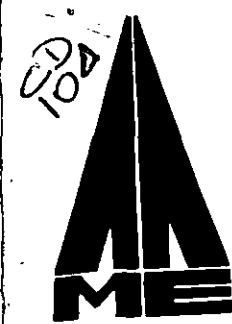


**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA**

**BASES PARA UN PLAN ENERGETICO NACIONAL**

**1977**



333.7932  
C7186  
Ej.1

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

*Para  
Edgar González G.*

**Bases para un plan  
energetico nacional**

BOGOTA - OCTUBRE 1977

## PRESENTACION

*En general los informes al Congreso presentan una relación de las actividades del Ministerio en el último año, y las estadísticas que reflejan la situación del sector a cargo del Ministerio. En esta ocasión he considerado más útil hacer una presentación no del pasado sino del futuro del sector de energía. Los principales documentos que reflejan la actividad del Ministerio en 1977 y las estadísticas del sector se han publicado en el Boletín de Minas y Energía.*

*En este informe se describe la situación actual del sector energético, y se esboza un plan de desarrollo de largo plazo. El documento es un borrador para discusión y su propósito es plantear una solución global al problema de la energía. Su originalidad radica en mostrar la interrelación entre las diferentes fuentes de energía y en el planteamiento de que los proyectos de desarrollo de un sector, como el eléctrico, tendrán que tomar en cuenta los desarrollos en otros sectores, como los de la industria del carbón o la industria del petróleo.*

*El esquema que se presenta tiene el propósito de sugerir qué políticas puede seguir el país en los diferentes sectores para garantizar que en lo que resta del siglo se pueda suministrar la energía demandada al menor costo posible. La segunda meta del plan es lograr que el sector energético no se constituya en una pesada carga para la balanza de pagos, dentro del supuesto de que aún un crecimiento dinámico en las exportaciones, excluyendo las tradicionales y mineras, no alcanzará a generar los recursos de cambio externo que requiere una alta tasa de crecimiento de la economía, en el caso de que a la demanda tradicional de importaciones se adicione importaciones masivas de hidrocarburos.*

*Digo que el documento es un borrador porque no es posible en este primer intento tener en cuenta todas las fuentes que se requiere considerar para intentar minimizar el costo del suministro de energía. Para lograr esto se necesita más información de la que pudimos allegar en pocos meses, y sería necesario utilizar modelos económicos como el que se describe en el apéndice para obtener resultados cuantitativos congruentes. Como no hubo tiempo para experimentar con modelos de este tipo, las conclusiones pueden parecer excesivamente vagas.*

*En el informe tampoco se tratan temas que, aunque influyen sobre la situación energética, no se incluyen en general dentro del radio de acción del Ministerio de Minas y Energía. Por ejemplo, no se analizan las decisiones que se han tomado dentro del marco del Grupo Andino sobre programación de la industria automotriz y que tienen la más profunda influencia sobre nuestro futuro energético. La tesonera labor del Presidente López y de los Ministros Indalecio Liévano, Rodrigo Botero, Jorge Ramírez y Diego Moreno desde el comienzo de este Gobierno, determinó que a Colombia se le asignarán automotores de menos de 1500 cc de cilindrada, lo cual garantiza una estructura deseable para la industria automotriz en el futuro. Diferente sería nuestra situación energética, si hubieramos creado las condiciones para el montaje de una industria dedicada a producir gran-*

des automotores que obviamente consumen mucha gasolina. En desarrollo de la política implícita en el programa automotriz, el Gobierno prohibió recientemente la importación de automóviles de más de seis cilindros y la de automóviles para el sector oficial con capacidad superior a 2.000 cc. Todas estas medidas son concordantes con un programa de ahorro de combustible.

Tampoco se discuten en detalle los ahorros de derivados del petróleo logrados por la iniciación del transporte del Gas de la Guajira a las industrias de Cartagena y Barranquilla. El gasoducto de la costa, promovido por los Ministros Juan José Turbay y Jaime García Parra, fue el inicio de un ambicioso programa de sustitución de hidrocarburos. Las líneas de interconexión de la costa, como la que conecta a Sabanalarga con Valledupar, y la futura línea del interior a la costa también tienen el propósito de sustituir el consumo de hidrocarburos por la generación de hidroelectricidad, programa que además de ahorrar divisas tendrá el efecto de suministrarle energía a la zona Norte del país. La firma con la Unión Soviética del convenio para la construcción del proyecto hidroeléctrico del Alto Sinú es un paso más en el empeño de llevar la hidroelectricidad de bajo costo a la Costa Atlántica.

Los ajustes de precios y tarifas de energía efectuados durante este gobierno, y la eliminación de la tasa de cambio petrolera, también fueron medidas de trascendental importancia para lograr un consumo racional de las diferentes fuentes de energía. Una política de precios que refleje los costos reales de las diferentes alternativas energéticas tiene que ser espina dorsal de cualquier programa de desarrollo para el sector.

Otra política importante dentro del programa de ahorro de petróleo que se puso en marcha con la efectiva colaboración del Ministro de Desarrollo, Diego Moreno, y en base a estudios en que colaboraron activamente John Naranjo y Antonio Urdinola, es la de dieselización del parque automotor de servicio público. Dicha política, que ya se refleja en los programas de ensamble de la Superintendencia de Industria y Comercio, promueve el uso de vehículos con motor diesel, los cuales son más eficientes en términos de consumo de derivados del petróleo por kilómetro recorrido.

La demanda de largo plazo de energía va a depender del tipo de desarrollo urbano que tenga el país. La actual libertad absoluta en el uso de la tierra en las ciudades es un esquema intensivo en el uso de hidrocarburos, y por lo tanto ineficiente para Colombia. La política de desarrollo regional y urbano planteada en "Para Cerrar la Brecha", al contrario, lleva implícito el ahorro de combustible. Se proponen ciudades peatonales, en las cuales el sitio de trabajo sea cercano a la vivienda y a los servicios sociales como escuelas, puestos de salud y centros de recreación. Por otra parte se fomenta la densificación, y el desarrollo de ciudades intermedias, que implican menos utilización de transporte a base de gasolina. Para lograr estas metas se crearon varias empresas de desarrollo urbano con el fin de llevar a cabo programas integrados como los descritos, y se presentó al Congreso el proyecto sobre "Cinturones Verdes Urbanos", política que tiene el propósito de densificar y racionalizar nuestras ciudades.

Los desarrollos recientes en las industrias: petrolera, de carbón, de gas y de electricidad sí se describen con algún detalle en el texto.

Finalmente, vale la pena anotar que el énfasis que le da este informe a las fuentes no convencionales de energía se debe al entusiasmo que le han dedicado Jorge Zapp, Paolo Lugari y José Fernando Isaza, a convencer a los escépticos como nosotros de la importancia de estos campos de investigación para Colombia, a través de la demostración práctica de nuevas tecnologías en el Centro Experimental Gaviotas.

Al presentar esta Memoria a las Honorables Cámaras Legislativas, nos satisface especialmente testimoniar nuestro hondo reconocimiento y admiración al Señor Presidente Alfonso López Michelsen, quien debe ufanarse de haber hecho posible el renacimiento de la Industria Petrolera y Minera durante su Mandato, y el haber enfrentado con éxito la iniciación de una crisis energética.

Nos complace asimismo, consignar nuestra gratitud hacia los funcionarios del Ministerio y de las entidades adscritas que tan efectivamente colaboraron en este informe. Nos obstante, las conclusiones, que frecuentemente son controversiales, son personales y en algunos casos no reflejan la opinión de todas las personas que participaron en el estudio. Por eso el título del trabajo es Base para un Plan Energético, y en ningún momento se puede considerar como un Plan de Gobierno. El propósito del informe es el de dar a conocer al Congreso y a la opinión pública un problema y estimular la discusión de un conjunto de soluciones que pueden o no ser razonables.



MIGUEL URRUTIA MONTOYA  
MINISTRO DE MINAS Y ENERGIA

Octubre de 1977.

## ENTIDADES Y FUNCIONARIOS QUE COLABORARON EN LA OBRA

El presente trabajo se llevó a efecto bajo la iniciativa y dirección del señor Ministro de Minas y Energía, doctor Miguel Urrutia Montoya. Fué iniciado el 10. de julio de 1.977 y se terminó el 17 de octubre del mismo año. La coordinación de los grupos de trabajo estuvo a cargo del doctor Francisco Chona.

Es preciso destacar la colaboración de las siguientes personas:

- 1.- Sector de Hidrocarburos: Juan Francisco Villarreal, Angel María Díaz, Bernardo Taborda, Orlando Cabrales, Alberto Del Castillo, Francisco Chona, Manuel Upegui, Enrique Lee, Jorge Martínez y Darío Londoño de ECOPE-TROL.
- 2.- Sector Eléctrico: Germán Jaramillo, Pedro Trillos, Alvaro Ochoa y Héctor Hernández de ISA. Tomás Held y Raul Serna de ICEL. Guillermo Mejía del Departamento Nacional de Planeación. Jacobo Acosta y Alfredo Acosta de CORELCA. Enrique Rodríguez, María del Rosario de Restrepo, Edgar Sánchez y Clara Cubillos de MINENERGIA.
- 3.- Sector Carbón: Hernán Garcés de CARBOCOL. Michel Hermelín, Francisco Zambrano y Luis Jorge Mejía de INGEOMINAS. Cecilia de Sierra, Jairo Duarte, y Erlando de La Peña de MINENERGIA.
- 4.- Sector Fuentes No Convencionales: Carlos Martínez, Alfredo Navarro y Horacio Uribe de ECOPE-TROL.
- 5.- Energía Nuclear: Ernesto Villarreal y Jaime Toro del IAN. Carlos Martínez de ECOPE-TROL.
- 6.- Modelo Energético Nacional: Coordinación: Francisco Chona.  
  
Elaboración: Clemente Mendoza, Manuel Vargas y Alfredo Hurtado de ECOPE-TROL.
- 7.- Edición: Coronel (r) Diego Manrique Pinto, Publicaciones Minenergía.
- 8.- Composición e Impresión: 1a. y 2a. Parte, Talleres Publicaciones Minenergía. 3a. y 4a. Parte, Talleres Ingeominas.
- 9.- Carátula y Encuadernación: Taller Ingeominas.

INDICE

BASES PARA UN PLAN ENERGETICO NACIONAL

PAGINA

PRIMERA PARTE

EL SECTOR DE HIDROCARBUROS

CAPITULO I.	
EXPLORACION Y EXPLOTACION DE PETROLEO EN COLOMBIA. ....	11
CAPITULO II.	
POLITICA DE SUSTITUCION DE IMPORTACIONES DE PETROLEO. ....	43
CAPITULO III.	
EL GAS COMO FUENTE ENERGETICA. ....	57
CAPITULO IV.	
LA REFINACION DE PETROLEO EN COLOMBIA. ....	77
CAPITULO V.	
PROYECCION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE POR OLEODUCTOS HASTA 1.990. ....	87
CAPITULO VI.	
LOS ENERGETICOS PARA CONSUMO DOMESTICO. ....	129

SEGUNDA PARTE

EL SECTOR ELECTRICO

INTRODUCCION. ....	149
CAPITULO VII.	
INVENTARIO DE RECURSOS HIDROELECTRICOS. ....	151
CAPITULO VIII.	
PROYECCION DE OFERTA Y DEMANDA DEL SECTOR ELECTRICO	159
CAPITULO IX.	
TRANSMISION, DISTRIBUCION Y ELECTRIFICACION RURAL. ....	185
CAPITULO X.	
SITUACION FINANCIERA DEL SECTOR ELECTRICO. ....	189

TERCERA PARTE

EL SECTOR DEL CARBON

INTRODUCCION.....	206
CAPITULO XI. NIVEL DEL CONOCIMIENTO EXPLORATORIO DE LAS CUENCAS...	208
CAPITULO XII. SITUACION JURIDICA DE LOS YACIMIENTOS.....	210
CAPITULO XIII. PRODUCCION ACTUAL DE CARBON.....	214
CAPITULO XIV. PERSPECTIVAS DE DESARROLLO PARA EL SECTOR.....	222
CAPITULO XV. INFRAESTRUCTURA.....	238
CAPITULO XVI. PROYECTOS DEL GOBIERNO.....	246
CAPITULO XVII. CONCLUSIONES GENERALES.....	252

CUARTA PARTE

RECURSOS ENERGETICOS NO CONVENCIONALES

CAPITULO XVIII. INTRODUCCION.....	256
CAPITULO XIX. FISION Y FUSION NUCLEAR.....	270
CAPITULO XX. ENERGIA SOLAR.....	300
CAPITULO XXI. METANOL Y ETANOL: COMPONENTES Y/O SUSTITUTOS DE LA GASOLINA MOTOR.....	308
CAPITULO XXII. OTRAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGIA.....	326
APENDICE: MODELO ENERGETICO NACIONAL....	336
GLOSARIO DE SIMBOLOS Y SIGLAS.....	346

PRIMERA PARTE

EL SECTOR DE HIDROCARBUROS

EXPLORACION Y EXPLOTACION DE PETROLEO EN COLOMBIA

CONCEPTOS BASICOS

La experiencia universal ha demostrado que el petróleo, por su carácter orgánico, se encuentra única y exclusivamente en lo que geológicamente se denominan cuencas sedimentarias, o sea aquellas zonas de la corteza terrestre constituida por rocas que se han formado por depositación de material detrítico derivado de otras rocas y de restos orgánicos.

Fuentes autorizadas estiman que el petróleo proviene de menos del 50/o de la materia orgánica depositada con los sedimentos.

Ahora bién, para que en una cuenca sedimentaria haya petróleo, se requieren, entre otras, tres condiciones esenciales, a saber:

1. Que haya rocas generadoras (generalmente arcillas)
2. Que haya rocas almacenadoras (areniscas y calizas)
3. Que exista un sello, para que el petróleo no escape a la superficie (generalmente, una capa de arcilla).

También la experiencia indica que los depósitos de petróleo y gas suelen encontrarse en ciertas trampas geológicas, tales como anticlinales y monoclinales, generalmente fallados, domos, inconformidades, lentes y cuñas estratigráficas.

Así, pues, el petróleo y/o el gas contenidos en una trampa geológica es lo que se llama un yacimiento de hidrocarburos.

ETAPAS DE LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA

Se entiende por exploración, hablando de hidrocarburos, el conjunto de actividades orientadas a descubrir yacimientos de petróleo o gas.

Tales actividades se dividen generalmente en dos grupos, a saber:

- A. Exploración superficial y
  - B. Perforación.
- A. Exploración Superficial

En esta fase de la exploración se han empleado, tradicionalmente, dos herramientas principales que son: La geología de superficie y la geofísica. Debería agregarse una tercera herramienta: La gequímica.



## Geología de Superficie

Como su nombre lo indica, esta herramienta de la exploración aprovecha los afloramientos, o exposiciones superficiales de las rocas sedimentarias, para determinar ciertos parámetros, tales como clase de rocas, edad, inclinación o buzamiento, contactos estratigráficos y fallas. Mediante la interpretación de tales datos, el geólogo puede definir la clase de estructuras geológicas presentes en el área bajo estudio y decidir si se trata o no de estructuras de interés petrolífero (prospectos).

Para estudios regionales, la geología de superficie emplea como herramienta auxiliar la fotogeología, que consiste en hacer interpretaciones geológicas con base en fotografías aéreas. También se emplea el radar aéreo y la información geológica suministrada por satélites.

## Geofísica

Cuando no hay manifestaciones superficiales de las rocas del subsuelo, como en el caso de áreas planas cubiertas por sedimentos recientes o por la capa vegetal, o como en el caso de las áreas submarinas, la única técnica de exploración superficial que puede darnos una idea de las estructuras geológicas del subsuelo es la geofísica. En geofísica existen tres herramientas de exploración que son las siguientes: Magnetometría, Gravimetría y Sismografía.

