamiento de gas natural.
FUENTE: ECOPETROL

Grafica No. 9



— Por último, podemos anotar que el Litoral Atlántico se convierte en un alto consumidor de gas e incluso desplaza al carbón en algunos proyectos básicos.

c) Proyecciones de comercialización y demanda

Para los próximos años se prevé que la demanda interna por hidrocarburos líquidos no supere un crecimiento anual de 3.5%, para llegar en 1990 a una cifra de 284.300 bpd, los cuales se complementarán con el suministro anual de gas natural, equivalente a unos 68.000 barriles de petróleo día.

Dentro del total de la demanda de derivados del petróleo se involucra la proyección de combustibles pesados. Este energético, consumido principalmente por los sectores industrial y eléctrico, es uno de los elementos estratégicos de acuerdo con el siguiente escenario:

— Originalmente el consumo industrial y en termoeléctricas se atendía con fuel oil; así se ha considerado en la proyección inicial.

— Sin embargo, teniendo en cuenta las ventajas que este producto ofrecía hasta el año anterior en el mercado externo, se planteó y desarrolló una estrategia de sustitución por crudo de Castilla.

— Ultimamente los estudios adelantados involucran en esta alternativa al carbón y los hechos incluyen adicionalmente al gas natural.

De todas maneras el ordenamiento en la política debe continuar hacia el equilibrio de los precios internos y externos del fuel oil, al suministro moderado de Crudo de Castilla para permitir la penetración del carbón y disminuir los consumos de gas natural en los dos sectores relacionados.

Por excedentes el comercio exterior está definido. A pesar de que se registra déficit en gasolina, los mercados y precios internos indican como preferible esta situación a la de adecuar en el corto y mediano plazo la estructura de refinación en proporciones significativas.

3.4. Ejecuciones de la política de desarrollo tecnológico

En este aspecto el Sector de Hidrocarburos ha tenido amplias acciones enmarcadas siempre dentro de la permanente colaboración ins-

Cuadro No. 27

CONSUMO DE GAS NATURAL POR AREAS Y SECTORES

(Millones de BTU/día)

Area/Sector	Promedio 82 – 85	1984	1985
Area Cartagena	87.907	84.359	91.307
Termoeléctrico	42.216	38.565	44.374
Ecopetrol	6.678	5.789	6.273
Petroquímico	8.028	8.021	8.188
Industrial	30.336	31.238	31.616
Doméstico	649	746	856
Area Chinú	23.426	26.996	16.434
Termoeléctrico	17.103	19.371	9.649
Industrial	6.300	7.599	6.718
Doméstico	23 (1)	26	67
Area Barranquilla	129.871	127.888	120.792
Termoeléctrico	92.054	90.388	78.820
Ecopetrol	77	83	121
Petroquímico	453	487	501
Industrial	36.435	36.197	40.195
Doméstico	852	733	1.155
Area Guajira	14.639	18.208	27.282
Termoeléctrico	14.624	18.179	27.253
Doméstico	15 (1)	29	29

(Continúa)

(Continuación)

Area/Sector	Promedio 82 – 85	1984	1985
Area Barrancabermeja	111.453	120.207	122.267
Termoeléctrico	16.279	23.053	14.179
Ecopetrol	89.478	91.640	102.158
Petroquímico	2.448	2.197	2.023
Industrial	2.768	2.751	3.079
Doméstico	480	566	828
Otras Areas	4.702	2.983	2.946
Termoeléctrico	4.075	2.234	2.324
Industrial	627	749	622
TOTAL GENERAL	371.998	380.641	381.028

(1) Promedio 84 – 85
FUENTE: ECOPETROL

titucional y en los derroteros descritos. Para el efecto se desarrollan o involucran los elementos existentes y necesarios.

A continuación se relacionan algunas actividades que son complementadas permanentemente por el desarrollo tecnológico, en aras de mejorar la eficiencia sectorial nacional.

3.4.1. El Instituto Colombiano del Petróleo —ICP—

Tiene su origen en la industria del petróleo que constituye una actividad multidisciplinaria que demanda para su operación gran variedad de insumos, la mayoría de los cuales proviene de países con mayor desarrollo tecnológico. El ICP busca disminuir esta dependencia y crear las condiciones para el fortalecimiento de los recursos propios.

El ICP inició labores en Bogotá el 12 de junio de 1985 y posteriormente la Junta Directiva de ECOPETROL trasladó su sede a la ciudad de Bucaramanga.

Las políticas y programas del ICP son establecidas por el Consejo Directivo, del cual forman parte: el Presidente de la Empresa, dos miembros de la Junta Directiva y los Vicepresidentes de Refinación y Transporte, Ingeniería y Proyectos.

El objetivo principal del ICP es dar apoyo tecnológico a las industrias petroleras, petroquímicas y conexas en las áreas de exploración, explotación, procesos y transporte, así como a la industria nacional para la reducción progresiva de la dependencia externa en los aspectos de tecnología y suministros.

Cuadro No. 28

PROYECCIONES DE COMERCIALIZACION DE DERIVADOS DEL PETROLEO (Miles de barriles día)

Producto	1987	1988	1989	1990
Consumo Interno:	176.8	183.7	192.3	200.9
Gasolina	99.3	102.7	106.4	110.3
Destilados medios	47.6	49.5	51.3	53.1
Combustibles pesados	15.0	16.2	18.9	21.4
Petroquímicos	9.8	10.2	10.5	10.8
Químicos	5.1	5.1	5.2	5.3
Exportación:	64.9	73.4	69.8	48.3
Destilados medios	9.9	11.6	15.3	—
Fuel oil	46.9	53.7	46.5	40.4
Químicos	8.1	8.1	8.0	7.9

FUENTE: Oficina de Planeación — Ministerio de Minas y Energía.
(Con base en información de ECOPETROL)

3.4.2. Núcleos de Articulación Industrial NAI-NAC

Por medio de contactos continuos con INCOMEX y su Programa de Bienes de Capital, con asesores de la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial, ONUDI, el ICONTEC, COLCIENCIAS e ISA, y con varios gremios de la producción industrial del país, además de visitas a los fabricantes de equipos e insumos metalmecánicos, se ha puesto en marcha de una manera acelerada el "Programa de Sustitución de Importaciones" apoyado en mecanismos de comunicación entre los consumidores y los productores. Para ello se han creado los Núcleos de Articulación Industrial (NAI) en el sector consumidor y en los sectores productores.

3.5. Ejecuciones de la política de equilibrio económico sectorial

Sobre este particular es de destacar que el Sector Energético Colombiano, bajo la coordinación del Ministerio y del Departamento Nacional de Planeación y con la colaboración del Banco Mundial, adelantan estudios que además de fortalecer los elementos de juicio y los mecanismos auxiliares para la toma de decisiones en toda la política energética, permitan entender y visualizar al Sector Energético como un solo elemento, con aspectos trascendentales en relación con la economía y el desarrollo nacional.

En tal sentido, ECOPETROL participa activamente en diferentes entidades del Sector Energético, en empresas de petroquímica y en otras empresas de la economía nacional.

A comienzos de 1985, ECOPETROL tenía invertida en CARBOCOL la suma de $ 12.574 millones, en otras empresas relacionadas con la actividad carbonífera y petrolera la suma de $ 1.620 millones, en empresas de petroquímica $ 741 millones, en compañías electrificadoras departamentales $ 168 millones y en otras empresas $ 147 millones.

3.6. Ejecuciones de la política "Bases del Desarrollo Económico Global"

La actuación del Sector Energético sobre este particular se define en forma general dentro de tres grandes aspectos fácilmente

cuantificables y sobre la incidencia indirecta en los diferentes agregados económicos nacionales.

3.6.1. Tributación

Si bien es cierto este rubro es bien amplio, podemos centrarlo principalmente en el aspecto de las regalías que ascendieron en 1985 a la suma de $ 8.600 millones, superando ampliamente los registros del año anterior. En términos adquisitivos de 1985 se puede afirmar que el acumulado de regalías pagadas por la extracción de los hidrocarburos en el período 82-85 ascendió a 26.947 millones de pesos; en términos corrientes la cantidad equivale a 21.614 millones.

Sobre la última suma, las explotaciones de concesión contribuyeron con el 55.4% aproximadamente; los contratos de asociación lo hicieron con el 32.5% y ECOPETROL contribuyó directamente con el 12.1% restante. Como es de suponer, esta estructura del período anotado no es representativa para el último año y menos para el futuro, cuando los contratos de asociación harán el aporte máximo.

A nivel de departamentos, indudablemente las condiciones y volúmenes de producción favorecen ampliamente al Departamento del Huila, el cual absorbe gran proporción de las regalías pagadas.

En otros aspectos tributarios los impuestos pagados por la industria petrolera son cuantiosos, permitiendo al fisco nacional disponer de importantes cifras. A manera de ejemplo, citaremos la actuación de ECOPETROL como sustancia básica de la actividad.

ECOPETROL ha venido asumiendo el pago de los impuestos que gravan las diferentes operaciones que realiza la empresa en todo el país; para el año de 1985 estas erogaciones estuvieron próximas a los $ 1.289 millones, cifra que supera en seis veces el pago hecho durante 1984.

La explicación básica a este hecho radica en la incidencia que sobre la Empresa tuvieron las disposiciones contenidas en las Leyes 11 de 1982, 50 de 1984 y 55 de 1985, las cuales tienen relación con la actualización del régimen impositivo a las importaciones, destinado principalmente a cubrir parcialmente el déficit fiscal. En conjunto originaron en 1985 un impuesto de $ 981 millones.

Así mismo y aunque no es un pago de ECOPETROL, la Empresa recaudó los impuestos para el Fondo Vial, de ventas y departamental causado por consumo de gasolina, los cuales en conjunto ascendieron en 1985 a $ 47.830 millones, cifra que está cercana a la décima parte del Presupuesto Nacional para el Sector Central.

Cuadro No. 29

DISTRIBUCION DE LAS REGALIAS (Millones de Pesos)

Destino	1982	1983	1984	1985
Nación	355.1	527.1	634.1	870.0
Antioquia	109.8	201.1	413.4	892.6
Bolívar	71.1	87.2	94.4	117.2
Boyacá	51.6	76.9	92.2	130.9
Cesar	11.0	15.1	17.5	30.1
Guajira	474.4	660.3	854.1	1.108.2
Huila	1.088.6	1.554.5	1.777.9	2.531.7
Meta	78.4	209.9	450.2	741.9
Nariño	1.4	1.6	2.3	7.7
Norte de Santander	132.7	171.0	202.3	274.1
Santander	382.8	539.2	735.4	1.168.6
Sucre	32.7	19.8	24.2	30.6
Tolima	5.0	6.6	9.5	12.4
Arauca	5.9	61.6	114.7	125.6
Casanare	—	35.7	157.4	260.3
Putumayo	120.2	147.8	199.1	297.9
TOTAL	2.920.7	4.315.4	5.778.7	8.599.8

FUENTE: Oficina de Planeación — Ministerio y Ecopetrol.

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

3.6.2. Subsidios

Como bien es sabido, ECOPETROL asume el costo de una serie de subsidios entre los cuales se destacan los de las importaciones de hidrocarburos, subsidios a las electrificadoras, al cocinol y al gas natural de la Guajira. Esta actuación cumple los propósitos de redistribución de ingresos.

Una aproximación del comportamiento de los mencionados subsidios se describe en el Cuadro Nº 30.

Las cifras anteriores han sido deducidas así:

— La importación se deduce por diferencia entre el costo de compra en el exterior y los ingresos que esos volúmenes generan realmente a ECOPETROL.

— Las electrificadoras de servicio público, principalmente las del norte del país, adquieren los combustibles a precios preferenciales con respecto al mercado interno. Actualmente esta modalidad está en una etapa de desmonte.

Cuadro No. 30

APROXIMACION DE LOS SUBSIDIOS ASUMIDOS POR ECOPETROL (Millones de Pesos)

Rubro	1984	1985
1 – Importaciones		
a) Crudo	5.661.3	12.648.7
b) Gasolina	5.173.0	24.002.6
2 – A Electrificadoras	6.040.0	6.234.8
3 – Al transporte de combustibles	226.7	349.8
4 – Al cocinol	1.965.3	2.183.1
5 – A naves en viajes internacionales	438.6	583.3
6 – Al gas natural de la Guajira	2.510.3	7.416.7
TOTAL	22.015.2	53.419.0

FUENTE: ECOPETROL

— Con el fin de mantener precios similares a los de otras regiones, ECOPETROL subsidia el transporte de combustibles líquidos, principalmente a la región suroccidental del país.

— El cocinol es un combustible cuya materia prima es un componente de gasolina regular; la estimación del subsidio se origina en la comparación de los precios al público entre estos dos productos.

— Los combustibles entregados a los aviones y barcos de compañías nacionales en viajes internacionales tenían un precio inferior a los combustibles distribuidos a las naves de compañías extranjeras. Esta diferencia determinó el subsidio. Actualmente, teniendo en cuenta el escenario internacional de los precios, se optó por equilibrar los precios y facultar a ECOPETROL para que asigne cotizaciones adecuadas.

— El precio que ECOPETROL paga al productor de gas natural de la Guajira es superior al establecido para la venta con destino al consumo final.

3.6.3. Planes especiales

El sector de hidrocarburos tuvo amplia participación en el Plan Nacional de Fronteras y en el Plan de Rehabilitación de algunas regiones colombianas que disponiendo de los hidrocarburos, se ven agitadas por sucesos políticos y sociales anormales

3.7. Ejecuciones de la política de precios

3.7.1. Crudos y gas natural

Hasta diciembre de 1985 se mantuvo sin modificación la política en esta materia.

En el mes de enero de 1986, por medio de la Resolución 60, los precios del petróleo crudo se actualizaron teniendo en cuenta los últimos acontecimientos de disponibilidad interna. En resumen esta política se sustenta en los siguientes parámetros:

a) Para el crudo con destino al mercado externo se otorgan los precios internacionales.

b) Para el crudo destinado a la refinación interna, después del 7 de febrero de 1986, se establecen precios FOB para la empresa asociada al Estado, con base en los promedios internacionales de tres crudos representativos.

c) Para las producciones incrementales, también con destino a la refinación interna, se estipulan precios que evolucionan trimestralmente de acuerdo con el éxito técnico y a los comportamientos de los precios internacionales. Los precios de los crudos incrementales tienen como tope el 53% de los mismos precios internacionales en que se basa el reconocimiento a la producción de asociación.

d) Para los crudos de concesión, a pesar de los términos contractuales generales, se otorgan también variaciones que facilitan la explotación competitiva.

e) Para el gas natural no asociado con el petróleo se han fijado precios de referencia que se actualizan automáticamente cada semestre, según la evolución que presente nuestro mercado internacional de fuel oil.

f) Para el gas natural asociado con el petróleo se reconocen precios iguales a la mitad del no asociado.

g) Los pagos de los precios al gas natural asociado con el petróleo, proveniente de áreas de concesión y de la única propiedad privada que se reconoce (Texas, en Cocorná), se hacen con estricto cumplimiento a las normas fiscales y cambiarias del país.

h) Las actualizaciones en las negociaciones contractuales anteriores a enero de 1986 se hacen por ECOPETROL en concordancia a los parámetros descritos.

3.7.2. Derivados del petróleo

Tal como lo indicó el Plan de Desarrollo Cambio con Equidad, la política de precios se enfocó al control de la propagación inflacionaria.

En agosto de 1982, en términos corrientes, los precios al público de los principales combustibles (gasolina motor, diesel y kerosene que representan cerca del 80% del consumo interno de líquidos) eran de

$ 55 por galón; en los mismos términos para el primer semestre de 1986 los precios se ubican en $ 107.00/galón.

La estructura de los precios al público de estos combustibles ha tenido en los últimos años una constante: aproximadamente el 61.1% cubre las necesidades de ECOPETROL por refinación y transporte, el 31.7% se destina a cubrir impuestos como el del Fondo Vial para la reposición de infraestructura de transporte y el 7.2% restante se asigna a los distribuidores para el adecuado servicio de comercialización.

Llevando el análisis a precios constantes de agosto de 1982, la evolución real indica lo siguiente:

a) Si bien es cierto que los precios se incrementaron en diciembre de 1982 y 1983, noviembre de 1984 y diciembre de 1985, el máximo incremento que se hizo fue del 14.2% al finalizar el año de 1982; los demás ajustes nunca superaron este porcentaje. La situación anotada se explica por cuanto a esa fecha la política de autoabastecimiento no había logrado los éxitos hoy conocidos.

b) En términos constantes, el nivel mínimo se registró en diciembre de 1985, cuando los precios llegaron a ser iguales al 91% de los de agosto de 1982.

c) Las oscilaciones descritas y su prioridad consultaron las necesidades y posibilidades del consumidor y del Estado representado en ECOPETROL.

d) Esta política se pudo desarrollar con el respaldo de la comercialización de los productos químicos y petroquímicos y por el manejo que se dio al fuel oil.

La política para este último combustible se enfocó a hacerlo menos apetecido en el mercado interno mediante el incremento de precios en términos reales, para poder aumentar los volúmenes hacia el mercado externo y aprovechar las ventajas de un diferencial de precio significativo en moneda nacional.

Respecto a los acontecimientos del primer semestre de 1986, relacionados con la disminución de los precios de los hidrocarburos en los mercados internacionales que guardan vigencia, son procedentes los siguientes comentarios:

Indudablemente que el comportamiento aludido también ocurre dentro de la estructura de costos de suministro interno. Por ejemplo, en junio de 1983 y 1984 el suministro de un barril de gasolina al público tuvo un costo cercano a los US$ 25. Con los altos costos actuales de refinación, los precios relativos de los combustibles líquidos basados en crudos de US$ 15.50 por barril y alto API, más las necesidades de importación, es posible que el costo referido disminuya a US$ 14.40 por barril, aproximadamente.

Esta variación, relacionada con los ingresos reales de ECOPETROL, induce a pensar sobre la necesidad de conservar la situación de los niveles actuales de precios. Ello garantizaría el necesario fortalecimiento financiero de ECOPETROL para abocar otros proyectos de exploración y complementaría la inducción a los consumidores sobre ahorro energético.

4. EL CARBON

4.1. La política energética en carbón

En lo que se refiere a carbón, la política energética se dirige a aprovechar inicialmente este recurso como generador de divisas y empleo y a lograr el desarrollo de regiones apartadas.

En segundo lugar, tiende a constituirse en pilar del autoabastecimiento energético.

4.1.1. El autoabastecimiento energético

Si tenemos en cuenta que uno de los objetivos básicos de esta política es lograr que ECOPETROL provea directamente el suministro interno de petróleo crudo, una forma de aproximarnos a este cometido es frenar las tasas de crecimiento e incluso el volumen de consumo de hidrocarburos. En tal sentido se plantea la actuación sobre el carbón.

a) La exploración

Los criterios básicos en exploración coinciden con los expuestos en el capítulo de Hidrocarburos. Bajo la consideración de que todos

los yacimientos no otorgados son reserva nacional, los aspectos particulares para el carbón, en síntesis, son:

i) CARBOCOL: La acción directa del Estado, delegada en CARBOCOL, se dirige a exploraciones detalladas en aquellas áreas identificadas por INGEOMINAS y que tienen posibilidades de exportación o constituyen proyectos de gran envergadura.

ii) Pequeña y Mediana Minería: Con el ánimo de dar agilidad en los aspectos de definiciones legales, el Estado otorga a CARBOCOL todas las áreas no comprometidas, para que ésta a su vez contrate con los interesados, preferencialmente con los mineros que tengan alguna relación histórica comprobada con el predio, la exploración y explotación del mismo.

El Estado presta los soportes posibles para esta actividad, principalmente a la pequeña minería.

Cuadro No. 31

RELACIONES DE PRECIOS Y COSTOS DE GASOLINA MOTOR

US$ Barril

Período	Costo de suministro (1)	Precio al público	Ingreso a Ecopetrol
Junio 82	21.16	36.04	22.24
Junio 83	24.80	35.69	22.06
Junio 84	24.91	35.88	21.92
Agosto 85	18.94	24.75	15.20
Febrero 86	16.77	24.97	15.26

(1) Ponderación del costo de producción nacional e importación.

FUENTE: Oficina de Planeación — Ministerio de Minas y Energía.

b) Explotación

La política a este respecto es la de coadyuvar por el desarrollo de las relaciones entre oferta y demanda, la cual, en forma eficaz y mo-

derada se estimula mediante el desarrollo del programa de fomento a la pequeña y mediana minería. Teniendo en cuenta las cuantiosas reservas de carbón existentes en las diferentes regiones del país, con el ánimo de impulsar el conocimiento económico a nivel nacional, por medio de este programa se tratan de superar los obstáculos que han impedido el manejo integral y coherente de esos recursos.

El programa se desarrolla bajo la dirección del Ministerio y de CARBOCOL, en coordinación con otras entidades del Estado, y comprende acciones en el área jurídica ya aludida y en los campos financiero, de asistencia técnica y de infraestructura.

El objetivo es lograr el desarrollo de los pequeños y medianos mineros dedicados a la extracción de carbón, adoptando medidas de seguridad y preservando el estado físico óptimo de las reservas existentes para su adecuada utilización.

Con respecto a los proyectos grandes, manejados directamente por CARBOCOL, la política es lograr explotaciones que otorguen ventajas comparativas a nivel internacional, sin competir con los demás proyectos.

c) Transporte y almacenamiento

La actividad se enfoca a apoyar el desarrollo y diseño de la infraestructura existente y necesaria en las zonas carboníferas y a planificar las acciones sectoriales en proyectos que el CONPES, el Departamento Nacional de Planeación y el Ministerio de Obras Públicas consideren como prioritarias a los fines de desarrollo y crecimiento económico regional y nacional.

En los aspectos de renovación del equipo necesario se hace uso de las disposiciones existentes con relación a las exenciones arancelarias.

En almacenamiento, la política sugiere al Sector Eléctrico un inventario permanente y constante con el fin de no deteriorar los mercados regionales.

d) Transformación

La política de autoabastecimiento en este aspecto se preocupa por desarrollar proyectos de gasificación, briquetas, mezclas y emulsiones con base en el carbón.

4.1.2. Manejo de la demanda

La política se identifica con el Programa para el Uso Racional de Energía, el cual propende también por la sustitución a carbón en los sectores económicos y que indudablemente es el necesario complemento al Programa de Fomento a la pequeña y mediana minería.

En el aspecto comercial interno del carbón nuevamente nos debemos referir a la relación de libre mercado, el cual recibe un apoyo mediante acciones enfocadas a reducir el suministro de otros energéticos sin causar perjuicios al consumidor.

En lo comercial externo se busca el fortalecimiento y especialización de CARBOCOL para aprovechar las mejores oportunidades.

4.1.3. Desarrollo tecnológico

Se establece que CARBOCOL y el Instituto Colombiano del Petróleo —ICP—, en asocio con otras entidades del Sector como CARBORIENTE y extrasectoriales como el Instituto de Investigaciones Tecnológicas, COLCIENCIAS, etc., en colaboración con Asistencia y Cooperación Técnica Internacional, desarrollen investigaciones que propendan por el desarrollo de técnicas apropiadas para el suministro y el consumo.

4.1.4. Equilibrio económico

Esta política comienza a desarrollarse. Se pretende lograr una unidad de criterios y la integración financiera en la planeación de las diferentes entidades comerciales del Sector que permitan equilibrar su Balanza de Pagos.

4.1.5. Base del desarrollo económico global

En términos económicos busca reconocer y ubicar dentro de los ámbitos municipal, departamental y nacional las posibilidades y beneficios económicos por la explotación y comercialización de los recursos carboníferos.

4.2. Ejecuciones de la política de autoabastecimiento

4.2.1. Exploración y desarrollo

Las principales ejecuciones en exploración y desarrollo son:

a) Puerto Libertad (Córdoba)

En diciembre de 1985 CARBOCOL aprobó el estudio de factibilidad llevado a cabo por Carbones del Caribe Ltda., dentro del aporte 848 a favor de la primera, el cual cubre 8.000 has. y en donde se identificaron reservas que ascienden a 58 millones de toneladas, recuperables a cielo abierto.

b) La Loma (Cesar)

Esta área, incluida dentro del aporte 871 asignado también a CARBOCOL, cuenta con estudios de factibilidad realizados por la firma John T. Boyd de los Estados Unidos, quienes identificaron reservas por 180 millones de toneladas.

c) San Jorge (Córdoba)

Es un proyecto relacionado con el aporte 848 a favor de CARBOCOL sobre el cual se iniciaron estudios de prefactibilidad para un prospecto minero del orden de 5 a 10 millones de toneladas año.

En mayo de 1985 se concluyó la primera fase (geológica de superficie) con un costo de $ 47.4 millones. La segunda fase, correspondiente a la investigación de subsuelos por medio de perforaciones, se inició en junio de 1985 y se prolongó hasta mediados de este año, sumando aproximadamente un costo de $ 573 millones.

d) Tibitá (Cundinamarca)

En virtud de acuerdos para cooperación técnica con la República Federal de Alemania (RFA) se desarrolló el proyecto Tibitá y está dirigido a sustituir el actual consumo de carbones metalúrgicos en la generación eléctrica por carbones térmicos que tienen ocurrencia y calidad apropiada en el centro del país.

El proyecto exploró inicialmente un área de 980 kms.^{2} para, después de varias labores técnicas, seleccionar un sector de 75 kms^2 en el cual se indicaron 56 millones de toneladas de carbón térmico de alta calidad.

El estudio, a más de exponer cantidad de reservas y caracterizar el carbón, indicó el sitio donde es factible técnica y económicamente

desarrollar una mina que atienda la demanda de una planta generadora eléctrica con dos unidades de 300 MW.

Esta indicación incluye un prediseño minero avanzado, de características modulares, el cual culminó con la etapa de prefactibilidad en febrero de 1985 y fue realizado con la colaboración del Instituto Federal de Geo-Ciencias y Materias Primas de Hannover.

Cuadro No. 32

RESERVAS "IN SITU" SEGUN ZONAS
(Millones de Toneladas)

Rubro	Reservas demostradas	Reservas Inferidas
A — Carbones Térmicos y sin definir.		
Cundinamarca — Boyacá.	242.4	10.969.6
Guajira	3.450.0	—
Norte de Santander	52.4	179.5
Antioquia	112.5	—
Valle	37.7	95.7
Cesar	180.0	470.0
Córdoba	378.0 (1)	—
	4.453.0	11.714.8
B — Carbones Metalúrgicos		
Cundinamarca — Boyacá	296.0	616.6
	296.0	616.6
TOTAL	4.749.0	12.331.4

(1) Incluye reservas del Proyecto San Jorge así: 320 millones hasta 150 metros.

FUENTE: Ministerio de Minas y Energía.

e) Amagá-Venecia (Antioquia)

El estudio de factibilidad para la ubicación de la Central Térmica incluyó e indicó las necesidades de acometer el estudio de factibilidad técnico-económico para la construcción de una mina nueva que garantice el suministro a las futuras unidades de la planta.

f) San Luis (Santander)

Con el objeto de evaluar técnica y económicamente el yacimiento de San Luis, localizado al sur de Barrancabermeja, CARBOCOL, mediante contrato con CARBORIENTE S. A., inició la evaluación del yacimiento que servirá de base para el estudio de un importante proyecto minero para la política de autoabastecimiento, principalmente por cuanto sustentaría la sustitución en la Refinería de Barrancabermeja.

g) La Ferreira (Valle del Cauca)

En el primer semestre de 1984 se inició el Programa de Exploración del Aporte 1.132, localizado en Jamundí (Valle del Cauca), el cual se prevé su terminación el próximo año con una inversión de $ 60 millones y con el objetivo de determinar, a nivel de factibilidad, el desarrollo del proyecto para una producción mensual de 12.000 toneladas con destino al consumo del Valle.

h) Zulia-Santiago (Norte de Santander)

Mediante contrato suscrito entre CARBOCOL y CARBONORTE se dio comienzo a finales de 1982 a la etapa de investigación del Aporte 896, correspondiente a las áreas de Cúcuta y Zulia-Santiago, en el Departamento de Norte de Santander, con una inversión de $ 55 millones.

Los estudios realizados permitieron evaluar reservas del orden de 5.8 millones de toneladas, lo que faculta el desarrollo de proyectos mineros con una capacidad de producción mensual de 9.000 toneladas de carbón, para suplir los requerimientos de la Central Térmica de Tasajero.

i) San Jacinto (Bolívar)

Por contrato firmado en 1983, entre CARBOCOL e INGEOMINAS, para la Zona de San Jacinto, se realizó la cartografía geológica

en una área de 400 kms.^{2}, cubriendo parte de los Departamentos de Bolívar y Sucre. Los resultados de dicho estudio indican que las características geológicas del área en carbones, no son óptimas para desarrollar un proyecto minero. El costo fue de 5.8 millones.

j) Tunja-Paipa-Duitama y Tibaná-Umbita-Chinavita (Boyacá)

INGEOMINAS realizó el estudio geológico minero de las zonas mencionadas con el fin de evaluar las reservas para el suministro de carbón térmico para las futuras ampliaciones de Termo-Paipa.

En 1984, con base en esos estudios, se llevó a cabo en el sector de Chinavita la primera de cuatro perforaciones programadas, alcanzando una profundidad de 302 metros.

Hasta la fecha se han establecido seis (6) sectores prioritarios en los cuales se calcularon inicialmente reservas de 300 millones de toneladas de carbón apto para usos térmicos.

k) Río Pance-Río Jordán (Valle del Cauca)

Según contrato entre INGEOMINAS y PROCARBON de Occidente S. A., se realizó la exploración geológica en la zona denominada Río Pance-Río Jordán en una área de 25 kms.^{2} y la zona Río Inguito-El Tambo con una área de 250 kms.^{2}. Ellos permitieron proponer la realización de 6 pozos y 8 túneles exploratorios para proyectar la continuidad lateral y vertical de los mantos de carbón.

l) Zona del Amazonas

En 1984 se llevaron a cabo visitas preliminares durante las cuales se comprobó la existencia de carbones bituminosos, altos en cenizas y azufre. Con base en estos resultados se estructuró un proyecto de exploración detallada que podrá ejecutarse según el interés de DAINCO.

m) Planes de exploración y desarrollo

En términos generales, los planes de exploración y desarrollo buscan profundizar los trabajos realizados. Merecen destacarse los siguientes:

i) El Descanso (Cesar)

En mayo de 1985 se firmó un convenio de cooperación técnica entre AGIP Carbone de Italia y CARBOCOL con el objeto de elaborar estudios de prefactibilidad para el montaje de un proyecto carbonífero. El costo de los estudios se estima en US$ 12 millones y su duración es de 48 meses.

ii) San Jorge (Córdoba)

Se proseguirá con los estudios de prefactibilidad minera, los cuales podrán concluirse a comienzos de 1987. Tendrán un costo estimado de $ 202 millones y serán financiados con recursos del Fondo Nacional del Carbón y con empréstito ya otorgado por el Banco Mundial (BIRF).

Los estudios de factibilidad se han planificado con una inversión de $ 709 millones, disponibles en 1990.

iii) Amagá-Venecia (Antioquia)

Con base en el conocimiento previo que se posee, CARBOCOL iniciará el Proyecto Venecia, que busca garantizar en el futuro y de acuerdo con las ampliaciones del Sector Eléctrico, el suministro de combustible al proyecto térmico de la región.
Los trabajos de exploración geológica que den el soporte técnico a la minería se iniciarán a mediados del segundo semestre de 1986.

La inversión en estudios para el período 1986-1990 se ha estimado en $ 593 millones.

iv) Proyecto Río Inguito-El Tambo-Mina La Honda

PROCARBON DE OCCIDENTE S. A. en área contratada con CARBOCOL llevó a cabo los estudios de investigación geológico-minera en la zona del Río Inguito-El Tambo con una extensión de 246 kms.^{2} dentro del Aporte 1095 de CARBOCOL, localizado en el Departamento del Cauca.

En la zona del Río Inguito-El Tambo, dentro del sector Seguengue se escogió como proyecto el área de "La Honda" para una

capacidad de producción de 120.000 ton/año, iniciándose el montaje del proyecto en enero de 1986. La producción comenzará con 25.000 toneladas en el segundo año del período de montaje y aumentará anualmente hasta alcanzar la plena producción de 120.000 toneladas anuales en el séptimo año y se sostendrá esta capacidad hasta el veinteavo año del proyecto. El costo del estudio de exploración del área Río Inguito-El Tambo y la evaluación técnico-económica del sector Seguengue fue de $ 75 millones.

v) Proyecto Río Pance-Río Jordán

Igualmente, PROCARBON DE OCCIDENTE S. A. en área contratada con CARBOCOL realizó los estudios de investigación geológico-minera en el área Río Pance-Río Jordán, Municipio de Jamundí, Departamento del Valle del Cauca. Se realizó el estudio geológico en un área de 26 kms.^{2} en la cual se calcularon reservas globales del orden de 3.588.900 toneladas, con costo de $ 6 millones.

Los resultados de análisis químicos dan un carbón bituminoso de medio a alto en volátiles, apto para uso térmico.

Actualmente se está desarrollando el estudio de factibilidad del proyecto con una inversión de $ 2.600.000, el cual se espera tener terminado a finales de 1986.

Los proyectos desarrollados por PROCARBON DE OCCIDENTE cumplen múltiples propósitos, dentro de los cuales puede resaltarse la habilitación de zonas deprimidas a la explotación minera y la reducción en el déficit de producción regional para atender los importantes consumos de la zona occidental del país.

vi) San Luis (Santander)

Para finales de 1988, con una inversión cercana a $ 342 millones, se dispondrá de los estudios de prefactibilidad que garanticen el suministro de 600.000 toneladas/año de carbón para el abastecimiento del departamento y la producción de vapor en el complejo industrial de Barrancabermeja. Adicionalmente el Proyecto se podría extender para exportar 400.000 toneladas/año de carbón metalúrgico. Inmediatamente después se prevé elaborar el estudio de factibilidad.

4.2.2. Explotación

a) General

Indudablemente que una de las principales actividades realizadas y relacionadas con la explotación fue el Censo Nacional del Carbón, que permitió registrar 1.579 minas, de las cuales el 92% se encontraban activas en el segundo semestre de 1983, época en que CARBOCOL, con la participación de varias entidades, realizó esta labor.

Además el Censo permitió determinar que el 80% de las minas se encuentran en el área cundiboyacense, corroborando la tesis sobre su característica de pequeña minería así como también la precariedad en las condiciones técnicas de explotación y la carencia de adecuada infraestructura. En total se identificaron en el país 93 municipios de trece departamentos con minería de carbón, en la cual laboran en forma directa más de 16.000 personas en toda la gama de trabajos relacionados.

Cuadro No. 33

DESCRIPCION DEL NUMERO DE MINAS DE CARBON — 1983

Región	Total de minas	Minas activas	Producción (1)	Empleados
Boyacá	744	676	1.400	4.964
Cundinamarca	524	478	1.455	5.783
Antioquia	127	120	620	2.260
Valle y Cauca	94	92	645	1.797
Norte de Santander	68	67	215	1.075
Resto del país	22	16	580	415
TOTAL	1.579	1.449	4.915	16.294

(1) Volumen en toneladas sin ajuste estadístico

FUENTE: Censo Nacional de Carbón

El Censo Minero y los registros derivados de la Ley del Carbón han permitido establecer un sistema estadístico más confiable. En los aspectos de producción la situación es la siguiente:

En 1982 la producción nacional llegó a los 4.7 millones de toneladas, que sólo corresponden a la mitad de la obtenida en 1985. El carbón coquizable, que representaba el 14%, disminuyó su participación al 10% en el último año.

Es procedente realizar el análisis de las tendencias en dos grandes áreas:

— Costa Atlántica. — Allí está la explicación fundamental al acelerado crecimiento, pues de una producción marginal, el volumen en 1985 representa ya el 42% del total nacional.

— Area Tradicional. — Esta región también registra un acelerado crecimiento. Para atender los procesos sustitutivos y el interés de los sectores económicos en general, presentó incrementos medios anuales del 7%, lo que es ampliamente significativo.

Se describen a continuación los proyectos de mayor aporte a la minería del carbón y a la economía nacional.

b) El Cerrejón

Sobre esta zona las realizaciones son ampliamente satisfactorias; en ella se reflejan los esfuerzos, las expectativas y la confirmación de las previsiones.

El Cerrejón es un terreno en forma de paralelogramo irregular ubicado al norte del país, en el Departamento de la Guajira, colindando con la Sierra Nevada de Santa Marta y la Serranía del Perijá. En él se han delimitado tres áreas, una de ellas destinada como reserva del país a las expectativas futuras, denominada Area Sur. Sobre las otras dos, bien conocidas, es procedente resaltar los principales aspectos:

i) Area Norte

El proyecto desarrollado en esta área tiene su origen en el Contrato de Asociación suscrito el 17 de diciembre de 1976 por el

Gobierno Nacional y la Compañía International Colombia Resources Corporation —INTERCOR—, con el propósito de desarrollar a un costo aproximado de 3.000 millones de dólares los depósitos carboníferos y la infraestructura relacionada, también denominada Area B.

Cuadro No. 34

PRODUCCION DE CARBON (Miles de Toneladas Año)

Departamento	Promedio 82-85	1984	1985
Boyacá	1.409	1.509	1.522
Cundinamarca	1.787	1.761	1.862
Antioquia	761	782	821
Valle y Cauca	689	645	790
Norte de Santander	312	304	561
Costa Atlántica	1.519	1.549	4.091
Otros	74	87	59
TOTAL	6.551	6.637	9.706
Térmico	5.959	6.034	9.088
Coquizable	592	603	618

FUENTE: CARBOCOL S.A.

El Estado Colombiano, representado por CARBOCOL, y la Empresa Asociada (INTERCOR), que aporta el 50% de los costos, dirigen el complejo por medio de un comité, constituido en el momento en que las partes confirmaron su decisión de ejecutar el proyecto y definir a INTERCOR como su operador.

El Contrato de Asociación determinó cuatro etapas para el Proyecto:

— Etapa de exploración (enero 1977-junio 1980)
— Etapa de construcción (septiembre 1980-septiembre 1986)

— Etapa de producción (marzo 1986-año 2008)
— Etapa de reversión (septiembre 2008)

De acuerdo con los términos del documento, todos los gastos incurridos durante la fase exploratoria fueron sufragados por INTERCOR y ascendieron a la suma de 56 millones de dólares. La etapa de construcción prevista ha tenido complementos favorables dentro de los cuales cabe resaltar el adelanto de las exportaciones mediante la ejecución de instalaciones temporales adicionales por un valor de US$ 38 millones. Estas inversiones permiten exportar 2.7 millones de toneladas de carbón a partir de febrero de 1985 y aunque no hacen parte del contrato básico han servido para abrir los mercados y generar divisas.

La etapa de producción del contrato, que también se inició anticipadamente el 26 de febrero de 1986, comprende 23 años y permitirá la extracción de aproximadamente 350 millones de toneladas.

Inmediatamente concluya la producción pactada, se inicia la cuarta etapa, en la cual los activos del proyecto revertirán al Estado Colombiano para seguir aprovechando los recursos carboníferos del área, por intermedio de CARBOCOL.

Es importante indicar que del total de inversiones del proyecto o complejo la tercera parte corresponde al ferrocarril, la cuarta parte está representada en el Puerto y el 45% en el desarrollo de la mina.

i.a. La mina

La mina ha sido diseñada para una producción de 15 millones de toneladas por año y proyectada para permitir futuras expansiones.

El yacimiento carbonífero en donde ella se ubica es extenso y cubre aproximadamente 50 kilómetros a lo largo del Río Ranchería. En el subsuelo de esta área se han identificado 40 mantos de carbón bituminoso hasta una profundidad de 300 metros, explotables a cielo abierto, que tienen en promedio 3.3 metros de espesor y representan en conjunto más de tres mil millones de toneladas recuperables.

El proyecto que cobija el Contrato de Asociación plantea la explotación simultánea hasta de 16 mantos de carbón, lo que determinará, por el volumen planeado de producción y la necesaria remoción de estériles, obras similares a las ejecutadas para la construcción del Canal de Panamá, cada 18 meses.

La explotación se inició en lo que se ha denominado tajo oeste, que contiene 191.5 millones de toneladas de carbón con una relación de descapote de 5.4 metros cúbicos de material estéril en banco por cada tonelada.

i.b. Ferrocarril

El carbón es transportado desde la mina hasta el puerto por medio de trenes que recorren una línea férrea de trocha ancha de 150 kilómetros de longitud; cada uno transporta entre 8 y 10 mil toneladas por viaje, con posibilidades de ampliación hasta 12 mil toneladas.

Cuadro No. 35

INVERSIONES APROXIMADAS CERREJON NORTE
(Millones de US$)

Destino	Antes del 82	82	83	84	85	86
Mina		66.0	161.3	241.8	271.5	91.9
Puerto		85.0	176.4	168.8	94.4	10.7
Ferrocarril		24.0	146.2	93.8	102.8	3.7
Infraestructura vivienda		1.0	4.6	8.9	16.7	
Barranquilla		17.0	71.5	62.7	21.2	
Administrativos y otros			116.0	63.0	2.4	
TOTAL	328.0*	193.0	676.0	639.0	509.0	106.3

* Costos distribuibles y de administración no asignados.

FUENTE: Con base en información de CARBOCOL.

Además de los trenes dedicados al transporte de carbón, se opera un tren para el transporte de suministros del Puerto a la Mina, en donde se encuentran las instalaciones de mantenimiento.

i.c. Puerto

Las instalaciones, denominadas "Puerto Bolívar" por el señor Presidente doctor Belisario Betancur, están localizadas en el sitio de Media Luna, en Bahía Portete y comprenden: un canal de acceso dragado de 225 metros de ancho por unos 4.5 kilómetros de longitud y 24 metros de profundidad; un muelle carbonero para atracar barcos hasta de 150.000 toneladas de capacidad y ampliable hasta de 250.000 toneladas; un muelle de suministros con capacidad para atracar barcos hasta de 35.000 toneladas; la estación de descargue del ferrocarril; un sistema de bandas transportadoras; tres apiladores/recolectores de carbón con capacidad de 6.000 toneladas/hora en la modalidad de recuperación y de 5.000 toneladas/hora en la de apilamiento; un cargador de barcos lineal con capacidad de carga de 10.000 toneladas/hora; patios de almacenamiento de carbón con capacidad hasta de 1.7 millones de toneladas; instalaciones de soporte comunitario y edificios administrativos.

i.d. Carretera Mina-Puerto

Es una vía paralela a la línea férrea, también con una extensión de 150 kilómetros, diseñada y construida por firmas colombianas.

i.e. Aeropuertos

Se construyeron dos aeropuertos: uno en la mina y otro en el puerto, con longitudes de pista de 2.600 metros, recubiertos de una capa asfáltica flexible y dotados de las más modernas instalaciones para la operación durante 24 horas.

i.f. Otras instalaciones

Se dispone de una línea de transmisión de energía eléctrica primaria a 220 KV, la cual fue construida por CORELCA desde la Planta de Termoguajira hasta Cuestecita, sitio cercano a la mina, donde la misma empresa está terminando una gran subestación. Las líneas complementarias a 115 KV, que conducen la energía al Puerto y a la Mina, fueron contratadas con firmas

colombianas por el Operador. Tanto en la mina como en el puerto se instalaron plantas de purificación y tratamiento de agua, con sus redes de distribución asociadas, así como de sistemas de tratamiento y disposición de aguas negras.

El Proyecto cuenta con un sistema de radioayudas para la navegación, dos aviones con capacidad para 50 pasajeros cada uno y una sofisticada y completa red de comunicaciones que une los principales sitios del Proyecto, para la transmisión de datos y control del complejo.

i.g. Vivienda

Se dispuso un corredor habitacional basado en la necesidad de desarrollar los centros urbanos ya existentes.

Durante la etapa de construcción, se llegó a disponer de instalaciones de vivienda para 10.800 empleados directos y de los subcontratistas. Durante la fase de operación trabajaron en el Proyecto alrededor de 4.000 empleados directos.

i.h. Programa de capacitación

Con el objeto de proveer la capacitación y el entrenamiento necesarios para el personal de operación, se adelantan programas específicos a través del SENA y en los centros de entrenamiento del Proyecto. Se estima que es necesario capacitar y entrenar personal para disponer de 3.000 cargos calificados hasta finales de la década. La capacitación suministrada permitirá la transferencia al país de las tecnologías relacionadas con la minería a cielo abierto.

i.i. Personal

El operador y el contratista principal (Morrison Knudsen Co.), al concluir cada uno de los años 82/85, contaban con las siguientes nóminas:

Año	Operador	Contratista Principal	Total
82	793	2.369	3.162
83	1.242	5.051	6.293
84	2.309	5.053	7.362
85	3.548	3.000	6.548

i.j. Adjudicaciones

Desde su concepción inicial, el Proyecto se preocupó por buscar la mayor utilización de los recursos colombianos. En tal sentido y para especificar con mayor claridad los términos del contrato, el Comité Ejecutivo estableció desde marzo de 1982 pautas que se cumplieron a cabalidad. Ellas fueron:

— Se dio preferencia a las firmas colombianas de ingeniería, construcción y servicios que sean calificadas y competitivas en costos y en cumplimiento de las normas técnicas del Proyecto.

— Se dio preferencia a los fabricantes colombianos que garanticen la calidad requerida, el servicio y el cumplimiento en los plazos de entrega y precios competitivos.

— Se ordenó utilizar el personal nacional calificado, dando preferencia a aquél proveniente del área de influencia del Proyecto.

Considerando la magnitud del Proyecto, donde se requirió adquirir equipos de construcción y minería de gran tamaño y valor, y dadas las limitaciones existentes a nivel nacional en esta área, los resultados obtenidos son muy satisfactorios, por el cumplimiento de los compromisos adquiridos por el Proyecto en el país con la industria, el comercio y las firmas de ingeniería y construcción. Los gastos en Colombia a diciembre 31 de 1985 ascendieron a la suma de $ 122.053 millones, que representan el 67% del total previsto por el Proyecto a esa fecha (US$ 1.041 millones).

Las adjudicaciones del Proyecto en el país por sectores fueron:

Sector	Adjudicaciones acumuladas Dic/85 (Millones de $)
Metalmecánico	8.117.0
Eléctrico/Electrónico	7.437.2
Automotriz	8.470.7
Construcción (madera)	9.041.2
Textil, vivienda y recreación	12.331.5

(Continuación)

(Continúa)

Sector	Adjudicaciones acumuladas Dic/85 (Millones de $)
Lubricantes y combustibles	6.237.1
Finca raíz, muebles, equipos	36.207.9
Ingeniería	2.893.3
Construcción	29.713.4
Ordenes menores de $ 5 millones	1.603.7
TOTAL	122.053.0

i.k. Producción

Los programas de producción para los años 1986-1990, de acuerdo con la aprobación de la operación conjunta, son los siguientes:

Año	Carbón (Millones Ton.)
1986	6.1
1987	9.3
1988	12.0
1989	15.0
1990	15.0

ii) Cerrejón Central

El resultado de los estudios llevados a cabo en esta Zona por empresas nacionales y extranjeras, motivó a CARBOCOL a contratar con la firma canadiense Montreal Engineering Company "MONENCO" un estudio de factibilidad para una explotación minera durante 30 años y con niveles de producción crecientes hasta 5 millones de toneladas de carbón por año. En mayo de 1980 se cerró la licitación internacional promovida por CARBOCOL, la cual culminó en julio de 1981 en negociación asimilable a contrato de servicios con el Consorcio Colombo-Español DOMI-PRODECO-AUXINI; allí se estipuló una duración de 9 años para ejecutar el trabajo de minería y obras de infraestructura

para explotar 10 millones de toneladas por un valor de US$ 200 millones.

Los trabajos mineros se iniciaron en junio de 1982 y al mes siguiente se extrajeron las primeras toneladas de carbón.

Para comenzar la etapa de minería y ante la inconveniencia de asumir directamente el transporte del mineral hacia las estaciones de descargue, CARBOCOL, previos los concursos pertinentes, contrató el servicio aludido.

Cuadro No. 36

RESUMEN GENERAL DEL CERREJON CENTRAL

	Rubro	1982	1983	1984	1985
a)	Inversión (Millones de $)	1.473	150	322	7
	Costos de operación	192	830	1.750	3.334
	Costos de administración e indirectos	66	488	562	692
	Gastos de ventas	42	347	825	535
b)	Egresos (Millones de $)	1.773	1.815	3.459	4.568
c)	Ventas de carbón (Miles Ton.)	91	956	2.114	3.088
d)	Producción (Miles Ton.)	91	308	636	657
e)	Ventas en volumen (Miles Ton.)				
	Internas	2	158	113	—
	Externas	32	119	323	541

FUENTE: CARBOCOL

El carbón de exportación fue transportado inicialmente en vehículos automotores hacia Puerto Zúñiga y embarcado utilizando las facilidades portuarias de la Compañía PRODECO. A partir de marzo de 1985 el carbón se llevó por carretera hasta las instalaciones de Zona Norte y desde ahí por ferrocarril hasta Puerto Bolívar.

El carbón para consumo interno fue transportado por carretera hasta las instalaciones de CORELCA en Termoguajira, mientras que el otro cliente, la Compañía Nacional de Tabaco, lo retiraba directamente de la mina.

Debido a la caida de los precios internacionales, la exportación de carbón de la Zona Central ocasionaba a CARBOCOL en 1985 una pérdida cercana a US$ 12/tonelada. Como consecuencia de lo anterior, la Junta Directiva decidió dar por terminado el contrato firmado con el Consorcio, a partir del 1º de septiembre de 1985, amparada en una cláusula contractual que faculta a CARBOCOL para proceder en esta forma, avisando al contratista con una semana de anticipación.

El contratista venía cumpliendo normalmente sus compromisos, pero los resultados económicos de la operación reflejaban claramente que el sistema de contratación no permitiría recuperaciones que justificaran su continuación.

Al suscribirse el contrato con el Consorcio, el estudio de factibilidad del proyecto mostraba una proyección de precios que hacía atractiva la operación minera. El comportamiento real de estos precios se alejó de los pronósticos como se observa en el resumen siguiente: (ver Cuadro Nº 37).

Como se puede apreciar, las nuevas proyecciones de precios del Banco Mundial distan en mucho de las proyecciones del Estudio de Factibilidad y por tal razón adicionan justificaciones a la decisión tomada.

iii) Mina San Juanito

En cumplimiento del Contrato de Exploración-Explotación entre CARBOCOL y Productora de Minerales S. A. sobre el Aporte 863, en Zipaquirá-Cogua, se dio comienzo en 1982 a las etapas de montaje de $ 560 millones. Además se hizo el Estudio de Factibilidad para el desarrollo y explotación de otras dos minas: San Juanito II y Rodomontal, para las cuales es posible iniciar su explotación en 1987.

Cuadro No. 37

PROYECCIONES DE PRECIOS PARA CERREJON CENTRAL
(US$ Ton.)

Año	Estudio Factibilidad	Previsiones del Banco Mundial (Sept. 85)
1986	86.45	41.53
1987	94.61	49.13
1988	102.80	51.94
1989	113.18	54.90
1990	126.21	53.23

FUENTE: CARBOCOL

La operación minera en San Juanito tendrá una duración de 20 años y alcanzó en su fase inicial una producción mensual promedio de 3.000 toneladas de carbón térmico destinadas a Cementos Samper. Sus estimaciones de producción e inversión son las siguientes:

Rubro	1982	1983	1984	1985
Producción (Toneladas)	13.350	30.234	47.504	28.000
Inversión (Millones de $)	34	37	40	40

c) Planes de explotación

Con respecto a la producción del carbón las expectativas se basan en supuestos de penetración del combustible fósil, tanto en los mercados internos como en los externos. En términos generales ellos se resumen en la confianza de que a mediano plazo los precios de los hidrocarburos se estabilizarán en torno a los US$ 17 por barril,

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

en las dificultades de suministro con origen en Africa para el mismo período y en la desmotivación del uso de otras fuentes sofisticadas y no convencionales en los escenarios energéticos mundiales, principalmente los relacionados con la generación eléctrica.

Bajo estos supuestos, las previsiones de producción involucran crecimientos anuales cercanos al 31%, lo que seguramente llevará la explotación nacional en 1990 a cerca de 28.5 millones de toneladas de carbón.

Como se mencionó anteriormente, la evolución determina cambios fundamentales en la estructura de producción regional. Se estima que para finales de la década, el 76.7% de la extracción carbonífera del país ocurrirá en la Costa Atlántica, donde actuará primordialmente el Cerrejón con otros proyectos de mediano y gran tamaño, los cuales incorporan en algunos casos el concurso y responsabilidad exclusivas de la empresa privada, tanto en la etapa de montaje como en la explotación futura.

En las regiones carboníferas tradicionales los crecimientos también serán importantes y dirigidos esencialmente a los procesos sustitutivos esperados y al normal crecimiento en los consumos internos. Dentro de esta referencia sobresalen los Departamentos de Norte de Santander y el Valle del Cauca.

Para facilitar el desarrollo del escenario de producción previsto, además del consumo interno, es importante que el mercado externo reciba adecuadamente la originada en los proyectos colombianos en ejecución.

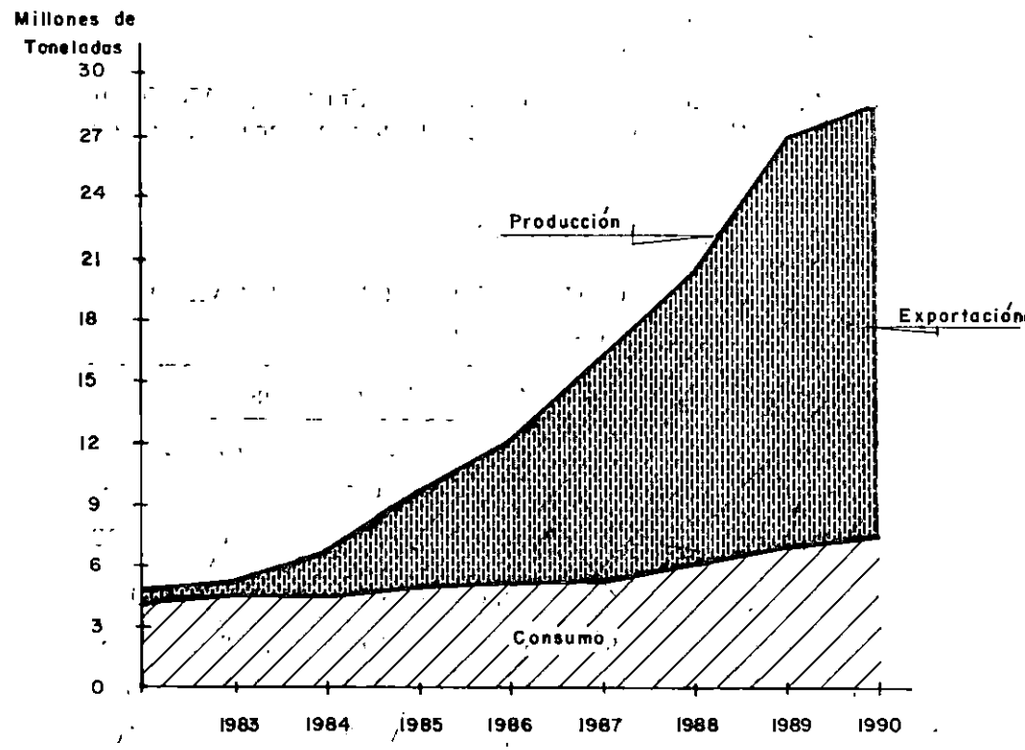
Con el objeto de tener una adecuada respuesta a esta necesidad y de cumplir los propósitos asignados en el Plan de Desarrollo, el Ministerio de Minas y Energía ha delegado a CARBOCOL un proyecto en favor de la minería tradicional colombiana que se financiará íntegramente con recursos del Fondo Nacional del Carbón y en el cual se trabaja activamente.

i) Programa de fomento a la pequeña y mediana minería

CARBOCOL, la Dirección General de Minas del Ministerio y otras entidades del Estado, ejecutan este Programa que tiene como objetivo fundamental lograr, mediante acciones concretas

Grafica No. 10

EVOLUCION Y PROYECCION DE PRODUCCION Y USO DEL CARBON



en los aspectos jurídico, técnico, financiero y de infraestructura, el desarrollo de las pequeñas y medianas minas dedicadas a la extracción del carbón.

i.a. Subprograma jurídico

Se ha iniciado su ejecución mediante el manejo para facilitar a todos los mineros la explotación legal de los yacimientos. Para este efecto el Ministerio otorgó en unos casos y admitió en otros los aportes de las áreas carboníferas a CARBOCOL. Para agilizar los trámites pertinentes se ha dado paso a la sistematización de la información jurídica y a firmar los documentos con los pequeños y medianos mineros, de acuerdo con lo establecido por el Decreto 385 de 1985. Es factible que al concluir el año se hayan firmado cerca de 200 contratos de explotación.

i.b. Subprograma técnico

En 1984 se firmó un Convenio entre el Ministerio, CARBOCOL, SENA e ICFES para desarrollar el Subprograma Técnico que

Cuadro No. 38

PROYECCION DE PRODUCCION REGIONAL DE CARBON
(Miles de Ton.)

Departamento	1986	1987	1988	1989	1990
Costa Atlántica	6.643	10.500	14.300	20.470	21.910
Boyacá	1.360	1.387	1.417	1.448	1.472
Cundinamarca	1.664	1.682	1.698	1.716	1.732
Norte de Santander	537	694	910	1.120	1.185
Valle	983	1.000	1.016	1.033	1.049
Antioquia	745	764	783	805	823
Otros	239	278	325	379	401
TOTALES	12.171	16.305	20.449	26.971	28.572

FUENTE: Oficina de Planeación — Ministerio

comprende cuatro proyectos: Divulgación, Capacitación, Asistencia Técnica y Seguridad, Higiene y Salvamento Minero.

1. Proyecto de Divulgación

— Se encuentra en proceso de adjudicación la realización de una campaña de divulgación por prensa, radio, televisión, vallas, afiches y folletos, la cual se iniciará en el tercer trimestre de 1986.

— Está en proceso de publicación (5.000 ejemplares) un folleto básico dedicado a estimular y motivar sobre la seguridad en la minería.

2. Proyecto de Capacitación

En el área de la capacitación se plantean y ya se ha iniciado la realización de algunos de los siguientes programas:

— (2) seminarios sobre economía minera (Sogamoso, Medellín - 70 alumnos).

— (10) seminarios de veinte personas cada uno para técnicos y contratistas en los Aportes.

— (9) seminarios sobre ventilación, salvamento, mecánica y electricidad de minas (Cúcuta, Sogamoso - 95 alumnos).

— (88) cursos para mineros de base en diferentes regiones, que capacitarán cerca de 1.300 personas.

3. Proyecto de Seguridad, Higiene y Salvamento Minero

En este aspecto se resaltan las siguientes actividades:

— Promulgación, difusión y aplicación del reglamento de seguridad e higiene minera.

— Elaboración del vademécum de salvamento minero.

— Construcción, dotación y operación de (5) estaciones regionales de salvamento minero (ERSM).

— Capacitación de socorredores, mecánicos y personal técnico de las Estaciones Regionales de Salvamento Minero.

— Contratación con Polonia para la organización del servicio de salvamento minero a nivel nacional que se prestará en la

ERSM en las ciudades de Amagá, Jamundí, Sogamoso, Ubaté y en el Zulia.

4. *Proyecto de Asistencia Técnica*

Busca complementar la acción permanente del Ministerio con la mejor formación metodológica del personal de esta entidad, de CARBOCOL y del SENA para poder prestar una asesoría integral a la minería de carbón.

Se aspira en el curso de este año, prestar esta colaboración a cincuenta empresas mineras usuarias de los créditos de fomento otorgados por CARBOCOL.

i.c. Subprograma financiero

Es una actividad enfocada a conciliar las posibilidades financieras con el interés económico y técnico del minero y del país en la explotación de los recursos naturales.

Un Convenio firmado con el Fondo de Garantías permite respaldar los créditos de los pequeños y medianos mineros mediante la expedición de certificados de garantía carbonífera por cuantía entre 1 y 8 millones de pesos.

Además se han establecido contactos importantes con varias entidades crediticias para definir convenios que, mediante el aporte de dineros por parte de CARBOCOL, establezcan líneas de créditos de fomento.

i.d. Subprograma de infraestructura

Se busca adecuar las vías de penetración directa y las redes eléctricas a las zonas reconocidas como de pequeña y mediana explotación para facilitar las exigencias técnicas de bienestar y la comercialización del mineral.

4.3. Ejecuciones de la política de manejo de la demanda

4.3.1. Comercialización

a) Externa

Hace cuatro años y medio, poco después de haberse declarado la comercialidad de El Cerrejón Norte, que CARBOCOL inició el

montaje de su organización de mercado con el fin de colocar el 50% de la producción de este proyecto, el 100% de la producción de El Cerrejón Central y los volúmenes que se acuerden de cualquier otro proyecto estatal que se desarrolle en el futuro.

Al iniciarse las primeras exportaciones de carbón de la Zona Central de El Cerrejón se procedió a configurar la organización de mercadeo en forma definitiva y se inició el desarrollo de una red internacional de agentes con el fin de agilizar y facilitar el mercadeo del carbón colombiano en diferentes regiones. En esta etapa se firmaron los primeros contratos a corto, mediano y largo plazo. Así mismo, se sistematizó la elaboración de contratos de venta y se inició el desarrollo de las bases de datos, los modelos de proyección de mercado y la programación de exportaciones.

Cuadro No. 39

PROGRAMA DE FOMENTO A LA PEQUEÑA Y MEDIANA MINERIA DE CARBON

PLAN DE INVERSIONES RECURSOS FONDO NACIONAL DEL CARBON (millones de pesos)

Nombre del Proyecto	Apropiaciones Definitivas	Apropiaciones Presupuestadas	Programación*
Año	1985	1986	1987
Programa de Fomento a la Minería del Carbón			
Subprograma Técnico	302.7	192.4	625.0
Subprograma Jurídico	4.7	12.0	45.0
Subprograma Financiero	55.0	507.0	1.346.15
Subprograma Infraestructura	—	—	800.0
Total Fomento Minero	362.4	711.4	2.816.15

* De acuerdo con proyecciones de recaudos de Fondo Nacional del Carbón.
FUENTE: CARBOCOL.

Esta organización y la experiencia sistemáticamente acumulada ha permitido a CARBOCOL colocar en el mercado cerca de 21 millones de toneladas de carbón, incluyendo todos los volúmenes producidos hasta la fecha y un porcentaje apreciable de la producción planeada en el futuro. Además, le ha dado las perspectivas del mercado que se requiere para planear estratégicamente el desarrollo de los recursos carboníferos de Colombia.

Con la ejecución de una estrategia comercial bien cimentada se entra a una nueva etapa en el desarrollo de la labor comercial de CARBOCOL, con la cual se deberá garantizar la penetración en el mercado de los grandes volúmenes que se han puesto como meta y consolidar la presencia de la empresa en tal forma que se minimice el riesgo comercial y se maximice la influencia de CARBOCOL y el retorno sobre las ventas.

Esta labor de CARBOCOL es complementada por el interés y la experiencia de empresas privadas, como PRODECO y Carbones del Caribe, y por el amplio respaldo de otras entidades estatales encabezadas por PROEXPO.

Cuadro No. 40

EXPORTACIONES DE CARBON

Procedencia	1982	1983	1984	1985*	1990
A) VOLUMEN (Miles de Toneladas)					
Boyacá	34	58	60	60	60
Cundinamarca	131	232	293	293	293
Norte de Santander	57	92	95	95	95
Costa Atlántica	32	119	509	3.002	20.000
TOTAL	254	501	957	3.450	20.448
B) VALOR (Millones US$)					
TOTAL	16.4	26.9	43.4	128.0	673.0

* Preliminar

FUENTE: Carbocol y Oficina de Planeación – Ministerio de Minas y Energía.

Entre 1982 y diciembre de 1985 CARBOCOL exportó 4.6 millones de toneladas, que originaron ingresos brutos por US$ 173 millones. Las mencionadas exportaciones se efectuaron en febrero de 1985 por Puerto Zúñiga, en Santa Marta y a partir de este mes, utilizando equipo temporal, salieron por Puerto Bolívar.

La mayor parte de las exportaciones se dirigieron hacia Europa y en particular al norte de este continente. Se cumplió el objetivo de penetrar el mercado haciendo presencia en los principales centros de consumo. El 35% de los embarques corresponden a contratos spot o puntuales originados por despachos de prueba a clientes especiales con quienes se están negociando contratos a mediano y largo plazo.

Como parte importante de la labor comercial se ha asistido a seis de las pruebas de combustión realizadas por los clientes con el carbón despachado en los embarques de prueba. De este modo se ha logrado un mínimo de problemas durante las pruebas y recopilado información importante sobre el comportamiento del carbón de El Cerrejón.

Con el objeto de agilizar la labor de CARBOCOL se inició en 1984 la selección de agentes comerciales internacionales en las principales regiones del mercado. Hasta febrero de 1986 se han seleccionado agentes para los mercados de Estados Unidos-Zona del Golfo (Consorcio Philipp Brothers y C. I. General Comercializadora); Alemania, Austria y Suiza (Krupp Handel); Bélgica, Holanda y Luxemburgo (Anker Kolen) e Italia (Coe & Clerici). De la misma forma se han establecido canales de comunicación para el mercado japonés (Mitsui & Co. en el sector siderúrgico y Marubeni Corp. en el sector eléctrico e industrial). De este modo ya se tienen agentes comerciales para aquellos países que representan un 46% del total de la demanda de carbón de importación.

Actualmente se está desarrollando el proceso de selección de agentes para Grecia, Turquía, Egipto, Israel y Portugal y a corto plazo se iniciará la selección para otras áreas prioritarias del mercado.

Para darle un soporte a esta labor de CARBOCOL se ha venido desarrollando un sistema computarizado que facilita el acceso a la información relacionada con la actividad comercial. Este Sistema de Información del Carbón (SIC) incluye módulos que procesan la re-

lacionada con clientes, contratos, embarques, deudas y pagos, modelos de proyección del mercado, calidad y aspectos técnicos del carbón.

Para el mediano plazo los carbones provenientes de El Cerrejón han asegurado la penetración al mercado internacional con un volumen de 54 millones de toneladas, de los cuales 33 corresponden a la diligencia de INTERCOR-EXXON y 21 millones a la actividad positiva y a la estructura comercial de CARBOCOL.

El volumen de ventas contratado corresponde a una sexta parte de la producción esperada para El Cerrejón Norte durante los 23 años que dura el Contrato de Asociación INTERCOR-CARBOCOL, y se dirige principalmente a Dinamarca, Noruega, Alemania, Finlandia, Suecia, Grecia, Israel, España, Italia, Inglaterra, Irlanda, Holanda, Panamá, Puerto Rico y Estados Unidos.

La ubicación de la contratación en el tiempo determinaba que Cerrejón Norte tuviera comprometida para febrero de 1986 el total de la explotación del año y que para los años siguientes las ventas

Cuadro No. 41

CONSUMO REGIONAL DE CARBON (Miles de Toneladas)

Región	1982	1983	1984	1985*
Antioquia	644	641	667	683
Boyacá	1.076	1.183	1.201	1.237
Cundinamarca	1.376	1.352	1.300	1.332
Norte de Santander	108	114	200	439
Valle	831	818	881	906
Otros	223	253	237	240
Costa Atlántica	39	151	106	39
TOTAL	4.297	4.512	4.592	4.876

* Preliminar

FUENTE: CARBOCOL

aseguradas se sitúen en el 50, 45, 27 y 25% respectivamente del total de la producción pactada. Estos porcentajes se incrementan con ventas acordadas y no contratadas en aproximadamente un 9% del volumen de explotación anual.

b) Interna (Consumo)

La comercialización interna del carbón asimilable por el consumo se distingue por mantener una alta dependencia de la infraestructura y de los limitados mercados regionales. Vale la pena resaltar que este combustible sólo ha podido remontar regionalmente al departamento del Valle y parte del Viejo Caldas, que son las únicas áreas del país que presentan un déficit permanente de producción para atender sus requerimientos. Los demás departamentos consumen su propio carbón y disponen de cantidades pequeñas destinadas al suministro a las regiones del país antes anotadas y a participar en el mercado externo.

Ahora bien, del consumo total nacional de los últimos cuatro años, entre el 10 y 11% corresponde a carbón coquizable; como es lógico suponer, este volumen se destina al alto horno de Acerías Paz del Río en Boyacá y su producción se origina principalmente en el mismo departamento.

En lo que respecta al consumo por sectores, aproximadamente la tercera parte se realiza en las Termoeléctricas, un volumen algo mayor se utiliza en el sector industrial, el 11% en los procesos de coquización antes anotados y cerca del 6% en el consumo residencial.

Las proyecciones sobre consumo interno para 1990 implican un aumento cercano al 53% con respecto a lo estimado para 1985. Esta previsión se sustenta principalmente en dos factores que actúan por igual en la proyección. Se prevé que el crecimiento y nuevos proyectos determinen un consumo mayor de alrededor de un millón de toneladas y que aproximadamente 1.6 millones actúen dentro de un proceso sustitutivo.

4.3.2. Participación en el Programa Uso Racional de Energía

Indudablemente que el uso racional de la energía motiva a la participación activa del carbón como estrategia energética, económica y social.

En tal sentido, dentro del Programa que coordina el Ministerio, CARBOCOL ha desarrollado los estudios sobre las posibilidades de un proyecto para la sustitución de los consumos por carbón. En ellos se ha identificado que la alternativa depende en un 50% de las decisiones sobre las ventajas específicas que tiene el combustible en las plantas del sector público como son las Termoeléctricas y la Refinería de Barrancabermeja, y el 50% restante depende de la motivación y decisión del sector industrial privado.

4.4. Ejecuciones de la política de desarrollo tecnológico

Como respaldo a los planes de explotación, al programa de fomento a la pequeña y mediana minería y al programa de sustitución, CARBOCOL y COLCIENCIAS han suscrito un Convenio donde se crea un Fondo con recursos del Fondo Nacional del Carbón y de COLCIENCIAS.

Cuadro No. 42

PROYECCION DEL CONSUMO REGIONAL DE CARBON
(Miles de Toneladas)

Región	1986	1987	1988	1989	1990
Costa Atlántica	70	70	500	1.000	1.408
Antioquia	738	757	776	797	815
Boyacá	1.269	1.296	1.325	1.355	1.378
Cundinamarca	1.333	1.350	1.366	1.384	1.400
Norte de Santander	430	584	795	1.000	1.063
Valle	900	990	1.006	1.023	1.039
Otros	237	276	322	375	397
TOTAL	4.977	5.323	6.090	6.934	7.500

FUENTE: Oficina de Planeación — Ministerio de Minas y Energía

El objetivo de dicho Fondo es fomentar y financiar estudios en el sector carbonífero que permitan conocer mejor el recurso, impulsar su investigación y lograr un adecuado desarrollo tecnológico en dicho sector.

Los recursos del FONIC llegarán en un plazo de seis años a los 800 millones, así:

Cuadro No. 43

RECURSOS FINANCIEROS DEL FONDO NACIONAL DE INVESTIGACION DEL CARBON (Millones de Pesos)

Año	Carbocol	Colciencias	Total
1986	20	80	100
1987	50	100	150
1988	80	120	200
1989	100	100	200
1990	100	—	100
1991	50	—	50
TOTAL	400	400	800

La administración y dirección de FONIC, está a cargo de CARBOCOL y COLCIENCIAS a través de un Comité Técnico Directivo conformado por representantes de ambas entidades. CARBOCOL coordina y supervisa técnicamente los proyectos y COLCIENCIAS administra los recursos financieros.