### a). Magnetometría

Entre los métodos de investigación geofísica, los mapas detallados del campo magnético de la tierra son útiles para guiar al geofísico con respecto a la estructura de la porción de la corteza terrestre que contiene apreciables cantidades de minerales ferromagnéticos. Las rocas cristalinas de origen ígneo, tales como el granito, el basalto y el gabro, son lo suficientemente magnéticas para influenciar el campo magnético de la tierra por encima de su superficie, aún en regiones donde tales rocas están enterradas bajo un gran espesor de rocas sedimentarias.

En general, la mayor parte de las rocas sedimentarias son prácticamente no magnéticas, y debido a ello las anomalías magnéticas son determinadas, principalmente, por la distribución, profundidad y actitud de las rocas del basamento. El interés del geofísico y del geólogo en determinar la configuración de las rocas del basamento está en el hecho de que en muchos casos las estructuras sedimentarias están asociadas con levantamientos del basamento.

Hoy en día, la técnica de la magnetometría se ha perfeccionado mucho. Los magnetómetros han alcanzado una gran sensibilidad (del orden de .01 gamas), y los equipos de registro son de alta fidelidad, tanto los analógicos como los digitales. Normalmente, la magnetometría actual se hace en levantamientos aéreos, con los que se logran grandes volúmenes de producción y por consiguiente los costos unitarios se reducen a un mínimo. El costo de un levantamiento aeromagnético puede estimarse, con gran aproximación, en US\$ 20 por kilómetro.

### b). Gravimetría

El gravímetro permite establecer la posibilidad de que existan estructuras

geológicas en el subsuelo, tales como anticlinales, monoclinales, fallas, etc. Tales estructuras se manifiestan gravimétricamente por medio de anomalías de diversas clases, como cierres positivos de cierta extensión y relieve, cambios de gradiente. El costo de un levantamiento gravimétrico terrestre puede estimarse en US\$ 200 por kilómetro.

### c). Sismografía

La sismografía es, hasta el presente, la herramienta de exploración superficial más eficiente que ha producido la técnica, por cuanto es la de mayor poder de resolución, es decir, la que permite obtener una idea más clara y definida acerca de las estructuras geológicas del subsuelo, tales como anticlinales, sinclinales, fallas, inconformidades y cuñas estratigráficas. El método sísmico se ha empleado con igual éxito en levantamiento terrestres como marinos. Debido a las condiciones de operación, los levantamientos terrestres son mucho más costosos que los marinos.

Un levantamiento sísmico terrestre normal puede costar entre 3.000 y 4.000 dólares por kilómetro, en promedio, mientras que un levantamiento marino similar costaría aproximadamente 400 dólares por kilómetro.

Existen diversas técnicas para la investigación sismográfica. El principio básico consiste en la generación de una onda de tipo acústico, la cual puede ser producida por explosivos, si el registro se efectúa en el continente o por pulsaciones si se realiza mar adentro. Estas ondas se propagan a través de la corteza terrestre y a su vez son reflejadas nuevamente a la superficie; allí, por medio de receptores de alta sensibilidad se detectan y registran. La velocidad de propagación o reflexión de las ondas guarda estrecha relación con la composición y conformación de las diferentes capas de la corteza terrestre.

### d). Geoquímica

Como podrá observarse, todos los métodos de exploración superficial mencionados hasta ahora están orientados a detectar o a definir estructuras geológicas del subsuelo, pero ninguno de ellos tiene una relación directa con la existencia de hidrocarburos. Es necesario, entonces, agregar una tercera herramienta de exploración superficial que se relacione directamente con los hidrocarburos y esa herramienta es la geoquímica.

La exploración geoquímica para petróleo se fundamenta en el hecho, comprobado experimentalmente, de que los yacimientos petrolíferos dejan escapar constantemente a la superficie algunos hidrocarburos, bien sea en estado gaseoso, o en estado líquido, los que, finalmente, se pierden en el aire por evaporación pero dejan impregnado el suelo de muestras o trazas de hidrocarburos cuya concentración se puede medir, gracias a la alta precisión de los instrumentos con que cuenta la geoquímica moderna. Las mediciones geoquímicas permiten elaborar mapas de concentración de distintos tipos de hidrocarburos y, según las anomalías que se presenten, se puede establecer si determinada área es prospectiva para gas o para petróleo, o si no lo es.

Según conceptos autorizados, la prospección geoquímica es más eficiente y confiable en el fondo marino de las plataformas continentales que en levantamientos terrestres, por la ambigüedad inherente a estos últimos. El costo de la explora-

ción geoquímica en el mar se estima en US\$ 50 por kilómetro.

Tenemos, entonces, que los métodos superficiales de prospección petrolífera, en conjunto, si se los emplea adecuadamente, están en capacidad de localizar rasgos o accidentes geológicos con perspectivas petrolíferas, determinar su extensión superficial y la profundidad a la cual se encuentran. Es decir, la exploración superficial, valiéndose de la geología, la geofísica y la geoquímica, define los prospectos petrolíferos.

Es obvio entonces que para cualquier programa de exploración de hidrocarburos se requerirá una inversión previa importante en exploración superficial para definir los prospectos atractivos de perforación. Dada la importancia de estas investigaciones para cualquier desarrollo de la industria petrolera en el país, es fundamental fomentar y acelerar dicha actividad. Por otra parte la falta de investigación de este tipo puede constituirse en la principal barrera para emprender un programa ambicioso de exploración con taladro.

## B Perforación

Hasta el presente, el único medio seguro para determinar la existencia comercial de petróleo es la perforación de pozos, pero debe tenerse en cuenta que dicha perforación es, también, la herramienta de exploración más costosa. El costo de un pozo exploratorio, en Colombia, puede estimarse entre 1.3 a 2 millones de dólares en promedio.

Una sana y eficiente política exploratoria nos indica que, antes de tomar decisiones sobre la perforación de pozos exploratorios en determinada área, deben definirse primero los prospectos, mediante el empleo de los métodos de exploración superficial ya descritos, disminuyendo así al máximo los riesgos.

Se entiende por pozo exploratorio aquel que se perfora con el propósito de comprobar la existencia de hidrocarburos en una área totalmente desconocida o con cierto grado de conocimiento. Por tanto es conveniente comentar a cerca de la subdivisión en que están clasificados los pozos exploratorios. Se acepta universalmente la clasificación "Lahee", la cual, en lo que respecta a pozos exploratorios los clasifica en:

Poso A - 3: Exploratorio propiamente dicho, perforado en un área completamente desconocida ("Wild cat").

Poso A - 2: Exploratorio, para investigar yacimientos superiores o inferiores al descubierto por un pozo A - 3.

Poso A - 1: Exploratorio para investigar extensión horizontal del yacimiento descubierto por un pozo exploratorio A - 3

El resultado positivo de un pozo exploratorio A - 3, está íntimamente relacionado con el concepto de reservas probables, las cuales se estiman a partir de los datos suministrados por el pozo productor, junto con la combinación de factores geológicos y geofísicos. Es a partir de los pozos exploratorios A - 1 y A - 2, mediante los cuales se define la magnitud, tanto horizontal como vertical,

de las reservas descubiertas. Estos pozos dan una idea bastante aproximada de las reservas probadas

La historia del petróleo en Colombia se inicia con la llamada Concesión De Mares. El señor Roberto De Mares presentó, el 8 de Agosto de 1.905, al Ministerio de Obras Públicas una petición sobre privilegio, por el término de 50 años, para explotar las fuentes de petróleo y las minas de asfalto y de carbón que descubriera en las regiones del Carare y del Opón. El 28 de Noviembre de 1.905 se celebró el contrato respectivo con el señor De Mares.

Entre los deberes del contratista figuraba que "el concesionario se compromete a organizar una compañía con capital suficiente para la explotación en grande escala de los pozos de petróleo que se encuentren en los terrenos baldíos de la Nación, dentro de los siguientes linderos: "Desde la desembocadura del Río Sogamoso en el Magdalena; este río arriba hasta la desembocadura del Río Carare. Este río arriba hasta el pie de la cordillera Oriental y de aquí, siguiendo por el pie de la cordillera, hasta el Río Sogamoso y este río aguas abajo hasta el primer lindero citado".

El señor De Mares fracasó en su empresa y el Gobierno Nacional se vió obligado a caducar el contrato, el 22 de Octubre de 1.909. Habiendo comprobado el concesionario la existencia de fuerza mayor que le impidió el cumplimiento del contrato, fué suspendida la resolución de caducidad el 17 de Mayo de 1.915. Dicha suspensión implicaba el comienzo de trabajos de exploración y explotación, fijados por el contrato, en el término de 12 meses. En Octubre de 1.915 se iniciaron los estudios geológicos de la región y en Junio de 1.916 comenzaron los trabajos de perforación. El primer pozo se llamó Infantas No. 1, y alcanzó una profundidad de 860 pies, mediante un equipo de percusión y rotatorio combinado. Con este mismo equipo se perforó el pozo No. 2 que fué el descubridor del campo, y que fué llevado hasta una profundidad de 1.520 pies. El pozo entró en producción el 20 de Abril de 1.918, con un rendimiento de 2.000 barriles por día.

El señor De Mares, para adelantar los trabajos anteriores, había celebrado un contrato con los señores J. C. Trees, G. W. Crawford y M. L. Benedum, capitalistas de Pittsburg, Pensilvania, Estados Unidos. Dicho contrato fué perfeccionado el 17 de Mayo de 1.916. Tales señores organizaron la compañía Tropical Oil Company, sociedad anónima, de acuerdo con las leyes del Estado de Delaware de los Estados Unidos. La compañía pagaba como regalía el 10% del producto bruto extraído, deduciendo el petróleo consumido en la explotación. De Mares transfirió a la Tropical sus derechos de concesión el 25 de Agosto de 1.921.

En el contrato se estipuló que la compañía aceptaba, en general, las cláusulas del modelo de póliza que se acostumbra para la explotación de mineralés de carbón, guanos o nitratos, azufre y hierro y que en su artículo 10 expresaba: "A la expiración, por cualquier causa y en todo tiempo, de este contrato, quedarán de propiedad de la nación, a título gratuito, todas las obras, edificios, máquinas, aparatos, herramientas y, en general, todos los elementos de explotación y medios de comunicación empleados por el contratista, en el estado en que se encuentren". El contrato terminó a los 30 años de explotación comercial, el 25 de Agosto de 1.951, y pasó a manos de la Empresa Colombiana de Petróleos, que explota actualmente los campos de De Mares a nombre del Gobierno.

Posteriormente, y en forma similar, han revertido al estado las concesiones Barco, Cicuco y Violo de la antigua Colombian Petroleum Company y las concesiones San Pablo, Yondó, Cristalina y Cantagallo, de la Compañía Shell.

La tabla No. 1 presenta las concesiones revertidas al Estado junto con sus extensiones. La tabla No. 2 muestra las concesiones vigentes en Colombia y la tabla No. 3 los contratos de Asociación entre Ecopetrol y otras compañías petroleras a Junio 30 de 1.977.

A partir del descubrimiento del yacimiento "Infantas - La Cira", mediante el cual se efectuó el primero y más grande aporte de reservas, estimadas hoy en una cifra superior a los 800 millones de barriles de petróleo equivalente, se aprecia en la década de los 20, cierto incremento en la actividad exploratoria, llegando en 1.928 a un máximo de 12 pozos. Esta actividad decae en la década de los treinta y vuelve a tomar impulso a partir de comienzos de los años 40, hasta alcanzar su máximo nivel en 1.959 con un total de 54 pozos exploratorios. La figura 1 muestra la actividad exploratoria desde el punto de vista histórico así como los resultados obtenidos con respecto al número de campos y a la magnitud de las reservas descubiertas. La tabla No. 4 sintetiza la historia exploratoria Colombiana, agregando los pozos exploratorios perforados en períodos de cinco años, discriminados en pozos A-1, A-2 y A-3.

Estos 902 pozos exploratorios han descubierto 2.750 millones de barriles de petróleo y 6.575 billones de pies cúbicos de gas, lo cual totaliza en términos de petróleo equivalente un volumen de 3.884 millones de barriles.\* Lo anterior implica un descubrimiento histórico promedio de 4.3 millones de barriles por cada pozo exploratorio perforado.

#### Legislación

Uno de los estatutos más conocidos que se han dictado en el país en materia de petróleo fue la Ley 37 de 1.931, conocida con el nombre de "Ley del Petróleo". Principia por dar una definición del petróleo, y reglamenta a continuación todas las actividades de la industria, como la exploración superficial, la exploración con taladro, la explotación, el transporte por oleoducto, la refinación y la distribución. Posteriormente sufrió dicha ley varias modificaciones, especialmente por las leyes 160 de 1.936 y 18 de 1.952. En 1.953 se expidió, por medio del Decreto No. 1066, el estatuto que se conoce hoy como el "Código de Petróleos", el cual rige en la actualidad con las siguientes modificaciones:

a.— La Ley 10 de 1.961, que cambió sustancialmente las condiciones para el Contrato de Concesión e introdujo algunas innovaciones en el tratamiento de la industria. Estableció un registro de la propiedad privada del petróleo, señalando áreas máximas y mínimas de los contratos; estableció el pago de cánones superficiales en dólares, lo mismo que las cauciones de los contratos, y de manera especial estableció la devolución de lotes en los contratos en explotación, y sometió a régimen de licitación las áreas devueltas.

\* Para efectuar esta conversión se supuso que un barril de petróleo era equivalente a 5.8 millones de BTU'S y 1 pie cúbico a 1.000 BTU'S.

TABLA No. 1

CONCESIONES REVERTIDAS AL ESTADO  
Y ADMINISTRADAS ACTUALMENTE POR ECOPETROL (JUNIO 30/77)

Cuenca	Nombre de la Concesión	Extensión en Hectáreas
Bajo Magdalena	Cicuco	49.995
"	Violo	49.656
Medio Magdalena	De Mares	445.000
"	Cantagallo	21.190
"	Cristalina	29.501
"	San Pablo	49.949
"	Yondó	46.880
Maracaibo	Barco	186.806
	Ext. Total	878.977

TABLA No. 2

CONCESIONES VIGENTES EN COLOMBIA, A JUNIO 30/77

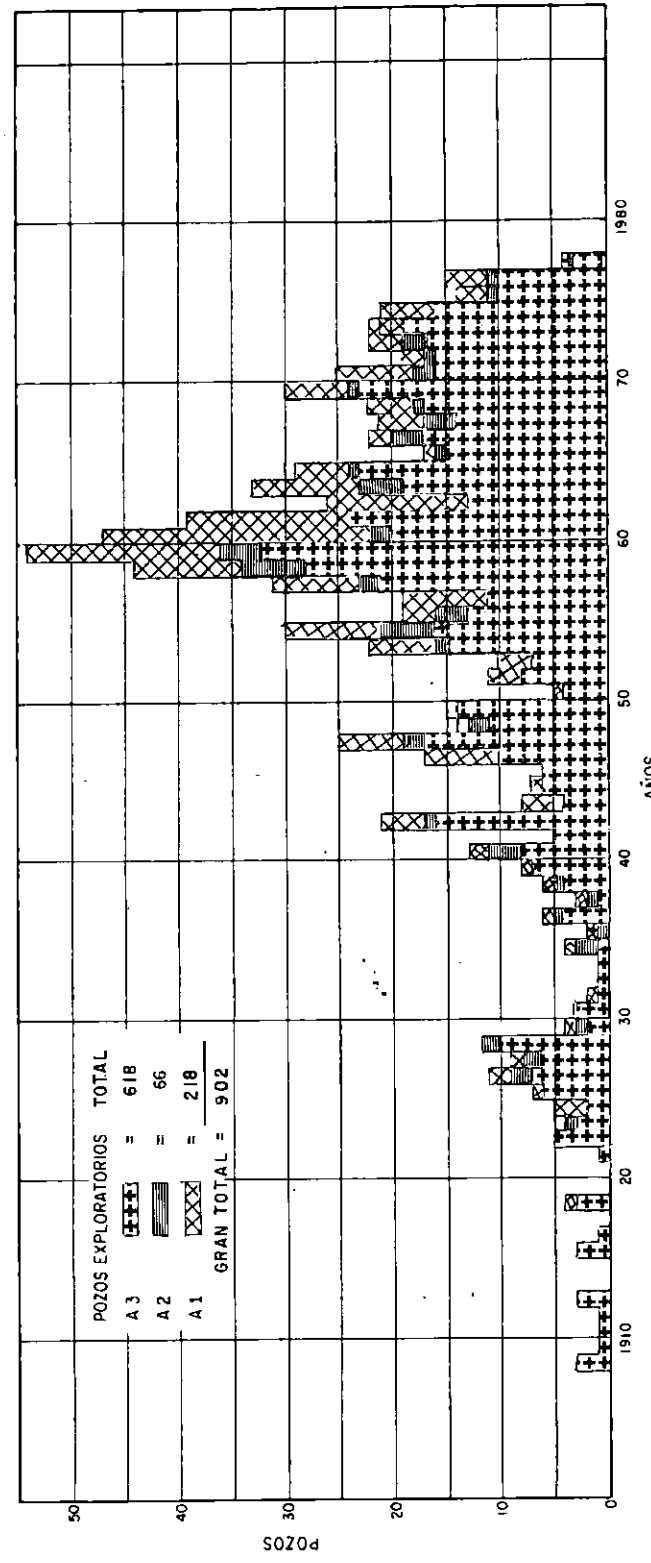
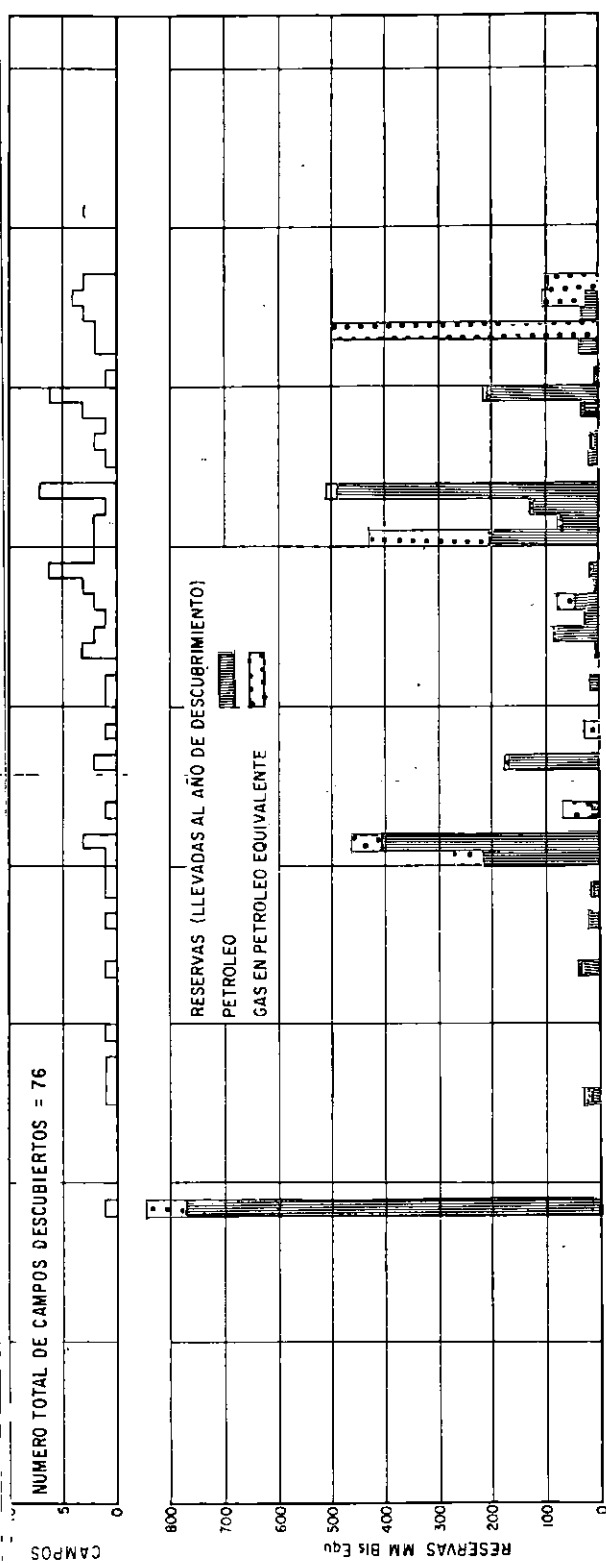
Cuenca	Compañía	Con. No.	Nombre	Area, Hect.
Bajo Magdalena	Antex	96	El Difícil	45.932
" "	Intercol	673	Jobo	50.000
" "	"	578	Sampués	39.718
Medio Magd.	"	604	El Limón	11.783
" "	"	605	El Roble	39.128
" "	"	625	El Conchal	39.896
" "	Texas	142	Totumal	5.000
" "	"	244	Tetuán	24.685
" "	"	416	Ermitaño	24.918
" "	"	485	Río Negro	24.340
" "	"	638	Palagua	21.000
" "	"	844	Cocorná	49.702
" "	"	1120	Tisquirama	8.251
" "	"	P. P. *	Guaguaquí-T.	(127.205)
Alto Magd.	Colbras	540	Neiva	49.000
" "	"	1161	Tello	24.999
" "	"	1202	Carnicerías	9.769
Maracaibo	Chevron	837	Zulia	49.516
Llanos	Aquitaine	2162	Yalea	72.438
Putumayo	Texas	716	Orito Norte	28.622
" "	"	716	Orito Sur	39.660
" "	"	815	Acaé Norte	49.742
" "	"	815	Acaé Sur	48.810
" "	"	1225	Río San Miguel	13.763
" "	"	1226	Churuyaco	23.596
			<b>TOTAL</b>	<b>794.269 H.</b>

\* Propiedad Privada

TABLA No. 3

CONTRATOS DE ASOCIACION VIGENTES ENTRE ECOPEPETROL Y OTRAS COMPAÑIAS PETROLERAS (JUNIO 30 DE 1.977)

Compañía	Nombre del Contrato	Extensión Hectáreas	Compañía	Nombre del Contrato	Extensión Hectáreas	
			S-1 a 3			
1. Antex	San Miguel	80.000	6. Farmland	Putumayo	234.553	
2. Aquitaine	Carare	78.576	7. Intercol	San Jorge	280.000	
"	Magd. S-25	90.000	"	Lebrija	423.529	
"	Magd. S-27	90.000	"	Uribe	424.527	
"	Llanos S-3	148.399	"	Arauca	474.456	
"	Santiago	214.000	8. North			
"	Girardot	251.700	Central	Simití	48.281	
3. Chevron	Cubarral	97.451	9. Occidental	Sogamoso	96.357	
"	B/quilla - Sta.		"	San Fdo.	172.683	
"	Marta	185.758	10. Phillips	Meta - III	395.070	
"	El Retiro	319.801	11. Texas	Cartagena	573.616	
4. Cities Service	Las Monas	16.000	"	Guajira (A)	1'369.193	
			12. Webb	Opón	73.440	
5. Colbras	Huila	596.600				
"	Yarí	2.230.403				
					<b>TOTAL</b>	<b>8'964.393 Hectáreas</b>
					<b>Aprox.</b>	<b>89.644 Kmt.<sup>2</sup></b>



**TABLA No. 4**  
**POZOS EXPLORATORIOS 1.908 - 1.976**

Años	Número de Pozos Exploratorios (1)			Total
	A - 1	A - 2	A - 3	
1.908 - 1.910	—	—	5	5
1.911 - 1.915	—	—	7	7
1.916 - 1.920	1	—	4	5
1.921 - 1.925	4	1	16	21
1.926 - 1.930	4	7	28	39
1.931 - 1.935	3	3	4	10
1.936 - 1.940	6	6	24	36
1.941 - 1.945	8	2	37	47
1.946 - 1.950	16	4	55	75
1.951 - 1.955	24	9	59	92
1.956 - 1.960	69	14	112	195
1.961 - 1.965	42	6	93	141
1.966 - 1.970	23	9	86	118
1.971 - 1.975	14	4	78	96
1.976 -	4	1	10	15
	<b>218</b>	<b>66</b>	<b>618</b>	<b>902</b>

(1) Dentro de estas cantidades se incluye los pozos exploratorios abandonados por problemas mecánicos.

b- El agotamiento tributario, que fué derogado y sustituido por el régimen del Decreto 2310 de 1.974.

c- La Ley 20 de 1.969, que se refiere a Minas y a Petróleos. Con respecto a petróleo, contempla dos aspectos fundamentales: Primero, la propiedad de los yacimientos, y su aprovechamiento.

Con relación a la propiedad señala, como norma general, que pertenecen a la nación y, por vía de excepción, reconoce propiedad privada cuando existe una razón jurídica y económica. Se acepta como prueba de la propiedad privada las sentencias proferidas por autoridad competente que hacen tal reconocimiento.

Por otra parte con relación al aprovechamiento del petróleo de propiedad nacional, se estableció que el Gobierno puede declarar reserva nacional sobre cualquier área presuntamente petrolífera y aportarla a Ecopetrol directamente para que la explore, explote y administre por su cuenta, o mediante el régimen de Asociación.

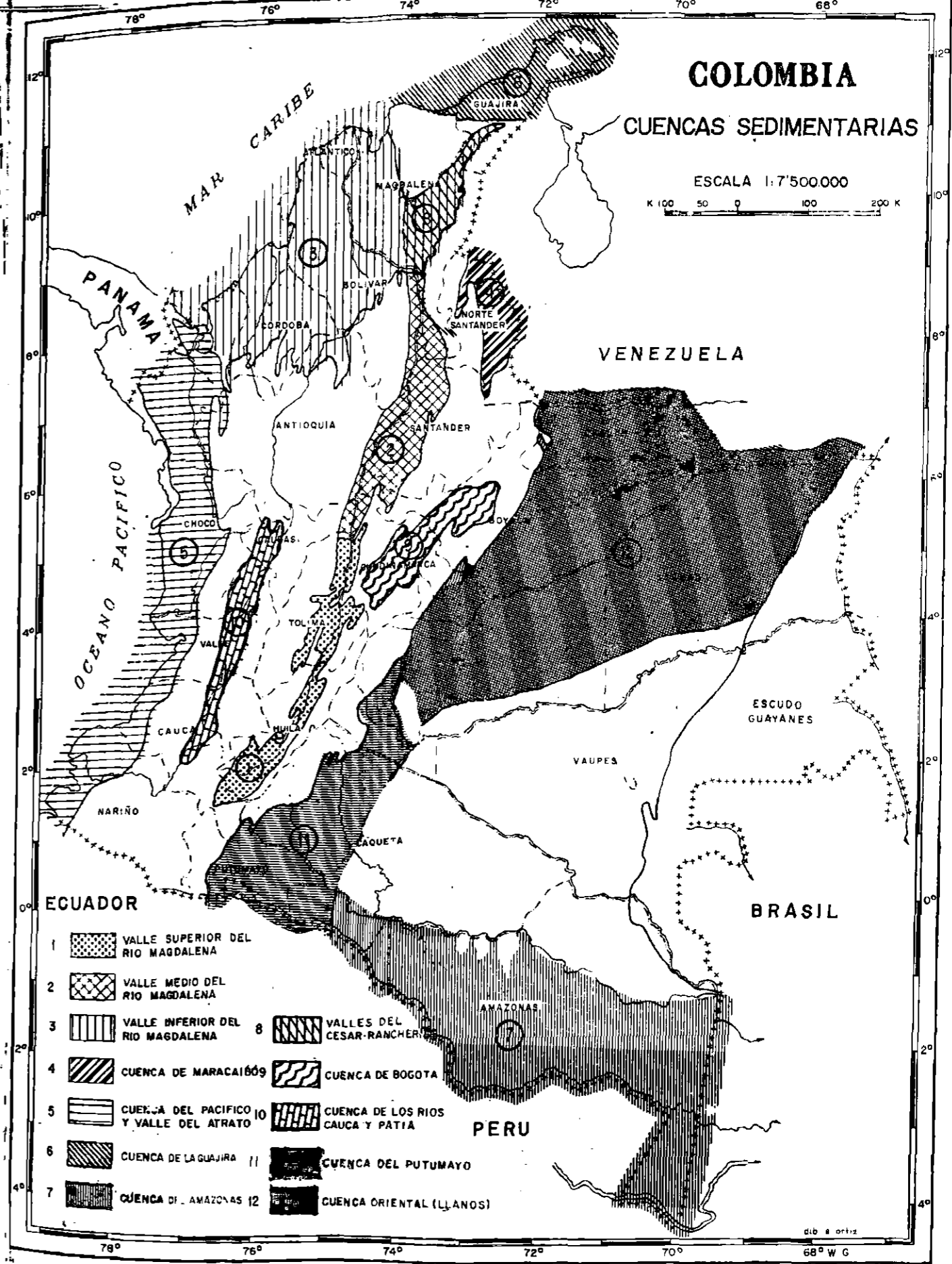
d- Finalmente, por Decreto Legislativo No. 2310 de 1.974, se abolió el régimen de concesiones en materia de hidrocarburos y estableció en su Artículo 10.: "Como excepción de los contratos de concesión vigentes en la fecha de expedición del presente Decreto, la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional estará a cargo de la Empresa Colombiana de Petróleos, la cual podrá llevar a efecto dichas actividades directamente, o por medio de contratos de asociación, de operación, de servicios o de cualquier naturaleza, distintos de los de concesión, celebrados con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras"

#### BALANCE EXPLORATORIO DEL PAIS

Colombia tiene una superficie continental de 1'138.914 kilómetros<sup>2</sup> y aproximadamente 147.000 kilómetros<sup>2</sup> de plataforma submarina (Pacífica y Caribe).

Para investigar el potencial exploratorio Colombiano, se hace necesario determinar la extensión de las diferentes cuencas con acumulación de rocas sedimentarias capaces de almacenar hidrocarburos. Las últimas investigaciones realizadas al respecto, dividen al país en un total de 13 provincias sedimentarias con una extensión de 716.000 kilómetros cuadrados, localizadas y nominadas de acuerdo como lo muestra la figura No. 2. La tabla No. 5 sintetiza las características principales de estas cuencas sedimentarias. Se aprecia, como el Valle Medio del Magdalena ha contribuido con un 63% de las reservas descubiertas en el país y a su vez ha sido la región más extensamente explorada, con un total de 353 pozos exploratorios. De las trece cuencas sedimentarias, solamente siete de ellas han registrado descubrimientos de hidrocarburos; las seis restantes, con una actividad exploratoria casi nula, están a la espera de una decisiva investigación exploratoria, que permita definir su verdadero potencial.

Con respecto a los kilómetros cuadrados de extensión sedimentaria cubiertos por cada pozo exploratorio perforado, en Colombia, este índice es bastante elevado si se compara con otros países de latinoamérica. Esto da una idea del bajo nivel exploratorio en el cual se ha mantenido el país a lo largo de su historia petrolera.