4.5. Base del desarrollo económico global

Indudablemente que el aporte fundamental de este mineral a la economía nacional se canaliza a través de los recursos del Fondo Nacional del Carbón.

4.5.1. Fondo Nacional del Carbón

El Fondo Nacional del Carbón es el mecanismo creado por el Gobierno Nacional para la financiación del desarrollo de la industria carbonífera y minera del país.

Opera como un sistema de manejo de cuentas cuya principal fuente de ingresos la constituye el impuesto a la producción de carbón establecido por la Ley 61 de 1979 y que equivale al 5% del valor en boca de mina del volumen extraído. Cuenta también con el producido que resulte de sus propias operaciones, de los posibles aportes del Presupuesto Nacional y de las donaciones que se le transfieran.

En el período 82-86, la actividad del Fondo se ha orientado básicamente en dos direcciones: lograr el mayor recaudo del impuesto y propender por el desarrollo e implementación de programas de fomento para la minería del carbón.

Cuadro No. 44

FIJACION DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DEL CARBON PARA LIQUIDAR IMPUESTO

Resolución	Aplicación	Pesos Tonelada	Vigencia
946 de 1982	General	856	2o. Semestre 82
1960 de 1982	General	967	1o. Semestre 83
1427 de 1983	General	1.093	2o. Semestre 83
2727 de 1983	General	1.093	1o. Semestre 84
1443 de 1984	General	1.258	2o. Semestre 84
2573 de 1984	General	1.258	1o. Semestre 85
711 de 1985	Exportación	2.692	2o. Semestre 85
711 de 1985	Consumo interno	1.258	2o. Semestre 85
1705 de 1985	Exportación	2.880	1o. Semestre 86
1705 de 1985	Consumo interno	1.306	1o. Semestre 86

Cuadro No. 45

INGRESOS Y GIROS DEL FONDO NACIONAL DEL CARBON
(Millones de Pesos)

Rubro	1982	1983	1984	1985
Ingresos	52.8	102.5	159.0	877.4
Giros*	16.5	40.5	69.2	262.7
Antioquia	0.6	11.5	4.9	5.0
Boyacá	4.2	4.0	9.9	13.1
Caldas	—	0.2	0.2	1.0
Cauca	0.3	0.5	0.6	0.9
Cesar	(—)	(—)	(—)	0.3
Córdoba	(—)	1.5	2.8	10.0
Cundinamarca	5.7	10.1	11.3	17.4
Guajira	(—)	5.3	14.0	151.9
Norte de Santander	1.0	1.2	2.3	27.1
Huila	—	(—)	—	—
Valle	2.2	6.2	6.7	8.5
Corpoguajira	—	—	2.1	24.0
Corpocesar	—	—	—	(—)
Carbocol	2.5	—	14.4	3.5

* Incluye los giros hechos a los departamentos y municipios.

(—) Menor a la unidad utilizada.

FUENTE: Fondo Nacional del Carbón

Ello ha permitido que de 317 mineros inscritos en el Fondo en 1982, para 1985 el registro contempló 1.239, que representan más del 80% del total. En términos financieros, estas cifras se traducen en 52 y 877 millones de pesos corrientes, respectivamente.

La Legislación Reglamentaria del Fondo Nacional del Carbón ha tenido sustanciales variaciones en los últimos 4 años; desde 1982, con la expedición del Decreto 1199 de 1982, aclaratorio del Parágrafo 1º del artículo 4º de la Ley 61 de 1979 se transfirieron al Fondo todos los pagos por concepto de cánones, participaciones, regalías, etc., que efectúen aquellas personas naturales o jurídicas que celebren o hayan celebrado contratos para explorar y explotar carbón con entidades oficiales descentralizadas.

Vale la pena destacar que gracias a la expedición de este decreto se fortalecieron en forma significativa los recursos del Fondo al ingresar a ellos parte de los pagos de regalías que se habían pactado con INTERCOR en la explotación del Proyecto del Cerrejón Zona Norte. Así mismo, el Departamento de la Guajira y el Municipio de Barrancas, ubicado en el mismo departamento, recibirán participaciones que le permitirán realizar importantes obras de desarrollo.

A finales de 1983, en desarrollo de la política de fronteras del Gobierno Nacional, se crearon corporaciones regionales de desarrollo en varios departamentos del país. A las creadas en la Guajira y en el Cesar se les asignó como parte de sus ingresos un 6% del producido del impuesto a la explotación de carbón.

Con el propósito de subsanar el déficit fiscal y para disponer de recursos para la minería en general, el Gobierno Nacional por medio de la Ley 55 de 1985 dispuso la reasignación de los recursos del Fondo Nacional del Carbón, para programas de investigación y exploración minera, a partir de un 10% en 1985 hasta un 50% de 1990 en adelante.

Mediante la expedición de la Ley 76 de 1985 se creó el Consejo Regional de Planificación de la Costa Atlántica al cual se le asignaron recursos del Fondo Nacional del Carbón, iniciando con un 10% en 1986 y aumentando gradualmente hasta el 30% a partir de 1998.

a) Distribución del impuesto a la explotación de carbón

En el curso de los años 1982 a 1985 la distribución del producido del impuesto recibido por el Fondo ha variado sustancialmente y

variará más aún en el próximo futuro según puede verse en el Cuadro Nº 46.

b) Financiación de programas de fomento

El Fondo Nacional del Carbón ha fijado su atención en la financiación de la industria del carbón desde su etapa exploratoria hasta la comercialización.

A partir de 1985 se dispuso en Junta Directiva de CARBOCOL la distribución de los ingresos destinados a Fomento Minero en el corto plazo (1985 y 1986), así:

— Para el análisis e investigación del carbón-procesos del carbón $ 24 y $ 29 millones.

— Exploración carbonífera en el Alto San Jorge (Córdoba) y La Loma (Cesar) $ 233 y $ 217 millones.

— Inversión en PROCARBON DE OCCIDENTE $ 18 y $ 13 millones.

— Fomento a la pequeña y mediana minería del carbón en $ 362 y $ 711 millones.

— Proyecto La Loma en 1986 una inversión de $ 83 millones.

4.6. Ejecuciones de la política de precios

Más que una referencia sobre la ejecución de esta política, conviene describir la evolución de los precios del carbón.

La variación de estos precios se debe a múltiples causas, entre ellas se pueden mencionar las siguientes: la inestabilidad política y laboral en los países productores; los efectos climáticos en los países europeos; las políticas de conservación de energía de los países consumidores; la catastrófica situación del transporte a granel, que ha registrado una vertiginosa caída a partir de 1981, y la recesión económica mundial.

Situaciones cambiantes se están registrando en los mercados de combustibles en el mundo. Particularmente en el mercado del petróleo los precios registrados han alcanzado niveles de 13 a 15 US$/barril en Europa, que corresponden a niveles de 2.03 a 2.34 US$/MMBTU. Estos precios, comparados con los del equivalente energético en car-

Cuadro No. 46

DISTRIBUCION DE LOS RECURSOS* DEL FONDO NACIONAL DEL CARBON (%)

Año		Reordenamiento Fiscal	C. R. P. C. A.	Minería del Carbón y otra (F.N.C.)	Departamentos	Municipios	Corporaciones Regionales
Antes de 1982				60.0	20.0	20.0	–
1983 y 1984	A			60.0	20.0	20.0	
	B			56.0	18.0	20.0	6.0
1985	A	6.0	6.0	48.0	20.0	20.0	
	B	5.6	5.6	44.8	18.0	20.0	6.0
1986	A	12.0	6.0	42.0	20.0	20.0	
	B	11.2	5.6	39.2	18.0	20.0	6.0
1987	A	18.0	6.0	36.0	20.0	20.0	
	B	16.8	5.6	33.6	18.0	20.0	6.0
1988	A	24.0	6.0	30.0	20.0	20.0	
	B	22.4	5.6	28.0	18.0	20.0	6.0
1989	A	30.0	9.0	21.0	20.0	20.0	
	B	28.0	8.4	19.6	18.0	20.0	6.0
1990	A	30.0	9.0	21.0	20.0	20.0	
	B	28.0	8.4	19.6	18.0	20.0	6.0

C. R. P. C.A. = Consejo Regional de Planificación de la Costa Atlántica.

* Se refiere al 95% de los ingresos del Fondo (el 5% restante se destina a la administración del Fondo).

A = Para Departamentos sin Corporaciones Regionales.

B = Para Departamentos con Corporaciones Regionales

bón (1.57 US$/MMBTU) están todavía entre 2.9 y 4.9 US$/barril por encima de los niveles que igualarían los precios actuales del carbón en Europa.

Teniendo en cuenta que las inversiones adicionales requeridas para que una termoeléctrica pueda quemar carbón oscilan entre 0.50 y 0.70 US$/MMBTU, la demanda por carbón en el mediano plazo se vería afectada a niveles de 13.25 a 14.53 US$/barril. Sin embargo, las decisiones para invertir en plantas para quemar carbón se toman desde el punto de vista estratégico de diversificación de combustibles y no sólo desde el punto de vista puramente económico y coyuntural de un mercado. Puede entonces esperarse que los consumidores potenciales continúen construyendo sus plantas con capacidad para quemar carbón, independientemente de su rentabilidad, y que se mantengan las expectativas de demandas de carbón en el mercado internacional.

De mantenerse los precios del petróleo por debajo del nivel de los 10.00 US$/barril es posible que se afecten las decisiones de consumo así como los precios del carbón. De otro lado, la demanda de carbón estaría reforzada por el incremento en el consumo de electricidad y de la producción industrial, originados por el incremento en la actividad económica impulsada por la baja en los precios del petróleo.

5. ELECTRICIDAD

5.1. La política energética en el sector eléctrico

El esquema de la política energética presentada en la parte inicial de este documento es aplicable al subsector eléctrico y en él se incluye el planeamiento y las ejecuciones realizadas. Es oportuno de otra parte, para una mejor comprensión de los señores parlamentarios y de los lectores en general, prevenir sobre la interpretación y denominación de cada una de las políticas particulares.

5.1.1. Política de autoabastecimiento

Como para las demás fuentes y formas energéticas, la electricidad también propende hacia el suministro interno y suficiente de la energía requerida por los demás sectores económicos del país. Incluye programas de estudios (exploración), construcción de obras de ge-

neración, generación propiamente dicha (explotación), transmisión a baja, media y alta tensión (transporte) y cuidado del medio ambiente.

5.1.2. Política del manejo de la demanda

Involucra el suministro adecuado de energía (comercialización) y los programas de uso racional de energía y de disminución de pérdidas con el objeto de desalentar las presiones para la ampliación de la capacidad por consumos exagerados.

5.1.3. Política del desarrollo tecnológico

Busca principalmente proveer de información suficiente y apoyar oportunamente al sector industrial para el suministro interno de los múltiples bienes y servicios que utiliza el subsector eléctrico.

5.1.4. Política de equilibrio económico sectorial

Si bien es cierto que se adelantan estudios de interconexión con otros países, cuyo desarrollo podría constituirse en una fuente de divisas, las acciones del subsector dentro de esta política se enfocan a que la hidroenergía conjuntamente con el carbón, sustituya el consumo final, determinando así una mayor proximidad a la política de autoabastecimiento de petróleo y, consecuentemente, menores presiones cambiarias originadas en el Sector Energético Colombiano.

5.1.5. Política bases al desarrollo económico global

La inspiración y las ejecuciones de esta política se enfocan a garantizar el abastecimiento eléctrico dentro de claras pautas de beneficio social; lograr la generación de empleo, reactivar la economía interna y a ampliar la infraestructura como soporte sustancial del desarrollo económico regional y nacional.

5.1.6. Política de tarifas

Pretende conciliar las necesidades financieras de las empresas que actúan en la oferta de energía eléctrica con la capacidad de pago de los usuarios del servicio.

5.2. El plan de expansión y generalidades del sector

El Gobierno Nacional determinó lineamientos generales que sirven para avanzar en la expansión del Sector, de tal forma que las

ejecuciones de corto y mediano plazo se enmarquen en todo momento en el plan de desarrollo del país y concuerden con las políticas del gasto público.

El plan de expansión, con necesidades agregadas de crecimientos anuales del 7.1% y luego con mayores ajustes de 6.5%, se revisó cuando el Sector Eléctrico dispuso de un modelo para la proyección de la demanda de energía. La revisión se sustentó en las probabilidades de consumo futuro por subsectores económicos y no en tendencias históricas.

Para satisfacer tal evolución el CONPES aprobó en 1983 el siguiente programa de operación:

Cuadro No. 47

PLAN DE EXPANSION

Planta	Capacidad MW	Fecha de Operación	
Paraiso—La Guaca	600	Agosto	1986
Calderas	18	Octubre	1986
San Carlos II	620	Enero	1987
Termoguajira II	170	Julio	1987
Jaguas	170	Enero	1987
Betania	500	Enero	1987
Playas	200	Julio	1987
Guavio	1.000	2do. semestre	1990
Riogrande II	322	2do. semestre	1990
Calima III	240	1er. semestre	1993
Miel I	384	2do. semestre	1993
Urrá I y II	1.200	1er. semestre	1994
Cañafisto	1.500	1er. semestre	1996
Miel II	351	2do. semestre	1997

5.2.1. Inversiones del sector eléctrico

Los egresos por inversión del Sector Eléctrico Colombiano alcanzaron la cifra de $ 358.609 millones discriminados por cada año de la siguiente manera: $ 71.543 millones en 1982; $ 96.066 millones en 1983; $ 90.000 millones en 1984 y $ 101.000 millones en 1985. Para el año de 1986 se ha estimado una inversión de $ 139.000 millones. Estos egresos se orientan a satisfacer las necesidades de los consumidores finales en las áreas de generación, transmisión, distribución y estudios para el período 1982-1985.

Para el período 1987-1990 se estima realizar inversiones por valor superior a los $ 800.000 millones.

5.2.2. Situación financiera del sector eléctrico

La situación financiera del Sector Eléctrico se ha caracterizado en los últimos años como deficitaria, con tendencia similar para el próximo futuro. A 31 de diciembre de 1985 el déficit real de tesorería alcanzó la cifra de $ 76.000 millones y podría ascender al culminar el año de 1986 a $ 147.000 millones.

Lo anterior demuestra que el principal problema del Sector está en su flujo de fondos, el cual se ve agravado por la devaluación y cuya incidencia en el presupuesto de egresos de 1985 fue de $ 20.000 millones.

Obviamente esta situación exige acciones remediales entre las cuales se estudia la posibilidad de lograr mayores créditos de la FEN así como la consecución de créditos externos para pago a contratistas.

Otras soluciones de tipo transitorio se evalúan con el gremio cafetero y con el otorgamiento de créditos puente, como es el caso de la Central Hidroeléctrica de Betania.

A finales de 1985 se consideró que con los recursos de la bonanza cafetera se hiciera el pago anticipado de la deuda externa de las empresas de servicios públicos. Sin embargo, particularizando para el Sector Eléctrico, donde la estructura y contratación de la deuda externa es aceptable en plazo y costos, se optó por dejar de lado esta alternativa.

Las proyecciones financieras del Sector Eléctrico a diez años determinan que las inversiones deben crecer en promedio al 20% anual y las tarifas se deben conservar en términos reales con el fin de coadyuvar a una adecuada solución.

5.2.3. Reorganización institucional del sector eléctrico

La estructura del Sector Eléctrico presenta básicamente diferencias de tipo orgánico, operativo y jurídico entre las empresas que lo conforman. Esto dificulta la ejecución de su planeamiento específico y global a nivel nacional.

Las entidades que conforman el Sector Eléctrico pueden clasificarse en dos grupos: uno formado por los entes a nivel nacional cuyas principales funciones son fijar políticas, coordinar acciones y controlar y/o supervisar la ejecución de las mismas y el otro, constituido por las empresas ejecutoras de dichas políticas, que operan a nivel nacional, departamental o municipal.

Los organismos a través de los cuales el Gobierno Nacional ejerce las funciones de fijación y supervisión de políticas son el Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación —DNP—.

Las entidades que ejecutan las políticas adoptadas por el Gobierno Nacional, son: La Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá —EEEB— y las Empresas Públicas de Medellín —EMP—, de carácter municipal; la Corporación Autónoma Regional del Cauca —CVC— que como Corporación de Desarrollo está vinculada al DNP; el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica —ICEL— y la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica —CORELCA—, entidades del Estado adscritas a este Ministerio, Interconexión Eléctrica S. A. —ISA— Sociedad Anónima de Derecho Público vinculada también a este Ministerio, las Electrificadoras Filiales de ICEL y CORELCA, así como otras entidades de orden municipal.

Las entidades ejecutoras antes relacionadas atienden mercados determinados, con características diferentes de cobertura, demanda de energía, desarrollo y capacidad de pago de los usuarios. Este hecho contribuye a que la situación financiera de cada empresa sea diferente y a que la expansión y calidad del servicio no sean iguales

en todas las regiones. En el mes de julio de 1984 se celebró el denominado "Foro de Paipa" al cual asistieron todas las empresas del Sector, citadas por este Ministerio para discutir la situación organizativa, estructural y principalmente financiera. En este Foro se llegó a un Acuerdo mediante el cual el Gobierno se comprometió a buscar mecanismos que aliviaran el déficit económico de las empresas y éstas, a su vez, se comprometieron a revisar sus inversiones, a seguir un régimen de austeridad en sus gastos y a cancelar las deudas contraídas con anterioridad.

En el marco de este Acuerdo el Ministerio de Minas y Energía ha tomado medidas tales como la modificación de los estatutos de ISA, del ICEL, de CORELCA y de sus respectivas Electrificadoras Filiales buscando, de una parte, esclarecer las funciones y aumentar la participación del Gobierno Nacional en ISA y, de otra parte, introducir la tutela gubernamental en las Electrificadoras y revisar sus inversiones, así como el manejo de sus plantas de personal.

Como complemento de lo anterior, el Gobierno Nacional, con el objeto de lograr un saneamiento financiero en las empresas del Sector, tomó las siguientes medidas:

— Decreto 2545 de 1984, mediante el cual se establece a nivel nacional la estructura de tarifas para la prestación del servicio de energía eléctrica.

— Decreto 2696 de 1984, por el cual se estructura el Consejo Nacional de Recursos Energéticos.

— Decreto 2915 de 1984, que establece un plazo para el pago de las compras de energía y potencia en bloque, cuya cancelación será condición para que la Financiera Eléctrica Nacional —FEN— otorgue o nó un crédito y estipula la obligación de las empresas socias de ISA de comprar el 100% de los derechos de energía y potencia respectivos.

— Decreto 2987 de 1984, mediante el cual se establece que las empresas del Sistema Interconectado que a noviembre 30 de 1984 presenten deudas insolutas con ECOPETROL por concepto de consumo de combustibles para la generación, deberán firmar pagarés a favor de ésta y fija las condiciones financieras del mismo, condicionando también los préstamos de la FEN a la presentación del Paz y Salvo que por todo concepto otorgue ECOPETROL.

— Resolución Ministerial 2498, por la cual se desmonta el subsidio que presta ECOPETROL a las empresas del Sistema Eléctrico Interconectado, por consumo de combustibles.

— Decreto 504 de 1985, establece que el planeamiento de la expansión del Sector Eléctrico se ejecutará en forma integrada y con el criterio de mínimo costo.

— Decreto 3298 de 1985, que modificó el artículo 4º del Decreto 2915 mencionado, en el sentido de cambiar la obligatoriedad de las empresas de comprar el 100% de sus derechos en los proyectos de propiedad compartida, por el 75% de los mismos.

— Decreto 1973 de 1985, por el cual se fijan pautas acerca de la facturación, cobro y reclamación en los servicios públicos.

Por otra parte, el Gobierno Nacional celebró en el mes de junio de 1985 un seminario sobre Aspectos Institucionales del Sector Eléctrico conjuntamente con funcionarios del Banco Mundial, con el fin de identificar los principales problemas del Sector y sus causas, así como proponer soluciones a los mismos. Estas soluciones pueden sintetizarse así:

1. Modificaciones Institucionales. Estas incluyen principalmente el fortalecimiento del Ministerio de Minas y Energía como ente rector de la política energética y de ISA como entidad coordinadora de la planeación y operación del sistema eléctrico. Así mismo, incluyen la integración de las distribuidoras municipales con las empresas regionales existentes para racionalizar la administración de los mercados y la eliminación de la capacidad de veto en la Asamblea de Accionistas de ISA.

2. Modificaciones en los sistemas de planeación y de toma de decisiones. Este proceso se debe cumplir por etapas, empezando con un Plan de expansión de generación y transmisión integrado a un Plan de subtransmisión y distribución, con su respectivo análisis financiero preparado por ISA. Este Plan debe ser integrado por el Ministerio de Minas y Energía en el marco energético nacional, para que finalmente el DNP complete el programa macroeconómico que se presenta al CONPES.

3. Modificación de los sistemas financieros y tarifarios. El logro de esta modificación depende de las medidas a tomar en el corto y mediano plazo. Para el corto plazo se sugiere, entre otras, la

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

reducción en las inversiones, en los costos de operación y de funcionamiento y en las pérdidas de energía, así como una mayor eficiencia en el cobro de la cartera, en la aplicación de la política tarifaria definida por el Decreto 2545/84 y en el fortalecimiento de la FEN. Para el mediano plazo se propone moderar el crecimiento de la demanda, adecuar los niveles tarifarios, conservar los subsidios a los consumidores de estratos socioeconómicos bajos y evitar sobrecostos por atrasos en proyectos y por planes de emergencia.

5.3. Ejecuciones de la política de autoabastecimiento

5.3.1. Proyectos en estudio

a) Estudios iniciales

Dentro de las actividades tendientes a obtener la información básica necesaria para la ejecución de trabajos posteriores, el subsector eléctrico adelantó en el período 82-86 trabajos de cartografía básica, recopilación de información hidrometeorológica y de reconocimiento. Con respecto a la cartografía, ISA desarrolla por medio de consultoría privada la evaluación inicial de las zonas del río Mira, Alto Putumayo, Alto Caquetá, Alto Arauca y Magdalena Medio.

En el área de recopilación de información hidrometeorológica se trabaja activamente con el Instituto Colombiano de Hidrología, Meteorología y Adecuación de Tierras (HIMAT). Esta actividad comprende la instalación y complementación de las estaciones respectivas, ejecución de mediciones de caudal, de carga, de sedimentos en suspensión y toma de muestras de fondo, operación, revisión y mantenimiento de las estaciones, así como el procesamiento y suministro de la información obtenida.

Para la determinación física de los proyectos, conocida como fase de reconocimiento, en donde se identifica la posibilidad de aprovechar técnicamente el potencial hidroeléctrico teórico de los ríos, ISA adelanta estudios con consultoría privada en las Hoyas del Alto Arauca y el río Mira.

El ICEL también desarrolló estudios de prefactibilidad para los posibles proyectos hidroeléctricos de Cusiana en Boyacá, El Quimbo

y Alto Magdalena en el Huila, Páez-La Plata en Cauca y Huila y el de río Otún en Risaralda.

Por otra parte y en el marco de la Organización Latinoamericana de Energía —OLADE—, se suscribió el Convenio Binacional entre los Gobiernos de Colombia y Ecuador, con la colaboración del Gobierno de Italia. En desarrollo de este Convenio, el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica —ICEL— continúa la exploración geotérmica del área fronteriza de Chiles-Cerro Negro-Tufiño y dispone ya de investigaciones geovulcanológicas, geoquímicas e hidrológicas en un área de 900 kms.^{2} dentro del territorio colombiano.

b) Factibilidad

Comprende todas las actividades tendientes a determinar las características técnicas de los proyectos. Al respecto ISA, en el período anotado y en colaboración con consultoría privada, desarrolló los siguientes estudios:

i) Proyecto Ituango:

Ubicado en Antioquia a 160 kilómetros de Medellín, utilizando el río Cauca, tendría una presa lleno de roca con núcleo impermeable; altura 241 m.; volumen 26.6 x 10^6 m.^{3}; su construcción duraría aproximadamente 11 años y reportaría 4.270 MW.

ii) Proyecto Fonce:

Ubicado a 8 kilómetros de San Gil en Santander sobre el río Suárez, tendría una presa enrocada con cara de concreto; altura 105 m.; volumen 3.8 x 10^6 m.^{3}. Su construcción duraría 6 años y aportaría 520 MW.

iii) Proyecto Cabrera:

Ubicado en Santander, en la confluencia de los ríos Fonce y Suárez, tendría una presa de enrocado con núcleo impermeable; altura 177 m.; volumen 9.9 x 10^6 m.^{3}. Su construcción se haría en 6 años y aportaría 600 MW.

iv) Proyecto La Loma-La Jagua:

Termoeléctrica con base en carbón, estaría ubicada en esas localidades del departamento del Cesar, con capacidad instalada de 600 MW en bornes del generador.

Adicionalmente, el ICEL adelantó estudios de factibilidad en los proyectos ubicados en el río Atrato (Chocó) para 284 MW; La Ga-

barra (Norte de Santander) para 336 MW; Telembí (Nariño) para 317 MW; Chimera (Santander) para 930 MW y Samaná (Caldas) con 289 MW.

Los anteriores estudios de factibilidad, con otros que realizan empresas del Sector, han ampliado el Banco de Información para las alternativas de selección óptima.

c) Diseño de proyectos

La labor realizada por la actual administración sobre este particular se resume principalmente en los siguientes proyectos:

i) Cañafisto

Este proyecto, ubicado sobre el río Cauca, en el departamento de Antioquia, tendría una capacidad inicial de 1.500 MW.

Se realizaron los estudios técnicos complementarios y se llevó a cabo el diseño de las obras de desviación hasta obtener pliegos de licitación; se avanzó en el diseño de otras obras tales como presa, vertedero y captación. En la actualidad todos los diseños se encuentran suspendidos.

ii) Térmica de Ciénaga

Se realizó inicialmente el estudio de suministro del carbón para la Central Termoeléctrica de 150 MW, en el suroeste antioqueño, y los de impacto ambiental y de caracterización del carbón.

Se preparó el pliego de condiciones para la licitación destinada al montaje integral y simultáneamente se escogió y adquirió el lote para los campamentos y se realizaron los diseños civiles y arquitectónicos respectivos.

iii) Alto Atrato

Se encuentran a nivel de prefactibilidad los estudios correspondientes a la construcción de la hidroeléctrica, la cual comprende los anteproyectos El Siete Nº 1 y El Siete Nº 2, con capacidades instalables de 160 MW y 124 MW, respectivamente. Está a cargo del ICEL.

iv) Chimera

Este proyecto hidroeléctrico, ubicado en la Hoya del río Suárez, tiene una capacidad de 485 MW, cuenta con el estudio de factibilidad y también está a cargo del ICEL.

v) Samaná Medio

Ubicado en el departamento de Caldas, sobre el río Samaná Sur, con posibilidades de 289 MW; cuenta con los estudios de factibilidad del ICEL.

vi) Patía

Forma parte del proyecto Patía, sobre el río del mismo nombre y contempla dos etapas. Sobre el subproyecto Patía I se realizó el estudio de factibilidad para una capacidad de 1.110 MW y también está a cargo del ICEL.

5.3.2. Construcción de obras de generación

Durante el período agosto 1982-julio 1986 entraron en operación centrales de generación de energía eléctrica que totalizan una capacidad instalada adicional para el sistema interconectado colombiano de 1.551 MW, discriminados en 1.120 MW de origen hidroeléctrico y 431 MW de origen termoeléctrico. Esta capacidad está representada en los siguientes proyectos:

Cuadro No. 48

PROYECTOS ELECTRICOS TERMINADOS

Año	Proyecto	Capacidad MW	Tipo (1)	Empresa
1982	Palenque V	22	T	ICEL (Santander)
1983	Barranca IV	33	T	ICEL (Santander)
	Termoguajira I	160	T	CORELCA (Guajira)
	Ayura	17	H	EPM (Antioquia)
1984	San Carlos I	620	H	ISA (Antioquia)
1985	Tasajero	150	T	ICEL (Norte de Sder)
	Zipaquirá V	66	T	ISA (Cundinamarca)
	Salvajina	270	H	CVC (Valle)
	Guadalupe IV	213	H	EPM (Antioquia)

1) (H) Hidráulica, (T) Térmica

FUENTE: ISA

Adicionalmente, durante 1982 también entraron en operación las Centrales Termoeléctricas de Chinú, de 133 MW, en Córdoba, a cargo de ISA, y Paipa III, de 75 MW, en Boyacá, por parte de ICEL.

Con estos proyectos la capacidad instalada efectiva en el sistema totaliza 6.349 MW, distribuidos así: 4.518 MW hidroeléctricos y 1.831 MW termoeléctricos.

En noviembre de 1982 entraron completamente en operación las obras de desviación de los ríos Nechí, Pajarito y Dolores, los cuales adicionan 10.4 M.^{3}/seg. al complejo Guadalupe-Troneras, de las Empresas Públicas de Medellín y que representan una generación adicional de 450 Gw/h año en promedio.

A principios de 1986 entró definitivamente en operación el proyecto Chingaza que, aunque no es del sector eléctrico, tiene un aporte de 16 m.^{3}/seg. para las centrales hidráulicas de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá y representa una generación adicional de 1.385 Gw/h año, en promedio.

Además, entre 1983 y 1985 entraron en operación las desviaciones de los ríos Negro, Rucio y Tunjita al embalse La Esmeralda de la Central Hidroeléctrica de Chivor, de propiedad de ISA, con un caudal de 20.5 m.^{3}/seg. que representan una generación adicional de 800 GW/h año en promedio; es decir, un 27% adicional.

En los próximos meses (agosto de 1986 a enero de 1987), entrarán en operación centrales hidroeléctricas que suman 1.908 MW, representados en los proyectos: Paraíso-La Guaca en Cundinamarca, Betania en Huila, Calderas, Jaguas y San Carlos II en Antioquia.

a) Proyectos en construcción

Dentro de los proyectos en construcción sobresalen San Carlos, Calderas-Tafetanes, Jaguas, Chivor, Quinta Unidad de Termozipa y Termoguajira entre otras, así como proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas.

i) Proyecto San Carlos

La construcción del proyecto hidroeléctrico de San Carlos se desarrolla en dos etapas, cada una de las cuales consta de cuatro unidades generadoras de 155 MW. El proyecto podrá ser complementado posteriormente con dos unidades adicionales para alcanzar una capacidad de 1.550 MW.

i.a. San Carlos I

Las obras civiles principales de la primera etapa del proyecto San Carlos se construyeron mediante dos contratos: la presa del Punchina y las obras anexas que incluían los trabajos civiles necesarios para la instalación de las primeras cuatro unidades de generación.

En el mes de agosto de 1982 el avance de la obra civil en la presa de Punchina y de las obras anexas era del 85%, en las obras subterráneas era del 75% y en el montaje de los equipos electromecánicos del 60%. Además, la obra civil quedó concluida en diciembre de 1983 e inició generación comercial en enero de 1984.

i.b. San Carlos II

La construcción de las obras subterráneas de la segunda etapa se inició en diciembre de 1979 y se tiene previsto terminarlas en el último trimestre de 1986. De acuerdo con esta programación las cuatro unidades de San Carlos II entrarían en operación comercial en el primer trimestre de 1987.

En agosto de 1982 estaban en proceso de excavación todos los frentes de San Carlos II, con excepción de la casa de máquinas en donde se adelantaban los preparativos para iniciar el montaje de los equipos electromecánicos de la primera unidad. En ese entonces el avance de la obra civil era del 37%. En febrero de 1986 el avance de la obra civil representa el 89% y en los montajes de equipos electromecánicos el 90%.

ii) Calderas-Tafetanes

Las obras de Calderas comprenden la construcción del conducto de desvío, vertedero, presa de gravedad, estructura de captación, pozo de captación, túnel de conducción, pozo de presión, túnel blindado, dos distribuidores, una casa de máquinas superficial, un canal de salida y una subestación. Además está prevista la desviación del río Tafetanes hacia el río Calderas. Las obras para esta desviación incluyen la construcción de un conducto de desvío, captación, vertedero, presa de gravedad, túnel de con-

ducción y estructura de concreto en descarga. La construcción de las obras se inició en marzo de 1982 y se tiene previsto terminar las obras civiles de Calderas en agosto de 1986 y las obras para la desviación del río Tafetanes en septiembre 30 de 1986. De acuerdo con la primera fecha se estima que la Central entrará en operación comercial durante el último trimestre de 1986.

En agosto de 1982 estaba bastante adelantada la construcción de los campamentos para el alojamiento del personal de ISA y de la Interventoría y se estaban iniciando las excavaciones en general para las obras de Calderas. La construcción de las obras para la desviación del río Tafetanes no se había iniciado aún. En esa fecha el avance de la obra civil era del 8%.

En febrero de 1986 solamente quedaba pendiente por concluir, en las obras de Calderas, el 30% del revestimiento en el túnel de presión, todo lo cual representa un avance del 90% en la obra civil y un 70% en el montaje. En las obras para la desviación del río Tafetanes quedó concluida la construcción de la presa, vertedero, captación y el 90% de la excavación del túnel, acumulando un avance ejecutado del 80%.

iii) Jaguas

Este proyecto, que instalará 170 MW adicionales, inició las principales obras a mediados de 1982 y estará disponible en el último trimestre de 1986.

iv) Chivor II

Esta planta, con cuatro unidades generadoras de 125 MW cada una, entró en operación comercial en marzo de 1982 pero por algunas dificultades en la estabilidad del terreno se desocupó parcialmente la conducción y se procedió a la ejecución de obras complementarias para ponerla nuevamente en funcionamiento.

Estas obras fueron concluidas en su totalidad a fines de de junio de 1983, cuando se reinició su funcionamiento.

Adicionalmente y con el objeto de proveer un sistema de alivio y de drenaje que garantice la estabilidad de las dos conducciones de Chivor, se acometió la construcción de una galería de

aproximadamente 1.430 metros de longitud. Estos trabajos concluirán en julio de 1986.

La Central Hidroeléctrica de Chivor se complementa con las desviaciones de los ríos Negro y Rucio que aportan un caudal medio interanual de 8 m.^{3}/s. al embalse y la del río Tunjita que aporta 12 m.^{3}/seg.

v) Termozipa Quinta Unidad

Durante el período 82-85 se construyó la quinta unidad de la Central Termoeléctrica Martín del Corral en Zipaquirá. Esta unidad tiene una capacidad instalada de 66 MW e implica un consumo adicional en la Central de 35 toneladas de carbón por hora.

vi) Termoguajira

Este proyecto consta de dos etapas así:

vi.a. Termoguajira I

En el primer semestre de 1983 concluyó la construcción de esta unidad con capacidad de 170 MW, la cual puede utilizar carbón como combustible, con opción de cambiar a gas cuando las condiciones del suministro así lo indiquen.

La unidad está compuesta por una turbina a vapor de tres etapas, un generador, un condensador de superficie refrigerado por agua de mar y una caldera que consta de 20 quemadores de carbón pulverizado y 16 quemadores de gas natural.

La caldera consume 1.200 toneladas diarias de carbón ó 36.5 millones de pies cúbicos de gas natural, a carga mínima.

vi.b. Termoguajira II

La segunda unidad de Termoguajira tiene una capacidad contratada de 150.7 MW y características técnicas similares a las de la primera unidad. Los trabajos se iniciaron en el segundo semestre de 1983 y en la actualidad tienen un avance importante en su construcción que permite esperar estará terminada en el segundo semestre de 1987.

vii) Urrá

Con el fin de aprovechar los recursos hidráulicos del río Sinú, CORELCA, como entidad ejecutora, con base en los estudios de factibilidad y decisiones anteriores del CONPES, abrió en septiembre de 1983 la Licitación Pública Internacional para la construcción de las obras civiles de Urrá I y Urrá II. Con respecto a Urrá I, la Licitación fue adjudicada al Consorcio Colombo-Sueco Skanska-Conciviles y para el caso de Urrá II fue declarada desierta.

Las obras preliminares del proyecto fueron iniciadas, se encuentran construidos a la fecha 112 kilómetros de carretera, a un costo de $ 1.121.8 millones, contratado el suministro de energía para la construcción y en trámite de perfeccionamiento el contrato para los campamentos definitivos del proyecto.

Se han definido las medidas de mitigación al impacto social y ambiental que el proyecto producirá y en los casos necesarios se han elaborado los diseños de las obras que deben contratarse. Sin embargo, conviene mencionar que debido a la situación económica y financiera por la que atraviesa el país y el sector eléctrico en particular, así como también a los excedentes de capacidad instalada en los próximos seis (6) años para atender la demanda de energía eléctrica, fue necesario posponer la entrada en operación de los proyectos, entre los cuales se encuentra el de Urrá, tal como se informó en la parte pertinente.

viii) Tasajero

Esta central térmica, propiedad del ICEL, está ubicada en el departamento de Norte de Santander, tiene una capacidad efectiva de 152 MW, entró en operación en diciembre de 1984 y utiliza para su generación carbones de la zona.

ix) Guadalupe IV

El proyecto hidroeléctrico Guadalupe IV forma parte del sistema hidroeléctrico Guadalupe-Troneras, propiedad de EPM, tiene una capacidad instalada de 216 MW y entró en operación en diciembre de 1985.

x) Betania

La Central Hidroeléctrica de Betania S. A. —CHB—, ubicada en el departamento del Huila, se encuentra actualmente en construcción y se espera que entre en operación en enero de 1987. Este proyecto aumentará la capacidad instalada del país en 500 MW.

xi) Paraíso-La Guaca

Este proyecto hidroeléctrico, conocido también como proyecto Mesitas, es de propiedad de la EEEB, tendrá una capacidad instalada total de 600 MW, repartidos en 276 MW en Paraíso y 324 MW en La Guaca. Su entrada en operación se ha demorado por problemas de orden técnico pero se espera que ello se logre a finales de 1986.

xii) Playas

Ubicado en el departamento de Antioquia, se encuentra actualmente en construcción este proyecto hidroeléctrico a cargo de las Empresas Públicas de Medellín —EPM—. Tendrá una capacidad instalada de 200 MW y entrará en operación en el segundo semestre de 1987.

xiii) Río Grande

El proyecto del Río Grande comprende las Centrales de Río Grande II con 300 MW y Guasimalito con 22.5 MW. Se considera este proyecto como de propósito múltiple ya que también comprende la potabilización de parte de las aguas que surten el acueducto de Medellín. Actualmente se encuentra en ejecución por parte de EPM y su entrada en operación está prevista hacia 1990.

xiv) Guavio

Este proyecto, actualmente en ejecución a cargo de la EEEB, tendrá una capacidad instalada de 1.000 MW y entrará en operación comercial á comienzos de la próxima década.

xv) Miel

El plan de expansión de la generación ha contemplado la ejecución de este proyecto hidroeléctrico en dos etapas: Miel I con

una capacidad instalada de 405 MW a cargo de la CHEC y Miel II con 351 MW a cargo de ICEL-CHEC. Ambos proyectos están localizados en el departamento de Caldas sobre el río La Miel.

Los estudios de diseño de Miel I están muy avanzados mientras que Miel II tiene terminados los estudios de factibilidad. Su entrada en operación se ha previsto para la próxima década.

xvi) Ensanche Termocartagena IV

CORELCA adelantó los estudios de factibilidad para la instalación de la Unidad Nº 4 en Termocartagena, con una capacidad de 150 MW y dispone ya de los pliegos de condiciones para el proyecto.

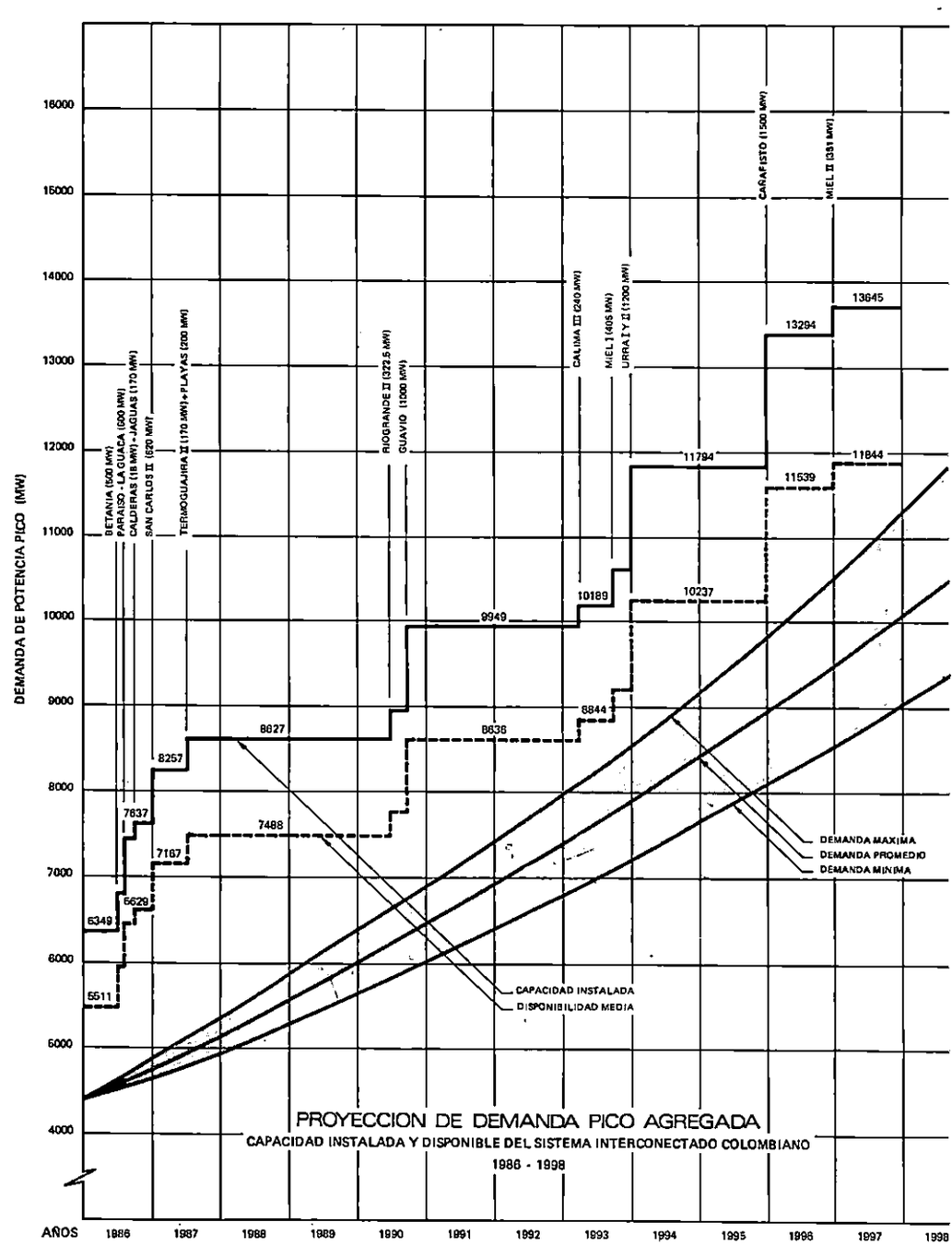
La CVC contribuye a esta dinámica de construcción de proyectos con la Hidroeléctrica de Salvajina (270 MW) la cual empezó su operación en el período medio de esta administración.

Para el futuro el Sector Eléctrico Colombiano, con base en un Plan de Estudios, buscará llevar a etapas superiores aquellos proyectos que a nivel de reconocimiento o prefactibilidad han mostrado índices económicos atractivos y, además, complementar con estudios específicos los que así lo requieren. El Plan aludido se programó para ser realizado por todas las entidades en el período 86-90, una vez se defina la financiación.

Los proyectos que deben estudiarse distribuidos en todo el país incluyen aproximadamente 6.100 MW para la etapa de estudio denominada "Recolección de Información Básica", 8.500 MW en la etapa de prefactibilidad y 5.400 MW en la etapa de factibilidad.

Así mismo se incluirá un Inventario Nacional de Proyectos Hidroeléctricos para centrales con capacidades entre 10 y 100 MW, con el fin de llenar un vacío que tiene el país en el conocimiento de su potencial de generación en centrales de esos tamaños.

Además, se hará un Inventario Nacional de Capacidad Instalada Recuperable y Optimizable constituida por pequeñas centrales que no estén en funcionamiento por diversos problemas.



Cuadro No. 49

PROGRAMA DE ESTUDIOS 1986 – 1990

Entidad	Río y proyecto	Estado actual de los estudios	Capacidad instalable normalizada	Nivel a estudiar en el período 1986-1990	Fecha estimada de terminación de los estudios	Costo estimado de los estudios M $ (junio 1985)	Potencial a estudiar por entidad (MW)
ISA	H. ALTO ARAUCA	R					
	. Rotambria		480	PF	1988	200	
	. Gualanday		536	PF			
	H. ALTO CAQUETA	R					
	. Ingano		1176	PF	1988	300	
	. Andaquí		453	PF			RIB = 1590
	H. ALTO PUTUMAYO	R	1012	PF	1988	200	PF = 3657 F = 500
	R. SOGAMOSO						
	. Sogamoso	F	500	F (1)	1988	100	
	H. MIRA	R	672	RIB (2)	1988	50	
	H. CARARE OPON	R	918	RIB	1990	150	
ICEL	R. PATIA						
	. Patía	F	–	F (1)			
	R. CUSIANA	PF					
	. Guspaquirá		74	F			
	. Ranchería		95	F	1.988	350	
	. Candelas		85	F			
	. Sabanalarga		144	F			
	H. ALTO MAGDALENA						F = 1142
	. Quimbo	PF	460	F	1.988	300	
	H. ALTO ATRATO	PF					
	. El Siete No. 1		160	F	1986		
	. El Siete No. 2		124	F			
CHEC	R. MANSO	PF	140				
	. Aprovechamiento del río Manso				1988	150	F = 140
ICEL CHEC EPM	R. SAMANA SUR	PF					
	. Butantán		340	F	1988	200	F = 340
EEEB	R. UPIA						
	Upía	F	–	F (1)			
	R. GUAYURIBA						
	. La Rosa	PF	160	F	1988	150	
	R. LENGUPA						
	. Chapasía	PF	580	F	1990	250	RIB = 3516 PF = 375
	H. GUAYABERO-GUAVIARE	R	3516	RIB (2)	1988	200	F = 740
	H. SUMAPAZ		375	PF	1988	150	
E P M	R. PORCE						
	. Porce II	PF	380	F	1986	–	
	. Ermitaño	PF	680	F	1988	350	
	H. PENDERISCO-MURRI	R					
	. Murrí		1165	PF	1988	250	RIB = 253
	R. SAMANA NORTE	R	466	PF	1988	100	PF = 2.293 F = 1.060
	R. SAN BARTOLOME	R	496	PF	1988	100	
	R. SAN ANDRES	R	166	PF	1988	100	
	R. TIGUI	R					
	. Basilio		253	RIB	1988	50	
CVC	R. CAUCA	PF	1100	PF (3)	1988	350	
	Desviación y tributarios						
	R. CALIMA						
	. Calima IV	PF	459	F	1988	200	
	R. NAYA	R	733	PF	1988	150	RIB = 300
	H. CAJAMBRE Y RAPOSO		250	RIB	1988	150	PF = 2170 F = 459
	R. GARRAPATAS	R	337	PF	1986	–	
	H. ALTO ANCHICAYA			-	-		
	. Trasvase Río Dagua	R	50	RIB	1988	150	
CORELCA E P M	R. TAMAR						
	. Tamar	R	132	RIB	1990	150	
	R. SAN JORGE						RIB = 475
	. Chimurro	R	146	RIB	1990	150	
	R. TIGUI						

ISA	. Ingano		1176	PF	1988	500	RIB = 1590
	. Andaquí		453	PF			PF = 3657
	H. ALTO PUTUMAYO	R	1012	PF	1988	200	F = 500
	R. SOGAMOSO						
	. Sogamoso	F	500	F (1)	1988	100	
	H. MIRA	R	672	RIB (2)	1988	50	
	H. CARARE OPON	R	918	RIB	1990	150	
ICEL	R. PATIA						
	. Patía	F	—	F (1)			
	R. CUSIANA	PF					
	. Guspaquirá		74	F			
	. Ranchería		95	F	1.988	350	
	. Candelas		85	F			
	. Sabanalarga		144	F			
	H. ALTO MAGDALENA						F = 1142
	. Quimbo	PF	460	F	1.988	300	
	H. ALTO ATRATO	PF					
	. El Siete No. 1		160	F	1986		
	. El Siete No. 2		124	F			
CHEC	R. MANSO	PF	140				
	. Aprovechamiento del río Manso				1988	150	F = 140
ICEL CHEC EPM	R. SAMANA SUR	PF					
	. Butantán		340	F	1988	200	F = 340
EEEB	R. UPIA						
	Upía	F	—	F (1)			
	R. GUAYURIBA						
	. La Rosa	PF	160	F	1988	150	
	R. LENGUPA						
	. Chapasía	PF	580	F	1990	250	RIB = 3516
	H. GUAYABERO-GUAVIARE	R	3516	RIB (2)	1988	200	PF = 375
	H. SUMAPAZ		375	PF	1988	150	F = 740
EPM	R. PORCE						
	. Porce II	PF	380	F	1986	—	
	. Ermitaño	PF	680	F	1988	350	
	H. PENDERISCO-MURRI	R					
	. Murrí		1165	PF	1988	250	RIB = 253
	R. SAMANA NORTE	R	466	PF	1988	100	PF = 2.293
	R. SAN BARTOLOME	R	496	PF	1988	100	F = 1.060
	R. SAN ANDRES	R	166	PF	1988	100	
	R. TIGUI	R					
	. Basilio		253	RIB	1988	50	
CVC	R. CAUCA	PF	1100	PF (3)	1988	350	
	Desviación y tributarios						
	R. CALIMA						
	. Calima IV	PF	459	F	1988	200	
	R. NAYA	R	733	PF	1988	150	RIB = 300
	H. CAJAMBRE Y RAPOSO		250	RIB	1988	150	PF = 2170
	R. GARRAPATAS	R	337	PF	1986	—	F = 459
	H. ALTO ANCHICAYA		-		-		
	. Trasvase Río Dagua	R	50	RIB	1988	150	
CORELCA EPM	R. TAMAR						
	. Tamar	R	132	RIB	1990	150	
	R. SAN JORGE						RIB = 475
	. Chimurro	R	146	RIB	1990	150	
	R. TIGUI						
	. Bellavista	R	197	RIB	1990	150	
POR DEFINIR	R. MICAY						
	. Angosturas del Micay	PF	1000	F	1988	400	F = 1000

PROGRAMA DE ESTUDIOS 1986 – 1990

RIB ∿ 6100 MW
PF ∿ 8500 MW
F ∿ 5400 MW

COSTO TOTAL: ∿
M $ 5500

RIB = Recopilación de Información Básica
R = Reconocimiento
PF = Prefactibilidad

(1) Factibilidad que requiere estudios adicionales
(2) Recopilación de información Cartográfica
(3) Prefactibilidad que requiere estudios adicionales

5.3.3. Capacidad instalada y generación

El Sector Eléctrico Público contaba a 31 de diciembre de 1985 con una capacidad instalada de 6.349 MW, la cual supera en una tercera parte a la disponible para finales de 1982.

De este total corresponde el 71% a proyectos hidráulicos y el restante 29% a una capacidad térmica compuesta principalmente por equipos a gas y carbón.

Cuadro No. 50

CAPACIDAD INSTALADA (MW)

Año	Hidráulica	Térmica	Total
1982	3.295	1.698	4.993
1983	3.342	1.863	5.205
1984	4.035	1.615	5.650
1985*	4.518	1.831	6.349

* Provisional

FUENTE: ISA y Oficina de Planeación — Ministerio de Minas y Energía.

En lo que se refiere a la generación realizada por las Centrales Eléctricas Públicas se puede anotar que ella creció en el período 82-85 en un 19%, reportando como es obvio, un factor de ocupación menor. Las Centrales Térmicas tan sólo aumentaron la producción en un 13% en el mismo lapso.

A nivel de sistemas, la evolución de la generación se distingue por mostrar en 1985 al ICEL, ISA y CORELCA con mayores volúmenes a los registrados en 1982, mientras que los sistemas de EEEB, EPM, CVC presentan una tendencia contraria.

Estos desarrollos se originan en las disposiciones adoptadas por el Gobierno Nacional, que ha exigido a las empresas regionales que

cumplan sus obligaciones con ISA y a la operación dentro del ICEL de plantas nuevas como Tasajero que han servido para cubrir la demanda normal de las Electrificadoras Departamentales y también por la mayor cobertura del Instituto en los programas de electrificación rural.

En el caso de CORELCA se observa una combinación similar. Es así que al ingresar Termo Cerrejón I tiene mayor cobertura, pero igualmente debe adquirir energía a ISA por su participación en los proyectos hidroeléctricos ejecutados por esta empresa.

La generación de las Centrales Eléctricas Públicas es complementada por la autoproducción en algunos sectores, principalmente el industrial, ella equivale a cerca del 8% del total general por los entes oficiales.

Cuadro No. 51

GENERACION DE ELECTRICIDAD (GW/h)

Empresa	1982	1984	1985
EEEB	3.607	2.811	2.777
EPM	5.379	4.605	5.186
CVC	2.212	2.394	2.231
ICEL	2.778	3.485	3.641
CORELCA	3.777	4.495	4.290
ISA	3.734	6.768	7.446
TOTAL PUBLICA	21.487	24.558	25.571
Hidráulica	69.8%	68.0 %	68.8%
Térmica	30.2%	32.0 %	31.2%

FUENTE: ENE E ISA

5.3.4. Líneas de transmisión

Durante los últimos cuatro años los planes de transmisión necesarios para evacuar la energía generada y mejorar la confiabilidad del servicio de energía eléctrica, contaron con la participación de las diferentes empresas del Sector Eléctrico Colombiano.

Cuadro No. 52

CONSTRUCCION DE REDES DE TRANSMISION (Km)

Empresa	230 Kv	110 Kv
CORELCA	273	249
EPM	75	148
ICEL	144	255
CVC	130	16
CHEC	28	88
EEEB	119	70
ISA	577	—
TOTAL	1.346	826

FUENTE: ENE E ISA (Preliminar)

Dentro de las líneas a 230 Kv sobresalen: Termoguajira-Cuestecita; Termoguajira-Santa Marta-Fundación; Yumbo-Popayán; Tasajero-Cúcuta; San Carlos-Bogotá; Esmeralda-Yumbo; San Carlos-Ancón Sur.

Las líneas a 110 Kv comprenden: Cuestecita-Cerrejón; Chinú-Magangué; Betania-Neiva; Colegio-Flandes; Barbosa-Cimitarra; Ancón Sur (Medellín)-Primavera (Caldas); San Antonio (Belencito)-Boavita; La Victoria-Mariquita.

Estas redes principales son apoyadas en el suministro por una red de distribución a menor tensión y por las necesarias subestaciones.

Con referencia a estas últimas es de destacar las cuatro subestaciones de la línea a 500 Kv de la interconexión entre los sistemas Central (Hidráulico) y el sistema de la Cosa Atlántica (Térmico), que ha permitido el intercambio de energía y logrado la operación óptima del sistema eléctrico nacional tanto desde el punto de vista técnico como del económico. Las subestaciones referidas, cada una de ellas con capacidad de transformación de 450 MVA están ubicadas en San Carlos (Antioquia), Cerromatoso (Córdoba), Chinú (Córdoba) y Sabanalarga (Atlántico).

Además de las subestaciones mencionadas, el Sector Eléctrico terminó y construyó a lo largo y ancho del país una serie de subestaciones asociadas y complementarias a la línea de interconexión y a los proyectos de generación que permiten el cometido de la distribución.

Para los próximos años, en el frente de transmisión, con el objeto de mejorar la confiabilidad y de aumentar la capacidad de transporte de energía del sistema eléctrico interconectado nacional, se hará la construcción de varias líneas, ampliación de las subestaciones y expansión del sistema de telecomunicaciones asociadas, así:

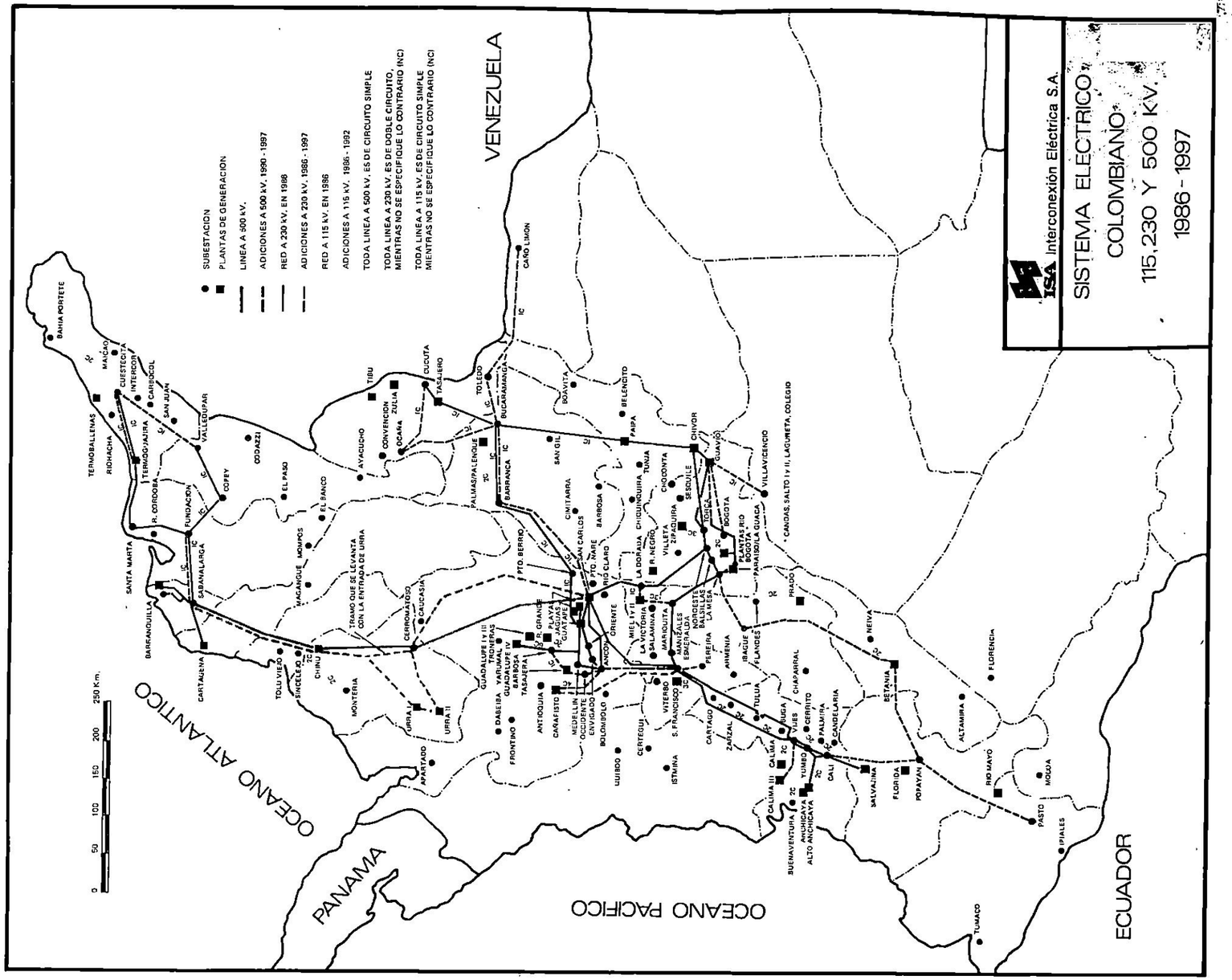
— Construcción de la segunda línea a 500 Kv entre el interior y la Costa Atlántica, con una longitud de 550 kilómetros en proceso de ejecución, con diseño electromecánico de la línea y subestaciones respectivas.

— Interconexión Bucaramanga-Arauca, para extender los beneficios de la interconexión eléctrica nacional a la región de Arauca y crear una infraestructura de servicios de energía que mejore las condiciones de vida de la población, sirva de base al desarrollo y complemente el esfuerzo del subsector de hidrocarburos.

Esta obra contempla una línea de transmisión a 230 Kv, de circuito sencillo, con una longitud de 245 kilómetros aproximadamente entre la subestación Palos en Bucaramanga y Caño Limón y constituirá un eje central de una compleja red de distribución regional y que podrá concluirse en 1988.

5.3.5. Medio ambiente

En cumplimiento de la Ley 56 de 1981 el Sector Eléctrico Colombiano lleva a cabo una amplia labor de cuidado del medio ambien-



te. Para tal efecto, las principales entidades han incorporado y reforzado en sus esquemas organizativos áreas específicas encargadas de lograr este cometido.

A manera de ejemplo referimos las acciones realizadas por ISA, entidad que conformó un equipo técnico interdisciplinario y dotó un laboratorio ambiental que ha permitido la evaluación pertinente en los proyectos de desarrollo del Sector Eléctrico.

En el campo de reforestación, ISA amplió a cuatro los viveros forestales, los cuales permitieron una producción de 6.6 millones de árboles, aplicados parcialmente en 15 municipios del Valle de Tenza en Boyacá (área de Chivor) y en 7 municipios del oriente antioqueño (área del proyecto San Carlos). Para restituir el ambiente se reforestaron 3.500 hectáreas y se distribuyeron 1.8 millones de árboles. Se realizaron estudios de ordenación y manejo de cuencas, se diseñaron y construyeron obras de control de sedimentos y se llevaron a cabo campañas de educación ambiental y de control de los recursos naturales.

ISA invirtió en el programa de reforestación aludido $ 405 millones y destinó cerca de 200 millones con el mismo fin para ser transferidos a la Corporación Regional del Nare.

Es oportuno informar, igualmente, sobre el establecimiento del Fondo para la Protección del Medio Ambiente José Celestino Mutis "FEN-Colombia". En desarrollo de la autorización concedida por la Asamblea General de Accionistas, en marzo de 1983, la Junta Directiva adoptó los estatutos y su personería jurídica le fue reconocida por el Ministerio de Justicia mediante Resolución Nº 2351/84.

Con el Fondo FEN-COLOMBIA se busca auspiciar, promocionar y divulgar obras e investigaciones que contribuyan, por su valor científico, artístico, tecnológico o cultural, a la defensa y preservación de los recursos naturales y del medio ambiente. Entre las actividades específicas realizadas, se pueden enumerar: la edición de los libros: "Colombia Es"; "Colombia-Parques Nacionales" y "Colombia-Corales y Arrecifes Coralinos". En 1985 se realizó el primer concurso ecológico "Enrique Pérez Arbeláez" y se aprobó la financiación de siete investigaciones sobre diferentes aspectos relacionados con la defensa y preservación del medio ambiente.

Cuadro No. 53

PROYECTOS ESTUDIADOS MEDIO AMBIENTE — ISA

Fase	Proyecto		
	Hidroeléctrico	Térmico	Transmisión
Reconocimiento	Magdalena Medio		
Prefactibilidad	Fonce-Suárez		
Factibilidad	Cabrera	Amagá	
	Fonce		
	Cañafisto		
Diseño	Cañafisto		Refuerzo transmisión
	Urrá		
Construcción	San Carlos	Zipa IV y V	
	Jaguas		
	Calderas		
	Tafetanes		
Operación	San Carlos	Zipa IV — V	
	Chivor		
	Salvajina		

5.4. Ejecución de la política de manejo de la demanda

La óptica general que regulaba la planeación y las ejecuciones en el Sector Eléctrico con destino a atender el suministro de energía, estaba dirigida a satisfacer la demanda agregada de los usuarios, pero sin análisis del real servicio y la utilización productiva que se hiciera del fluido eléctrico. La situación ha variado mediante el establecimiento de lineamientos que involucran esta preocupación.

5.4.1. Comercialización (consumo)

La dinámica del consumo eléctrico en los diferentes sectores económicos, incluyendo al mismo sector energético, no ha sido especialmente dinámica. Muchos factores influyen en este comportamiento pero indudablemente el determinante ha sido la estructura tarifaria.

En términos generales el consumo eléctrico se incrementó en el período 82-85 en cerca del 15%; esta cifra es superada en su orden por los comportamientos de los sectores residencial, industrial, comercial y público, mientras que los consumos observados en el Sector Energético en general y en los no identificados, ha tendido a estabilizarse.

5.4.2. Programas de uso racional y disminución de pérdidas

Una de las preocupaciones del Sector Energético en general y del eléctrico en particular ha sido el de lograr mejores usos de su servicio y disminuir las pérdidas con origen técnico o por apropiación indebida.

Cuadro No. 54

CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR SECTORES (GW/h)

Sector	1982	1984	1985*
Comercial	1.862	2.096	2.191
Residencial	7.273	8.819	9.312
Industrial	5.556	6.525	6.721
Público	1.478	1.627	1.701
Energético	986	1.165	1.209
Otros	1.619	404	422
TOTAL	18.774	20.636	21.556

* Provisional

FUENTE: ISA y SIE

En el año de 1981 el Sector Eléctrico obtuvo el Informe Final del estudio que había contratado para evaluar el estado de las pérdidas energéticas y que se denominó "Estudio de Pérdidas de Energía en el Sector Eléctrico Colombiano", ISA-SISTECOM LIMITADA, julio de 1981.

El estudio citado clasificó las pérdidas por empresa, por sistema, por nivel de tensión y por tipo de causa. Del total de pérdidas, la tercera parte eran "Pérdidas Negras" (energía consumida pero no facturada ya fuera por fraude, medición deficiente, facturación deficiente, etc.) y las dos terceras partes restantes eran pérdidas físicas, destacándose las pérdidas en los sistemas de distribución.

En mayo de 1982 fue entregado el informe final del "Plan Maestro de Distribución" ISA-SISTECOM LIMITADA cuyo objetivo fue el de revisar y evaluar los procedimientos y criterios de planeación que utilizan las distintas empresas del Sector y también buscó una consolidación de los planes de expansión en el área de distribución hasta el año 2000.

En noviembre 22 de 1982 el CONPES hizo solicitud a las Empresas Electrificadoras para que programaran actividades y controles a fin de reducir las pérdidas de energía en 1% de la demanda tanto para 1983 como para 1984.

En el año de 1983 se reactivó el Comité de Pérdidas y su principal objetivo se centró en establecer las medidas remediales con el fin de obtener las metas de rebajar las pérdidas en la magnitud referida para esos años.

No obstante los esfuerzos realizados por las empresas, las pérdidas han aumentado año tras año en la mayor parte de los casos, como puede verse en el cuadro siguiente, y de no haber empezado a trabajar en este renglón los índices serían aún mayores.

Dado que los correctivos establecidos no han sido suficientes, el Sector ha estructurado una serie de medidas a realizar en los próximos años:

— En 1985 se creó en ISA la Sección de Sistemas de Distribución y Pérdidas de Energía con la función principal de coordinar a nivel nacional las políticas, el seguimiento y el control de las

pérdidas de energía eléctrica, y de otra parte, propiciar el planeamiento de los sistemas de distribución con el fin de integrarlos al planeamiento de los sistemas de generación y de transmisión dentro del contexto nacional.

Cuadro No. 55

EVOLUCION DE PERDIDAS EN EL SECTOR ELECTRICO

Empresa	Indice de Pérdidas (%) 1982	1983	1984
EEEB-Mercado	20.8	22.6	25.2
EEPPM-Mercado	21.4	20.5	21.8
CVC-Mercado	14.4	16.1	17.2
ICEL	23.5	23.3	21.8
CORELCA	23.7	23.2	22.6
SISTEMA	21.5	22.6	23.4

— De otro lado el BID, a través de la FEN y con la asesoría técnica de ISA y algunas entidades del Sector, financiará el proyecto FEN-BID/DISTRIBUCION que tiene las siguientes características:

* Alcance del orden de US$ 250 millones, de los cuales el BID puede financiar alrededor de US$ 100 millones.
* Objetivo básico de reducir pérdidas de energía tanto de origen físico como las debidas a fraude, robo o energía no facturada en ciudades intermedias. Comprende fundamentalmente remodelaciones de redes de distribución, legalización y normalización de usuarios fraudulentos y sin contador y reconfiguración de sistemas de subtransmisión.
* La ejecución del programa se estima en cuatro años a partir de 1986.

— Se han replanteado los objetivos del Comité de Pérdidas del Sector que en adelante se denominará "Subcomité de Sistemas de Distribución y Pérdidas de Energía" que tiene como funciones principales las siguientes:

* Delinear políticas y orientar medidas remediales tendientes a controlar las pérdidas y reducirlas a niveles económicos.
* Canalizar y propiciar el intercambio de información entre las empresas para aprovechar las experiencias y resultados en los controles de las pérdidas energéticas.
* Revisar y evaluar los procedimientos y criterios de planeación que utilizan las empresas para las áreas de subtransmisión y distribución.
* Obtener la proyección de las inversiones consolidadas de los planes de expansión para las áreas mencionadas.

— Para el período 1986-1990 se tienen unas metas de reducir las pérdidas de energía mediante las acciones que adelante el Subcomité de Sistemas de Distribución y Pérdidas, con ejecución del proyecto FEN/BID/DISTRIBUCION y, lógicamente, con las actividades que adelanten las propias empresas del Sector:

Cuadro No. 56

PROYECCION DE PERDIDAS EN EL SECTOR ELECTRICO

	Porcentaje de pérdidas de energía				
Empresa	1986	1987	1988	1989	1990
EEEB-Mercado	21.0	18.7	16.7	15.3	14.2
EEPPM-Mercado	21.5	21.1	20.7	20.3	19.8
CVC-Mercado	17.5	17.1	16.8	16.5	16.1
ICEL	22.0	22.0	21.5	21.3	20.8
CORELCA	19.3	18.9	18.7	18.4	18.3
SISTEMA	21.9	21.2	20.6	20.1	19.6

— Para tener una visión completa del Sector se obtendrá una consolidación de las proyecciones de Inversiones en Distribución y Subtransmisión y se hará una integración con las áreas de generación y de transmisión. En el futuro cercano tendrán especial relevancia los sistemas de distribución tanto en sus readecuaciones como en sus políticas de expansión.

— Durante el período 1986-1990 la mayor parte de las empresas eléctricas realizarán estudios de pérdidas de sus sistemas, para lo cual se han establecido unos términos de referencia unificados y se cuenta con línea de financiación de FONADE. El Subcomité de Sistemas de Distribución y Pérdidas de Energía tiene un papel importante en el alcance de los objetivos que estos estudios demarquen.

5.5. Ejecuciones de la política de desarrollo tecnológico

El Sector Eléctrico se ha venido desarrollando en concordancia con el Decreto 222 de 1983 y con importantes acciones con el fin de proporcionar un decidido y efectivo apoyo a la industria nacional y a su capacidad tecnológica. Como resultado de esta acción se ha creado el Comité para el desarrollo y protección de la industria nacional que está integrado por representantes de todas las empresas del Sector Eléctrico Colombiano y tiene como objetivo efectuar la labor de coordinación necesaria entre las distintas empresas para lograr que se establezca la necesaria coordinación entre el Gobierno, la industria y la universidad. Esto con el fin de plantear, promover e implementar planes y políticas que permitan la participación gradual, creciente y adecuada de los recursos científicos, tecnológicos e industriales del país en la realización de los programas de inversión del Sector.

En el citado Comité se ha determinado el establecimiento de Subcomités o Grupos de Trabajo debidamente interrelacionados y coordinados.

Actualmente están en funcionamiento los siguientes Grupos de Trabajo cuyas líneas de acción articulan y complementan la filosofía de desarrollo y protección a la industria nacional.

5.5.1. Desagregación tecnológica

Se orienta a reunir criterios y estimativos que permitan establecer un plan para la participación creciente de la industria en los proyectos del Sector. Realiza, además, el desglose de los elementos que concurren en el desarrollo de los proyectos, principalmente de generación, transmisión, subtransmisión y distribución.