## CUENCAS SEDIMENTARIAS Y SUS CARACTERISTICAS PRINCIPALES

No.	CUENCAS	Extensión (Km <sup>2</sup> )	Reservas Probadas		Producción Acumulada		Reservas Remanentes		Pozos Exploratorios		Cubrimiento Km <sup>2</sup> Pozo	Campos Productores	Relación de Éxito Pozos/Campo
			Petróleo (MMBLS)	Gas (B.P.C.)	Petróleo (MMBLS)	Gas (B.P.C.)	Petróleo (MMBLS)	Gas (B.P.C.)	A - 3	TOTAL (A1-A2-A3)			
1.	Valle Superior del Magdalena	16.000	100.0	20.0	25.2	8.9	74.8	11.1 (2)	55	68	235	5	13.6
2.	Valle Medio del Magdalena	30.000	1.756.8	1.757.4	1.397.3	1.359.3	359.5	398.1	225	353	85	34	10.4
3.	Valle Inferior del Magdalena	70.000	77.3	684.0	64.5	562.3	12.8	121.7	168	212	327	12	17.8
4.	Maracaibo	9.000	389.8	447.3	374.5	438.7	15.3	8.6 (2)	35	107	84	8	13.4
5.	Pacífico y Valle del Atrato	70.000 (1)	-	-	-	-	-	-	9	9	7.778	-	-
6.	Guajira	15.000	-	1.100.0 (3)	-	-	-	1.100.0 (3)	6	8	1.875	2	4.0
7.	Amazonas	108.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8.	Caribe	133.000	-	2.370.0 (4)	-	-	-	2.370.0 (4)	14	16	8.313	1	16.0
9.	Cesar - Ranchería	9.000	-	-	-	-	-	-	8	8	1.125	-	-
10.	Sabana de Bogotá	9.000	-	-	-	-	-	-	4	4	2.250	-	-
11.	Valle s Cauca y Patía	9.000	-	-	-	-	-	-	1	1	9.000	-	-
12.	Putumayo	48.000	249.4	196.2	154.3	114.5	95.1	81.7 (2)	63	79	608	12	6.6
13.	Llanos Orientales	190.000	176.0 (5)	-	1.1	-	174.9	-	30	37	5.000	2	19.0
		716.000	2.749.3	6.574.9	2.016.9	2.483.7	732.4	4.091.2	618	902	790	76	11.9

(1)- Incluye 14.000 Km<sup>2</sup> fuera de Costa

(2)- Estas reservas por su localización y mercado no son aprovechables en su totalidad.

(3)- Corresponde a los yacimientos de Ballena y Riohacha.

(4)- Corresponde a las reservas de Chuchupa localizado en Guajira fuera de Costa.

(5)- Estas reservas corresponden a los yacimientos de Castilla y Trinidad aún no explotables por la calidad del crudo y localización.

La falta de interés de parte de las compañías privadas en las actividades de exploración en los últimos años, quizá se haya debido, en un principio, al distanciamiento entre los precios internos y los del mercado internacional y en segundo lugar a la carencia de un descubrimiento en magnitud volumétrica superior a los 300 millones de barriles, suficiente para atraer la atención del explorador no importa cual sea su localización.

No obstante los importantes descubrimientos de gas metano en el Departamento de la Guajira, la relación de éxito continúa siendo desfavorable: 12 pozos exploratorios para encontrar un campo productor. En virtud de los descubrimientos de gas, el área de mayor actividad exploratoria, en un plazo inmediato, será sin duda la Costa Norte. Descubrir gas, desde el punto de vista económico puede ser tan buen negocio como descubrir petróleo. A lo anterior habría que agregar la excelente localización de los yacimientos del mar Caribe, con respecto a los desarrollos regionales y a los mercados potenciales situados en la zona del Golfo de México y Costa Este de los Estados Unidos.

La distribución de las reservas tanto de petróleo como de gas, en las diferentes provincias sedimentarias, han estado localizadas muy irregularmente. La extensión total realmente explorada, incluyendo las áreas de los contratos de asociación (terminados y vigentes) se estima en 181.570 kmts.<sup>2</sup>, área que representa el 25% del total de las áreas sedimentarias. Con los métodos fotogeológicos se ha estudiado la mayor parte de las cuencas sedimentarias del país, llegando a un área cubierta de 490.000 kmts.<sup>2</sup>. De esta cifra, un 30% se ha investigado con geología de superficie.

La Tabla No. 6 muestra la exploración realizada en el país con magnetometría aérea. Se han registrado 56.300 kilómetros de perfiles aeromagnéticos que cubren un área de 176.400 kmts.<sup>2</sup>. En la Tabla No. 7 se puede apreciar la exploración realizada con gravimetría; se han registrado 12.400 kilómetros de líneas gravimétricas que cubren un área de 37.000 kmts.<sup>2</sup>.

Las exploraciones anteriores sirven para orientar los programas de exploración sísmográfica que, como ya se dijo, son los más costosos entre los métodos de exploración superficial. La Tabla No. 8, muestra las cifras relativas a la exploración sísmica llevada a cabo en el país. Se han registrado 32.900 kilómetros de perfiles sísmicos, que cubren un área de 142.800 kmts.<sup>2</sup>.

Por otra parte, en toda la historia petrolera del país se han perforado 618 pozos exploratorios A - 3, los que han permitido el descubrimiento de 2.750 millones de barriles de reservas, de los cuales ya se han producido 2.017 millones de barriles. Esto implica que las reservas de petróleo explotable en Colombia actualmente son de 733 millones de barriles aproximadamente.

De los 618 pozos, 550 fueron perforados de acuerdo con el régimen de Concesiones; 30 fueron perforados por Ecopetrol y los 38 restantes se han perforado por el sistema de contratos de asociación.

Si se tiene en cuenta que los contratos de asociación vienen funcionando prácticamente desde 1.970, se concluye que el promedio anual de perforaciones exploratorias por este sistema es de 5 pozos. El promedio anual de pozos explora-

TABLA No. 6

MAGNETOMETRIA REALIZADA EN COLOMBIA

Cuenca	Area Total	Longitud Kmts.	Area Cubierta Kmts. 2
Pacífico y Valle del Atrato	70.000	15.910	59.000
Los Cayos	* 100.000	18.110	63.000
Llanos Orientales	190.000	22.279	54.400
Totales		56.299	176.400

\* Area estimada

TABLA No. 7

GRAVIMETRIA REALIZADA EN COLOMBIA

Cuenca	Area Total Kmts. 2	Longitud Kmts. 2	Area Cubierta Kmts. 2
Bajo Magdalena	70.000	3.620	18.500
Medio Magdalena	30.000	3.183	2.756
Alto Magdalena	16.000	112	132
Valle del Cauca	9.000	400	3.000
Sabana de Bogotá	9.000	1.510	2.450
Llanos Orientales	190.000	3.590	10.850
Totales		12.415	37.688

TABLA No. 8

SISMOGRAFIA REALIZADA EN COLOMBIA

Cuenca	Area Total	Kmts. Registrados	Area Cubierta Km. 2	Densidad de Cubrimiento Kmts. de perfil/Km. 2
Plataforma Pacifico y Atrato	70.000(1)	4.100	15.000	27
Plataforma del Caribe	133.000	3.950	22.700	17
Bajo Magdalena	70.000	12.345	39.000	32
Medio Magdalena	30.000	3.645	9.060	40
Alto Magdalena	16.000	940	2.260	41
Guajira	15.000	2.835	5.500	51
Maracaibo	9.000	1.470	2.300	64
Sabana de Bogotá	9.000	100	200	50
Llanos Orientales	190.000	5.130	42.250	36
Putumayo	48.000	3.380	4.500	75
Totales		47.895	142.770	

(1) Incluye 14.000 Km. 2 Fuera de Costa.-



INVERSIONES DE ECOPETROL EN EXPLORACION  
DE 1.967 A 1.976

AÑO	Geofísica US \$	Fotogeología US \$	Perforación US \$	Total US \$
1.967	13.770	91.670	813.290	918.730
1.968	556.100	30.750	848.540	1.435.390
1.969	1.497.400	28.900	129.380	1.655.680
1.970	1.729.300	31.100	—	1.760.400
1.971	1.747.800	30.000	720.000	2.497.800
1.972	1.017.700	47.950	560.000	1.625.650
1.973	—	7.860	1.906.840	1.914.700
1.974	1.011.850	37.840	4.822.000	5.871.690
1.975	3.500.000	27.320	3.014.000	6.541.320
1.976	3.900.000	5.250	3.972.000	7.877.250
Totales	14.973.920	338.640	16.786.050	32.098.610

torios perforados por Ecopetrol, desde su fundación, es de 1.2. En la tabla 9 se observa el gran esfuerzo de inversión en exploración hecho directamente por Ecopetrol a partir de 1.974. Se podrá decir que esa fecha marca una nueva etapa en la orientación de la Empresa Estatal.

La Tabla No. 10 muestra las inversiones en exploración hechas por las compañías asociadas con Ecopetrol, desde que se inició el régimen de asociación en 1.970. Las inversiones en exploración por el sistema de asociación hasta el presente suman un total de US \$ 112'000.000 aproximadamente, con un promedio anual de US\$ 14'000.000.

INTENSIDAD EXPLORATORIA

Si se analizan los datos anteriores sobre exploración petrolífera en Colombia, tanto en lo que corresponde a exploración superficial como en lo concerniente a exploración con taladro y algunas de las inversiones realizadas, se llega a la conclusión de que la actividad exploratoria en el país ha mantenido niveles muy bajos y ha avanzado a un ritmo muy lento. Aunque en la última década la exploración disminuyó claramente, se podría sostener también que nunca ha habido en el país una actividad exploratoria sistemática y sostenida.

Puede haber varias razones para ello. La principal, es que Colombia, hasta el presente, no aparece en el panorama mundial como un país verdaderamente petrolífero al estilo de Venezuela o Irán, lo que puede ser un fuerte atractivo para la inversión exploratoria.

Otra razón para la disminución de la exploración en los últimos años fue la de los precios del petróleo. Hasta Mayo de 1.976, los precios internos para el petróleo crudo y sus derivados en Colombia, no guardaban ninguna relación con los precios del mercado internacional. En tales condiciones no era atractivo buscar petróleo en el país, ni siquiera por parte de Ecopetrol. Ninguna compañía podría estar interesada en emprender una campaña de exploración, arriesgada y costosa, para vender dentro del país crudos a precios de subsidio. El negocio simplemente no podía ser rentable.

Una tercera razón es que hasta 1.974, Colombia fué autosuficiente en materia de petróleos, es decir, producía el petróleo necesario para su consumo interno y por lo tanto no se sentía la necesidad inmediata de explorar. Se pensaba, con mucho de imprevisión, que tal vez los campos en producción no declinarían muy rápidamente, o que el consumo interno crecería a ratas menos elevadas de las reales. Por consiguiente, la perspectiva de que el país se convirtiera en importador neto de petróleo, con sus correspondientes y preocupantes consecuencias económicas, se había situado siempre en un futuro más o menos lejano.

Sólo la cruda realidad de los hechos que nos indica que Colombia está importando petróleo crudo y gasolina en cantidades crecientes desde 1.975, nos está convenciendo de la urgente necesidad de realizar una intensa actividad exploratoria en busca de nuevos yacimientos de petróleo y gas, para que el país vuelva a ser, si no ya exportador de petróleo, al menos autosuficiente en su consumo doméstico de hidrocarburos.

TABLA No. 10

**INVERSIONES EN EXPLORACION REALIZADAS POR EL SISTEMA DE ASOCIACION EN LAS DISTINTAS CUENCAS SEDIMENTARIAS DEL PAIS**

Cuenca	Area Kmts. <sup>2</sup>	Area contratada Kmts. <sup>2</sup>	Inv. Total US \$
1. Pacífico y Atrato	70.000 (1)	7.776	800.000
2. Bajo Magdalena	70.000	32.836	10.600.000
3. Medio Magdalena	30.000	10.983	9.200.000
4. Alto Magdalena	16.000	8.831	2.800.000
5. Valles Cauca y Patía	9.000		
6. Guajira	15.000	13.692	21.000.000
7. Cesar Ranchería	9.000		
8. Maracaibo	9.000	1.255	2.600.000
9. Sabana de Bogotá	9.000		
10. Llanos Orientales	190.000	76.041	44.800.000
11. Putumayo	48.000	12.152	20.400.000
12. Amazonas	108.000	—	—
13. Caribe	133.000	—	—
<b>Totales</b>	<b>716.000</b>	<b>163.566</b>	<b>111.700.000</b>

(1) Incluye 14.000 Km<sup>2</sup> fuera de Costa.

**EXPLORACION ACTUAL**

La Empresa Colombiana de Petróleos, obrando de acuerdo con las urgencias nacionales en materia de hidrocarburos, ha incrementado su actividad exploratoria, especialmente a partir de 1.974, y en el presente año está llevando a cabo levantamientos sísmicos en más de 4.000 kilómetros de longitud, con una inversión aproximada de US \$ 4'700.000, al tiempo que se cumple la tarea de tratar de perforar 12 pozos exploratorios. La tabla No. 11 muestra los planes de exploración sísmica de la Empresa Colombiana de Petróleos para 1.977. Se puede apreciar la comparación de estas inversiones con respecto a años anteriores.

Las tablas 12 y 13 ilustran a cerca de los proyectos exploratorios de Ecopetrol para 1.978. Puede observarse que habrá un incremento extraordinario en la exploración superficial, con cerca de 11.000 kmts. de perfil sísmico, 20.000 kmts. de perfiles aeromagnéticos y otros tantos en perfiles geoquímicos, con una inversión total de US \$ 27'643.000. En cuanto a perforación exploratoria, se tiene el proyecto de perforar 17 pozos con una inversión aproximada de US\$ 30'000.000. Es decir que en 1.978 se harán inversiones en exploración por US\$ 57'643.000, mientras que en los años 1.967 — 1.976 la inversión total en exploración solo llegó a US\$ 32 millones.

La experiencia parece demostrar que, en lo que respecta a estructuras geológicas, la mayor parte de los yacimientos de petróleo y gas se encuentran en anticlinales, generalmente fallados y, en una menor proporción, en trampas estratigráficas y otras formas de trampas geológicas. En cuanto a la clase de rocas almacenadoras, el 59% de los yacimientos se encuentra en areniscas; un 40% en calizas y un 10% en fracturas de otras rocas. Desde el punto de vista de la edad de las rocas, el 60% de los yacimientos de hidrocarburos se localiza en rocas terciarias; un 30% en rocas cretáceas y el 10% restante en rocas de otras edades.

De las consideraciones anteriores se concluye que Colombia tiene un buen potencial petrolífero, pues hay una gran extensión de cuencas sedimentarias con abundancia de areniscas y calizas de edad Terciaria y Cretácea. Los métodos de exploración superficial están en capacidad de definir en cada cuenca, las estructuras y trampas estratigráficas capaces de almacenar hidrocarburos, que son las que constituyen los prospectos petrolíferos.

La Tabla No. 14 muestra los principales prospectos que se han definido por estudios sismográficos realizados por Ecopetrol y por compañías asociadas en las cuencas del Bajo, Medio y Alto Magdalena. La Tabla No. 15 ilustra los prospectos definidos en otras cuencas, como la Guajira, Catatumbo, Los Llanos y Putumayo. Otros prospectos se definirán con la exploración sísmica que se está haciendo actualmente, con la que se tiene programada para el año entrante y con la que se proyecta realizar en los años subsiguientes.

En resumen, parece que en base a los proyectos existentes y de acuerdo con los resultados de un ambicioso programa de exploración superficial, se puede emprender un programa de pozos exploratorios que duplique la actividad actual. El próximo capítulo analiza la rentabilidad económica de un programa de este tipo.