5.5.2. Homogenización y normalización

Orientado hacia la unificación de los distintos elementos que conforman los suministros del Sector Eléctrico en relación con las exigencias de los pedidos para optimizar el aprovechamiento del potencial industrial del país, en cuanto sea técnica y prácticamente posible.

En el aspecto de normalización se adelanta la acción propia que debe existir para los distintos suministros. Se participa en los procesos respectivos y en los Comités de Normalización del Instituto Colombiano de Normas Técnicas —ICONTEC—.

5.5.3. Centro de investigaciones para el sector eléctrico

Con miras a asegurar una mayor calidad de los productos de origen nacional que requiere el Sector, este grupo canaliza las inquietudes y coordina y unifica los criterios en todos los estudios y procesos necesarios para desarrollar y establecer el Centro de Investigaciones.

Se ha emprendido la tarea de realizar un inventario detallado de los laboratorios y centros de investigación existentes en el país. En cuanto a los diferentes elementos que constituyen un sistema eléctrico, se recopila y analiza la información sobre pruebas y chequeos realizados tanto en fábrica como en sitios de aplicación.

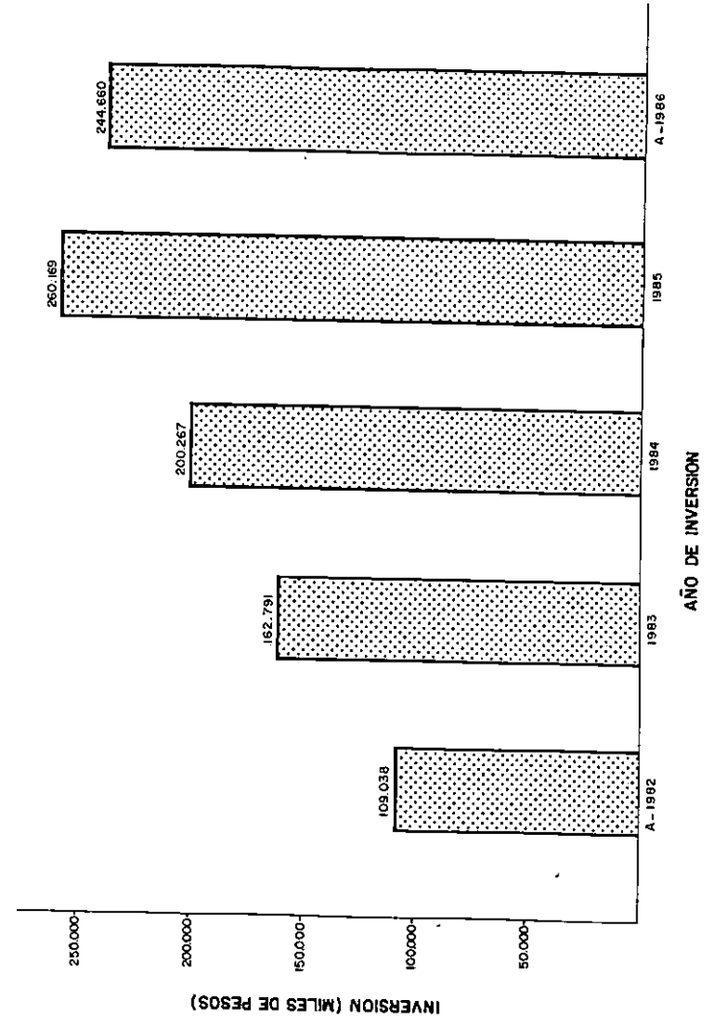
Las actividades realizadas y resultados obtenidos por estos tres grupos de trabajo servirán de base para la determinación de una política de apoyo e impulso a la industria nacional que mejore su tecnología y optimice la calidad de los productos colombianos que se utilizan en el Sector Eléctrico.

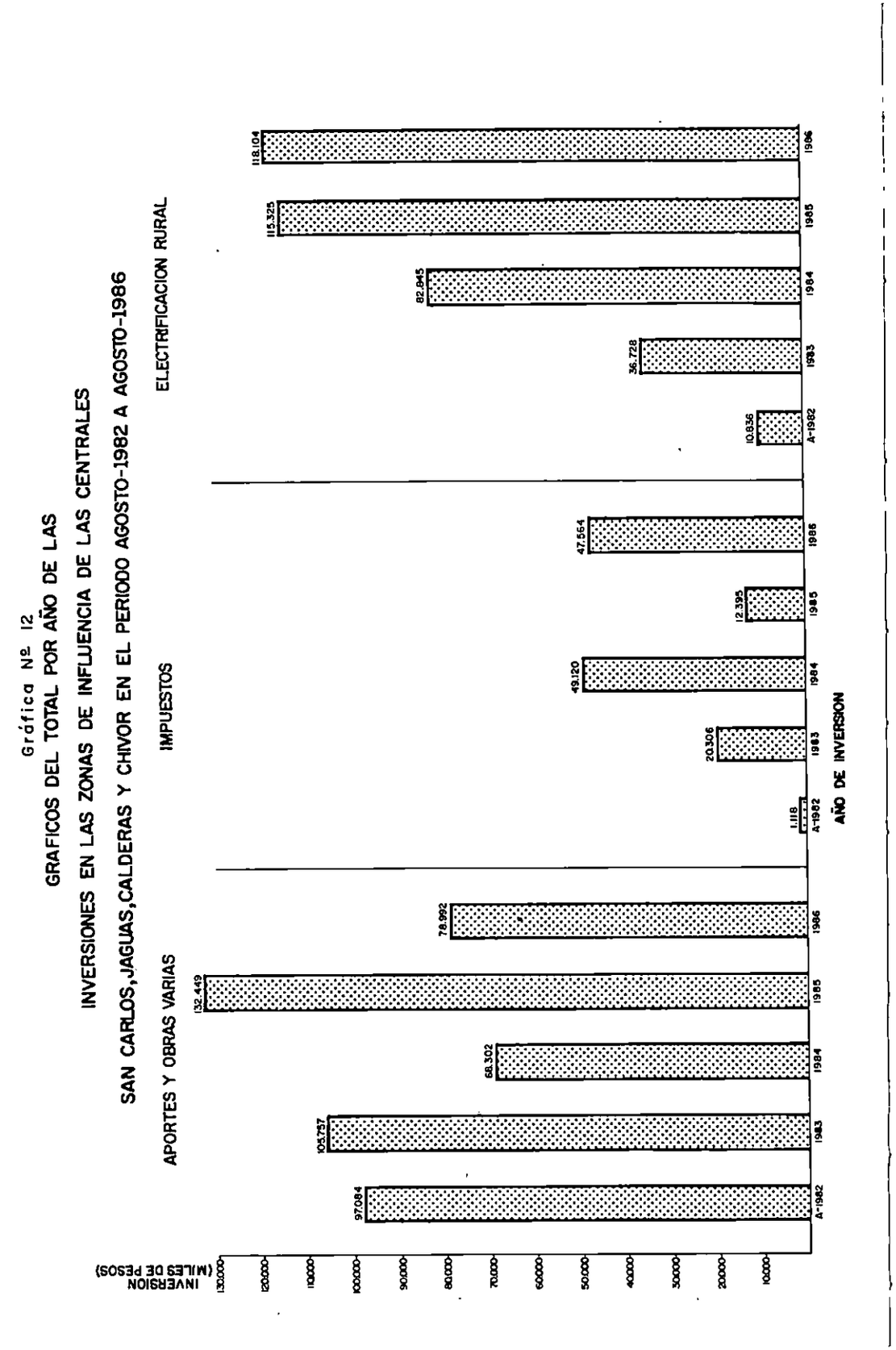
5.6. Ejecuciones de la política bases al desarrollo económico global

En términos generales la colaboración y participación del Sector Eléctrico Colombiano en el desarrollo económico global se configura en el adecuado suministro, generación de empleo, desarrollo industrial tecnológico y ejecución de programas con alto contenido social, como son los de electrificación rural.

Grafica No. 11

GRAFICO DEL GRAN TOTAL DE INVERSIONES EN LAS ZONAS DE INFLUENCIA DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS DURANTE EL PERIODO AGOSTO 1982-AGOSTO 1986





Esos programas se sustentan financieramente en los recursos que dispone para ese propósito la Ley 56 de 1981 y en gran proporción por los recursos del Presupuesto Nacional, los cuales se dirigen a la inversión propiamente dicha y a la amortización y servicio de la deuda interna y externa contratada para ese fin.

5.6.1. CORELCA

CORELCA ha adelantado diversos proyectos de electrificación rural cuya estructuración ha sido planificada desde comienzos de la presente década. Estos proyectos denominados PERCAS, PEZNI, DRI y otros programas (OPER) han sido conformados con base en el análisis de las necesidades de energía eléctrica en la región y se definen por el origen de los recursos financieros disponibles.

La construcción y montaje de los primeros subproyectos de electrificación rural incluidos en los programas identificados, se inició a comienzos de 1983. En ese año la cobertura del servicio de energía eléctrica en el área rural de la Costa Atlántica apenas llegaba a un 36% de las viviendas.

Con el adelanto de las obras ejecutadas hasta 1985 y las previstas para 1986, el cubrimiento del servicio alcanzará el 57%, con una inversión de $ 4.802 millones a partir de 1982.

5.6.2. ICEL

Este Instituto dirige el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), cuyo propósito es el de llevar el servicio a 130.000 viviendas campesinas de los departamentos diferentes a la Costa Atlántica. El costo del programa se estima en US$ 150 millones.

Una de las características fundamentales del PNER es la de favorecer aquellas regiones cuya población presenta condiciones socioeconómicas bajas, principalmente en zonas de violencia y de frontera.

El Plan ha alcanzado durante los últimos cuatro años una cobertura del 73% respecto a la meta mínima de 130.000 usuarios a beneficiar. Igualmente se han adelantado los trámites para el suministro total de los materiales requeridos para complementar las metas establecidas.

Se espera que para el mes de agosto de 1986 el servicio cubra 115.000 viviendas y para diciembre haya llegado a la meta propuesta.

5.6.3. ISA

De acuerdo con lo dispuesto por la Ley 56 de 1981, ISA electrificó 3.255 viviendas campesinas en el área de Chivor y 462 en el área de San Carlos; además suministró a CORNARE $ 200 millones con el mismo fin.

5.7. Ejecuciones de la política tarifaria

Hasta hace muy pocos años el esquema tarifario del servicio de energía eléctrica del país contemplaba diversidad de niveles para los diferentes sectores y factores de ajuste heterogéneos por regiones, lo cual motivó en muchos casos reclamos de los consumidores y confusas decisiones. Esta situación deterioró el ingreso de varias empresas y generó una crisis financiera que se vio agravada por el alto endeudamiento externo del Sector y la aceleración de la devaluación.

Para resolver esta situación, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2545 de 1984 mediante el cual se plantea la unificación de la estructura de tarifas eléctricas.

Allí se distinguen dos tipos de usuarios y suscriptores principales: servicio residencial y no residencial. En el caso de los usuarios del servicio residencial, las tarifas tienen en cuenta el estrato socioeconómico del mismo y únicamente consideran para el cobro el consumo de energía. Para los usuarios no residenciales, se considera adicionalmente el nivel de voltaje al cual están conectados, un cargo por potencia y una penalización por bajo factor de potencia. Con base en el mencionado decreto, la Junta Nacional de Tarifas ha venido homogenizando la estructura mediante la expedición de resoluciones reglamentarias.

5.8. Financiera Eléctrica Nacional —FEN—

Indudablemente una de las más importantes realizaciones durante el período 1982-1986 lo constituye la iniciación de las actividades de la FEN como organismo sustentador del desarrollo eléctrico nacional.

La FEN inició actividades el 6 de agosto de 1982 con un capital suscrito de $ 10.295.0 millones y pagado de sólo $ 191.9 millones; este último fue aportado por ISA, CORELCA, ICEL, CVC, CHEC y EEEB. En noviembre 24 del mismo año la Nación dio cabal cumplimiento al mandato de capitalización contenido en la Ley 11/82, creadora de la FEN, mediante el endoso en propiedad de cartera por valor de $ 9.690.6 millones procedentes de operaciones de redescuento efectuadas por el Fondo de Desarrollo Eléctrico y cuya recuperación correspondió al Banco de la República, como ente administrador. De esta manera el capital pagado a diciembre 31/82 ascendió a $ 9.882.6 millones.

Desde el comienzo de las actividades se dio curso al diseño de las estrategias y metas que permitieran desarrollar eficazmente el principal objeto social, como es el financiamiento de la inversión en el sector eléctrico a través de la captación de recursos del ahorro nacional, externo y de generación de fondos internos resultantes de sus propias actividades operacionales.

La especialización en la intermediación financiera encauzada al financiamiento de la inversión en el Sector Eléctrico se fundamentó en los siguientes propósitos:

a) La articulación del Sector Eléctrico al mercado de capitales, como fuente de financiación.

b) La búsqueda de economías, que hicieron posible transferir recursos a las empresas, con costes inferiores a aquellos que individualmente podían obtener en el mercado.

c) La irrigación de los fondos entre los proyectos en ejecución y en concordancia con las prioridades de inversión definidas para el Sector Eléctrico.

En cuanto a la captación de recursos del ahorro nacional se previó que la intervención de la FEN en el mercado de ahorro transferible no debería implicar la sustracción de recursos utilizados por otros sectores económicos, por tal razón su participación se presupuestó sobre el crecimiento del mercado financiero.

En desarrollo de los objetivos y estrategias esbozados, la FEN alcanzó logros importantes en el período 1982-1986 y en ellos se destacan: la acelerada expansión en sus activos y patrimonio; la confian-

za ganada entre los ahorradores nacionales y las entidades internacionales de crédito; la eficacia alcanzada en la utilización de la modalidad de redescuento para las operaciones ordinarias de crédito en moneda local (banco de segundo piso); la irrigación equilibrada de recursos entre las diferentes regiones del país; y la creación de condiciones propicias para el mejoramiento del proceso de la planeación financiera del Sector Eléctrico. Ello se ha reflejado en las cifras y comentarios que se presentan a continuación.

5.8.1. Activos y Patrimonio

Cuadro No. 57

ACTIVOS Y PATRIMONIO DE LA FEN

Fecha	Activos Totales $ Millones	Patrimonio $ Millones
Diciembre 31/82	10.426.1	10.146.4
Diciembre 31/83	20.498.7	13.936.7
Diciembre 31/84	55.185.1	17.372.9
Diciembre 31/85	102.476.5	21.818.6

FUENTE: FEN

En cuanto a los activos, se destaca su volumen y rápido crecimiento que han llevado a la FEN a constituirse en una de las más importantes instituciones financieras de la Nación.

Con respecto al patrimonio, cabe observar que su crecimiento ha obedecido fundamentalmente a la capitalización de las utilidades obtenidas entre agosto de 1982 y diciembre 31/85. En este período dichas utilidades sumaron un total de $ 11.454.4 millones, en tanto que el capital pagado directamente por la Nación y las empresas ascendió a $ 10.369.4 millones.

Las utilidades anuales obtenidas relacionadas con el patrimonio al cierre del año anterior representaron el 29.6% en 1983, 27.1% en 1984 y 25.9% en 1985, o sea, 13.0, 8.8 y 3.5 puntos porcentuales sobre

las respectivas tasas de inflación. Se muestran así los esfuerzos realizados para preservar y acrecentar el patrimonio.

5.8.2. Captación de ahorro interno y externo

En el siguiente Cuadro se presenta la evolución de los saldos de recursos pasivos por concepto de la captación de ahorro interno:

Cuadro No. 58

CAPTACION DE AHORRO POR LA FEN

Fecha	Bonos ISS $ Millones	Bonos ISS Variación %	Ahorro Privado Interno $ Millones	Ahorro Privado Interno Variación %	Crédito Externo Millones*	Crédito Externo Variación %
D/bre 31/82	—	—		—	—	—
D/bre 31/83	—	—	6.035.8	—	—	—
D/bre 31/84	360.7	—	7.079.2	17.3	29.077.7	—
D/bre 31/85	1.071.6	197.1	10.806.5	52.7	66.242.7	127.8

* Valorados en pesos con los tipos de cambio definidos por la Superintendencia Bancaria: $ 113.89 por dólar para 1984 y $ 172.20 para 1985

FUENTE: FEN

Sobre este aspecto, conviene destacar la gran aceptación de los títulos valores creados y puestos en circulación por la FEN como son los Certificados Eléctricos Valorizables "CEV" y los Títulos Energéticos de Rentabilidad Creciente "TER". En efecto, los $ 7.000.0 millones en principio aprobados por las autoridades monetarias en CEV fueron colocados casi en su totalidad, en un período de 60 días.

Sobre el particular conviene anotar y destacar la prioridad que a la financiación de la inversión en el Sector Eléctrico ha concedido el Gobierno Nacional, la cual se manifiesta en las favorables condiciones relativas que autorizó para los papeles emitidos por la FEN, cuyas rentabilidades se situaron en nivel competitivo con los de captación del sector privado y de las entidades oficiales.

Otra fuente de recursos nacionales definidos por la Ley 11/82, para la FEN, la constituye el 30% de los Bonos de Valor Constan-

te del Instituto de Seguros Sociales, que por Ley le corresponden al IFI. El contrato mediante el cual se perfeccionó y estableció la correspondiente forma de operación, fue suscrito en noviembre de 1984. Los saldos de recursos de administración por este concepto, en millones de pesos, fueron:

Fecha	Saldo Pasivo
Diciembre 31/84	360.7
Diciembre 31/85	1.071.6

Para la captación de recursos externos pudo concretarse una novedosa operación de cofinanciamiento entre el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento "BIRF" y cerca de 40 instituciones financieras privadas de Europa, Japón y Estados Unidos, por valor aproximado de US$ 370 millones. Los respectivos contratos fueron suscritos en junio 27/84, faltando por recibir sólo US$ 10.5 millones a diciembre 31/85.

Esta operación tuvo la particular significación de haberse constituido en el mayor compromiso de recursos "frescos" de la comunidad financiera internacional en Colombia en 1984, cuando se vislumbraban dificultades en el balance cambiario.

5.8.3. Colocaciones

La colocación de recursos entre las empresas del Sector Eléctrico se viene adelantando a través de tres líneas básicas:

— Redescuentos directos en moneda local y a largo plazo, por intermedio de la banca y las corporaciones financieras. Esta modalidad, además de encauzar recursos propios de dichas entidades (apalancamiento crediticio), aminora y diversifica el riesgo.

— Préstamos de corto plazo en moneda local mediante la compra directa a los contratistas, de pagarés representativos de facturas por ejecución de obras a las empresas.

— Crédito en moneda extranjera con recursos de la mencionada operación de cofinanciamiento.

Se presenta a continuación la evolución de los saldos activos de las transacciones realizadas bajo las tres líneas de crédito indicadas no sin relievar la ausencia de cartera vencida y de dudoso recaudo, a diciembre 31/85.

Cuadro No. 59

CARTERA VIGENTE DE OPERACIONES DIRECTAS

Fecha	Redescuentos Directos $ Millones	Préstamo Corto Plazo $ Millones	Crédito en M.E. $ Millones
Dic/31/82	—	—	—
Dic/31/83	10.429.3	—	—
Dic/31/84	19.558.6	1.479.1	14.485.2
Dic/31/85	24.578.2	1.616.7	50.772.1

FUENTE: FEN
MF = Moneda Extranjera

La distribución de los saldos adeudados por las empresas, originados en las operaciones de FEN en moneda local (redescuentos directos y préstamos de corto plazo), muestra la dispersión geográfica de las operaciones, Cuadro Nº 60.

Cuadro No. 60

DEUDAS DE LAS EMPRESAS CON LOS INTERMEDIARIOS FINANCIEROS Y LA FEN, DICIEMBRE 31 ($ Millones)

Empresa	1983	1984	1985
ISA	2.602.5	4.736.0	5.491.0
CORELCA	1.851.9	2.625.1	3.641.9
EEEB	1.332.7	3.052.8	3.548.6
EPM	874.0	1.595.8	3.206.4
CVC	2.300.9	3.075.2	3.306.4

(Continúa)

(Continuación)

Empresa	1983	1984	1985
ICEL	871.7	1.091.4	907.9
ELECTRANTA	—	—	74.5
CHEC	258.5	567.9	737.9
EMCALI	350.8	606.1	664.3
CHB	—	1.998.4	2.471.9
EADE	—	139.5	295.6
ELECTROHUILA	—	92.0	230.9
TOTAL	10.443.0	19.580.2	24.578.2

FUENTE: FEN

* Excluye los recursos de los intermediarios financieros aportados en las operaciones de redescuento.

La cartera por concepto de los créditos directos concedidos en moneda extranjera, operaciones iniciadas al finalizar 1984, ha tenido el siguiente desarrollo:

Cuadro No. 61

SALDOS DE CARTERA DE PRESTAMOS EN M.E. DIC. 31 (Millones)

Empresa	US$	Col. $	US $	Co. $
ISA	51.9	5.912.4	99.3	17.101.0
CVC	28.8	3.275.1	59.2	10.200.4
EEEB	46.5	5.297.7	92.2	15.879.3
CORELCA	—	—	32.8	5.646.3
EPM	—	—	11.3	1.945.1

FUENTE: FEN

ME = Moneda Extranjera

De otro lado, como ya se indicó, la cartera del Fondo de Desarrollo Eléctrico se recuperó en el tiempo estrictamente previsto por la Ley, como lo señalan las siguientes cifras:

CARTERA ENDOSADA A DICIEMBRE 31, ADMINISTRADA POR EL BANCO DE LA REPUBLICA ($ Millones)

1982	1983	1984	1985
9.089.4	5.294.1	1.533.5	—

5.8.4. Estudio Financiero del Sector Eléctrico —EFE—

Son ampliamente conocidos los avances del Sector Eléctrico en materia de planeación técnica como respuesta a la propia dinámica que exige el ritmo de la inversión. Sin embargo, restan grandes desafíos en el campo de la planeación financiera, los cuales deben enmarcarse en un contexto macroeconómico y sectorial de recursos, donde se consideren factores tales como: las políticas tarifarias y de gastos de las empresas, los presupuestos y metas de las políticas fiscal, monetaria y cambiaria, los objetivos de la distribución sectorial del gasto público, la evolución y perspectivas del mercado financiero y la probable participación que en él pueda tener la FEN, así como las implicaciones económicas, sociales y redistributivas de la política tarifaria.

Con tal propósito se auspició la realización del Estudio Financiero del Sector Eléctrico —EFE—, entre marzo y septiembre de 1985. El instrumento analítico con él desarrollado permitirá efectuar, de manera ágil, proyecciones y simulaciones de estrategias y políticas financieras para las diferentes empresas y el Sector Eléctrico en su conjunto.

PERSPECTIVAS

En general, la actividad futura de la FEN en buena parte se determinará por la dinámica de la inversión en el Sector Eléctrico, el cumplimiento de los compromisos financieros adquiridos por las empresas, las condiciones relativas de los títulos de captación de ahorro interno en el mercado y el acceso a las fuentes internacionales de crédito.

En cuanto a la captación de ahorro interno se ha previsto alcanzar una mayor presencia relativa en el mercado de ahorro finan-

ciero transferible en forma tal que se eleve la participación de cerca 1% en diciembre 31 de 1985 a un 3% en 1990 y 5% para 1995.

Para la generación de recursos operacionales internos se mantendrán las criterios de capitalización de las utilidades y la meta de lograr un rendimiento anual de cinco puntos porcentuales por encima de la tasa de inflación, medidos estos sobre el patrimonio a diciembre 31 del año inmediatamente anterior.

Con respecto a los recursos externos se espera contratar, en 1986, un empréstito por US$ 100.0 millones con el Banco Interamericano de Desarrollo, BID, para adelantar el programa de reducción de pérdidas de energía originadas en las fases de transmisión y distribución. Inicialmente este programa cubrirá las ciudades de Cali, Barranquilla, Bucaramanga, Neiva, Santa Marta, Montería, Sincelejo y San Andrés.

Cuadro No. 62

PROYECCION DEL BALANCE FEN

Concepto	1986	1987	1988	1989	1990
Activos totales	133.811.7	172.078.1	207.470.0	239.902.7	266.412.9
Captación ahorro privado interno	15.193.6	18.990.0	23.740.0	29.675.0	37.095.0
Recursos ISS en Administración	2.183.7	2.762.0	3.494.4	4.420.4	5.591.8
Obligaciones en M.E.	85.540.4	110.372.4	130.651.2	144.550.6	148.317.7
Préstamos y descuentos en M.L.	39.290.3	51.527.2	50.358.3	56.242.2	65.911.0
Préstamos en M.E.	85.448.0	110.243.4	144.366.4	168.029.4	181.485.2
Patrimonio	27.407.9	34.257.6	42.819.6	53.522.2	66.900.4

FUENTE: FEN

En desarrollo de lo anterior se espera que para 1990 la FEN tenga importante participación en la financiación de la inversión del Sector Eléctrico y sea una de las instituciones financieras de mayor tamaño en el país. La proyección de las principales variables del balance a diciembre 31, en un escenario con tasas de inflación y devaluación próximas a 20%, permite vislumbrar la siguiente evolución (en millones de pesos corrientes) Cuadro Nº 62.

6. FUENTES NO CONVENCIONALES

Generalmente el desarrollo e impulso de las fuentes no convencionales de energía es inversamente proporcional al precio internacional del petróleo; sin embargo y a pesar de la vertiginosa caída del precio internacional del crudo en el primer semestre de 1986, las fuentes no convencionales merecen en nuestro medio un tratamiento especial pues, por sus peculiaridades, su comportamiento tiende a salirse un poco del esquema planteado.

Efectivamente, cuando se concibió la idea de reestructurar el Ministerio de Minas y Energía, se observó la necesidad de crear una dependencia que tuviera a su cargo el manejo de las Fuentes no Convencionales, en el entendido de que éstas deben cumplir un papel de complemento en materia de abastecimiento energético, especialmente en aquellas zonas donde los servicios públicos son deficientes por los altos niveles de los costos de la infraestructura o de los costos de operación.

En los últimos años, gracias a la cooperación técnica internacional, el Gobierno Nacional a través de sus entidades está desarrollando estudios y programas con el ánimo de evaluar el potencial energético en áreas donde la aplicación de las fuentes alternas de energía podrían reforzar o sustituir los energéticos tradicionales. Estos programas son:

6.1. Programa Especial de Energía para la Costa Atlántica —PESENCA—

Este Programa, a cargo de CORELCA e ICA de Colombia y con la colaboración de Deutsche Gesellschaft fur Technische Zusammenarbeit —GTZ—, de Alemania Federal, tiene como objetivos fundamentales estudiar las posibilidades para satisfacer las necesidades ener-

géticas de poblaciones rurales e incrementar la producción agropecuaria y agroindustrial y, por tanto, mejorar la calidad de vida de las localidades alejadas de los centros de producción.

Durante el tiempo transcurrido desde la iniciación del programa, 13 de mayo de 1985, se ha logrado recopilar la mayor parte de la información necesaria para establecer un diagnóstico sobre la situación energética. Esta actividad se ha desarrollado a través de la investigación directa y de la colaboración de entidades y empresas que tienen alguna presencia en las diferentes poblaciones de la región, tales como el DANE, INTERCOR, INDERENA, CAJA AGRARIA, etc.

Para los próximos años el Programa determinará tres (3) zonas en cada departamento de la Costa Atlántica, donde se pondrá en práctica una solución de tipo energético.

6.2. Gasificación térmica de biomasa en la Costa Pacífica

Este proyecto se inició el 20 de junio de 1985, con la participación de la CVC y la GTZ, y tendrá una duración de dos años. Comprende la instalación, prueba y puesta en servicio de equipos de gasificación térmica (Pirolisis) de biomasa, en la Costa Pacífica de Colombia con el objetivo de suministrar energía a las comunidades rurales de esa zona.

Hasta el presente se ha hecho la evaluación sobre los usuarios potenciales de la región e instalado una unidad de prueba en el Instituto Matía Mulumba en Buenaventura.

Se continuará con la transferencia tecnológica al personal colombiano, se trasladará la planta a la localidad de Santa Cruz, población ribereña del Naya y se agilizarán las gestiones para la fabricación en Colombia de tres unidades gasificadoras (dos en Barranquilla y una en Cali), para instalar dos en la Costa Pacífica y una en la Atlántica. Si los resultados son satisfactorios se intentificará su aplicación preferiblemente en la Costa Pacífica.

6.3. Balsas generadoras para la producción de energía mecánica y/o eléctrica

Con la participación de la Universidad de los Andes y la GTZ, este Proyecto se inició en marzo de 1985 y tiene como objetivo el

desarrollo y difusión de tecnologías orientadas al mejoramiento de las condiciones de vida de los habitantes de las zonas rurales. En particular se pretende el desarrollo de un aparato que utilice la energía cinética de las corrientes de agua para bombear el líquido necesario en el riego de pequeñas parcelas vecinas al cauce.

Para tal efecto se construyen cuatro prototipos que serán instalados y sometidos a pruebas reales en diferentes sitios del país.

6.4. Molinos de arroz

Este proyecto, coordinado por el Ministerio de Minas y Energía y con la colaboración del ICA y de la cooperación técnica de la GTZ, tiene como objetivo fundamental evaluar técnica y económicamente la utilización de la cascarilla de arroz como sustituto energético en los molinos del mismo cereal.

El proyecto se inició en octubre de 1985 y ha evaluado 30 molinos en las áreas arroceras de los Llanos Orientales, Costa Atlántica, Tolima, Huila y Santanderes, principalmente en los aspectos relacionados con la utilización de la energía en los procesos de secamiento y trilla.

Durante el tercer trimestre del año en curso se darán a conocer los principales resultados y se harán las recomendaciones técnicas para la formulación de un proyecto pionero a nivel mundial que será la base fundamental en la metodología de la investigación en esta materia.

Además de los cuatro proyectos anteriores, la GTZ como representante del Gobierno Federal Alemán, colabora en la investigación de las posibilidades de producción y aprovechamiento de los recursos bioenergéticos.

6.5. Convenio de cooperación internacional con la República de Italia

Mediante acuerdo entre ICEL y CESEN de Italia se está realizando el estudio energético a mediano y largo plazo para los Territorios Nacionales. Su objetivo es el de lograr la evaluación de la disponibilidad de recursos energéticos locales y de las tecnologías más

apropiadas para su explotación, todo encuadrado dentro de las opciones de desarrollo regional.

Un estudio similar se está ejecutando entre ICEL-CVC-CESEN, para la región de la Costa Pacífica.

6.6. Otros aprovechamientos de las energías renovables

6.6.1. La energía solar, una contribución al ahorro de combustible

Con la ayuda de los Mapas de Brillo y Radiación Solar elaborados conjuntamente por el IAN e HIMAT y con las tecnologías que han venido desarrollando las universidades de investigación y algunas empresas particulares, se está utilizando este recurso en aplicaciones tanto térmicas como de generación de electricidad a pequeña escala.

Conviene mencionar la aplicación que se ha dado a los calentadores solares de fabricación nacional en las soluciones de vivienda tales como: "La Nueva Villa de Aburrá", en Medellín; "Niza" y "Tunal", en Bogotá.

La generación de electricidad a partir de la energía solar se ha limitado al sistema fotovoltaico en pequeña escala, con aplicaciones en comunicaciones, cercas eléctricas y contadas soluciones de iluminación.

6.6.2. La energía eólica como solución energética en el bombeo de agua y producción de electricidad en algunas zonas

Este recurso muestra un alto potencial en algunas zonas del país y podría ser aprovechado en el bombeo de agua potable como solución al grave problema de numerosas comunidades, y con la consiguiente disminución en el uso de los combustibles empleados para tal fin. Igualmente podría ser aprovechado en la generación de electricidad en áreas con alto potencial eólico como San Andrés, Guajira y otras zonas de la Costa Atlántica.

6.6.3. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas solución energética para las localidades apartadas del país

El Ministerio de Minas y Energía a través del ICEL ha elaborado un programa de microcentrales dentro del Plan Nacional de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Tal decisión se sustenta en el alto potencial hidroeléctrico del país aprovechable a diferentes escalas y en la dificultad o imposibilidad de interconectar a la red nacional localidades apartadas que requieren el servicio de energía eléctrica en forma confiable.

No obstante las limitaciones de orden financiero que han dificultado el normal desarrollo del Plan, varias universidades y algunas empresas particulares vienen diseñando y construyendo equipos conexos a las pequeñas centrales hidroeléctricas, con el fin de lograr una alta participación de la industria nacional en la fabricación de estos equipos lo cual permite al país el desarrollo de tecnologías y un gran ahorro en divisas.

6.6.4. Energía de la biomasa

El predominio del sector agrícola sobre otros sectores nos coloca frente a un recurso energético tan significativo que si bien se ha venido explotando desde tiempos remotos, su uso no ha sido el más adecuado y hasta llega a poner en peligro el futuro del ecosistema.

a) LEÑA. El 73% de los hogares rurales colombianos utilizan este recurso para cocer sus alimentos. Esta cifra, sumada a los desperdicios y explotaciones madereras con fines industriales y de construcción, hacen pensar seriamente en el futuro de este recurso y sus consecuencias ambientales para futuras generaciones. Es necesario, por tanto, trazar políticas tendientes a concebir y ejecutar un plan nacional de reforestación y restringir el uso de la leña, mediante su transformación en carbón vegetal y aplicando éste en estufas de rendimientos mejorados.

b) BIOGAS. Este recurso se obtiene mediante la fermentación anaeróbica de materia orgánica a través de la cual se produce un gas con un poder calorífico de aproximadamente 4.750 kcal/m.^{3} y un efluente con alto contenido de fertilizante. Dadas las condiciones agrícolas del país, con grandes cantidades de desechos orgánicos producto de las sobras de las cosechas y del manejo de ganados, se hace necesario profundizar más en esta tecnología con miras a dar un aprovechamiento a estos recursos y, a la vez, disminuir los índices de contaminación.

7. EL INSTITUTO DE ASUNTOS NUCLEARES

Teniendo en cuenta que los mercados de uranio y de radiactivos han dejado de tener relevancia en el aspecto energético mundial y nacional, las labores que en energía nuclear adelantó el país en el período 82-86 se identifican en gran proporción con las realizaciones del IAN, así:

7.1. Area internacional

Por las características especiales de las actividades nucleares y por la dificultad de capacitar personal en Colombia, el acceso a la Cooperación Técnica Internacional es de suma importancia. Los gobiernos extranjeros y las organizaciones internacionales cumplen una tarea de primer orden con el suministro de becas, envío de expertos y donación de equipos. La principal fuente de esta asistencia es el Organismo Internacional de Energía Atómica, el cual durante los últimos años ha prestado a Colombia una invaluable ayuda.

Igualmente el Gobierno de Argentina ha prestado una valiosa colaboración en materia de expertos que han dado asistencia técnica al IAN en el otorgamiento de becas para diversos profesionales colombianos que han realizado estudios y pasantías en la Comisión Nacional de Energía Atómica de ese país.

Adicionalmente conviene mencionar que mediante la expedición de las Leyes 26 de 1983 y 43 de 1985, se aprobaron los Convenios de Cooperación Nuclear con Brasil y España, respectivamente. En diciembre de 1985 se suscribió un Memorándum de entendimiento con el Canadá para desarrollo de cooperación nuclear y actualmente está para la firma el Convenio correspondiente. Estos tres nuevos Convenios permitirán un mayor acceso a la cooperación nuclear internacional, como es el caso de los suscritos con Argentina, Estados Unidos de América y el OIEA.

La cooperación internacional que recibe el país se orienta hacia fines pacíficos, lo que el presente Gobierno ha garantizado mediante dos importantes instrumentos:

La entrada en vigencia del Acuerdo de Salvaguardias, en desarrollo del Tratado de Tlatetolco (Ley 47 de 1982) y la ratificación del Tratado de No Proliferación de Armas Nucleares (Ley 114 de 1985).

El Instituto de Asuntos Nucleares ha colaborado muy estrechamente con el Ministerio de Relaciones Exteriores para lograr el debido trámite en el Congreso Nacional y obtener la aprobación de las leyes que ratifican los anteriores Convenios y Acuerdos; en la actualidad está asesorando dicho Ministerio para concluir un convenio de cooperación nuclear entre Colombia y Guatemala, que deberá entrar en vigencia próximamente.

Uno de los muchos eventos realizados con el patrocinio del Organismo Internacional de Energía Atómica son los cursos en instrumentación nuclear para el grupo de los países latinoamericanos, celebrados en septiembre de 1985 y mayo de 1986.

En el ámbito comercial el Instituto tiene una relación importante con el Comisariato de Energía Atómica de Francia, que suministra semanalmente los materiales radioactivos para el uso en el sector médico e industrial del país. Actualmente el Instituto está facultado para traer como importación menor, cada semana, hasta US$ 20.000 en desarrollo del Decreto 284 de 1986.

7.2. Protección de la población contra la radiación ionizante

Esta actividad tiene como objeto la capacitación del personal en el manejo de material radiactivo y en el uso de la radiación ionizante para atender a las necesidades surgidas del incremento de estas actividades en el país. Así mismo, tramitan las licencias para la importación y manejo de materiales radiactivos; se presta servicio de dosimetría y de monitoraje a los usuarios de radiaciones ionizantes en áreas donde ellas se generan; se preparan normas sobre protección de la población contra las radiaciones, el manejo de equipos generadores de radiaciones ionizantes y empleo de materiales radiactivos; se calibran equipos de radiación y se recogen desechos radiactivos generados en el territorio nacional.

7.3. Investigación, desarrollo y aplicaciones de la energía nuclear

Estas entidades constituyen las funciones primordiales del Instituto de Asuntos Nucleares que él mismo ha venido desarrollando, así:

1. Investigación aplicada y transferencia de tecnología aprovechando los convenios internacionales de cooperación nuclear suscritos

por el país y por el Instituto con otras naciones, con universidades y con organismos internacionales, con el fin de divulgar y promover los usos pacíficos de la energía nuclear en la solución de los problemas económicos y sociales del país.

2. Aplicaciones nucleares directas en áreas donde el Instituto es de las pocas entidades capacitadas en Colombia para realizar tales actividades.

7.4. Energías renovables

El Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución Nº 283 de 1985 delegó en el Instituto, mientras se implementa la División respectiva, la ejecución de los programas relativos a la promoción, fomento e investigación de todas las fuentes de energías nuevas y renovables, con excepción de la Goetermia.

Las principales realizaciones de esta área durante el período 1982-1986, fueron:

— La instalación de un Banco de Pruebas para paneles de celdas fotovoltaicas fabricados o importados y el cual se está completando para colectores solares de placa plana, cuyo objetivo es realizar medidas que caractericen el comportamiento de estos sistemas.

— En el departamento del Huila se instalaron varios sistemas de secadores solares para productos alimenticios como el café, así como varios conjuntos de paneles de celdas fotovoltaicas para el suministro de la electricidad requerida por equipos de comunicaciones en zonas aisladas. Igualmente se realizó un estudio de prefactibilidad sobre la obtención de biogas y fertilizantes a partir de las basuras orgánicas de Neiva.

— Se continuaron las mediciones sobre Radiación Solar en la Sabana de Bogotá. Así mismo, durante 1986, será entregado el Mapa de Radiación Solar del país que indicará la importancia de este recurso energético para diferentes zonas y con una periodicidad mensual. Esta serie de mapas está siendo impresa en colaboración con el HIMAT.

— El Instituto es la sede de la Sociedad Colombiana de Energía Solar y Energías No Convencionales —SOCES—, y conjuntamente organizaron el 3º (mayo de 1982), el 4º (mayo de 1984) y el 5º Simposio (mayo de 1986) sobre el estado de desarrollo de las Energías Nuevas y Renovables. Cada evento contó con la participación de unos 200 profesionales colombianos interesados en la materia.

7.5. Proyección del sector nuclear y de las energías nuevas y renovables hasta 1990

Para atender el Plan de Desarrollo Nuclear es necesario ejecutar la modificación del actual Reactor de Investigación IAN R-1 y establecer varios laboratorios para la producción de radioisótopos y radiofármacos.

Este proyecto tiene un valor aproximado a US$ 10.000.000 y está siendo estudiado por el Gobierno Nacional. Su ejecución, aproximadamente en 30 meses, permitirá atender por varios lustros las necesidades del sector nuclear.

Es de esperarse que para el período 1986-1990 las aplicaciones nucleares continuarán aumentando en la medicina, la ingeniería, las ciencias agropecuarias, la industria, etc. Estas aplicaciones requerirán de un mayor suministro de materiales radiactivos y de sus compuestos. La ejecución del Proyecto sobre modificación del Reactor de Investigación y el establecimiento de los laboratorios para la protección de materiales radioactivos, permitirá suministrar la mayor parte de las necesidades de esos materiales y prever su exportación a los países de la región: Venezuela, Ecuador, Guatemala, Costa Rica y países del Caribe.

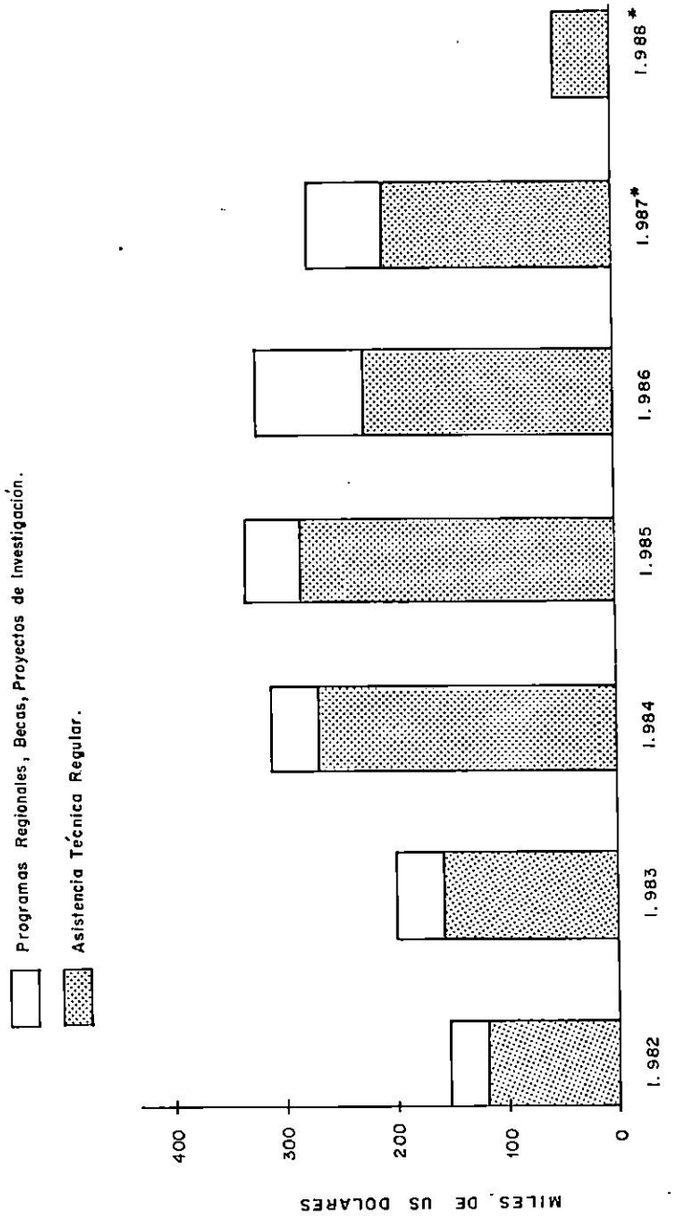
8. EL PROGRAMA PARA EL USO RACIONAL DE ENERGIA

8.1. Presentación

La situación energética que se vivió a nivel mundial desde principios de la década de los setenta, como consecuencia del alza en los precios del petróleo revaluó los criterios y bases de conformación de los escenarios energéticos mundiales, regionales y nacionales. En la actualidad dicha situación podría plantearse en forma diferente debido a la reducción en los precios de los crudos y a la posible conser-

Gráfica No. 12 A

ASISTENCIA TECNICA INTERNACIONAL DEL ORGANISMO INTERNACIONAL DE ENERGIA ATOMICA - OIEA



* Ya Aprobada, se incrementará posteriormente.

vación de esta tendencia a mediano plazo, a la evolución tecnológica y a la misma disponibilidad de los recursos. Sin embargo, y a pesar de lo anterior, los consumos energéticos ameritan una política continua y de largo plazo para el uso racional de las distintas fuentes y formas de energía.

El "Programa para el Uso Racional de Energía en el Sector Industrial", se ha venido desarrollando por el Ministerio de Minas y Energía, con la colaboración activa de la Empresa Colombiana de Petróleos —ECOPETROL—, Carbones de Colombia S. A. —CARBOCOL—, Interconexión Eléctrica S. A. —ISA—, COLCIENCIAS y la participación de Instituciones y empresas de diversa índole. Este Programa es parte de un conjunto de actividades relacionadas con la conservación y sustitución de la energía, que se extienden a los sectores del transporte y residencial.

8.2. Objetivos generales

El Programa busca los siguientes objetivos esenciales:

1. Fortalecer la política de uso racional de energía, mediante la reducción en las tasas de crecimiento del consumo de combustibles líquidos en el sector industrial y permitir la sustitución técnica y económica hacia recursos energéticos menos escasos como son el carbón, las fuentes no convencionales, el gas natural y la hidroelectricidad.

2. Determinar pautas y proyectos económicos subsectoriales para la actualización tecnológica de la actividad industrial desde el punto de vista de las eficiencias energéticas.

8.3. Realizaciones del programa

— Se han dictado cursos sobre orientación de Auditorías Energéticas en las plantas industriales con el fin de concientizar a los empresarios en el buen uso que se le debe dar a la energía, para obtener no sólo ahorros energéticos, sino beneficios económicos tanto para el industrial como para el país.

— Se editó el Directorio de Uso Racional de Energía y se distribuyó entre las industrias representativas de los diferentes sectores,

como un medio de información sobre algunas empresas que pueden prestar colaboración para mejorar el uso energético.

— Se diseñó y editó un Cartilla ilustrativa sobre "La Estructura Tarifaria del Servicio de Energía Eléctrica No Residencial", que fue distribuida entre las empresas con mayores consumos. Se busca ilustrar al usuario sobre la forma como se realiza el cobro de este servicio y presentar los diferentes factores que intervienen en la fijación de las tarifas.

— Como se informó anteriormente, con la ayuda de expertos de la GTZ se realiza un estudio sobre molinos de arroz que busca evaluar técnica y económicamente las posibilidades del uso de la cascarilla como energético en dicha industria.

  Para este efecto se han evaluado 30 molinos en las diferentes áreas arroceras de Colombia que demuestran una amplia dispersión en las disponibilidades y usos tecnológicos.

  Siendo este proyecto dentro del PUR un estudio de vanguardia a nivel mundial, tiende a constituirse en un esquema metodológico para el desarrollo de técnicas piloto en sectores que involucran muchas plantas industriales que, aún cuando de manera individual y agregada, reportan cifras menores de consumo energético.

— Se está realizando un trabajo práctico de asistencia técnica a las plantas industriales en el campo del uso de la energía mediante una visita técnica, con el fin de lograr un diagnóstico preliminar sobre la situación energética de cada industria y evaluar la justificación de un trabajo más completo y profundo que se constituiría en una Auditoría Energética.

  Para este efecto se cuenta con la colaboración de un experto de la Comunidad Económica Europea y de personal profesional colombiano, para obtener una mejor capacitación de nuestros recursos humanos de tal forma que en el mediano plazo se disponga de expertos nacionales en el auditaje energético.

  Por otra parte y dentro de estos mismos lineamientos, se ha buscado capacitar y fortalecer centros regionales que ejecuten trabajos prácticos de auditorías energéticas. Igualmente se están realizando estudios específicos sobre proyectos de uso racional de energía y sustitución de recursos, de acuerdo con las posibilidades de desarrollo técnico y económico de cada región.

Finalmente y dentro del Convenio celebrado por el Gobierno Nacional con la Organización de Estados Americanos (OEA), al término del primer semestre del presente año se entregarán los estudios sobre consumo, sustitución y conservación de energía en el sector transporte. Este estudio incluye, entre otros, los siguientes temas: panorama de los sectores transporte y energía; proyecciones de producción y demanda de energía en el Sector; racionalización del transporte de pasajeros en el marco del ahorro de combustibles; sistema de información energética para el sector transporte (SIET); y análisis de las alternativas en el suministro de combustibles para el sector transporte, el cual contempla los programas de dieselización de gas natural comprimido y de utilización de trolebuses.

V – SITUACION MINERA MUNDIAL

1. El Oro
2. El Zinc
3. El Plomo
4. Asbestos
5. El Hierro
6. El Níquel

El sector minero (minerales no combustibles) tiene una participación menor dentro de los agregados económicos mundiales tanto en los países desarrollados como en los que tienen estructuras similares a la nuestra.

En este marco cabe resaltar que la producción minera primaria tiene una alta concentración geográfica, pues menos de 12 países determinan el 75% de la producción minera mundial; aunque la situación varía según los minerales, esta característica, conjuntamente con el alto desarrollo industrial en unos pocos países, determina una concentración de la demanda minera internacional.

En consecuencia, las economías subdesarrolladas que generan cerca de la cuarta parte de la explotación mundial, dedican gran proporción a la exportación con destino a los países industrializados. Estos, a su vez, prefieren los términos más favorables, lo cual lleva a los países del Tercer Mundo a una competencia que involucra cada día mayores garantías de permanencia en la exploración y en la explotación.

De esta situación se derivan dos hechos fundamentales: el primero se relaciona con el impedimento de aprovechar recursos y reservas que bien pudieran satisfacer mercados locales; el segundo tiene que ver con la amplia competencia que actualmente deprime los precios en los mercados internacionales. Adicionalmente, como factor exógeno, incide la evolución tecnológica, que ha cambiado la confianza en las proyecciones de los países atrasados, en una competencia ampliada.

En términos generales esto identifica en gran proporción al sector minero mundial con el sector energético; en una escala diferente son comparables en el comportamiento, causas y efectos.

Para el mediano plazo, con una evolución más acelerada de la tecnología y las expectativas sobre la utilización de los recursos mi-

nerales, la situación descrita persistirá y las posibilidades de participación en los mercados internacionales, con proyectos nuevos, será cada vez más difícil.

1. EL ORO

La distribución regional de la producción de oro ha variado con los grandes descubrimientos de yacimientos en distintos países. En el presente siglo, Suráfrica ha sido el principal productor, pues aporta más de la mitad de esa producción.

Cuadro No. 63

PRODUCCION DE ORO POR PAISES (Miles de Onzas Troy)

País	1982	1984
Suráfrica	21.355	21.890
Canadá	2.081	2.500
Estados Unidos	1.466	2.300
Brasil	1.447	1.930
Australia	867	1.120
Filipinas	830	810
Nueva Guinea	563	785
Colombia	460	799
Otros	3.261	3.535
TOTAL	32.330	35.669

El comportamiento de la producción mundial de oro se origina en dos posiciones diferentes con respecto a la evolución de los precios. Una correspondiente a los grandes productores, principalmente Suráfrica, que tienen políticas de explotación en donde prima la necesidad de regular los ingresos de su Balanza de Pagos, y la otra, en donde la explotación está en proporción directa con los niveles de precios, como es el caso de Colombia.

En lo que respecta a la demanda mundial de oro, los componentes fundamentales se identifican con los aspectos monetarios y en mínima proporción con la actividad manufacturera.

El comportamiento de la demanda de oro con relación a la última actividad descrita guarda una relación elástica con los precios, mientras que el gran componente, o sea el oro como patrón monetario, intrínsecamente deja de lado tal relación e incluso es la que determina la evolución de los precios.

2. EL ZINC

Durante la década del sesenta, la producción mundial minera de zinc, en términos del contenido del metal en el concentrado, pasó de aproximadamente 3.7 millones de toneladas en 1960 a 6.0 millones de toneladas en 1970. Este dinámico comportamiento desapareció en los años posteriores y la producción se ha estabilizado.

Dentro de la estructura de producción del mineral de zinc, Canadá, Australia y Perú contribuyen con cerca del 50% del total mundial.

En lo que respecta al consumo, Estados Unidos, Japón, Alemania Federal y Francia determinan también cerca de la mitad de la cifra mundial. Sin embargo, teniendo en cuenta que la producción excede a los volúmenes de consumo, las expectativas de este metal son bien negativas.

3. PLOMO

La explotación minera mundial de plomo, como de la mayoría de los minerales metálicos, se encuentra muy concentrada: Estados Unidos, Australia, Rusia y Canadá producen el 47% del total mundial.

Teniendo en cuenta que el uso más importante del plomo está relacionado con la industria automotriz, el consumo se centraliza en igual forma.

Como quiera que la industria automotriz investiga la sustitución del plomo en la fabricación de baterías, el mercado mundial se vería durantemente afectado en el mediano plazo.

4. ASBESTOS

A partir de 1979 la producción mundial de asbestos ha venido descendiendo. De un volumen de 4.9 millones de toneladas producidas en ese año, recientemente se ha llegado a una cifra no superior a los 4 millones de toneladas anuales. En esta última, la URSS participa con algo más de la mitad.

Esta tendencia tiene, como es obvio, una alta dependencia de los niveles de consumo, los cuales, a su vez, se vieron influenciados por la recesión económica mundial y por la legión de salubridad.

5. EL HIERRO

Indudablemente que el comportamiento de la producción y comercialización mundial de mineral de hierro tiene alta dependencia con la industria siderúrgica y la producción de acero. Estos últimos atraviesan una de sus peores crisis como reflejo fiel de la situación económica mundial que hasta ahora comienza a superarse.

Los países de la Comunidad Económica Europea y los Estados Unidos, que representaban en conjunto el 87% de la producción de acero crudo en 1950, disminuyeron su participación aproximadamente a un 27% en 1983. Ello se debió al desarrollo de la industria del acero en el Japón, representado en el 15% como su participación en la producción de 1983, y a la aparición de nuevos productores entre los cuales se destacan Brasil, Corea del Sur, Suráfrica, España y Taiwan. Además, mientras el Japón y otros países entran al mercado con nuevas tecnologías y gran capacidad de competencia, los centros siderúrgicos tradicionales están siendo relegados.

En consecuencia, aunque la recesión de la industria repercute en todos los países, se ha manifestado en forma crítica en los otros países originalmente productores.

6. EL NIQUEL

El níquel se encuentra entre los cinco metales no ferrosos más demandados por la industria. Su importancia radica en las posibilidades de aleación con otros elementos para dar fuerza y resistencia contra la corrosión.

A partir de 1950 se registra una tendencia creciente en la participación del níquel laterítico, como el de Cerro Matoso, dentro de la producción mundial. Existe principalmente en los países en desarrollo, lo cual ha motivado la amplia concurrencia de oferentes a un mercado que estaba totalmente controlado. Mientras en 1950 Canadá, URSS, Francia y Suráfrica realizaban la producción primaria, hoy participan en ella más de 20 países.

Es de esperarse que la recuperación económica mundial y los nuevos usos permitan en el mediano plazo la adecuada utilización de la capacidad de refinación y deriven hacia una recuperación de los precios y de los mercados.

VI – SITUACION MINERA NACIONAL

1. El Sector Minero y la Economía
2. Lineamientos de Política
3. Exploración
4. Producción y Consumo
5. Exportaciones
6. Exenciones de Impuestos a Importación de Equipos
7. Participaciones, Regalías e Impuestos
8. Seguridad e Higiene Minera
9. Protección del Medio Ambiente

Durante el año de 1985 el sector minero continuó consolidando su proceso de desarrollo y evolución favorable.

El período comprendido entre 1983 y 1985 puede catalogarse como una etapa de transición de la minería en Colombia. En efecto, la explotación del ferroníquel de Cerro Matoso y del carbón de El Cerrejón produce cambios sustanciales en la estructura del Sector.

Estos dos importantes proyectos fueron complementados con la ejecución de los estudios para la Formulación del Plan Nacional de Desarrollo Minero, aporte fundamental al planeamiento económico nacional por cuanto suministra al Gobierno una completa recopilación de conceptos, criterios e información que, convenientemente articulados, facilitarán el progreso técnico y económico sectorial.

1. EL SECTOR MINERO Y LA ECONOMIA

El valor de la producción minera en el año de 1985 se elevó a la cifra de $ 99.552 millones, sin incluir hidrocarburos. La misma tuvo un valor de $ 58.903 millones en 1984, lo cual representa un incremento de 69.0% en términos corrientes; en términos reales el crecimiento del Sector fue de 30.3%.

En el período 1982-85 la minería colombiana registra un crecimiento real del 23.5% promedio anual. Esta favorable evolución ha sido determinada principalmente por la evolución de los precios del oro y por la alta participación del grupo de metales preciosos en la producción minera.

La explotación de los recursos naturales en el área de la minería generó cerca del 2.1% del producto interno bruto del país en 1985 y puede preverse que para finales de la década esta participación se incremente en cerca de un 40%.

Este parámetro refleja la importancia del desarrollo de algunas políticas en el Sector y otras altamente relacionadas que cada día adquieren mayor relevancia. Merece especial mención la producción de oro con su impacto bien favorable en la Balanza de Pagos del país.

Esto es complementado por las exportaciones de carbón, esmeraldas y productos mineros procesados, como el caso del cemento.

En el capítulo sobre producción se hará un análisis más detallado de los rasgos más sobresalientes de la actividad económica minera.

2. LINEAMIENTOS DE POLITICA

Tal como lo señala el Plan "Cambio con Equidad", el desarrollo de la minería es uno de los ejes de consolidación de la economía. Las políticas diseñadas por el Plan de Desarrollo para el Sector Minero tienen primordialmente los siguientes objetivos:

— Evaluar y desarrollar las posibilidades mineras.
— Contribuir a la generación de empleo y divisas, propendiendo por una Balanza Comercial ampliamente favorable.
— Proteger el trabajo y la industria nacionales.
— Descentralizar los beneficios económicos en favor de las regiones menos desarrolladas.

Las diferentes acciones que se adelantan para lograr los objetivos propuestos empiezan a manifestarse.

En términos de empleo, el Sector Minero genera aproximadamente 81.900 ocupaciones directas, conforme a la siguiente desagregación:

Grupo	
Metales Preciosos	26.000
Piedras Preciosas	2.600
Carbón	26.000
Minerales Metálicos	2.300
Minerales no Metálicos	25.000
TOTAL	81.900

En lo que respecta a la descentralización, es halagador registrar la entrada al ámbito de regiones mineras activas de algunos departamentos de la Costa Atlántica y de los Territorios Nacionales a través del desarrollo de actividades de exploración altamente tecnificada que aumentarán su explotación y consecuentemente sus posibilidades de progreso.

3. EXPLORACION

Esta actividad del Sector Minero tiene una completa identificación con las labores del Instituto de Investigaciones Geológico-Mineras —INGEOMINAS— y con algunos trabajos específicos complementarios coordinados por la Empresa Colombiana de Minas —ECOMINAS—; también conforman esta estructura las entidades correspondientes al área del carbón.

Los siguientes objetivos básicos del INGEOMINAS permiten ubicar adecuadamente el trabajo específico de la institución y sus relaciones con otras actividades adelantadas en los últimos años con respecto a la evaluación y prevención en el comportamiento geológico:

— Asesorar al Ministerio de Minas y Energía y al Sector Minero en general en la formulación y desarrollo de las políticas de exploración.
— Complementar el Mapa Geológico Nacional.
— Investigar los recursos naturales no renovables.
— Determinar las áreas promisorias como fuentes de materias primas minerales para la industria y la agroindustria.
— Estimular inversiones en la exploración y explotación de minerales metálicos y no metálicos.
— Realizar investigaciones sismológicas y vulcanológicas para el establecimiento de la Red de Sísmica Nacional.
— Explorar los recursos de agua subterránea con el fin de mejorar el suministro de agua potable para la población del país.
— Investigar en campos de la química, la petrografía, la mineralogía, la paleontología, la palinología y demás ramas de las cien-

cias, aquello que sea necesario para completar los estudios geológicos.

— Divulgar la información sobre trabajos de investigación realizados por el Instituto.

Los trabajos de exploración adelantados por el INGEOMINAS llegan hasta la etapa de prefactibilidad y sirven de base para definir los proyectos mineros que implican la explotación, beneficio y mercadeo de los proyectos mineros de importancia, que quedan a cargo de las empresas correspondientes para ser complementados con la información sistemática de los diferentes ambientes.

3.1. Banco Nacional de Datos Hidrogeológicos

El Departamento Nacional de Planeación y FONADE contrataron el estudio que recomendó la creación del Banco Nacional de Datos Hidrogeológicos; se estableció que INGEOMINAS sería el compilador a nivel nacional.

Con el fin de conformar un modelo aplicable posteriormente a nivel nacional se seleccionó el área de la CVC y parte del área de la CAR en la Sabana de Bogotá. INGEOMINAS, por contrato con la CAR, ejecutó este proyecto en los municipios de Facatativá, Madrid, Mosquera, Funza, Subachoque y Tenjo, cuyo informe fue entregado a la CAR el 31 de enero de 1986.

3.2. Mapa Hidrogeológico de Colombia

La UNESCO, en coordinación con todos los países de Sur América publicará en 1988 el Mapa Hidrogeológico de Sur América a escala 1: 5.000.000. A INGEOMINAS le correspondió hacer el Mapa Hidrogeológico de Colombia a escala 1: 2.500.000.

3.3. Exploración de metales preciosos

Colombia es un importante productor de oro y platino. Hasta el momento no se han encontrado yacimientos de plata, pues este metal se extrae como subproducto de la minería del oro de filón.

El platino se encuentra en los aluviones de los ríos que desembocan en el Pacífico, principalmente en las cuencas de los ríos Condoto, Tamaná y Cajones, afluentes del río San Juan. El oro está presente en varios ambientes geológicos que pueden presentar importantes fuentes económicas para el desarrollo del país.

Por esta razón, los estudios realizados se han enfocado esencialmente a definir los sectores con mejores posibilidades de depósitos auríferos y en algunos casos, a realizar exploraciones preliminares.

Se describen a continuación los proyectos con mayores posibilidades conforme a las labores adelantadas.

3.3.1. Proyecto El Diamante

Este proyecto está localizado en el Municipio de Santa Cruz (Guachavez), departamento de Nariño.

En cooperación con el Gobierno del Japón, se llevó a cabo en 1982-1983 el estudio de prefactibilidad minera. Se realizaron trabajos de geología, de prospección geofísica y geoquímica y 15 perforaciones que varían entre 80 y 200 metros de profundidad. Se calcularon 451.200 toneladas de reservas, con un tenor de oro de 7.0 gr./ton. y plata 110 gr./ton. De acuerdo con el diseño de explotación subterránea, la mina tendría una vida útil de 10.6 años.

3.3.2. Proyecto San Antonio

Luego de varias investigaciones de carácter regional realizadas durante 1983, encaminadas a la búsqueda de mineralizaciones de oro diseminado en sectores favorables de los departamentos del Viejo Caldas y Tolima, se estableció que una zona con buena localización geográfica e importantes indicios geológicos es el cerro de La Guala, Vereda San Antonio, Municipio de Cajamarca (Tolima).

3.3.3. Oro de Marmato-Zona Baja

En el año de 1982 el Ministerio de Minas y Energía, otorgó a ECOMINAS el aporte 1017 dentro de un área declarada en 1980 como reserva especial para oro en los departamentos de Caldas y Risaralda.

Esta zona incluye las minas nacionales de Marmato en cuyo sector (Zona Baja) se presumía la continuación del yacimiento que venía siendo explotado desde la colonia en su parte alta.

Entre 1984 y 1985, con base en una licitación pública otorgada a la firma Minera Phelps Dodge y con inversiones cercanas a los US$ 400.000 se realizó un estudio de factibilidad técnica y económica para un proyecto de explotación y beneficio de 30.000 toneladas de mineral. El estudio arrojó resultados menos halagüeños a lo esperado.

En razón de ésto ECOMINAS, conjuntamente con la Corporación Financiera de Caldas, promueve el desarrollo de un proyecto con niveles de producción inferiores a los proyectados y que podrían hacer atractiva la inversión.

Así mismo, en áreas aledañas a Marmato, ante un interés menor de los inversionistas privados, ECOMINAS adelantará directamente entre 1986 y 1988 la investigación preliminar de las zonas aludidas en una extensión de 400 kms.^{2}.

3.3.4. Proyecto Guainía

INGEOMINAS y ECOMINAS han elaborado un proyecto para la exploración y evaluación de los prospectos auríferos localizados al sur de la Comisaría del Guainía, en los ríos que bañan las Serranías de Caranacoa y Naquén. Actualmente están siendo explotadas en forma rudimentaria algunas minas situadas en el río Cuiari y en Caño Tigre.

Estos depósitos, aparentemente, tienen origen en las areniscas y conglomerados pertenecientes a la Formación Roraima. Es importante señalar que el ambiente geológico de estas rocas es muy similar a los grandes depósitos que se explotan en Witwatersrand en Suráfrica, Blind River en Canadá y Sierra Jacobina en Brasil.

El objetivo del proyecto es determinar, por medio de estudios fotogeológicos, geológicos y geoquímicos, las zonas de mayor interés para ser evaluadas. Los estudios preliminares servirán de base para negociar con empresas nacionales y extranjeras que tengan interés en la explotación de este recurso. COLCIENCIAS ha aprobado un préstamo a ECOMINAS para la realización de este proyecto, el cual cuenta, además, con la cooperación del Canadá.

En los últimos años INGEOMINAS ha adelantado un importante programa de recopilación e interpretación de datos geológicos y mineros con el objeto de establecer los ambientes más propicios para mineralizaciones de oro y en esta forma, deducir modelos de formación de yacimientos auríferos. Este estudio ha permitido seleccionar ocho importantes zonas para prospectar oro de aluvión, cuatro zonas para investigar oro diseminado y cinco zonas para oro de filón.

Además de estas realizaciones, INGEOMINAS ha establecido comunicación y ha recibido varias Misiones de Servicios Geológicos de Rusia, Suecia e Italia, países interesados en adelantar conjuntamente investigaciones para evaluar algunas mineralizaciones auríferas, principalmente en las Cordilleras Central y Occidental de Colombia.

3.4. Exploración de metales básicos

En el período 1982-1986 el Programa de Metales Básicos adelantó actividades encaminadas a la prospección y evaluación de depósitos del tipo pórfido cuprífero y oro diseminado en los siguientes proyectos: Mocoa, Guachavez, Alumbral, Alisales, Batolito de Mandé, Piedra Sentada, Dominical y Sierra Nevada de Santa Marta. Un resumen de las labores realizadas y el estado actual de cada proyecto se presenta a continuación.

3.4.1. Proyecto Mocoa

Mediante convenio de Cooperación entre INGEOMINAS y Naciones Unidas (PNUD), se localizó y evaluó el depósito de cobre y molibdeno situado a a diez kilómetros al norte de la ciudad de Mocoa, capital de la Intendencia del Putumayo. Estudios detallados de geología, geoquímica, geofísica, la perforación de 6.973 metros, análisis químicos y prueba metalúrgica efectuada por Dawson Laboratories de Utah, permitieron identificar en esta área importantes reservas de los minerales mencionados, comparables a las existentes en otras partes del mundo, en depósitos del mismo tipo, actualmente en explotación.

Así mismo, el estudio incluyó la evaluación financiera del proyecto mediante la utilización del programa de computador INVESTO, desarrollado por la firma Mineral Systems Inc.

3.4.2. Proyecto Guachavez

El área del proyecto está situada en el flanco occidental de la Cordillera Occidental, en el departamento de Nariño, y comprende zonas de los Municipios de Guachavez y Piedrancha. El estudio se realizó mediante convenio de cooperación entre INGEOMINAS y JICA (Gobierno del Japón) y efectuó geología detallada, geoquímica de suelos, perforaciones y análisis químicos que permiten demostrar la presencia de 477.000 toneladas de mena con un tenor de 5.8 g. de Au/ton., 91 g. Ag/ton., 2.54% de As, 1.7% de Zn, 0.22% de Cu y 0.11% de Pb. El estudio determina la existencia de una mina de 10.6 años de vida, con un movimiento de 150 toneladas de mena.

El programa sirvió para establecer las bases necesarias en el futuro desarrollo minero de las áreas comprendidas en la zona de estudio.

3.4.3. Proyecto El Alumbral

Este proyecto es de interés como depósito de cobre y molibdeno y está localizado en el Municipio de El Tambo, Nariño. En esta área se adelantaron labores de geología detallada, geoquímica de suelos y análisis químicos. Con base en los resultados obtenidos, se redactó el informe de progreso del área en el cual se muestra que la zona es potencialmente favorable para los minerales mencionados, pero es necesario efectuar trabajos de geofísica y perforación que permitan determinar el verdadero interés económico.

3.4.4. Proyecto Batolito de Mande

El área de 8.000 kms.^{2} que corresponde a este proyecto se localiza en el flanco occidental de la Cordillera Occidental y cubre regiones de los Departamentos de Antioquia y Chocó. El objetivo principal es localizar y evaluar los recursos no renovables en donde se tienen evidencias sobre la existencia de metales básicos y preciosos. Se lleva a cabo mediante convenio de cooperación con el Gobierno de la República de Alemania Federal.

El proyecto se inició en enero de 1984 y hasta el momento se ha cubierto aproximadamente el 60% de la zona asignada con levantamiento geológico regional y muestreo de sedimentos finos y rocas.

Actualmente se adelante el análisis químico de las muestras colectadas, la sistematización de la información y el análisis estadístico de los resultados obtenidos.

3.4.5. Proyecto Dominical

Se adelanta el estudio en cooperación con JICA (Japón), en la Vereda Dominical, Corregimiento Santa Juana, Municipio de La Vega, Cauca. En esta área de interés para cobre y oro diseminados, se han realizado labores de prospección geoquímica de fragmentos de roca y suelos, levantamiento detallado y prospección geofísica que han permitido la delimitación de una zona anómala para los minerales mencionados. Dentro de esta zona se localizarán pozos de perforación que permitirán conocer la continuidad de la mineralización en profundidad y determinar su potencial económico. Esta labor se ha programado para ser realizada durante el segundo semestre de 1986.

3.4.6. Proyecto Sierra Nevada de Santa Marta

Esta área, de la cual existe el mapa geológico elaborado por INGEOMINAS en 1969, fue presentada al Gobierno de la República de Corea del Sur, como una de las zonas para adelantar un programa de cooperación internacional, con el objeto de definir su verdadero potencial económico y localizar posibles depósitos minerales. Con este fin el Gobierno de Corea envió un experto durante el mes de septiembre de 1984, quien revisó la información geológica existente y áreas prioritarias presentadas por INGEOMINAS, y después de una comprobación de campo de dos semanas, señaló tres zonas donde las características geológicas y estructurales son las más favorables para la búsqueda de minerales.

A finales de 1985 se recibió el informe respectivo, el cual servirá de base para la programación de actividades de la posible cooperación.

3.5. Exploración de minerales y materiales industriales no metálicos

Teniendo en cuenta que el país tradicionalmente ha venido importando alrededor de 120 mil toneladas anuales de minerales no me-

tálicos en bruto, por un valor cercano a los 3.000 millones de pesos, INGEOMINAS estableció a partir de enero de 1984 como Programa Nacional, el estudio sistemático de los recursos minerales y los materiales no metálicos, para su aplicación en la industria; de tal manera que permita disminuir las citadas importaciones y crear polos de desarrollo en las diversas regiones para generar riqueza y fuentes de trabajo.