TABLA No. 11

PROGRAMA DE EXPLORACION SISMICA DE LA EMPRESA COLOMBIANA  
DE PETROLEOS PARA 1.977

Proyectos	Longitud Kmts.	Costo US \$
77 - 953 Magdalena	330	825.000
77 - 954 Maracaibo	180	585.000
77 - 954 De Mares	140	500.000
77 - 955 Tolima	225	825.000
77 - 956 Atlántico	210	468.000
77 - 956 Cga. Gde. y Guajira	85 105	605.000
77 - 957 Los Cayos	3.100	890.000
<b>Totales</b>	<b>4.375</b>	<b>4.698.000</b>

COMPARACION CON AÑOS ANTERIORES

1.972	1.017.700
1.974	1.011.850
1.975	3.500.000
1.976	3.900.000
1.977	4.698.000

TABLA No. 12

PRESUPUESTO DE EXPLORACION SUPERFICIAL PARA 1.978

Método	Area	Kmts.	Costo del Pro yecto US \$
SISMOGRAFIA	Caribe	4.500	2.250.000
	Guajira	500	250.000
	Atrato - Sinú	2.000	7.000.000
	Atrato - Sinú	1.100	4.950.000
	Cesar	1.100	3.850.000
	Armero - Dorada	620	2.790.000
	Sabana de Bogotá	500	2.500.000
	Areas Varias	580	2.900.000
<b>Total Sismografía</b>		<b>10.900</b>	<b>26.490.000</b>
MAGNETOMETRIA	Atrato - Urabá	13.000	260.000
	Valle del Cauca	5.850	117.000
<b>Total Magnetometría</b>		<b>18.850</b>	<b>377.000</b>
GEOQUIMICA	Caribe	16.000	640.000
	Pacífico	3.400	136.000
<b>Total Geoquímica</b>		<b>19.400</b>	<b>776.000</b>
<b>COSTO TOTAL :</b>			<b>27.643.000</b>

TABLA No. 13

PROGRAMA DE POZOS EXPLORATORIOS PARA 1978

1. COSTA CARIBE Y GUAJIRA  
Bahía Honda (en tierra)  
Carpintero (costa afuera)  
Punta Aguja (costa afuera)
2. BAJO MAGDALENA  
Ancón  
Las Martas
3. MAGDALENA MEDIO  
Salvadera  
Albania  
Sabalo - 1
4. ALTO MAGDALENA  
Suárez  
Apicalá  
Melgar  
La Paz
5. CATATUMBO  
Gabarra  
Cerro Gordo
6. SABANA DE BOGOTA  
Suesca  
Yerbabuena  
Madrid

TOTAL: 17 POZOS

TABLA No. 14

PRINCIPALES PROSPECTOS PETROLEROS

Nombre de la Cuenca	Nombre del Prospecto	Localización	Area Probable	Profundidad Final (Pies)	Clase de Trampa
BAJO MAGDALENA	Palomino - 1	San Jorge	10.0	7.550	Estructural
	Chicagua - 2	Valle Inferior del Magdalena	6.5	9.100	Estratigráfica
	Ancón - 1	Valle Inferior del Magdalena	14.0	7.200	Estratigráfica
	Sierrecita - 1	Atlántico	15.0	7.800	Estructural
	Sabanalarga - 1	Atlántico		7.500	Estratigráfica
	Cicuco - 29	Valle Inferior del Magdalena	4.0	8.450	Estructural
	Betulia - 1	San Jorge	29.0	9.252	Estructural
	Chicagua - 1	Valle Inferior del Magdalena	6.7	10.085	Estratigráfica
	Tora - 1	De Mares	4.1	7.400	Estructural
	Regalo - 1	De Mares	20.6	8.500	Estratigráfica
MEDIO MAGDALENA	Fuego - 1	De Mares		5.900	Estratigráfica
	Las Garzas - 3 X	De Mares	4.1	10.500	Estructural
	Palmas - 1	De Mares	10.1	9.000	Estructural
	Patíco - 1	Cantagallo - Yarigüí	1.5	10.500	Estructural
ALTO MAGDALENA	Suárez - 1	Tolima	2.0	14.000	Estratigráfica

## EL DESARROLLO DE LA EXPLOTACION PETROLERA

El desarrollo petrolero Colombiano tuvo como objetivo, en su etapa inicial, los mercados de exportación, ya que para aquel entonces, el país prácticamente no era consumidor de hidrocarburos. Los campos descubiertos tanto en la concesión De Mares, como en la cuenca del Catatumbo (Concesión Barco), fueron conectados con oleoductos, como los de Andian y Sagoc, con los puertos de embarque localizados en la Costa Atlántica, tales como Mamonal y Coveñas. La tabla No. 16 y la figura 3 presentan la historia total de la explotación de crudo en Colombia y la proporción de exportación y consumo.

Al comienzo de los años 50, el país empieza a consumir cantidades apreciables de hidrocarburos; al final de la década se duplica el consumo que se había registrado en sus primeros años. De 20 millones de barriles de petróleo consumidos en el año de 1.960, se pasa a una cifra de 60 millones de barriles en el año de 1.976, esto es, se triplicó el consumo en el término de los últimos 16 años. Se estima que para el año de 1.990, o sea, 30 años después, el consumo de hidrocarburos se habría sextuplicado, puesto que la demanda tanto de crudo como de derivados del petróleo, se aproximarán a los 120 millones de barriles.

El volumen de reservas petrolíferas descubiertas no ha guardado relación con el ritmo de explotación. La figura 4, presenta el crecimiento histórico que ha experimentado el país a lo largo de su historia, tanto en la producción de petróleo como en el incremento de sus reservas. En los últimos 13 años se ha obtenido un crecimiento promedio de reservas descubiertas de aproximadamente 10 millones de barriles por año, en comparación con la tasa de explotación, durante el mismo período, la cual se mantuvo en un nivel próximo a los 70 millones de barriles por año. Este desequilibrio, entre el aporte de reservas y el crecimiento de su explotación, se visualiza en forma clara en la figura 4, donde se aprecia el acercamiento de las dos curvas, lo cual corrobora el alto índice de agotamiento. Lo anterior es una razón adicional que demuestra la necesidad de una acción exploratoria agresiva mediante la cual se busque el mejoramiento de la actual situación.

Por último, la figura 5 presenta la historia de producción de petróleo y las variaciones de las reservas con respecto al tiempo. Se presenta además una relación entre las reservas remanentes y la tasa de extracción de las mismas, lo cual da una idea de la cantidad de petróleo que permanece en reserva por cada barril producido. Se observa como durante la presente década este valor ha permanecido constante, en un valor de aproximadamente 11 barriles de reserva por cada barril producido. Este es un valor crítico, o sea que la tasa de producción a la cual se produce el petróleo agota las reservas remanentes al ritmo máximo que estas lo permiten.

### CONCLUSIONES

Del estudio hasta aquí realizado se pueden sacar las siguientes conclusiones:

1. La actividad exploratoria del país en busca de hidrocarburos ha mantenido, en casi toda su historia, niveles muy bajos. Exceptuando los estudios foto-geológicos que ya cubren casi 500.000 kms.<sup>2</sup> y que representan el 70% del total de las cuencas sedimentarias, las demás actividades como la exploración geofísica y la perforación exploratoria, han avanzado a un ritmo muy lento. En 60 años de

TABLA No. 15

### OTROS PROSPECTOS PETROLIFEROS

Cuenca	Nombre del Prospecto	Localidad	Area - Probable (Km. 2)	Profundidad Final (Pies)	Clase de Trampa
GUAJIRA	Puntas Gallinas (costa a fuera)	NW de Bahfa Honda	200	14.000	Estratigráfica
	Signoide - 1 (costa a fuera)	NW de Bahfa Honda	250	8.000	Estratigráfica
CATATUMBO	Tibó K - 12	Tibó (Catatumbo)	80	9.250'	Estructural
	Urbante - 1	Tibó (Catatumbo)	80	9.400'	Estructural
	Castilla Sur	Castilla (Meta)	35	6.500'	Estructural
	Tauramena - 3	Rfo Cusiana	25	13.500'	Estructural
LLANOS ORIENTALES	Santiago - 2	Santiago de las Atalayas		11.000'	Estructural Estratigráfico
	Rfo Ele	Arauca		16.000'	Estratigráfica
	Saravena	Arauca		+ 20.000	Estructural
PUTUMAYO	Mansoya - 1	Bloque VII (Putumayo)	10	9.400'	Estructural
	Mecaya - 1	Bloque IX (Putumayo)	30	6.800'	Estratigráfica
	Encanto	San Jorge (Putumayo)	70	5.150'	Estratigráfica
	Cocaya - 1	Bloque VIII (Putumayo)		9.750'	Estructural

HISTORIA DE LA PRODUCCION, DEMANDA Y EXPORTACION DE PETROLEO EN COLOMBIA : 1.921 - 1.977 (Millones de Barriles)

AÑO	PRODUCCION (1)		DEMANDA INTERNA		EXPORTACION		
	Annual	Cumulada	Annual	Acumulada	Petróleo	Derivados	Total
1921	.07	.07	.07	.07	-	-	-
1922	.32	.39	.32	.39	-	-	-
1923	.43	.82	.43	.82	-	-	-
1924	.45	1.27	.45	1.27	-	-	-
1925	1.01	2.28	.50	1.77	0.51	-	0.51
1926	6.44	8.72	.55	2.32	5.89	-	5.89
1927	15.01	23.73	.58	2.90	14.43	-	14.43
1928	19.90	43.63	.62	3.52	19.28	-	19.28
1929	20.39	64.02	.73	4.25	19.66	-	19.66
1930	20.35	84.37	.91	5.16	19.44	-	19.44
1931	18.24	102.61	1.22	6.38	17.02	-	17.02
1932	16.41	119.02	1.45	7.83	14.96	-	14.96
1933	13.16	132.18	1.53	9.36	11.63	-	11.63
1934	17.34	149.52	1.75	11.11	15.59	-	15.59
1935	17.60	167.12	1.77	12.88	15.62	-	15.62
1936	18.76	185.88	1.90	14.78	16.64	-	16.64
1937	20.60	206.48	2.11	16.89	18.27	-	18.27
1938	21.58	228.06	2.26	19.15	19.10	-	19.10
1939	23.86	251.92	2.33	21.48	21.31	-	21.31
1940	25.59	277.51	2.53	24.01	22.84	-	22.84
1941	24.55	302.06	2.80	26.81	21.53	-	21.53
1942	10.49	312.55	3.03	29.84	7.24	-	7.24
1943	13.26	325.81	3.30	33.14	9.74	-	9.74
1944	22.29	348.10	3.54	36.68	18.53	-	18.53
1945	22.45	370.55	4.03	40.71	18.20	-	18.20
1946	22.12	392.67	4.30	45.01	17.60	-	17.60
1947	24.79	417.46	4.90	49.91	19.67	-	19.67
1948	23.97	441.43	5.87	55.78	17.84	.04	17.88
1949	29.72	471.15	6.30	62.08	23.17	.03	23.20
1950	34.06	505.21	6.53	68.61	26.65	.66	27.31
1951	38.40	543.61	7.30	75.91	29.38	1.50	30.88
1952	38.68	582.29	9.73	85.64	27.19	1.54	28.73
1953	39.43	621.72	9.80	95.44	27.44	1.97	29.41
1954	39.98	661.70	10.03	105.47	28.22	1.51	29.73
1955	39.71	701.41	12.25	117.72	25.23	2.01	27.24
1956	44.97	746.38	12.53	130.25	29.32	2.90	32.22
1957	45.74	792.12	15.00	145.25	26.57	3.95	30.52
1958	46.90	839.02	17.74	163.99	23.82	5.13	28.95
1959	53.58	892.60	18.04	181.03	28.53	6.80	35.33
1960	55.77	948.37	19.91	200.94	31.33	4.32	35.65
1961	53.25	1.001.62	21.44	222.38	27.53	4.07	31.60
1962	51.92	1.053.54	22.92	245.30	24.32	4.47	28.79
1963	60.34	1.113.88	22.72	268.02	31.86	5.55	37.41
1964	62.60	1.176.48	23.60	291.62	31.21	7.58	38.79
1965	72.67	1.249.15	24.96	316.58	40.13	7.37	47.50
1966	71.43	1.320.58	26.60	343.18	35.09	8.53	44.62
1967	68.88	1.389.46	27.64	370.82	31.45	9.58	41.03
1968	63.67	1.453.13	30.09	400.91	18.90	14.47	33.37
1969	76.78	1.529.91	31.84	432.75	29.82	14.91	44.73
1970	80.05	1.609.96	39.61	472.36	31.71	8.52	40.23
1971	78.10	1.688.06	42.54	514.90	25.03	10.33	35.36
1972	71.67	1.759.73	44.78	559.68	15.50	11.19	26.69
1.973	66.84	1.826.57	48.51	608.19	9.50	8.63	18.13
1974	60.87	1.887.44	53.13	661.32	0.47	7.07	7.54
1975	57.69	1.945.13	57.70	719.02	(2)	8.70	8.70
1976	52.82	1.997.95	59.56	778.58	(6.73)(4)	8.80	8.90
1977	50.37(3)	2.048.32	61.58	840.16	(1.21)	9.00	9.00
Totales	2.048.32		840.16		1.043.97	182.13	1.226.10

(1) Tomado de " Twentieth Century Petroleum Statistics De Golyer and Mac Naughton 1.976 "

(2) Se importaron 2 millones de barriles de gasolina

(3) Los valores tanto de Producción, demanda e importación, correspondientes al año 1.977, son estimados.

(4) Los valores en paréntesis corresponde a importaciones de petróleo

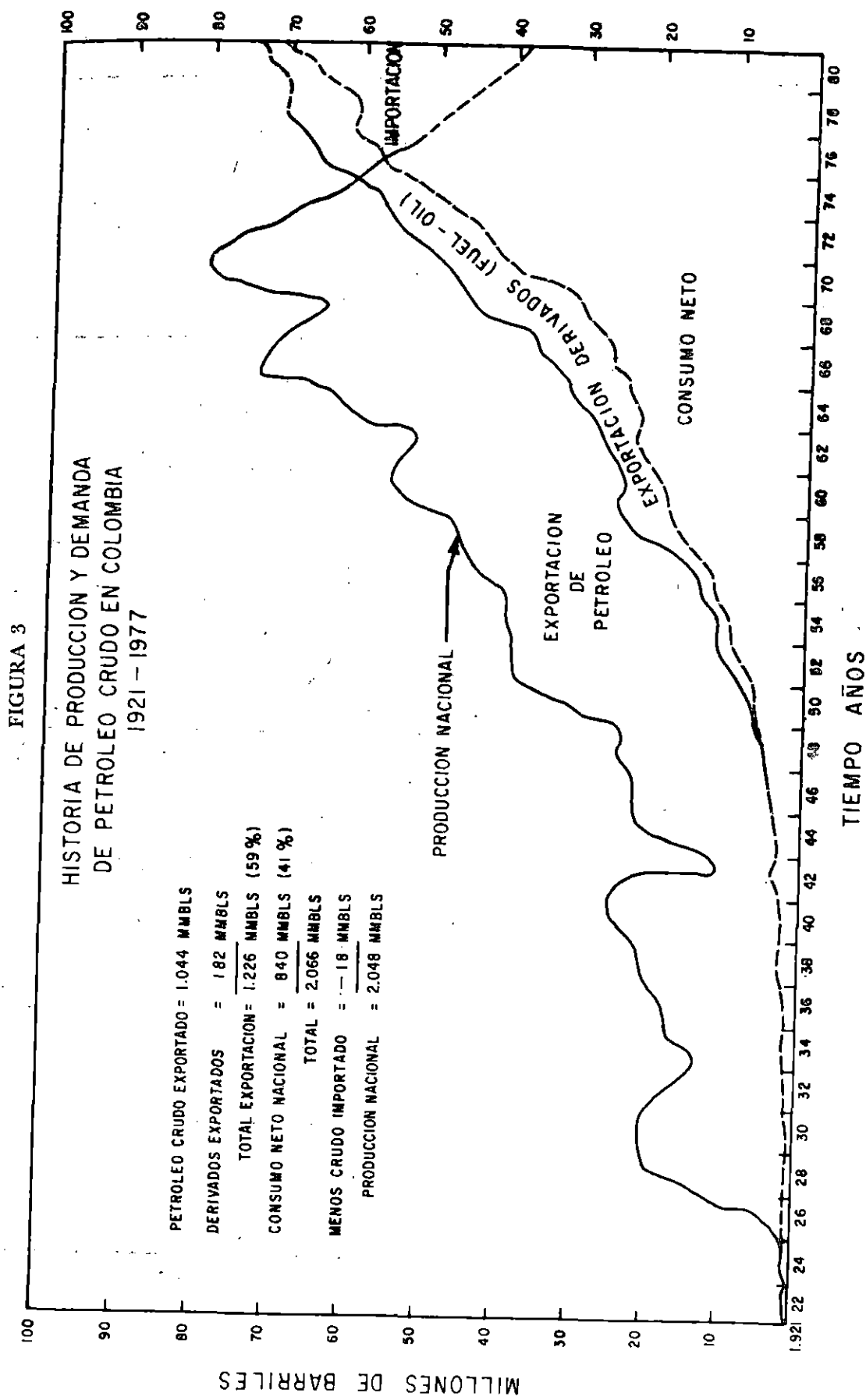


FIGURA 4  
RESERVAS Y PRODUCCION DE PETROLEO ACUMULADAS

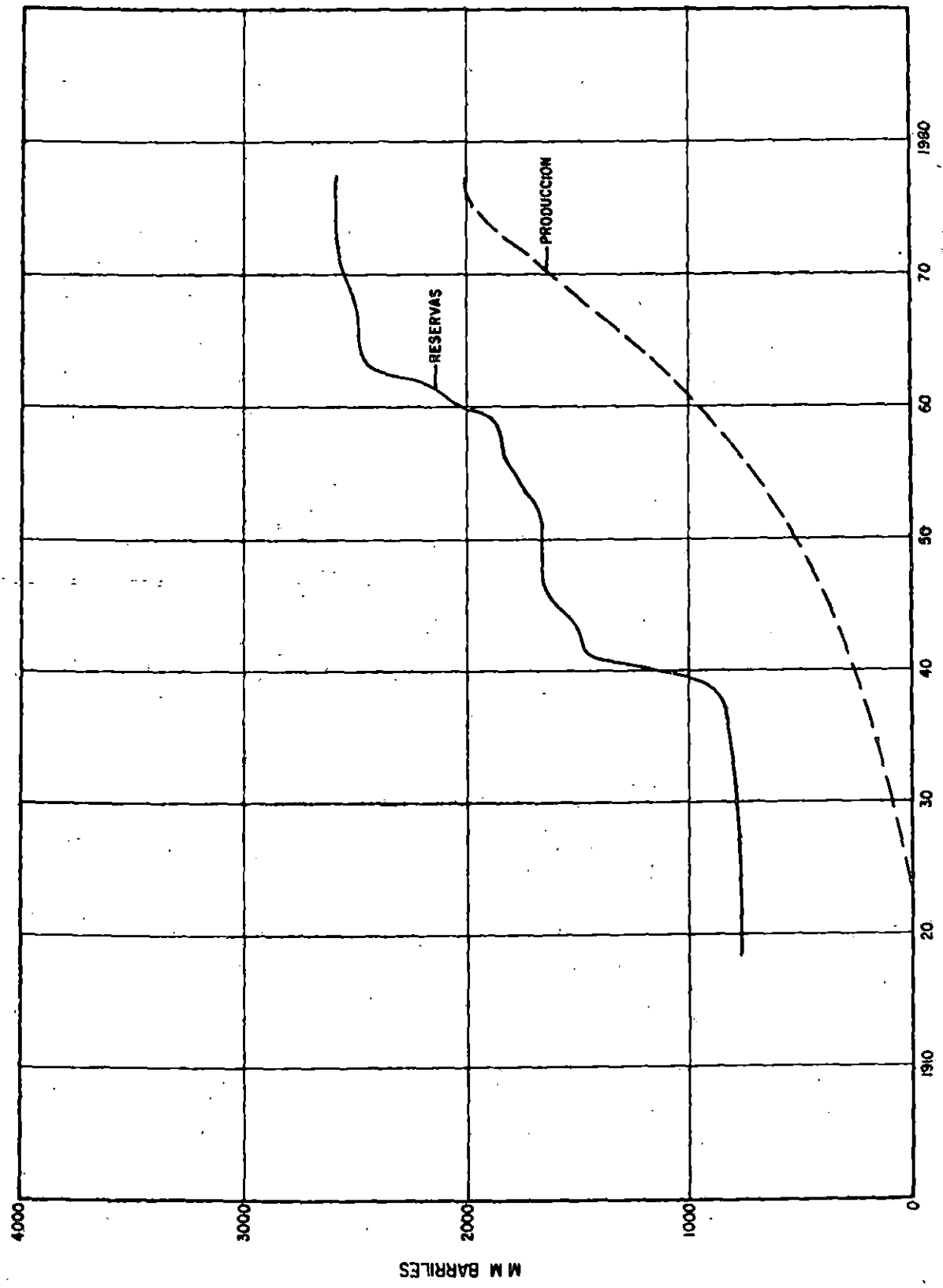
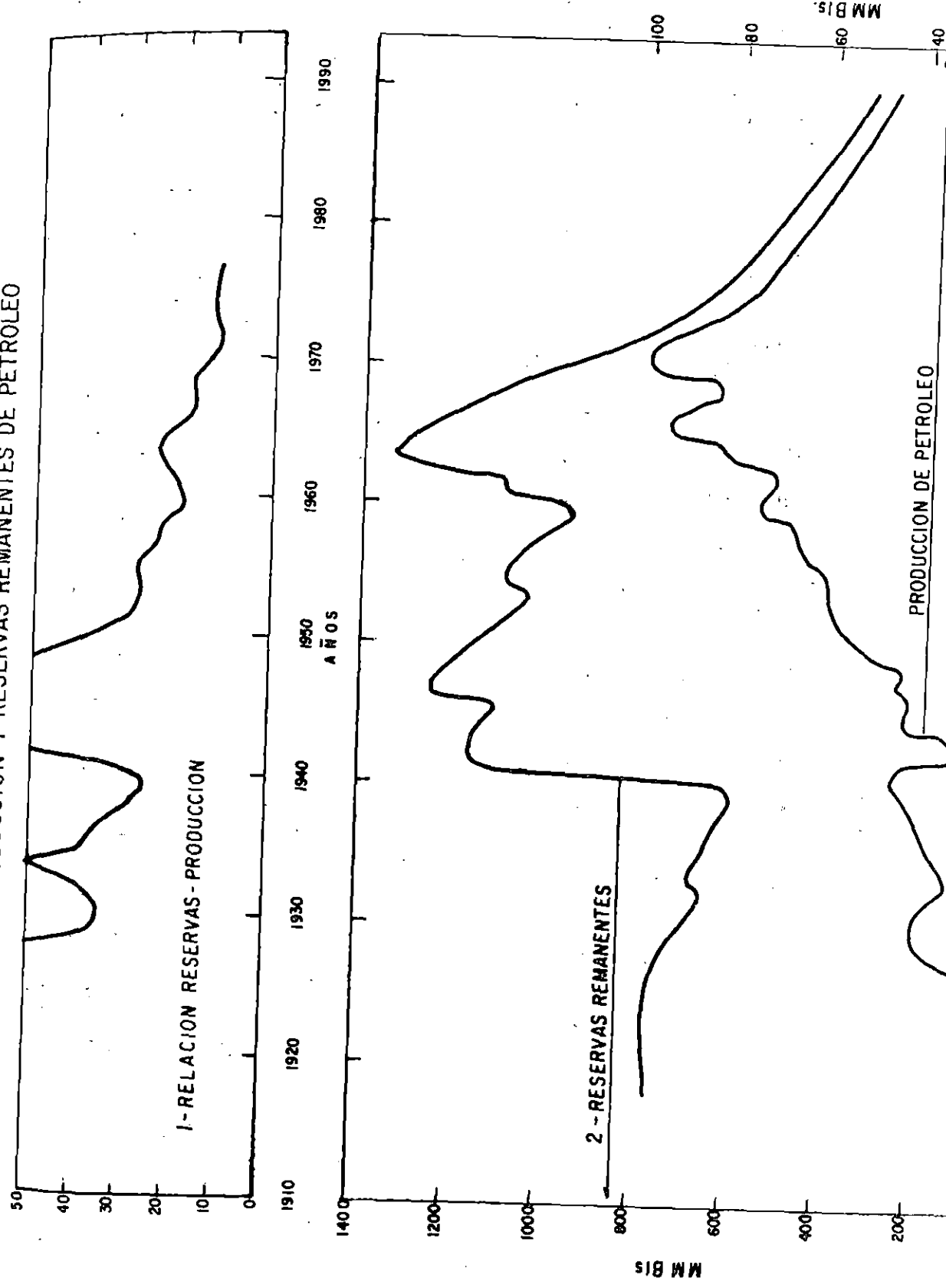


FIGURA 5  
PRODUCCION Y RESERVAS REMANENTES DE PETROLEO



historia del petróleo en Colombia solo se ha investigado el 20%, aproximadamente, del total de las cuencas sedimentarias del país.

2. Si se parte de la base de que un área potencialmente petrolífera se considera suficientemente explorada con los métodos superficiales cuando se le ha hecho un levantamiento sísmico de detalle o semidetalle, ( $\pm 0,5$  kilómetros de perfil sísmico por kilómetro cuadrado de área cubierta) después de haberle aplicado algunos de los otros métodos de exploración superficial y si se considera que estos métodos, en general, contribuyen a descartar como no interesante el 50% del área estudiada, y que además aún falta por investigar el 80% del potencial sedimentario, se concluye que de los 716.000 kmts.<sup>2</sup> de áreas sedimentarias que el país posee quedarían por investigar 572.800 kmts.<sup>2</sup>. Con métodos de exploración superficial distintos de la sismografía se eliminarían 272.800 kmts.<sup>2</sup>, quedando por estudiar con sismografía  $\pm 300.000$  kmts.<sup>2</sup> que a razón de .5 kmts. de perfil por km.<sup>2</sup> daría un total de 150.000 kilómetros.
3. El kilometraje sísmico anterior se repartiría así:
  - a. 50.000 kilómetros para levantamientos en las plataformas submarinas del país (Pacífica y Caribe), que a un costo de US\$ 400 por kilómetro daría un total de US\$ 20'000.000.
  - b. 100.000 kilómetros para levantamientos sísmicos terrestres, que a un costo de US\$ 4.000 por kilómetro daría un costo total de US\$ 400.000.000. Este trabajo se podría hacer en 10 años, con 10 cuadrillas sísmicas que registrarán a razón de 1.000 kilómetros por año.
4. Si se supone que de los 300.000 kmts.<sup>2</sup> de área estudiada sólo el 5% puede clasificarse como prospecto petrolífero, se tendría, entonces, 15.000 kmts.<sup>2</sup> de área de interés, que con un promedio de 30 kmts.<sup>2</sup> por prospecto, daría un total de 500 prospectos.
5. Tal cantidad de prospectos se puede probar con taladro en el término de 10 años, a razón de 50 pozos por año. Esta es una cifra realista, que se puede lograr con 17 taladros, si cada taladro puede perforar 3 pozos por año.
6. Como conclusión final, se tiene que el costo total estimado para explorar superficialmente y con taladro lo que falta de las cuencas sedimentarias del país es de 1.500 millones de dólares, que con un plan decenal de exploración, requeriría inversiones de US\$ 150 millones por año.

## CAPITULO II

### POLITICA DE SUSTITUCION DE IMPORTACIONES DE PETROLEO

#### INTRODUCCION.

El éxito de cualquier programa exploratorio es difícil de predecir, pero lo que sí es cierto es que vale la pena determinar si en términos económicos la sustitución de importaciones propuesta es razonable o no. Es decir, se debe decidir si es rentable la inversión en la búsqueda de la autosuficiencia o si debería mejor conducir al país hacia la importación de los hidrocarburos que se necesitan para satisfacer la creciente demanda. Para responder es necesario ante todo considerar que en términos generales la producción de petróleo en el mundo entrará en declinación dentro de pocos años y su consecución se volverá altamente competitiva, situación que llevará a notables incrementos de precios. En la parte cuarta de este trabajo sobre Recursos Energéticos no convencionales se mencionan varios estudios que sugieren que en la década 1.985 - 1.995 comenzará a declinar la producción de petróleo, pero seguirá aumentando la demanda.

Tomando en cuenta los precios crecientes del crudo, se deberá comparar el costo de buscar, encontrar y explotar petróleo, contra los costos de importación. Naturalmente existen varias maneras de ejecutar la sustitución de importaciones. Entre los sistemas de Asociación y el de operación directa, este último implica mayores desembolsos para el país. En exploración directa, el país cubre toda la inversión, mientras que en Asociación el 80% de los costos de mayor riesgo los cubre el capital extranjero.

#### Proyección de Oferta y Demanda.

Como ya se mencionó, desde hace algunos años el país viene agotando sus reservas de petróleo, y la producción se encuentra declinando en forma sostenida. La proyección básica de la producción está por lo tanto delineada por la declinación natural de cada campo. La tabla No. 17 presenta la proyección de la demanda tanto de petróleo crudo como de productos. Se aprecia que a partir del año de 1.982, cuando entrará en operación la expansión programada de la refinería de Cartagena, la producción de refinados de petróleo se volverá constante. El país para satisfacer sus necesidades de hidrocarburos tendrá que recurrir a la importación de derivados. La declinación de los campos existentes en conjunto promedia un 8% anual, lo cual quiere decir que el pronóstico para el año de 1.978 de 46.2 millones de barriles disminuirá a 9.8 millones de barriles en el año 2.000.

Existe sin embargo una producción potencial adicional proveniente por una parte de los campos descubiertos con reservas probables, y por otra parte de crudos adicionales de proyectos de recuperación secundaria, actualmente en período de investigación (pilotos). El pronóstico sobre estos crudos es muy incierto. Los crudos nuevos, de los cuales ninguno tiene reservas completamente probadas, son en su mayoría crudos pesados que aún no tienen una aplicación definida. El crudo descubierto en los Llanos no es rentable a causa de su ubicación geográfica,



pues dada la calidad y el tamaño de los campos no es rentable construir los oleoductos necesarios que permitan la utilización del producto. Sólo la producción de "Peroles" (Campo descubierto dentro de la Concesión De Mares durante el mes de Septiembre/77) puede entrar a producir de manera casi inmediata, dada su cercanía a la refinería de Barranca. Con inversiones substanciales también se podrán utilizar a mediano plazo las reservas de crudo pesado del Campo de Cocorná.

En cuanto a los pronósticos de consumo, en este documento justamente se trata de optimizar la distribución de los productos y uso racional de los diferentes recursos energéticos y en esta forma pronosticar las necesidades de cada uno de ellos. Sin embargo, para dar una idea de lo que es el futuro de la industria del petróleo se puede considerar un incremento del 6.50/o anual en el consumo de este sector y con esta base estimar el déficit de oferta.

Con el pronóstico de consumo considerado y con la proyección tanto de crudo básico como de derivados, la situación deficitaria pronosticada hasta el año 2.000 sería la que aparece en la figura 6 y en la tabla No. 17. Este déficit debe ser cubierto con importación de crudo y productos o con el descubrimiento de reservas adicionales suficientes que permitan justificar la programación de expansiones de la capacidad refinadora Nacional. Si se considera que un campo solo puede comenzar a explotarse en promedio después de cinco años de haberse descubierto, cualquier programa de autoabastecimiento implica por lo menos una dependencia de las importaciones durante los próximos cinco años.

Si el país no aumentara sus reservas, lo cual significa que se decida no emprender acción exploratoria alguna, el volumen de las importaciones por concepto de petróleo y derivados sería de 1.990 millones de barriles hasta el año 2.000. Este volumen es casi equivalente a las reservas producidas durante 60 años de industria petrolera y tendrían un valor de 42.400 millones de dólares si se proyectara un crecimiento del 30/o anual, en los precios. Estas cifras servirán para efectuar comparaciones con respecto a las exigencias de inversión requeridas por un plan decenal exploratorio que lleve al país al auto-abastecimiento y que será discutido a continuación. La tabla 18 presenta tanto el volumen de importación de petróleo y derivados como el valor proyectado de tales importaciones hasta el año 2.000.

#### Diseño de un Plan Decenal Exploratorio.

La condición fundamental para emprender un plan exploratorio que permita el auto-abastecimiento de hidrocarburos es la existencia de la suficiente extensión sedimentaria que asegure un mínimo de prospectos perforables. En el capítulo anterior se encontró que mediante una acción programada y sostenida es posible generar hasta un mínimo de 500 prospectos perforables los cuales asegurarían un programa exploratorio para 500 pozos del tipo A-3 (Wild-cat). Las estadísticas en base a 60 años de historia petrolera han demostrado que del total de pozos exploratorios perforados en el país (902), el 68.50/o pertenecen a la categoría de A-3 y el resto o sea el 31.50/o correspondían a las clasificaciones A-1 y A-2. Por lo tanto se llega a la conclusión de que es factible llevar a cabo un programa exploratorio que permita cubrir hasta un máximo de 730 pozos exploratorios discriminados en 500 pozos A-3 y 230 A-1 y A-2.