Con este objeto se elaboró un manual para la codificación y posterior sistematización de la información relacionada con las fuentes de materiales de construcción —agregados pétreos—, existentes en diferentes entidades que tienen que ver con estos recursos. En 1986 se dispondrá de la información sistematizada sobre cada una de las fuentes de estos materiales. Actualmente se cuenta con información de 15 departamentos y se prevé la continuación de esta labor hasta cubrir la totalidad del país.

Esta información incluye datos tales como: la localización, características físicas, posibles usos y cantidad de reservas de cada una de las fuentes existentes. A manera de ejemplo, en el departamento de Antioquia se han estudiado más de 500 fuentes de materiales pétreos, que ofrecen unas reservas de alrededor de 50 millones de metros cúbicos utilizables principalmente para bases y sub-bases de carreteras o en mezclas para concretos estructurales y asfálticos.

Esta información se optimizará aún más a medida que se obtengan los diferentes mapas geológicos departamentales, pues con ellos será fácil delimitar el área de ocurrencia de cada material y así establecer rápidamente los sitios para futuras explotaciones.

3.6. Programa de geología regional

El objetivo del programa de Geología Regional 1982-1986, fue el de impulsar la búsqueda y el conocimiento de los recursos minerales en el país. Utilizando las disciplinas básicas, tales como la geología, la geoquímica y la geofísica y siguiendo el método científico y las técnicas modernas actualizadas tanto analíticas como interpretativas, se avanza en la elaboración de la Carta Geológica del país y su posterior publicación. Este programa contribuye al conocimiento sobre la composición y características de las formaciones geológicas y sus rasgos estructurales, lo que permite evaluar con mayor facilidad el potencial de recursos minerales no renovables de nuestro país.

Hasta la fecha se han adelantado las siguientes actividades:

— A partir de 1982 se ha venido trabajando en la preparación del Mapa Geológico de Colombia a una escala de 1: 1.000.000, el cual ya se encuentra en proceso de publicación.

— Se editó el Mapa de Terrenos Geológicos de Colombia a escala 1: 2.500.000, acompañado de una memoria explicativa. Este trabajo es uno de los más importantes llevados a cabo por el Instituto y se efectuó con la cooperación del Servicio Geológico de los Estados Unidos.

— Se llevaron a cabo levantamientos geológicos regionales fundamentalmente en el área andina, Cordilleras Oriental, Central y Occidental. Por medio de sensores remotos se estudiaron, sin control de campo, aproximadamente unos 200.000 kms.^{2} de la Orinoquia y Amazonia Colombianas.

— Para acelerar la entrega al público de información geológica se implantó el sistema utilizado en la mayoría de los Servicios Geológicos mundiales, denominado "Open-File", que consiste en la publicación de mapas geológicos preliminares en blanco y negro a escala 1: 100.000.

— La prospección geoquímica ha recibido un buen impulso con la preparación del Mapa Geoquímico de Colombia, que será entregado a la comunidad científica a finales de 1986, en una publicación a escala 1: 1.000.000.

— Durante el cuatrenio se publicaron 33 planchas geológicas a escala 1: 100.000, que abarcan 69.960 kms.^{2} de nuestro territorio y un mapa departamental.

— Antes de terminar 1986 se tendrá en marcha un nuevo sistema para el levantamiento geológico regional, el cual requiere la utilización de Sensores Remotos y el tratamiento digitalizado de imágenes de satélite.

3.7. Programa de geología marina

INGEOMINAS, teniendo en cuenta la gran extensión de nuestros mares territoriales y sus posibles riquezas, ha emprendido un

agresivo 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 Servicio Geológico de los Estados Unidos, del Gobierno de Francia y de otras instituciones. Se pondrá especial interés en los estudios de los nódulos de manganeso o nódulos polimetálicos, por ser minerales estratégicos de interés mundial.

— *Proyecto del margen continental Atlántico-Pacífico*

El proyecto comprende el reconocimiento geofísico y geológico para el área del Caribe y el Pacífico y una investigación del delta del río Magdalena.

Como actividades, se compiló la información geofísica y estratigráfica de la plataforma continental y zona costera; se elaboró un mapa del Caribe con las líneas sísmicas ejecutadas por ECOPETROL (entre Santa Marta y el Golfo de Urabá) y se realizó la inspección y evaluación de los equipos geofísicos y geológicos del buque Providencia con el fin de preparar el primer crucero de investigación para el proyecto.

— *Proyecto estudio de la franja costera Caribe y Pacífica*

El estudio comprende la definición de los principales ambientes geológicos actualmente presentes y su relación con las rocas antiguas para programar la prospección de minerales a la zona costera.

En su fase inicial se adelantaron trabajos de campo en el área costera entre Cartagena y Galerazamba, para levantar perfiles de playa y otras mediciones incluyendo la toma de 87 muestras para análisis.

4. PRODUCCION Y CONSUMO

En términos reales la producción minera nacional reporta para 1985 niveles que superan la de 1982 en un 88% y en 30.3% la de 1984. Estas cifras demuestran la evolución que ha tenido esta actividad económica nacional representada principalmente en la explotación de oro, carbón y ferroníquel.

Cuadro No. 64

SINTESIS DE LA PRODUCCION MINERA

Grupo	Valor de la producción 1985 Mill. $	Crecimiento real — 78—85	82—85	% Anual 84 — 85
Metales Preciosos	64.460	23.6	33.4	42.5
Esmeraldas	3.822	(13.0)	(5.1)	(14.3)
Carbón	21.782	14.3	29.9	46.2
No Metálicos	8.077	2.4	4.1	0.9
Metálicos	1.411	6.3	13.4	(15.5)
TOTAL	99.552	11.9	23.5	30.3

4.1. Metales preciosos

La producción del grupo de metales preciosos (oro, plata y platino) sigue siendo la más importante dentro del contexto minero colombiano; para 1985 con una participación sectorial del 64.8%, ampliamente superior a cualquier año anterior. Esta acelerada tendencia tiene su explicación básica en la política de precios adoptada para el oro.

La Junta Monetaria, por medio de la Resolución Nº 6 de febrero de 1984, varió el sistema de precios vigente desde finales de 1980. Esta providencia, que tuvo vigencia hasta el 30 de diciembre de 1985, determinó un precio de $ 47.620 por onza troy a 1º de marzo de 1984 y el cual se ajustó diariamente según la variación en el promedio del precio en las operaciones de oro efectuadas en los mercados de Londres o Zurich.

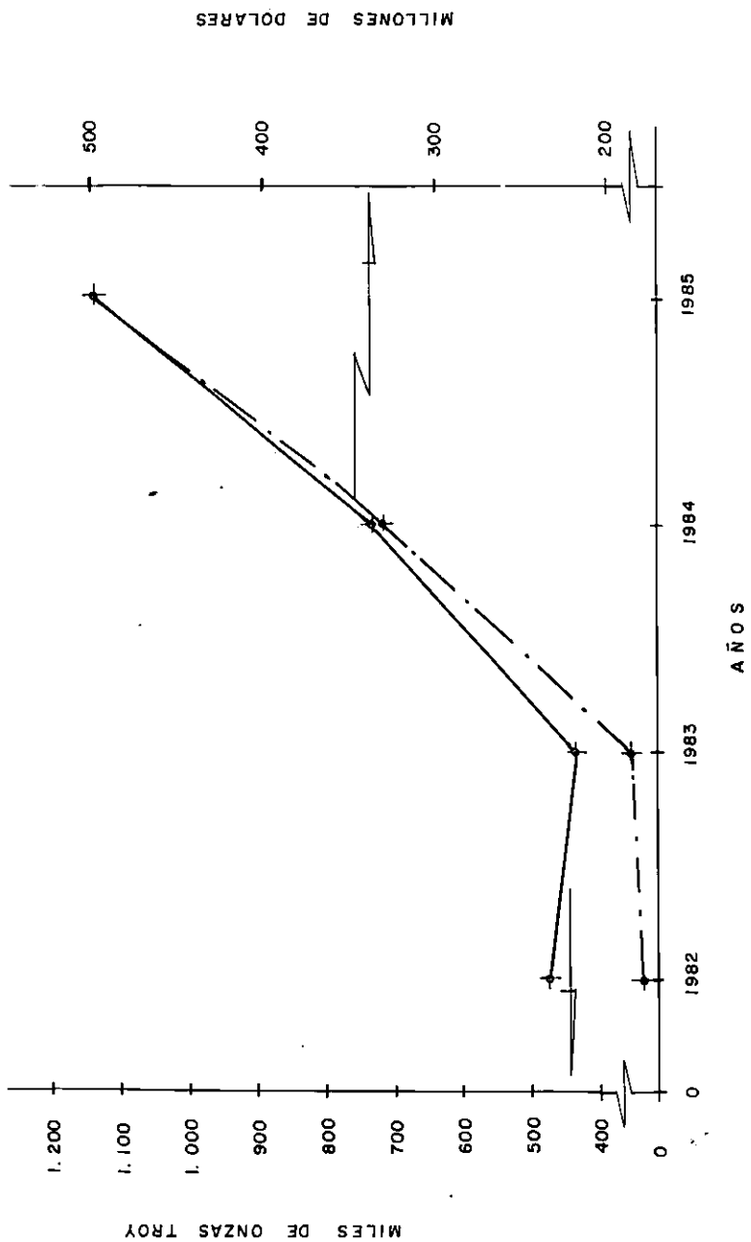
A partir del 31 de diciembre de 1985, el precio del metal tuvo una base de $ 64.736.01 por onza troy, con el mismo mecanismo de ajuste, según lo establece la Resolución Nº 105 de la misma Junta.

Estas providencias determinaron sobreprecios con respecto al mercado internacional del 30 y 15%, generando incrementos extra-

Grafico No. 13

PRODUCCION Y VALOR DEL ORO

1982 - 1985



ordinarios en el volumen de producción así: en 1984 se produjeron 799.889 onzas troy y para 1985 ascendió a 1.142.830 onzas troy.

Esta nueva situación alteró sustancialmente la estructura de producción observada en la década anterior. En el último año, Antioquia produjo el 74.9% del total de oro; Santander desplazó a otros departamentos y se ubicó en el segundo lugar con el 6.4% de la producción, seguido de Chocó con el 5.2% y Nariño con el 3%.

Igualmente merecen destacarse los esfuerzos que se han realizado para la reactivación de la Compañía Mineros del Chocó, por el aporte que representa en la producción de metales preciosos y la incidencia que la misma tiene en el aspecto social de esta región.

Esta empresa entró en concordato en 1983, lo cual ocasionó una crisis social y económica en la región media del río San Juan.

A comienzos de 1984, INGEOMINAS, junto con ECOMINAS y Mineros de Antioquia, realizaron un estudio sobre la posible reactivación de la empresa Mineros del Chocó S. A., con el propósito de: 1º) Establecer un diagnóstico de la empresa, después de hacer un análisis de la situación. 2º) Preparar un plan de organización administrativa, técnica y financiera. 3º) Estructurar un estudio de factibilidad técnico-económica, con miras a obtener la financiación para la reactivación y los consiguientes beneficios económicos y sociales para el país y la región.

Como complemento a este estudio el INGEOMINAS presentó un plan para la exploración y evaluación de los yacimientos auríferos a cargo de la compañía que están situados en las cuencas de los ríos San Juan y Atrato. Este plan se debe cumplir en un período aproximado de once años, en tres fases: corto, mediano y largo plazo.

Sobre la base de los estudios antes descritos y de los efectuados por el Banco de la República y por este Ministerio, el Gobierno Nacional presentó a consideración del Congreso de la República un Proyecto de Ley con el fin de solucionar en forma definitiva la difícil situación económica y social en que se encontraban los trabajadores de la sociedad Mineros del Chocó S. A. Este proyecto fue aprobado y hoy es la Ley Nº 13 de 1986, sancionada el 16 de enero del mismo año.

El Congreso autorizó al Gobierno para la creación de una sociedad de economía mixta del orden nacional, denominada Metales Preciosos del Chocó, y ordenó la liquidación de la sociedad Mineros del Chocó S. A.

Conviene mencionar como aspecto esencial, la continuidad de los trabajadores de la antigua empresa en la nueva, el pago de las mesadas pensionales ya causadas y las contribuciones especiales del sector público.

El 10 de abril de 1986 se elevaron a Escritura Pública los Estatutos aprobados el día 4 del mismo mes y ya se han designado el Representante Legal y el Liquidador Especial de la sociedad Mineros del Chocó S. A. Se continúa en la extracción y procesamiento del oro y del platino, la cual en el mes de abril arrojó 11.402 gramos de oro y 5.617 gramos de platino, cifra que se puede considerar como la más alta en los últimos cinco años.

4.2. Esmeraldas

Este recurso se está explotando preferencialmente mediante contratos de operación celebrados entre ECOMINAS como titular de los aportes y el sector privado. La actividad se dirige principalmente hacia el mercado externo donde las esmeraldas colombianas son bien estimadas.

Problemas administrativos y de orden público han originado permanentes conflictos que llevan a esta importante fuente de divisas a una crisis ya casi permanente y determinan una pérdida gradual de importancia en la actividad. Sin embargo, el valor de las exportaciones durante el período 1982-85 ha sido de la siguiente magnitud:

Cuadro No. 65

EXPORTACION DE ESMERALDAS 1982 – 1985

Años	Valor (Millones US$)	Valor (Millones $)
1982	41.5	2.649
1983	33.0	2.604
1984	21.1	2.135
1985	26.9	3.822

FUENTE: Oficina de Planeación – Ministerio de Minas y Energía.

La Empresa Colombiana de Minas —ECOMINAS— consciente de la importancia que tiene la determinación de nuevos depósitos esmeraldíferos, ha previsto durante el año de 1986 una campaña de exploración técnica dentro de una parte de la Zona de la Reserva Especial de Esmeraldas.

4.3. Carbón

El volumen de la producción nacional de carbón ha registrado significativos incrementos en los últimos años. Su valor, en términos corrientes, señala una participación sectorial del 21.9% en 1985, en términos constantes dicha participación pasó de 22.2% en 1984 a 24.9% en 1985.

Cuadro No. 66

VOLUMEN Y VALOR DE LA PRODUCCION DE CARBON

1982 – 1985

Años	Volumen (Millones Ton.)	Valor (Millones $)
1982	4.4	5.858
1983	5.1	8.150
1984	6.6	13.727
1985	9.7	21.782

FUENTES: ENE, CARBOCOL, Ministerio de Minas y Energía

Para 1986 CARBOCOL estima una producción de 12.5 millones de toneladas.

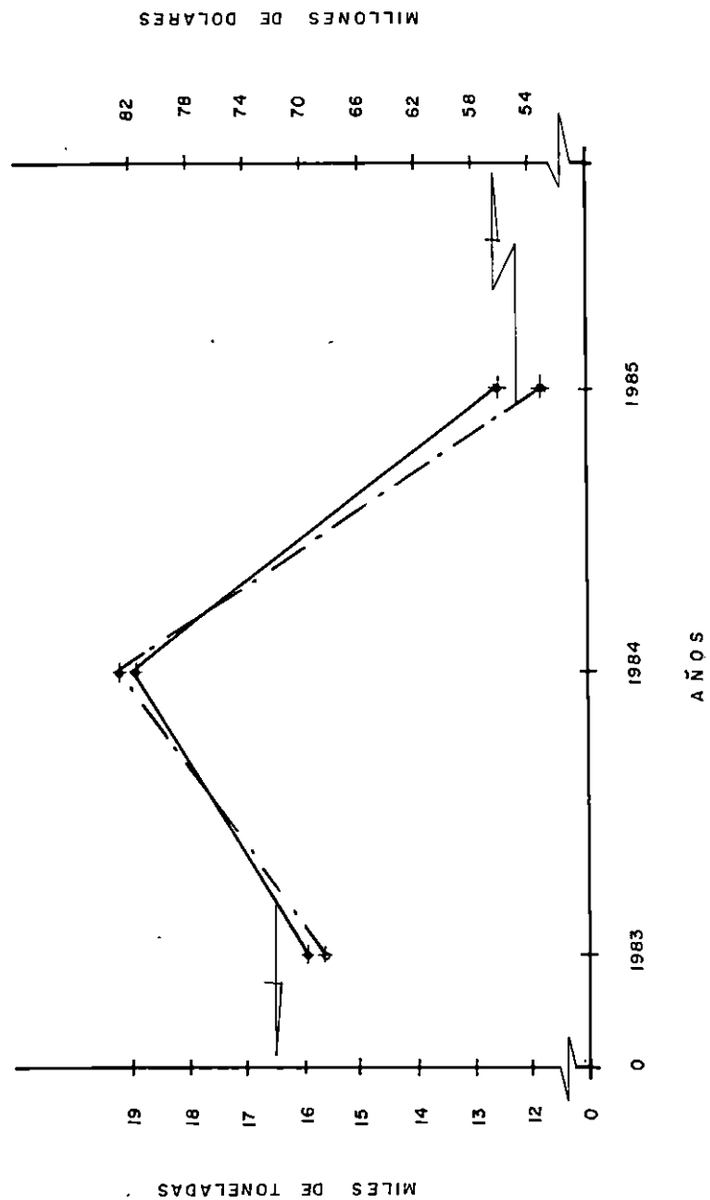
4.4. Minerales no metálicos

La producción de minerales no metálicos identifica su comportamiento con las actividades de la construcción y de provisión regular como materia prima a la industria nacional. Por tal razón sobresalen en el grupo la producción de calizas, arcillas y caolín. También es importante la explotación de sal terrestre y de sal marina.

Grafica No. 14

PRODUCCION Y VALOR DEL NIQUEL

1983 - 1985



El valor de la producción de este grupo de minerales en el período 1982-1985 fue de $ 4.051 millones, $ 5.910 millones, $ 6.609 millones y $ 8.077 millones, respectivamente.

4.5. Minerales metálicos

La contribución de este grupo a la producción minera del país está constituida esencialmente por el mineral de hierro y el mineral de níquel.

A partir de la explotación de minerales de hierro, carbón y caliza, la única planta de producción integrada de acero es la de Acerías Paz del Río, que, sobre un total de aproximadamente 500.000 toneladas, contribuye al abastecimiento del país en cerca del 50% de la producción de acero en lingote; el resto depende del grupo de industrias que utilizan el método semintegrado basado en la fundición de chatarra como materia prima, entre las cuales son las más importantes: Siderúrgica de Medellín, SIMESA; Siderúrgica del Pacífico, SIDEIPA; Empresa Siderúrgica de Boyacá; Siderúrgica del Muña y Siderúrgica del Norte, en Barranquilla.

Acerías Paz del Río contribuye con más del 98% de la producción de mineral de hierro; el resto se origina en la Empresa Productora de Minerales.

Cuadro No. 67

PRODUCCION DE MINERAL DE HIERRO 1982 – 1985

Años	Volumen (Toneladas)	Valor (Millones $)
1982	469.850	552.7
1983	456.000	935.0
1984	441.074	904.9
1985	447.069	1.163.7

FUENTE: Oficina de Planeación – Ministerio de Minas y Energía

En el mes de octubre de 1982 entró en operación comercial la planta productora de ferroníquel, propiedad de la empresa Cerromatoso S. A.

La producción reportada por la Empresa al Ministerio señala la siguiente trayectoria:

Cuadro No. 68

PRODUCCION DE MINERAL DE NIQUEL 1982 – 1985

Años	Volumen (Toneladas)	Valor (Millones $)
1982	86.309	62.7
1983	545.518	283.6
1984	683.907	211.1
1985	482.315	246.8

FUENTE: Informes de Cerromatoso S.A.

En conjunto, el valor de la producción del grupo de minerales metálicos pasó de $ 1.139 millones en 1984 (2.0% de participación sectorial) a $ 1.411 millones en 1985, y su contribución relativa a la producción minera descendió al 1.4%, como consecuencia de la mayor importancia registrada por el grupo de metales preciosos (59.9 a 64.8%).

4.6. Principales proyectos mineros

4.6.1. Industrialización roca fosfórica

Con base en los estudios de factibilidad que financió ECOMINAS para la industrialización de los yacimientos de roca fosfórica de Pesca (Boyacá) y Sardinata (Norte de Santander) y que definieron como posible el montaje de una planta para fabricar ácido fosfórico en el primer yacimiento anotado, el Banco Mundial realizó una complementación a los estudios iniciales que arrojó los siguientes resultados:

— Confirmación de la elaboración del ácido fosfórico mediante la utilización de la roca fosfórica sin un alto grado de beneficio.

— Se establece la necesidad en el país de una nueva fuente de fertilizantes para el año 1990.

— Recomendación para diseñar una planta con capacidad de 100.000 toneladas por año de P_2O_5 en el rango de productos NPK usados en la región.

— Capital para el Proyecto y los costos asociados establecidos en dólares americanos constantes de 1983, así:

Capital	$ 154.870.700
Capital de Trabajo	27.626.100
Refacciones	3.361.000
Gastos de arranque	3.076.500
	$ 188.934.300

— Capital adicional para una unidad destinada a la producción de G.T.S.P., así como para el incremento requerido en la planta de granulación para producir 100.000 toneladas por año de P_2O_5 con 0-32 TSP, estimado en US$ 33 millones de 1983.

— Necesidad de ampliar el conocimiento de las reservas que sustenten el desarrollo del proyecto, lo cual requeriría inversiones cercanas al millón de dólares.

Para el efecto, ECOMINAS ha llegado a la conclusión de buscar el interés de inversionistas nacionales y extranjeros, en forma directa o mediante concurso público.

En desarrollo de sus programas, ECOMINAS ha refinanciado la Empresa Fosfatos de Boyacá para obtener su saneamiento financiero, facilitando el arrendamiento de las instalaciones industriales al sector privado.

Esta actividad será apoyada mediante el desarrollo del convenio Colombo-Soviético en el área de la investigación y con la colabora-

ción del Centro Internacional de Agricultura Tropical (CIAT), con miras a instalar, con la cooperación del Gobierno de Canadá, una planta piloto para ACIDULACION parcial de roca fosfórica.

4.6.2. Yeso

ECOMINAS posee, en calidad de Aporte, yacimientos de yeso en el Departamento de Santander, en los municipios de Los Santos, Villanueva, Barichara y Zapatoca, en donde se exploran y explotan diferentes áreas mediante contratos de operación con particulares.

La Compañía Cementos Boyacá S. A., explora y explota un área de 246 hectáreas. El contrato de operación celebrado el 21 de septiembre de 1981 se amplió veinte años, contados a partir del 30 de noviembre de 1984, lo cual permite una mayor confiabilidad por parte del contratista en el suministro de mineral de yeso y un incremento en la contraprestación económica a favor de ECOMINAS.

La explotación se efectúa a cielo abierto con la ayuda de tractores, compresores, equipos y herramientas que permiten una extracción del mineral; la operación ocupa permanentemente 38 personas.

Durante 1985 la producción alcanzó la cifra de 31.973 toneladas con un contenido promedio de SO_3 del 28% y ECOMINAS recibió $ 6.041.690 por concepto de contraprestación económica.

La compañía de Cementos del Norte S. A. es contratista de dos áreas en el Aporte y pagó a ECOMINAS durante 1985 la suma de $ 1.362.500.00 como contraprestación económica en los dos contratos.

La Zona 1, de 100 hectáreas, tiene contrato hasta diciembre de 1985; sin embargo, Cementos del Norte S. A. ha solicitado prórroga de dicho contrato, por lo cual se efectuaron los primeros contactos con el fin de establecer los nuevos términos que han de regular la prórroga solicitada.

Durante 1985, Cementos del Norte S. A. explotó 20.000 toneladas de yeso aproximadamente en esta zona con un contenido SO_3 promedio del 30%. La operación se realiza a cielo abierto con supervisión técnica adecuada.

La Zona 2, con una extensión aproximada de 715 hectáreas, se contrató en febrero de 1985. Debido a ocupación parcial del área

contratada por explotadores ilegales, este contrato no se ha perfeccionado. ECOMINAS solicitó a las autoridades locales de la jurisdicción del Aporte, amparo y desalojo de quienes impiden las actividades legales de explotación y se espera que durante 1986 el contratista, Cementos del Norte S. A., pueda iniciar su actividad exploratoria y explotadora del mineral de yeso.

En el departamento de la Guajira, ECOMINAS es beneficiaria de un área en Aporte (Nº 064) para la exploración y explotación de yeso, y sobre la cual, durante 1985, se firmó contrato de exploración y explotación por un término de seis años. Se espera recibir ingresos de $ 4.025.00/hectárea/año a partir de 1986, como contraprestación económica mínima.

4.6.3. Azufre

La empresa Industrias Puracé S. A. explotaba unos yacimientos de azufre en el Departamento del Cauca mediante un contrato de concesión, próximo a su culminación. Con el fin de evitar la paralización de las actividades extractivas y de beneficio de este mineral y para facilitar las inversiones necesarias en la reactivación de esta industria, con la aprobación del Ministerio de Minas y Energía, se adelantó en 1983 el proceso de reversión de la concesión y se otorgaron a ECOMINAS los yacimientos en aporte. Este mismo año se suscribió con Industrias Puracé S. A. un contrato para que prosiguiera con las actividades de exploración, explotación y beneficio del mineral, el cual se revisa de acuerdo con la variación porcentual de los salarios y de los precios de los combustibles y explosivos.

Las reservas de mineral de azufre establecidas a diciembre de 1985, son los siguientes:

	Toneladas
— Reservas probadas	1.176.000
— Reservas probables	500.000
— Reservas asumidas	500.000

El análisis promedio de las rocas mineralizadas da un contenido de azufre del 28%. Durante el año de 1985 la producción de mineral alcanzó un volumen de 235.000 toneladas, de las cuales el 61% fueron aportadas por los frentes a cielo abierto y el resto corresponde a la producción subterránea.

4.6.4. Hierro y calizas de uso siderúrgico

El Gobierno Nacional mediante el Decreto Nº 1179 de 1980 declaró de Reserva Especial los yacimientos de carbón, hierro y caliza necesarios para la industria siderúrgica, localizados en dos áreas de los departamentos de Cundinamarca y Boyacá. En desarrollo del citado Decreto, el Ministerio de Minas y Energía por medio de la Resolución Nº 0795 de 1980, otorgó a ECOMINAS en calidad de Aporte (Aporte Nº 923 A y B) los minerales de hierro y calizas, y a CARBOCOL los yacimientos de carbón.

En dicha resolución el Ministerio dispuso que ambas empresas deberían negociar preferencialmente con Acerías Paz del Río S. A. la exploración y explotación de los respectivos yacimientos, objeto de los Aportes.

Las negociaciones adelantadas por ECOMINAS con Acerías Paz del Río S. A. desde 1981, cristalizaron en febrero de 1985 en la firma de un contrato de operación con la mencionada empresa.

En dicho contrato se pactó la contraprestación económica que debía pagar Acerías Paz del Río S. A. a ECOMINAS de acuerdo con la producción de mineral de hierro y caliza siderúrgica explotada por la sociedad, desde el 1º de enero de 1981, con los siguientes resultados:

a) Mineral de Hierro

De enero 1o./81 a diciembre/84		
1.734.501 toneladas	$	177.697.266.58
De enero 1o. a diciembre 31/85		
396.333 toneladas		71.008.562.65
TOTAL	$	248.705.829.23

De la anterior suma, el 50% correspondió como regalía a los municipios en donde están situados los yacimientos, $ 124.352.914.61, que administra el Instituto de Desarrollo de Boyacá, IDEBOY.

b) Caliza siderúrgica

La producción de caliza siderúrgica, en el período 1981-84 ascendió a 1.116.663 toneladas, sobre las cuales, Acerías Paz del Río S. A. pagó una contraprestación económica cercana a los $ 18 millones de pesos, por un volumen de 254.254 toneladas.

4.6.5. Programa de crédito para la pequeña y mediana minería del oro

El Ministerio de Minas y Energía, ECOMINAS y el Banco de la República han estructurado conjuntamente un programa de crédito dirigido a la pequeña y mediana minería de metales preciosos, teniendo como fuente de recursos la línea del Fondo Financiero Industrial.

El crédito tiene como objetivo principal beneficiar a la pequeña minería del oro, tanto en vetas como en aluviones, en procura de un aumento en la producción, del mejoramiento al nivel de vida de los mineros y de apertura de nuevas fuentes de trabajo.

En desarrollo del plan de crédito, ECOMINAS en colaboración con las Seccionales Mineras del Ministerio en Medellín, Bucaramanga, Ibagué, Quibdó y Pasto, asesorará a los solicitantes preseleccionados en lo concerniente a la elaboración de los estudios necesarios para determinar la factibilidad de los proyectos y en el diligenciamiento y gestión de las solicitudes.

El programa ya aprobado por el Ministerio de Minas y Energía y por ECOMINAS, está pendiente de su aprobación por la Junta Directiva del Banco de la República. Se ha previsto otorgar, en el transcurso de este año, créditos en una suma superior a los 100 millones de pesos.

4.6.6. Sustitución de importaciones de materias primas minerales

En desarrollo de este programa iniciado por ECOMINAS en 1984 y con el objeto de identificar los productos minerales y sus derivados que el país importa y estudiar su posible sustitución con productos nacionales, se realizaron investigaciones sobre el fosfato bicálcico grado animal y el mineral de talco.

a) Fosfato bicálcico grado animal

En la investigación preliminar se logró establecer que todo el fósforo (en sus diferentes formas y productos) consumidos por el sector pecuario nacional, es de origen extranjero, con excepción de harina de huesos.

La actividad se realizó en dos etapas, así: ensayos a nivel de planta piloto para defluorinación de la roca fosfórica, y estudios de mercado de los productos fosfóricos empleados en la alimentación animal. Se establecieron las bases para la elaboración de un estudio de factibilidad para el montaje de una planta de fosfato de calcio grado animal y otra para el procesamiento de roca fosfórica con objeto complementario.

b) Mineral de talco

Se realizó una investigación sobre este mineral tendiente a determinar su situación actual: mercado, desarrollo tecnológico, posibilidades de exportación, etc.

La cantidad de talco blanco que se produce en el país no alcanza a cubrir la demanda nacional; sin embargo, mediante una explotación selectiva y un eventual beneficio del mineral, es factible reemplazar las actuales importaciones; además, Venezuela y Centro América son mercados potenciales para el producto.

En los últimos cinco años el consumo aparente y las importaciones de talco han conservado cierto equilibrio.

Las importaciones son del orden de 3.000 toneladas/año y las exportaciones son aproximadamente de 500 toneladas/año. La producción nacional alcanza las 18.500 toneladas/año, y en consecuencia, el consumo aparente es de 21.000 toneladas/año.

En 1984 las importaciones de talco y sus sustitutos fueron de 2.878 toneladas por un valor de US$ 896.861.00.

De los resultados de los análisis físico-químicos y bacteriológico que hizo practicar ECOMINAS a los talcos producidos en Yarumal (Antioquia), se concluye que estos productos cumplen con los requisitos establecidos en las normas del ICONTEC para que se les pueda emplear en cualquier tipo de industria, incluso en farmacopea y cosmetología.

5. EXPORTACIONES

La mayor parte de las exportaciones del sector minero se sustentan esencialmente en el carbón, tal como se presentó en el capítulo correspondiente.

De otro lado, la participación sectorial dentro del Plan de Exportaciones, coordinado por PROEXPO, llegó en 1984 y 1985 a la suma de US$ 100 millones. Los minerales que originan esta suma son el ferroníquel, las esmeraldas, la plata y el platino, el cuarzo, la piedra pomez y el silicato de magnesio, entre otros.

6. EXENCIONES DE IMPUESTOS A IMPORTACION DE EQUIPOS

La actividad minera, como el sector energético, goza de exención parcial de derechos de aduana para los bienes y equipos que las diferentes empresas requieran importar en desarrollo de sus proyectos.

El valor total de los elementos a los que el Ministerio otorgó Visto Bueno para la exención aduanera en el sector de minas, entre 1982 y 1985, ascendió a la suma de US$ 955 millones, de los cuales US$ 743 correspondieron a CARBOCOL.

Estas cifras son buenos indicadores del interés en la inversión sectorial máxime si se tiene en cuenta que los valores aludidos son ampliamente superiores a los registrados en años anteriores.

Además del carbón sobresalen las correspondientes a la industria cementera y a los metales preciosos.

7. PARTICIPACIONES, REGALIAS E IMPUESTOS

Adicionalmente a los impuestos recaudados por el Fondo Nacional del Carbón, las explotaciones mineras determinan importantes ingresos regionales, según las liquidaciones que realizan la Dirección General de Minas del Ministerio y el Banco de la República por la producción de oro, platino, sal, níquel, mineral de hierro y esmeraldas.

Para 1985 el total de las participaciones, regalías e impuestos aludidos llegó a la cifra de $ 1.658 millones, de los cuales el 80% corresponde a impuestos liquidados por el Banco de la República sobre la producción de oro y platino.

Cuadro No. 69

PARTICIPACIONES, REGALIAS E IMPUESTOS
(Millones de Pesos)

Mineral	1982	1983	1984	1985
Oro (1)	223.6	286.4	719.5	1.317.5
Platino (1)	8.4	10.0	12.0	14.7
Regalías Oro Nóvita (2)	1.1	(–)	2.6	2.6
Sal (3)	46.5	45.4	47.2	53.6
Hierro (2)	18.6	22.0	29.9	35.5
Esmeraldas (3)	—	49.7	37.0	72.9
Niquel (2)	11.4	114.9	91.8	161.4
TOTAL	309.6	528.4	940.0	1.658.2

(1) Impuestos

(2) Regalías

(3) Participaciones

FUENTE: Dirección General de Minas

Según lo dispuesto en el Decreto Nº 1245 de 1974, el Banco de la República liquida, recauda y paga a los municipios el impuesto del 2% del valor de la producción de oro y el 4% del valor de la producción de platino. Las regalías sobre la explotación de metales preciosos en la única concesión otorgada a Mineros del Chocó, según el artículo 224 del Decreto Nº 1275 de 1970 con destino a Nóvita (Chocó) corresponde al 3% del volumen de la producción y es liquidada por el Ministerio como para los demás minerales.

El Decreto Nº 1249 de 1974 establece que el 12% del valor bruto de las explotaciones de sal se destinará a los municipios donde se adelantan las explotaciones. También se liquida el 23% del valor del producto bruto de la explotación que se efectúe en la Guajira, con destino al fisco departamental.

La Ley 13 de 1973 ordenó la cesión de las regalías del Contrato de Concesión otorgado a Cerro Matoso S. A., a la Corporación Autónoma Regional de los Valles del Sinú y San Jorge. Para garantizar la existencia de una liquidación positiva de regalías, el 5 de agosto de 1985 se celebró entre el Ministerio y Cerro Matoso S. A. un Convenio por medio del cual se adopta un sistema de cálculo paralelo al acordado en la Cláusula 16 del Contrato Adicional Nº 866, en forma tal que, sin modificar los términos, se asegure el ingreso real por regalías.

En lo relacionado con el mineral de hierro, el Instituto de Desarrollo de Boyacá —IDEBOY— recibe de Acerías Paz del Río participaciones iguales a las que obtiene ECOMINAS, según el contrato celebrado por esta empresa como titular del Aporte 923-A.

El Decreto Nº 1244 de 1974 ordenó una participación para los municipios donde se explotan esmeraldas, equivalente al 15% del valor de la producción. En la reserva especial de Muzo, Coscuez y Peñas Blancas se hizo una excepción, ordenando una participación del 5% para el departamento de Boyacá y un 18% para los nueve (9) municipios del área de esa reserva.

8. SEGURIDAD E HIGIENE MINERA

En este campo se ha recurrido a la experiencia técnica de otros países que subrayaron la importancia de abocar permanentemente el

tema. Por lo tanto se adoptó la decisión de crear dentro del Ministerio la División respectiva.

a) Convenio Colombo-Francés

Es un Convenio de transferencia técnica en los campos minero y geológico donde participan los Ministerios de Minas y Energía y de Trabajo y Seguridad Social, CARBOCOL, ECOMINAS y Charbonnages de France International Colombia; a la fecha se dispone ya de un proyecto de reglamento de Seguridad e Higiene en la minería.

b) Convenio Colombia-Polonia

Este Convenio se ha propuesto alcanzar el desarrollo de la minería subterránea de carbones térmicos y coquizables, bajo consideraciones de adecuada seguridad y amplia capacitación de recursos humanos.

9. PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE

La expedición del Código de Recursos Naturales Renovables (Decreto-Ley 2811 de 1974) y demás normas sobre protección del medio ambiente expedidas en desarrollo de la Ley 23 de 1973, y ante la necesidad de adecuar la estructura administrativa del Ministerio a las circunstancias actuales de una creciente industria minera que tiene interacciones con asuntos ecológicos y ambientales, se creó la División respectiva, dependencia de la Dirección General de Minas.

El objeto fundamental es buscar el equilibrio armónico entre el desarrollo económico y social de la industria minera en todas sus etapas y la preservación del medio ambiente.

En tal sentido el Ministerio, a través de la Dirección General de Minas, inició en abril de 1985 la coordinación que para este efecto se requiere con las otras entidades competentes (INDERENA-MINSALUD y Corporaciones Autónomas Regionales).

El Decreto Nº 3050 de 1984 ordena la presentación de la declaración y estudio de impacto ecológico y ambiental previo, como uno de los requisitos del informe final para el trámite de las licencias de exploración. Igualmente los Decretos Nos. 384 y 2645 de 1985 establecen las normas técnicas referentes a la conservación del medio ambiente que deben cumplir los titulares de derechos mineros.

Con base en las normas descritas actualmente se analizan los términos de referencia, que serán debidamente reglamentados, para los diferentes tipos de actividades a ejecutar y se plantea la vinculación de las universidades.

VII – ADMINISTRACION SECTORIAL E INSTITUCIONAL

1. Generalidades
2. El Ministerio
3. Entidades Ejecutoras

1. GENERALIDADES

Partiendo de la necesidad de entender y desarrollar adecuadamente la administración pública, ha sido preocupación del cuerpo directivo del Ministerio y de sus entidades, organizar y complementar sistemáticamente los recursos humanos y económicos disponibles en la estructuración integral del Sector de Minas y Energía.

La gestión de este Gobierno en la Cartera de Minas y Energía se inició con el trámite y aprobación por parte del Congreso de la República del marco legal para una reforma administrativa en el Ministerio, en la cual se acogen recomendaciones de distintos estamentos relacionados con el Sector. Los principales lineamientos fueron:

— Fortalecer la capacidad técnica del Ministerio mediante una organización más actualizada y concordante con la evolución de las empresas adscritas y vinculadas.

— Elevar los niveles jerárquicos en la entidad, con el objeto de promover y vincular el personal dentro de las relaciones remunerativas, consecuentes con las responsabilidades en la administración pública.

— Disponer de los mecanismos y herramientas adecuadas, con el propósito de diseñar, desarrollar, evaluar y dirigir la política sectorial.

— Establecer un marco legal que permita la actualización de las reglamentaciones convenientes.

Con respecto a la reestructuración del Ministerio, estas intenciones fueron limitadas por el déficit fiscal que impidió asignar, en el corto plazo, los recursos presupuestales suficientes para reglamentar en la extensión apropiada la Ley 1ª de 1984.

A pesar de esto, durante los últimos 20 meses la gestión adelantada permitió, dentro del reducido escenario mencionado, logros que sin lugar a dudas se pueden calificar de importantes y trascendentales.

Con respecto a la actualización de las reglamentaciones, el Ministerio con la colaboración directa de las empresas sectoriales, ha venido cumpliendo esta meta según puede apreciarse dentro del contenido de este informe.

2. EL MINISTERIO

La estructura orgánica anterior del Ministerio se había establecido en 1975; después de este año el Sector evolucionó en forma notable: se conformó CARBOCOL; se fortaleció ECOMINAS; se constituyó la FEN; se crearon varias empresas regionales como CARBONORTE, Empresas de Fosfatos, Cerro Matoso S. A., etc.; COLURANIO amplió sus funciones y objetivos y se convirtió en CARBORIENTE; CORELCA, ICEL y el IAN actualizaron sus estatutos y modificaron sus funciones; INGEOMINAS se consolidó y amplió su cobertura; se aprobaron y desarrollaron los grandes proyectos ya mencionados y, en fin, el Sector Minero-Energético se constituyó en motor del crecimiento y desarrollo económico nacional. Diez años después de su última actualización, cuando el rezago del Ministerio fue palpable, se tomó la decisión de actualizar su esquema institucional.

2.1. Estructura orgánica

Con base en la necesidad de que el Ministerio retomara su función rectora, se varió la estructura orgánica y su reglamentación. Ella se enfocó a disponer de menos personal auxiliar y más técnicos, profesionales y ejecutivos conocedores de la problemática sectorial en los aspectos de dirección, evaluación y análisis de políticas.

Además, se crearon y reforzaron áreas que antes no eran indispensables o no habían adquirido la importancia de los últimos años.

También se elevó la categoría de cada segmento técnico de la entidad y se fortaleció el área de apoyo logístico.

Se estableció y aclaró la relación con las diferentes entidades y órganos asesores, consultivos, adscritos y vinculados.

Se ratificó la existencia del Fondo Rotatorio del Ministerio como mecanismo financiero y presupuestal que dará respuesta funcional a las necesidades económicas de la institución.

Esta descripción del contenido político de la reforma orgánica de la entidad se traduce en una estructura ágil y adecuadamente especializada.

2.1.1. Oficina de Planeación

Corresponde a esta dependencia indicar los elementos económicos, técnicos y sociales que intervienen e intervendrán en la conformación de los escenarios sectoriales y proponer la reglamentación y mecanismos apropiados para su articulación y permanente evaluación.

En tal sentido la Oficina de Planeación, con su reestructuración, ha logrado responder en la primera fase a los requerimientos sectoriales, estableciendo de manera autónoma los puntos básicos de planeamiento integrado y a pesar de las restricciones presupuestales, ha comenzado a fortalecer las bases y sistemas de análisis e información necesarios.

Para cumplir a cabalidad con las funciones a ella encomendadas requerirá del apoyo del Departamento Nacional de Planeación, de las entidades adscritas y vinculadas y de las demás áreas del Ministerio que le permitan ubicar y respaldar adecuadamente sus responsabilidades.

2.1.2. Dirección General de Hidrocarburos

En esta área del Ministerio se han ubicado la vigilancia y asesoramiento técnico y administrativo sobre todas las actividades de la industria petrolera del país.

La Ley 1ª de 1984 determinó el ajuste de las funciones de la Dirección al nuevo esquema jurídico que regula principalmente la exploración y explotación de los hidrocarburos en Colombia.

En tal sentido, la Dirección implementa prácticos controles sobre la exploración y explotación y se ha preocupado por la justificación, evaluación y evolución de los grandes proyectos que han despejado el abastecimiento interno de los hidrocarburos.

También ha adelantado la normalización técnica de los equipos relacionados con la oferta de combustibles líquidos y gaseosos y, además, asesora a la Oficina de Planeación en lo relacionado con la política de precios.

2.1.3. Dirección General de Minas

En atención a la necesidad de fomentar la explotación adecuada de los recursos naturales no renovables dentro de pautas de conservación de las reservas y del medio ambiente, se asignó a esta Dirección la promoción de la racional y segura exploración, explotación y transformación de los recursos mineros.

La reforma administrativa planteó un esquema funcional amplio a todas luces considerado como el más apropiado.

En los últimos meses esta Dirección se ha encargado de unificar e integrar a la actuación central la de las zonas mineras y enfocado la coordinación para la adecuada utilización de sus recursos en coordinación con las entidades mineras adscritas y vinculadas al Ministerio.

También desarrolla actividades sobre seguridad minera y cuidado del medio ambiente, que constituyen una de las principales modificaciones de su estructura.

2.1.4. Dirección General de Energía Eléctrica y Fuentes Renovables de Energía

Se han asignado a esta Dirección los aspectos técnicos relacionados con el aprovechamiento de la energía en forma eléctrica y fuentes nuevas, no convencionales y alternas de energía, así como también la coordinación y asesoramiento a la Oficina de Planeación en los estudios, evaluación y supervisión de los proyectos relacionados con el área.

La Ley 1ª de 1984 identificó e incluyó los aspectos prácticos que debe desarrollar la Dirección. Se ocupa esencialmente de cumplir sus funciones a través de una amplia coordinación y apoyo con las dependencias del Ministerio, el Departamento Nacional de Planeación y las empresas del Sector con él relacionadas. Participa activamente en los Comités de Dirección, Operación e Información Sectorial y se encarga de reglamentar la Ley 56 de 1981 que regula las relaciones entre las empresas y municipios en donde se ubican proyectos eléctricos.

2.1.5. Dirección General de Asuntos Legales

Corresponde a esta Dirección estructurar, actualizar y vigilar el desenvolvimiento jurídico de las áreas técnicas y de planeamiento del Ministerio y entidades privadas y públicas del Sector, de acuerdo con el ordenamiento legal existente.

Como en las Direcciones Técnicas, la reforma administrativa actualizó su organización. En el presente, esta Dirección se ocupa, entre otras, de completar, con la colaboración de la Oficina de Planeación y ECOPETROL, la sistematización computarizada del trámite jurídico de las solicitudes de derechos mineros.

Además, estudia los aspectos jurídicos relacionados con la adecuada reglamentación de la Ley 1ª de 1984.

2.1.6. Secretaría General — División de Personal

Tiene a su cargo las labores que permitan identificar, evaluar, clasificar, controlar, motivar, incentivar y sancionar los recursos humanos al servicio del Ministerio, dentro de las normales legales y administrativas vigentes.

La Ley 1ª de 1984 facilitó a la División extender sus acciones hacia pautas de desarrollo integral entre la entidad y los funcionarios, proceso que se procurará extender a las familias, en el marco de las disposiciones legales pertinentes.

En el corto plazo la División requerirá de métodos y sistemas computarizados para la ejecución del esquema legal autorizado y del apoyo de las áreas de relaciones industriales de las entidades vinculadas.

2.1.7. Secretaría General — División de Servicios Generales

Se asignan a esta División las funciones necesarias para apoyar convenientemente a las áreas técnicas del Ministerio así como las relacionadas con la documentación y archivo técnico. En su estructura se operó un cambio sustancial sin que ello implicara un crecimiento desmesurado de su planta de personal.

Las labores adelantadas por esta dependencia se han enfocado a colaborar con la Secretaría General en la estructuración del Fondo Rotatorio, a la identificación y ubicación de los bienes y equipos de la entidad, a la reglamentación adecuada de todos los servicios públicos que se prestan y reciben, a la publicación sistemática de información sectorial y a mejorar el ambiente del trabajo, dentro de pautas de austeridad y de seguridad industrial.

2.2. El Fondo Rotatorio

La necesidad de atender algunas actividades prioritarias de la entidad como unidad administrativa y de disponer de un mecanismo que permitiera el ágil manejo de los dineros provenientes de recaudos por liquidación de concesiones, servicios administrativos y técnicos, multas, donaciones, etc., llevó al Ministerio a poner énfasis en la reglamentación del Fondo Rotatorio, de acuerdo al artículo 70 de la Ley 1ª de 1984.

En tal sentido se expidió el Decreto Nº 349 del 31 de enero de 1986, marco reglamentario general del Fondo.

Posteriormente, por medio de la Resolución Nº 268 de 1986 se determinó el procedimiento de recaudo de multas con destino al Fondo y con la Resolución Nº 324 del mismo año se fijó el presupuesto de ingresos para la vigencia de 1986, valorado en más de 53 millones de pesos.

En corto plazo se expedirán otras resoluciones que fijen los procedimientos necesarios para la utilización de este instrumento financiero que indudablemente le da al Ministerio una fisonomía acorde con su jerarquía.

2.3. Desarrollo gerencial

Si bien es cierto que la reforma administrativa se enfocó a mejorar las condiciones físicas y económicas del personal competente de la entidad y a complementarlo con recurso humano externo, una de las inquietudes fundamentales de la administración fue la de lograr identificar conjuntamente con los ejecutivos del Ministerio los problemas y soluciones que determinaran una actitud gerencial eficaz para el cumplimiento de las funciones encargadas al Ministerio.

En tal sentido se llevó a cabo un Seminario de Desarrollo Gerencial que logró los objetivos propuestos. En este seminario se subrayó como uno de los orígenes de los problemas técnicos y administrativos de la entidad, la falta de presupuesto adecuado y que otros podrían tener solución interna mediante una actitud positiva de los funcionarios y un mayor apoyo de los directivos de la entidad.

Esta importante experiencia se extendió y particularizó a las Zonas Mineras, a las Direcciones de Asuntos Legales y de Hidrocarburos y continuará ejecutándose en las demás áreas de la entidad.

En esta actividad se ha contado con la asesoría y colaboración activa del Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA) que con la asistencia de funcionarios con amplia experiencia en estos temas, ha contribuido al logro de la eficiencia administrativa del Ministerio. Merece igualmente destacar la participación realizada por el SENA en el diseño e implementación del nuevo sistema de archivo y correspondencia, a través del cual se ha logrado implementar un sistema centralizado, adecuado, ágil y confiable, que a su vez permite el control y rápido conocimiento de los asuntos que se tramitan.

3. ENTIDADES EJECUTORAS

Además del Ministerio como entidad rectora del Sector de Minas y Energía y al que compete la función de adoptar las políticas y planes de desarrollo del mismo y velar por su normal cumplimiento, se presentan a continuación en forma esquemática los aspectos administrativos y financieros de las entidades estatales a las que corresponde ejecutar las citadas políticas y planes ya descritos en el marco integral del Sector.

3.1. Empresa Colombiana de Petróleos —ECOPETROL—

Durante 1985 se redefinió la estructura administrativa de ECOPETROL con el propósito de darle una mayor solidez institucional para el manejo de sus nuevas circunstancias. Fue así como se desarrollaron las siguientes acciones:

1. Se creó y estructuró el Instituto Colombiano del Petróleo, con el propósito de suministrar apoyo tecnológico a la industria petro-

lera y petroquímica en las áreas de exploración, explotación, procesos, transporte y afines, así como a la industria nacional, para la reducción progresiva de la dependencia externa en el área de los energéticos y conexos. Este organismo contribuirá en alto grado a la ejecución de la política general de Desarrollo Tecnológico en Hidrocarburos.

2. Se estableció la Vicepresidencia Comercial en consideración al notable incremento en la producción de crudos, esperado para 1986, lo cual modifica la condición de importadores a exportadores y resulta indispensable fortalecer la actividad de comercialización en el exterior.

3. Se estableció la Vicepresidencia de Operaciones Asociadas para atender la administración de los contratos con el creciente número de compañías Asociadas dada la magnitud de las inversiones en este campo.

En lo correspondiente a la gestión financiera de la Empresa, las actividades desarrolladas en 1985 registraron un crecimiento sin antecedentes en los activos de la Empresa, al lograrse un incremento del 100%.

En cuanto a Pérdidas y Ganancias, de la utilidad obtenida en 1984 de $ 2.868 millones, se pasó a un resultado negativo del orden de $ 25.425 millones en 1985, como consecuencia de los mayores costos por importación y la devaluación registrada, no obstante el esfuerzo realizado en las actividades industriales que originaron un crecimiento en los ingresos operacionales del 22% en comparación con el año anterior.

Al finalizar la vigencia de 1985 la nómina de ECOPETROL estaba integrada por 9.900 funcionarios activos, de los cuales 7.873 mantenían contrato a término indefinido y 2.027 a término fijo.

Aún cuando el desarrollo de la Empresa, año tras año, exige mayor actividad laboral, en 1985 la nómina de personal se redujo con respecto a la vigencia anterior en 5.1%.

3.2. Carbones de Colombia —CARBOCOL—

En el período 1982-1985 CARBOCOL logró desarrollar un plan de financiamiento que determinó la obtención de financiación por

US$ 634 millones de los países proveedores de bienes y servicios, para ser utilizados en el Proyecto El Cerrejón. Se obtuvo, igualmente, crédito comercial con bancos internacionales por US$ 70 millones.

Los anteriores recursos no fueron suficientes para el desarrollo de la inversión en ese Proyecto, viéndose obligada la empresa a buscar fuentes de financiación de corto plazo con la banca internacional (US$ 330 millones), con la EXXON (US$ 110 millones) y crédito interno equivalente a US$ 256.5 millones.

De otra parte, al finalizar 1985 se firmó un crédito por US$ 423 millones con la banca internacional, con destino a garantizar el término de las obras del Proyecto Cerrejón Zona Norte.

Durante el período 1982-1985 se han contratado créditos por US$ 1.597.5 millones, distribuidos así:

Cuadro No. 70

ENDEUDAMIENTO DE CARBOCOL

A	—	Créditos Externos	US$ Millones
		Agencias de Exportación	831.0
		Crédito Comercial a largo plazo	70.0
		Crédito Comercial a corto plazo	440.0
		Total Crédito Externo	1.341.0
B	—	Créditos Internos	
		PROEXPO	140.0
		ECOPETROL	41.8
		IFI (PROEXPO)	9.5
		Banco Ganadero	2.1
		Banco República	63.1
		Total Crédito Interno	256.5
C	—	Total Créditos Contratados en período 1982 – 1985	1.597.5

Es de resaltar el vertiginoso crecimiento de la Empresa durante los últimos cuatro años (1982-1985), con activos totales que pasaron de $ 20.3 mil millones en 1982 a $ 191.6 mil millones en 1985, es decir, que se dio un crecimiento del 843% en el período.

A pesar de que el crecimiento de los pasivos en el período 82-85 (1.165%) ha sido mayor que el de los activos, la relación de endeudamiento (78%) es aceptable internacionalmente, dado que su principal inversión, Zona Norte, no ha entrado dentro de su etapa de operación.

El índice de endeudamiento actual ha sido posible gracias al proceso de capitalización vía aportes de los tres principales accionistas de CARBOCOL (ECOPETROL, PROEXPO, IFI). Los siguientes fueron los aportes recibidos durante el cuatrenio en referencia:

Cuadro No. 71
APORTES EN CARBOCOL (Miles de Pesos)

		%
ECOPETROL	21.174.234	48.93
PROEXPO	19.980.879	46.17
IFI	2.039.465	4.71
OTROS	79.492	0.19
TOTAL	43.274.070	100.00

Todas las relaciones financieras que pueden deducirse a partir de las cifras anteriores, reflejan el crecimiento de la Empresa y su solidez financiera, aunque no se ha iniciado la etapa productiva de su Proyecto Cerrejón Zona Norte.

El período 1982-1985 ha generado una utilidad bruta total de $ 1.932.5 millones, que representa un incremento anual promedio de 115%. Sin embargo, la operación ha generado pérdidas durante los cuatro años, dado que los gastos operacionales todavía no alcanzan a ser cubiertos por las utilidades obtenidas en la venta. Esta situación es razonable, dado que hasta 1985 se iniciaron en una menor escala las ventas del Proyecto Cerrejón Zona Norte. En la medida que crezcan las ventas, hasta alcanzar el nivel máximo (7.5 millones de

toneladas en 1989), habrá una mayor absorción de los gastos operativos, y por lo tanto una generación de utilidades.

Las pérdidas en mención han sido cubiertas con ingresos no operacionales (financieros), dejando finalmente para el período 1982-1985 una utilidad neta después de las provisiones de impuestos, de $ 863.8 millones. Una parte de las mismas fue llevada a reservas para inversión ($ 396.5 millones) y la diferencia ha sido registrada en el renglón de utilidades retenidas.

Los recursos generados por la Operación durante el período 1982-1985 ascendieron a $ 1.146 millones. La contribución a esta generación en el último año representa el 75% del total del período.

Los fondos utilizados provinieron básicamente de la contratación de créditos externos de largo plazo (78.2%) y los aportes de los accionistas (20.1%).

La aplicación de los fondos se efectuó básicamente en los programas de inversión, destacándose el Proyecto Cerrejón Zona Norte (88.8%) y en el servicio de la deuda.

3.3. Compañía Carbones del Oriente S. A. —CARBORIENTE S. A.— (COLURANIO)

Las actividades de la Compañía durante el comienzo del período 1982-1986 estuvieron supeditadas y en cierta forma limitadas, por el replanteamiento de la situación del uranio en el país y en general del Sector Nuclear.

El origen del replanteamiento fue básicamente la decisión tomada por los inversionistas extranjeros de solicitar la terminación de los Contratos de Asociación, debido principalmente a la depresión del precio del uranio en el mercado internacional.

Como consecuencia de lo anterior, se realizó el estudio "Análisis y Evaluación del Sector Nuclear Colombiano" por parte del Departamento Nacional de Planeación y del Ministerio de Minas y Energía, en el cual se hacía un completo análisis de cada una de las fases que se habían venido desarrollando en la actividad uranífera, con el objeto de poseer los elementos de juicio que permitieran la más acertada definición sobre este Sector.

Dentro de las determinaciones más importantes que con base en el mencionado estudio fueron tomadas por el Ministerio y por los socios de la Compañía, se encontraba la de financiar el desarrollo de los proyectos más promisorios de uranio, de acuerdo con un plan de inversiones de $ 274 millones durante un período de cuatro años. Así mismo, se suscribió un convenio con el Instituto de Asuntos Nucleares —IAN—, en el cual se determinaba claramente las funciones que competían a cada entidad. Finalmente, se decidió estudiar la posibilidad de ampliar el objeto social de COLURANIO con el fin de participar en el desarrollo regional del carbón, mediante acuerdo con la Empresa Colombiana de Carbones —CARBOCOL S. A.—.

Atendiendo las recomendaciones del mencionado estudio y de acuerdo con el plan de capitalización aprobado, se seleccionaron a comienzos de 1984 los proyectos de California y Contratación en el departamento de Santander como los más promisorios, con base en los resultados de la actividad exploratoria desarrollada tanto por la Empresa como por las Compañías Extranjeras, anteriormente asociadas, MINATOME, AGIP y ENUSA.

Se comenzó el análisis de la ampliación del objeto social de la compañía de tal forma que pudiera iniciarse el manejo del carbón a nivel regional.

Se tuvo en cuenta, entonces, el potencial carbonífero del departamento, las buenas posibilidades del mercado en Santander al decidir un desarrollo que permitiera una garantía de suministro y, finalmente, la capacidad técnica y administrativa de la empresa para emprender las nuevas actividades.

No obstante los argumentos que en el Estudio del Sector Nuclear llevaron a proponer un programa mínimo de exploración de uranio en concordancia con la realidad económica del país, se consideró conveniente suspender la actividad del uranio hasta tanto los precios del mercado internacional presentaran mejores expectativas y mediante la ampliación del objeto social de la empresa, desarrollar otros recursos que permitan la generación de ingresos en un menor plazo. Por tal razón, se suspendió el plan de capitalización que sólo se cumplió en un 14%.

La sociedad que hasta ese entonces se había denominado Compañía Colombiana de Uranio, a partir del 7 de septiembre de 1984, se

transformó en la Compañía Carbones del Oriente —CARBORIENTE S. A.—. En consecuencia, se define nuevamente el objeto social de la entidad con el siguiente contenido:

a) La exploración, explotación, beneficio, transformación, transporte y comercialización de las reservas carboníferas existentes en el suelo y subsuelo del departamento de Santander y adquiridas bajo cualquier título.

b) Explorar, explotar, beneficiar, transformar y comercializar toda clase de minerales radiactivos y subproductos de los mismos. La producción de concentrados y demás derivados del uranio, el enriquecimiento del mismo mineral, la fabricación de los elementos combustibles nucleares, el tratamiento de los combustibles irradiados, así como el aprovechamiento, la distribución y comercialización de los productos obtenidos en cada una de estas etapas.

c) Explorar, explotar, beneficiar, transformar, transportar y comercializar las reservas de calizas, yesos y arenas silíceas existentes en el suelo y el subsuelo del Departamento de Santander y adquiridas bajo cualquier título.

Como consecuencia de la ampliación de su objeto social, la empresa inició en 1985 la preparación de los Proyectos que serían desarrollados a corto plazo en el área del carbón y que permitirían el cumplimiento de los nuevos objetivos asignados.

En este orden de ideas y con el compromiso que implica a CARBORIENTE su transformación en empresa de Carbón, se recopiló toda la información geológica existente y se elaboraron los estudios tendientes a conocer el mercado real y potencial del mineral en el Departamento de Santander, lo cual permitió establecer que al existir una garantía de abastecimiento, se motivaría la ejecución de diferentes proyectos de sustitución en los sectores industrial, eléctrico y de hidrocarburos.

Los estudios geológicos del departamento de Santander han sido preliminares en la búsqueda de yacimientos con posibilidades de desarrollo de proyectos carboníferos.

Puede decirse que las condiciones de la región en algunas zonas identificadas y el estudio de los primeros análisis lo clasifican como

un recurso potencial, razón por la cual se ha recomendado intensificar la labor investigativa con el propósito de poseer elementos de juicio necesarios para futuras decisiones en cuanto a explotación de este recurso.

En el Departamento de Santander no existe aún la Minería del Carbón pero sus posibilidades llevaron al Gobierno Nacional a decidir la utilización de la infraestructura técnica administrativa de nuestra empresa para que asumiera, de acuerdo con la Empresa Carbones de Colombia —CARBOCOL—, la exploración, explotación y comercialización del carbón en este Departamento.

De otra parte, teniendo en cuenta el carácter nacional de la empresa, así como la ampliación de su objeto social, que incluye las diferentes etapas de desarrollo del carbón, el Ministerio de Minas y Energía encomendó a esta entidad la elaboración del estudio de prefactibilidad sobre el montaje y puesta en marcha de una Planta Productora de Briquetas, entre otras razones, previendo que por ser éste un compromiso del Estado con un alto contenido social, pueda tenerse en su ejecución la participación directa de una empresa estatal. El estudio fue realizado con la asesoría del "Grupo Charbonnages de France Internacional" y sus resultados presentados al Ministerio de Minas y a ECOPETROL en septiembre de 1985.

Finalmente en el año de 1986, dentro de las actividades de investigación que iniciará en el presente año el Instituto Colombiano del Petróleo en esta ciudad, existe la posibilidad de que CARBORIENTE participe en los proyectos que tienen relación con la fabricación de combustibles con base en carbón y mediante la ampliación de su objeto social, en proyectos relacionados con algunas fuentes alternas o no convencionales de energía, lo cual permitiría a nuestra empresa un mejor y apropiado desarrollo.

3.4. Empresa Colombiana de Minas —ECOMINAS—

La Empresa Colombiana de Minas —ECOMINAS—, tiene como objetivo principal explotar y administrar los yacimientos minerales no combustibles aportados por la Nación, organizar el comercio de esmeraldas y demás piedras preciosas y semipreciosas.

La Empresa se ha visto abocada a una difícil situación financiera como consecuencia de la marcada dependencia de los ingresos

derivados de los contratos de operación de las zonas esmeraldíferas, lo cual obligó a la actual administración a buscar nuevas fuentes y a establecer otras contrataciones para exploración y explotación de los recursos mineros.

En el campo de las esmeraldas se logró refinanciación de los contratos de Reserva Especial que tenían una deuda vencida de más de $ 500 millones. Mediante el Decreto Nº 2477 de 1984 se dio agilidad a la contratación de los denominados Aportes Menores y se estipuló la reglamentación de las exportaciones, talla y comercio interno de las esmeraldas.

De igual forma la Empresa colaboró en la normalización de la producción de esmeraldas mediante el Decreto Nº 3037 de octubre de 1984.

Por otro lado se logró cristalizar la negociación con Acerías Paz del Río S. A. sobre la explotación que esta Empresa venía haciendo en los yacimientos de hierro y caliza, los cuales fueron aportados a ECOMINAS en 1980. De esta negociación se derivan importantes ingresos para ECOMINAS y para el departamento de Boyacá.

Con el fin de dar soporte a las políticas trazadas y cumplimiento a los objetivos propuestos, se hizo una reforma administrativa que conjugada con la austeridad en el gasto público y eficiente utilización de recursos humanos, ha dado excelentes resultados.

3.5. Instituto Colombiano de Energía Eléctrica —ICEL—

El Instituto ha llevado a cabo en los últimos años una política de austeridad en cuanto a sus ingresos y gastos, la cual se puede resumir así:

— Ha ejecutado las inversiones prioritarias y aquellas que tienen financiación de entidades extranjeras.

— Referente a los recaudos por ventas de energía en bloque a las Electrificadoras, les ha fijado pautas de control y plazos para que las filiales cancelen oportunamente.

— Con respecto a los gastos de funcionamiento, el Instituto se ha regido por los decretos expedidos por el Gobierno Nacional para

el pago de sueldos y salarios y la congelación de la planta de personal.

Con la entrada en vigencia del Decreto Nº 1790 de 1985, se estableció formalmente la nueva estructura orgánica del Instituto y se determinaron las funciones de sus respectivas dependencias.

La nueva estructura orgánica contempla la incorporación de la Central Termoeléctrica de Tasajero, lo que implica un incremento en la planta de personal del Instituto de 219 funcionarios, que serán los encargados de garantizar el adecuado funcionamiento de la Central.

Concordante con la anterior modificación se creó la Subgerencia de Operaciones, la División de Generación y Transmisión, el Centro de Control y Territorios Nacionales y la Sección de Bienes.

3.6. Interconexión Eléctrica S. A. —ISA—

La actividad de Interconexión Eléctrica S. A. —ISA—, durante el período 1982-85 se distingue por un enorme esfuerzo para avanzar dentro del riguroso programa de ajuste económico emprendido por el país. La Empresa, como en conjunto el sector eléctrico, absorbió los impactos del proceso de devaluación acelerada del peso colombiano, principalmente en el último período, los mayores impuestos y aranceles a las importaciones y las demás restricciones que debieron imponerse, sin que ellos pudieran ser compensados con incrementos tarifarios sustanciales, que habrían repercutido en la política de control de la inflación.

A pesar de esto, los resultados financieros de la empresa muestran una normalización de la Cartera al revertirse la tendencia de altos incrementos que se presentaban en años anteriores en las cuentas por cobrar por venta de energía.
Esta acción, complementada por una ejecución y programación adecuada de inversiones, determinan una importantísima disminución en los requerimientos financieros.

En la parte estrictamente administrativa, la gestión se orientó hacia la optimización de los recursos mediante acciones encaminadas a un empleo más racional del personal, incluyendo la simplificación y modificación de los procedimientos administrativos y los adecuados incentivos para la mayor eficiencia laboral.

Por otro lado, se logró la institucionalización del Comité de Gestión Comercial del Sector Eléctrico que tiene como metas principales desarrollar un sistema de información comercial para el sector y adelantar programas de compras conjuntas para obtener importantes economías y fortalecer la capacidad de negociación.

3.7. Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica —CORELCA—

El diagnóstico efectuado luego de revisar el informe de operación entre 1982 y 1985, muestra que en la actualidad la Empresa genera en sus plantas térmicas de Barranquilla, Cartagena, Guajira y Ballenas, cerca del 70% de la energía consumida por la Costa Atlántica. El 30% restante es aportado por la generación de las electrificadoras y por las compras de energía al Sistema ISA.

En cuanto a los intercambios de energía debe resaltarse el hecho de que el Sistema de la Costa Atlántica sirvió de considerable soporte de generación al Sistema Eléctrico Nacional durante el período comprendido entre 1983 y el verano de 1984, lo que se tradujo en unas cifras importantes de ventas de energía. Posteriormente y con la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica de San Carlos, CORELCA pasó a recibir energía hidráulica.

En cuanto se refiere a la gestión administrativa y financiera de la Empresa durante este período, se dieron también resultados positivos conforme a los siguientes aspectos:

— El incremento obtenido en la utilidad del ejercicio del año 1985 con respecto al año 1982 fue de 4.000 millones de pesos, lo que contribuyó a la capitalización de la Empresa.

— Durante el período analizado se contrataron recursos de importante cuantía con la banca y proveedores extranjeros, requeridos para la financiación de los diversos programas de inversión. Los créditos referidos fueron otorgados por entidades financieras como The Bank of Tokyo, The Export-Import Bank of Japan, Banco Mundial, Banque Nationale de París, Export-Import Bank of the United States, K.F.W. de Alemania, Banco de Bogotá de Panamá, Lloyds Bank International, The Royal Bank of Canadá, Skandinaviska Enskilda Banken, The Mitsubishi Bank, Unión de Bancos Suizos y por proveedores extranjeros tales como

Vsesojuznoje Objedinenie Energomachexport, Sulzer Freres, Siemens y Brown Boveri.

En resumen, durante el período 1982-1985, CORELCA suscribió créditos externos en distintas monedas por un equivalente aproximado de US$ 240 millones.

— En la financiación de los recursos de crédito interno, fue de relevante importancia el apoyo otorgado por la Financiera Eléctrica Nacional al Sector Eléctrico en general. A CORELCA, en particular, la FEN le aprobó cupos de crédito por valor de $ 5.930 millones para ser redescontados a través de Bancos y Corporaciones Financieras Nacionales y el equivalente de US$ 37.2 millones como préstamo directo con recursos de la cofinanciación BIRF-Bancos Comerciales.

— Los compromisos adquiridos por la Empresa tanto en moneda extranjera como local, se reflejan en el incremento de sus pasivos, que actualmente alcanzan los $ 81.442 millones. Los activos, por su parte, fueron valorizados a diciembre 31 de 1985 en $ 124.959 millones, evidenciando un incremento del 221% con respecto a su valor en el año 1982.

— El incremento patrimonial logrado por la Empresa al finalizar 1985 constituye un buen índice para juzgar su capacidad futura de progreso autosostenido, a pesar de las enormes dificultades que acarrea el alto servicio de la deuda y de la necesidad de hacer frente a nuevos proyectos de inversión en el corto plazo. El mejoramiento patrimonial obedece, principalmente, al proceso de capitalización del Gobierno y a los rendimientos favorables en el período analizado.

— Del total de los presupuestos ejecutados durante el período 1982 1985, el 45% se destinó a inversiones y solamente un 19% a gastos de operación, dedicándose al 36% restante a la cancelación del servicio de la deuda.

— En lo referente a la gestión administrativa, vale la pena resaltar la creación de la Subdirección de Planeación para garantizar la programación cuidadosa de la Empresa, necesaria para el cumplimiento oportuno de su delicada responsabilidad social.

Entre las realizaciones de este período es de resaltar la destacada participación cumplida por CORELCA en el proceso de gestión

administrativa del desarrollo regional, que si bien es ajena a sus funciones específicas, ha servido para demostrar el efectivo liderazgo institucional que la región le reconoce. Por expresa designación del señor Presidente de la República, la Empresa asumió desde enero de 1983, la responsabilidad de coordinar la elaboración de un Plan de Desarrollo Económico y Social para la Costa Atlántica, promoviendo con el mayor éxito, un efectivo proceso de concertación y de diálogo con la comunidad para materializar una antigua aspiración de su dirigencia: la descentralización de la planeación y la autogestión del desarrollo regional.

Al servicio de esta trascendental iniciativa, CORELCA proporcionó los medios organizativos y económicos requeridos y, luego de meses de intensivo esfuerzo, con los gobiernos seccionales, gremios de la producción y universidades, se elaboró el documento final del Plan, entregado al Gobierno Nacional el 2 de diciembre de 1983 en la ciudad de Riohacha.

Dentro de ese mismo contexto, CORELCA actuando como entidad coordinadora y con la participación de las Oficinas de Planeación, las Cámaras de Comercio y los Parlamentarios de la Costa Atlántica, colaboró en la elaboración del Proyecto de Ley que fue presentado a consideración y aprobado por el Congreso de la República, que contiene las bases legales para la creación de un Ente Regional, el cua se encargará de administrar y ejecutar el desarrollo de los programas de inversión contemplados en el Plan de Desarrollo de la Costa Atlántica.

La impresión de este libro se terminó el día 15 de julio de 1986, en los Talleres Gráficos de EDITORA GUADALUPE LTDA.
Bogotá, D. E. – Colombia

DE EVOLUCION

000089

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
01000674
BIBLIOTECA

energía y minas para el progreso social : Memoria al congreso nacional 1982-1986 / Ivan duque

333.79 D946e Ej.1