La relación entre esfuerzo exploratorio y éxito puede calcularse en muy diver-

FIGURA 6

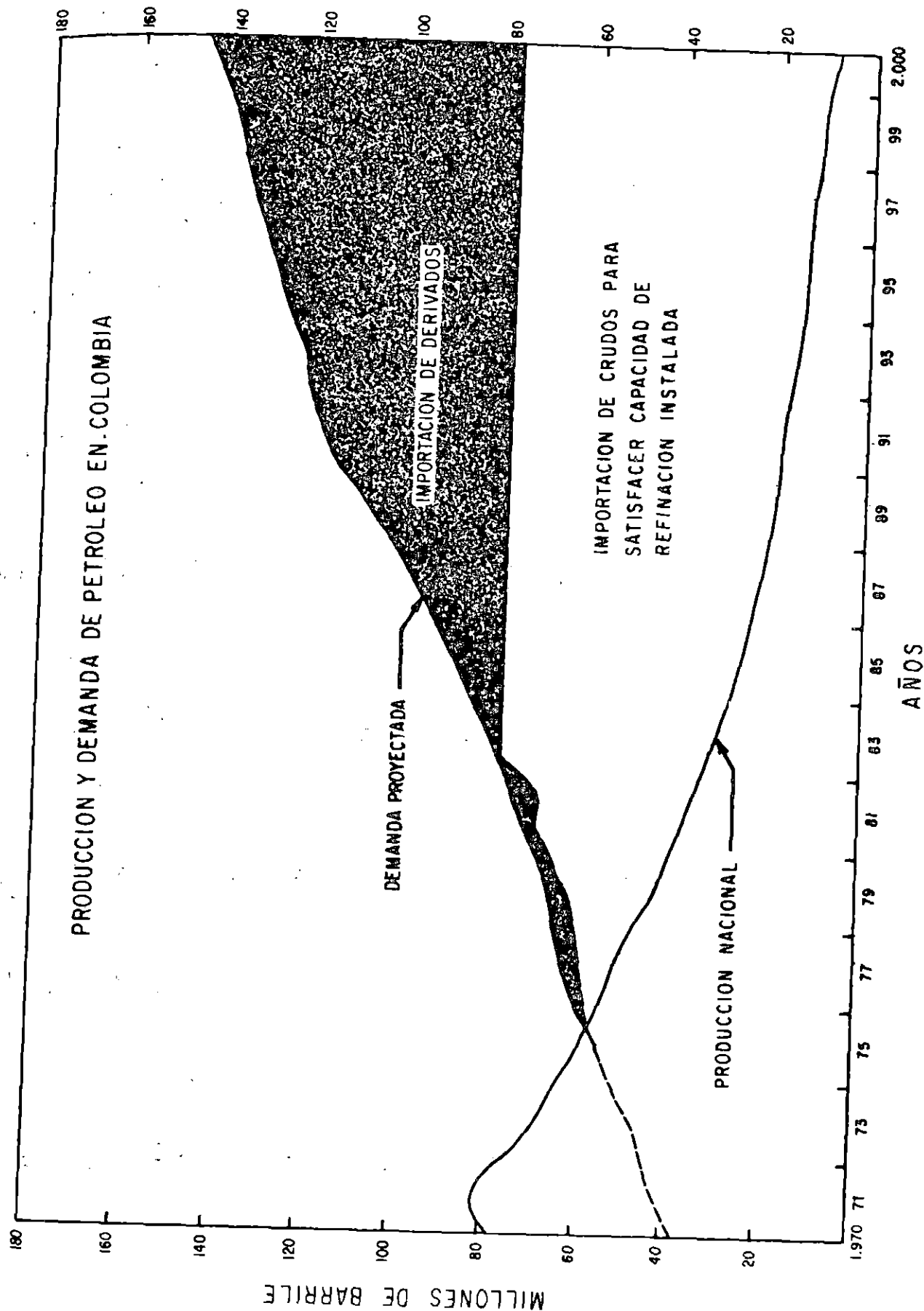


TABLA No. 17

DEMANDA PRODUCCION E IMPORTACION NACIONAL DE HIDROCARBUROS  
EN MILLONES DE BARRILES 1:974 - 2.000

AÑO	DEMANDA NACIONAL		PRODUCCION NACIONAL		IMPORTACIONES		
	Petróleo MMBLS.	Refinados MMBLS.	Petróleo MMBLS.	Refinados MMBLS.	Petróleo MMBLS.	Refinados MMBLS.	Total MMBLS.
1974	60.4	38.2	60.9	38.2	0.5 (1)	0	-
1975	57.7	39.3	57.7	37.2	-	2.0	2.0
1976	59.5	40.3	52.8	37.7	6.7	2.6	9.3
1977	61.6	41.0	50.4	37.8	11.2	3.2	14.4
1978	61.6	41.6	46.2	37.2	15.4	4.4	19.8
1979	65.7	45.9	42.5	43.8	23.2	2.1	25.3
1980	70.0	46.7	39.1	45.6	30.9	1.1	32.0
1981	70.0	56.0	36.0	50.0	34.0	6.0	40.0
1982	78.5	53.7	33.0	52.9	45.5	0.8	46.3
1983	78.5	57.3	30.4	52.9	48.1	4.4	52.5
1984	78.5	61.0	28.0	52.9	50.5	8.1	58.6
1985	78.5	65.7	25.8	52.9	52.7	12.8	65.5
1986	78.5	70.4	23.7	52.9	54.8	17.5	72.3
1987	78.5	75.9	21.8	52.9	56.7	23.0	79.7
1988	78.5	81.4	20.5	52.9	58.0	28.5	86.5
1989	78.5	86.9	19.3	52.9	59.3	34.0	93.3
1990	78.5	93.0	18.1	52.9	60.4	40.1	100.5
1991	78.5	95.3	17.0	52.9	61.5	42.4	103.9
1992	78.5	97.7	16.0	52.9	62.5	44.8	107.3
1993	78.5	100.1	15.0	52.9	63.5	47.2	110.7
1994	78.5	102.6	14.1	52.9	64.4	49.7	114.1
1995	78.5	105.2	13.3	52.9	65.2	52.3	117.5
1996	78.5	107.8	12.5	52.9	66.0	54.9	120.9
1997	78.5	110.5	11.8	52.9	66.7	57.6	124.3
1998	78.5	113.3	11.1	52.9	67.4	60.4	127.8
1999	78.5	116.1	10.4	52.9	68.1	63.2	131.3
2000	78.5	119.0	9.8	52.9	68.7	66.1	134.8
	1.998.0	2.061.9	737.2	1.332.6	1.261.4	729.2	1.990.6

(1) Corresponde a la última exportación de petróleo realizada

TABLA No.18

VALOR IMPORTACIONES DE PETROLEO Y DERIVADOS, 1.975 - 2.000

VOLUMEN DE IMPORTACIONES PRECIOS PROYECTADOS VALOR DE LAS IMPORTACIONES  
( millones de Barriles ) AL 8% ( US\$ / BL ) ( millones de Dólares )

AÑOS	VOLUMEN DE IMPORTACIONES ( millones de Barriles )		PRECIOS PROYECTADOS AL 8% ( US\$ / BL )		VALOR DE LAS IMPORTACIONES ( millones de Dólares )	
	Petróleo	Derivados	Total	Petróleo	Derivados	Total
1.975	-	2.0	2.0	-	13.46	26.9
1.976	6.7	2.6	9.3	12.50	14.17	36.8
1.977	11.2	3.2	14.4	12.88	14.60	46.7
1.978	15.4	4.4	19.8	13.27	15.04	66.2
1.979	23.2	2.1	25.3	13.67	15.49	32.5
1.980	30.9	1.1	32.0	14.08	15.95	17.5
1.981	34.0	6.0	40.0	14.50	16.43	98.6
1.982	45.5	0.8	46.3	14.94	16.92	13.5
1.983	48.1	4.4	52.5	15.38	17.43	76.7
1.984	50.5	8.1	58.6	15.84	17.95	145.4
1.985	52.7	12.8	65.5	16.32	18.49	236.7
1.986	54.8	17.5	72.3	16.81	19.04	333.2
1.987	56.7	23.0	79.7	17.31	19.61	451.0
1.988	58.0	28.5	86.5	17.83	20.20	1,432.5
1.989	59.3	34.0	93.3	18.36	20.81	1,609.8
1.990	60.4	40.1	100.5	18.91	21.43	1,796.2
1.991	61.5	42.4	103.9	19.48	22.07	2,001.5
1.992	62.5	44.8	107.3	20.06	22.73	2,133.8
1.993	63.5	47.2	110.7	21.22	23.41	2,272.1
1.994	64.4	49.7	114.1	21.86	24.11	2,452.5
1.995	65.2	52.3	117.5	22.52	24.83	2,606.1
1.996	66.0	54.9	120.9	23.20	25.57	2,766.9
1.997	66.7	57.6	124.3	23.90	26.34	2,935.0
1.998	67.4	60.4	127.8	24.62	27.13	3,111.3
1.999	68.1	63.2	131.3	25.36	27.94	3,298.1
2.000	68.7	66.1	134.8	26.12	28.78	3,492.8
TOTALES	1,261.4	729.2	1,990.6	24,906.5	17,508.1	42,414.6
Precio Promedio US\$ /BL.				19.7	24.0	21.3

Durante los años 1978 a 2000 las importaciones ascenderán a un total de 1.965 millones de barriles con un costo total de 42.076 millones de dólares.

TABLA No. 19

COSTOS Y RESULTADOS PARA UN PLAN DECENAL DE 130 POZOS EXPLORATORIOS

A.N.O.	Número de Pozos Exploratorios		Reservas a Descubrir MMBLS. (1)		Número de Pozos de Desarrollo (2)	Producción BASE (3) MMBLS.	Producción a Descubrir MMBLS.	Producción Total MMBLS.	Demanda MMBLS. (4)	Superávit (Déficit) MMBLS.	Superficie	COSTOS TOTAL		
	A-1	A-2	Total	Petróleo								Perforación (5)	Desarrollo	MMUS \$
0 1.977						50.4		50.4	64.8	(14.4)	4.7			
1 1.978	20	9	124.7	87.3		46.2		46.2	66.0	(19.8)	27.6	43.5	71.1	
2 1.979	25	12	154.8	108.4		42.5		42.5	67.8	(25.3)	40.1	55.5	95.6	
3 1.980	30	14	189.2	132.4		39.1		39.1	71.1	(32.0)	50.1	66.0	116.1	
4 1.981	35	16	219.3	153.5	87	36.0		36.0	76.0	(40.0)	60.1	76.5	214.9	
5 1.982	40	18	249.4	174.6	111	33.0	2.6	35.6	79.3	(43.7)	70.1	87.0	257.0	
6 1.983	50	23	313.9	219.7	162	30.4	9.4	39.8	82.9	(43.1)	56.1	109.5	284.4	
7 1.984	60	28	378.4	264.9	169	28.0	19.5	47.5	86.6	(39.1)	46.1	132.0	315.8	
8 1.985	70	32	438.6	307.0	174	25.8	32.4	58.2	91.3	(33.1)	36.1	153.0	345.7	
9 1.986	80	37	498.8	349.2	210	23.7	46.5	70.2	96.0	(25.8)	25.0	173.5	397.6	
10 1.987	90	41	563.3	394.3	264	21.8	62.6	84.4	101.5	(17.1)	18.0	196.5	452.1	
	500	230	3.130.4	2.191.3										
11 1.988					309	20.5	78.5	99.0	107.0	(8.0)			275.4	
12 1.989					381	19.3	102.2	121.5	112.6	8.9			315.9	
13 1.990					383	18.1	126.0	144.1	118.6	25.5			383.7	
14 1.991						17.0	151.6	168.6	120.9	47.7				
15 1.992						16.0	166.0	182.0	123.3	58.7				
16 1.993						15.0	164.0	179.0	125.7	53.3				
17 1.994						14.1	151.8	165.9	128.2	37.7				
18 1.995						13.3	133.3	146.6	130.8	15.8				
19 1.996						12.5	116.0	128.5	133.4	(4.9)				
20 1.997						11.8	100.9	112.7	136.1	(23.4)				
21 1.998						11.1	87.7	98.8	138.9	(40.1)				
22 1.999						10.4	77.1	87.5	141.7	(54.2)				
23 2.000						9.8	69.7	79.5	144.6	(65.1)				
					2,180	565.8	1,696.9				434.0	1,095.0	1,971.0	3,500.0

(1) Tiene en consideración el promedio histórico de 4.3 MMBLS. de Petróleo equivalente descubierto por pozo exploratorio. El 70% de esta reserva corresponde a petróleo crudo.

(2) Estadísticamente por cada pozo exploratorio se requieren tres pozos de desarrollo.

(3) La producción declina al 6% anual durante los 10 primeros años, el resto al 6% anual.

(4) Se estima un costo promedio por pozo exploratorio de US \$ 1.500.000 y US\$ 900.000 para pozo de desarrollo.

(5) La demanda incluye petróleo más derivados.

sas formas. Muchos autores han propuesto diferentes sistemas cuyo grado de seguridad dependerá de la intensidad exploratoria ejercida sobre el área. En verdad, Colombia debido al bajo cubrimiento exploratorio realizado a través del tiempo, se le considera como un país prácticamente inexplorado desde el punto de vista petrolero.

Cualquier estimación es aceptable y se cree que como índice conservativo se pueda tomar el descubrimiento histórico promedio obtenido por pozo exploratorio durante toda la historia petrolera del país. La tabla 19 presenta el desarrollo del plan decenal propuesto junto con sus resultados probables y las inversiones necesarias tanto en exploración superficial, perforación y desarrollo de las reservas descubiertas.

La figura 7 presenta la producción Nacional de petróleo proyectada así como la demanda y el efecto del plan decenal exploratorio. Se puede apreciar que de iniciarse este plan decenal de exploración a partir del año de 1.978, a comienzos de 1.982 se empezará a sentir los primeros efectos. En el año de 1.989 se llegaría a la auto-suficiencia.

Se requerirá de una inversión de 3.500 millones de dólares distribuidos durante los primeros 14 años de desarrollo del plan, para generar un volumen aproximado a los 1.700 millones de barriles de petróleo, lo cual daría un balance neto de importación de hidrocarburos durante el período 1.978 - 2.000 de solamente 265 millones de barriles.

Con esta inversión se estarían cubriendo solamente los costos de hallazgo y desarrollo. Con el propósito de evaluar los costos de operación e impuestos y en esta forma llegar a estimar la utilidad neta, la figura 8 presenta el resultado de investigaciones efectuadas que permiten apreciar la distribución de los diferentes costos con respecto a reservas descubiertas y al factor precio. Para efectos de estimar los costos de operación que permitan evaluar el costo total del plan decenal, se ha tomado un costo equivalente a US\$ 5.0/Bi, el cual supone un resultado pesimista con respecto a descubrimiento de reservas. (Figura No. 8).

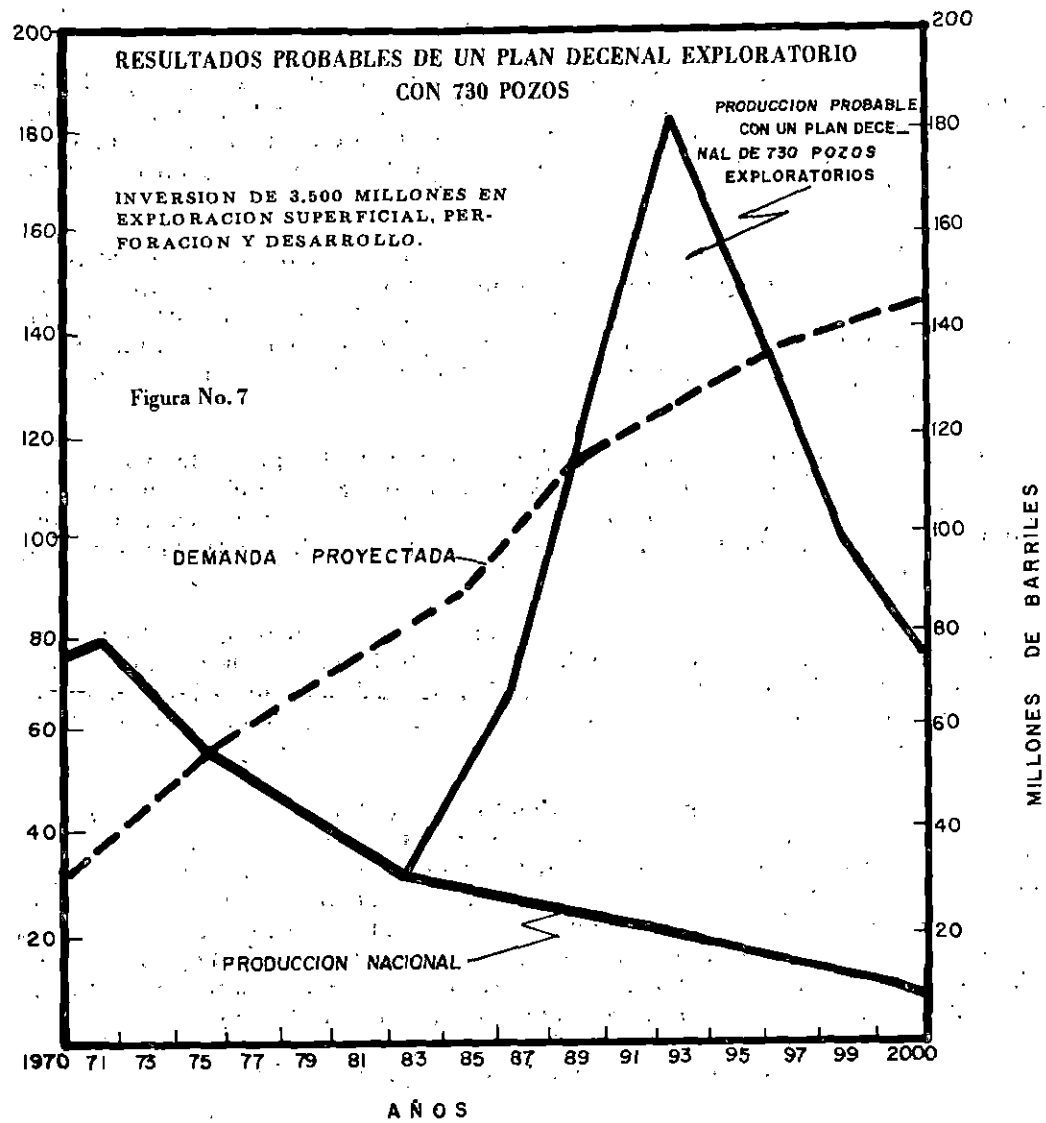
A continuación se presenta un resumen comparativo entre explorar e importar :

I. Si la decisión es importar para satisfacer la Demanda:

1. Necesidad de importación (1.978- 2000) MMBLS.	1.965
2. Costo estimado de las importaciones MMUS\$	42.000

II. Si la decisión es Explorar:

1. Necesidad de importación MMBLS	1.965
2. Reserva descubierta MMBLS	1.700
3. Neto a importar: MMBLS.	265
4. Costos de hallazgo y Desarrollo, US\$ 2.06/Bi, MMUS\$	3.500



5. Costo de operación, US\$ 5.0/Bl. MMUS\$	<u>8.500</u>
6. Total Costos:	<u>12.000</u>
7. Valor importación del punto - 3 a US\$ 21.3/Bl, MMUS\$	<u>5.600</u>
8. Costo Total política de exploración MMUS\$	<u>17.600</u>
9. Diferencia contra importar MMUS\$	<u>24.400</u>

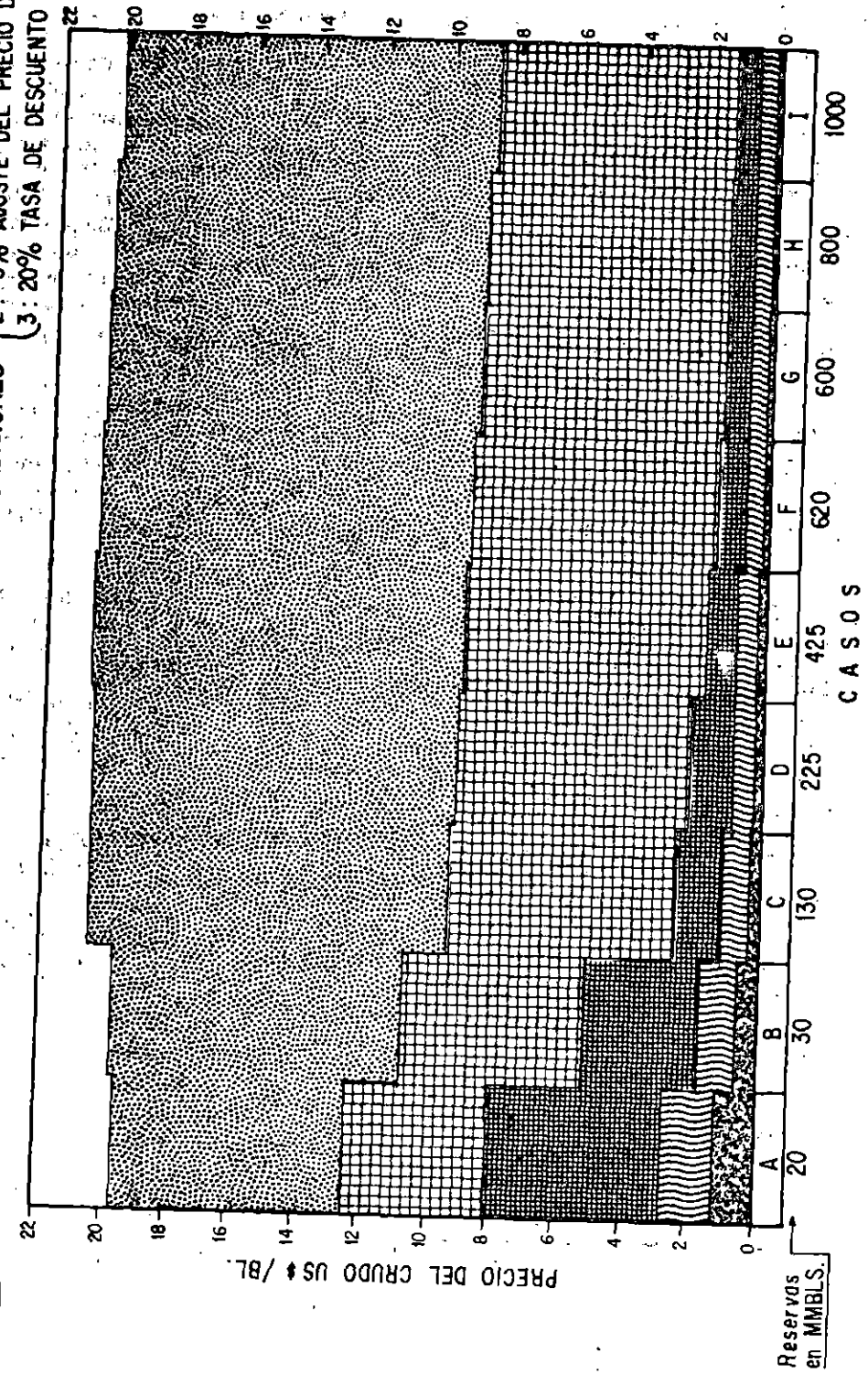
La figura 8 muestra que aún en la hipótesis más pesimista de que solo se encuentren campos pequeños será rentable explorar, pues los costos de hallazgo, desarrollo y operación serán inferiores al costo del crudo en el mercado internacional. Se concluye de lo anterior, que la política razonable en materia petrolera será la de emprender este plan decenal exploratorio a través del cual será posible equilibrar en un mediano y largo plazo la crítica balanza energética presentada en el capítulo III.

FIGURA 8

**DISTRIBUCION DE COSTOS**

- UTILIDAD NETA
- IMPUESTOS
- COSTOS DE OPERACION
- COSTOS DE DESARROLLO
- COSTOS DE HALLAZGOS

CONDICIONES { 1: 5% AJUSTE DEL COSTO DE OPERACIONES  
2: 5% AJUSTE DEL PRECIO DEL CRUDO  
3: 20% TASA DE DESCUENTO



PROYECCIONES FINANCIERAS DE ECOPETROL 1.978 - 1.990

La responsabilidad de Ecopetrol para abastecer la creciente demanda de los combustibles derivados del petróleo que el país requiere es una tarea que estará íntimamente afectada por el estado de las finanzas de la Empresa. Se ha podido apreciar que el factor de mayor incidencia sobre la balanza energética es el valor de las importaciones de petróleo y productos refinados. La atenuación de este podría lograrse mediante la obtención de un resultado positivo en un programa decenal exploratorio tal como el diseñado anteriormente. Sin embargo los compromisos y desafíos de este ambicioso plan no es posible mirarlos como una responsabilidad unilateral de la empresa, sino más bien como una tarea que debe comprometer a todos los usuarios de hidrocarburos en los diferentes estratos de la Sociedad Colombiana. De obtener los resultados esperados del mencionado plan exploratorio, el país podrá estar más tranquilo al asegurarse un suministro confiable y ante todo a menor costo, que estaría acorde con el crecimiento armónico de nuestra economía. Si no se hace la exploración, el país quedará dependiendo de mercados externos imposibles de predecir en materia de precios y suministro.

Al tener en cuenta todos los compromisos de inversión que son necesarios cumplir en materia de explotación, refinación, transporte y adicionando a lo anterior el 50% de las inversiones totales del plan decenal exploratorio, bajo el supuesto de que el 50% restante lo asumiría el capital extranjero mediante el sistema de contratación asociada, las tablas Nos. 20 y 21 presentan los resultados de un flujo de fondos proyectados entre el período comprendido de 1.978 a 1.990 para una financiación del 50% y 75% respectivamente.

Se puede apreciar que el déficit de este flujo de fondos va desde US\$ 126 millones en 1.978 hasta US\$ 1.430 millones en el año de 1.990. Este resultado supone un financiamiento externo de las inversiones en una cuantía equivalente al 50% de los precios de los combustibles referidos al precio de la gasolina motor, necesarios para eliminar el déficit del flujo de fondos variarían entre \$ 17/galón para el próximo año hasta un valor de \$ 54/galón en el año de 1.985, tal como se resume a continuación:

Año	Inversiones Necesarias		Déficit Flujo Neto (MM US\$)	Precios de la Gasolina (\$/ galón) Para compensar déficit	
	MM\$ pesos	MM\$ dólares		Financiando el 50% de las inversiones	Financiando el 75% de las inversiones
1.978	3.992	93	126	17	16
1.979	1.829	115	173	27	18
1.980	1.649	116	151	30	23
1.981	1.147	209	357	35	32
1.982	867	618	784	47	45
1.983	728	530	621	49	48
1.984	722	353	648	50	48
1.985	780	404	685	54	54

TABLA No. 20

FLUJO DE FONDOS DE LA EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS - 1.978 - 1.990 (FINANCIANDO EL 50% DE LAS INVERSIONES) (1)

	1.978	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990
<b>DISPONIBILIDADES</b>													
Saldo en Caja y Bancos	6 540	9 563	12 696	15 792	17 923	25 1057	28 1.210	31 1.385	35 1.586	40 1.815	45 2.078	51 2.379	57 2.723
De Pérdidas y Ganancias	-0- 2.739	-0- 10.111	-0- 13.800	-0- 12.153	-0- 20.397	-0- 20.197	-0- 17.639	-0- 11.657	-0- 3.094	-0- -	-0- -	-0- -	-0- -
Gastos que no significan salida de fondos	-0- 2.052	-0- 2.139	-0- 3.283	-0- 3.621	-0- 3.911	-0- 4.223	-0- 4.562	-0- 4.926	-0- 5.321	-0- 5.746	-0- 6.206	-0- 6.702	-0- 7.237
Créditos por la financiación del 50% de las inversiones	87 -0-	66 -0-	61 -0-	100 -0-	150 -0-	254 -0-	164 -0-	189 -0-	221 -0-	259 -0-	191 -0-	223 -0-	256 -0-
Total Disponibilidades	93 5.331	75 12.613	73 12.779	115 14.566	167 25.231	279 25.477	192 23.411	220 17.938	256 10.001	299 7.561	236 8.284	274 9.081	313 9.960
<b>UTILIZACIONES</b>													
Inversiones: Ordinarias	18 435	19 453	20 521	21 573	23 619	24 668	26 722	27 780	29 842	30 910	32 982	34 1.061	36 1.150
Especiales	75 3.557	96 1.376	96 1.128	188 574	595 248	506 60	327 -0-	377 -0-	343 -0-	518 -0-	382 -0-	445 -0-	512 -0-
Amortización de la deuda Vigente	7 -0-	18 -0-	28 -0-	27 -0-	27 -0-	27 -0-	17 -0-	7 -0-	4 -0-	2 -0-	-0- -	-0- -	-0- -
Amortización de la deuda por Déficit/TT	-0- -	-0- -	-0- 1.200	16 1.200	16 1.200	16 -0-	16 -0-	17 -0-	-0- -	-0- -	-0- -	-0- -	-0- -
Inversión en la deuda por nuevos	-0- -	-0- -	-0- -	43 -0-	43 -0-	43 -0-	144 -0-	143 -0-	101 -0-	216 -0-	215 -0-	115 -0-	115 -0-
Imparrente año anterior	-0- 294	-0- -	-0- -	-0- -	-0- -	-0- -	-0- -	-0- -	-0- -	-0- -	-0- -	-0- -	-0- -
Para pérdidas y ganancias	123 -0-	263 -0-	389 -0-	438 -0-	641 -0-	662 -0-	613 -0-	521 -0-	418 -0-	-0- -	-0- -	-0- -	-0- -
Saldo en Caja y Bancos fin de año	9 563	12 696	15 792	17 923	25 1057	28 1.210	31 1.385	35 1.586	40 1.815	45 2.078	51 2.379	57 2.723	65 3.117
Total Utilizaciones	232 4.849	508 2.525	548 3.641	750 3.270	1.370 3.124	1.306 1.938	1.174 2.107	1.127 2.366	935 2.657	1.145 13.830	1.029 33.137	1.033 64.907	1.132 79.012
<b>FLUJO NETO</b>	(139) 482	(433) 10.288	(475) 14.138	(633) 13.296	(1.203) 22.107	(1.027) 23.539	(982) 21.304	(907) 13.572	(677) 7.344	(646) (6.269)	(793) (84.853)	(759) (85.826)	(819) (69.052)
Equivalente MMUS\$	(126)	(173)	(151)	(257)	(784)	(621)	(648)	(685)	(584)	(920)	(1.059)	(1.303)	(1.430)
Precio Actual Gasolina en Pesos corriente \$ (S10,00/GAL)	13,50	16,24	19,25	21,17	22,86	24,62	26,67	28,80	31,10	33,52	36,30	39,18	42,00
Precio de la gasolina al público para eliminar el déficit del Flujo de Fondos (2)	\$ 17	\$ 27	\$ 30	\$ 35	\$ 49	\$ 46	\$ 50	\$ 54	\$ 54	\$ 70	\$ 79	\$ 94	\$ 104
\$ / Galón (3)	\$ 17	\$ 27	\$ 30	\$ 35	\$ 47	\$ 49	\$ 50	\$ 54	\$ 54	\$ 70	\$ 79	\$ 94	\$ 104

(1) Este Flujo de Fondos supone la reallanzación del plan decenal exploratorio con cargo a Ecopetrol en un 50% de su valor total.  
 (2) Precios necesarios para equilibrar los flujos de fondos por año.  
 (3) Precios necesarios para equilibrar los flujos de fondos de todo el período (1.978 - 1.990), con el fin de evitar bajas en los precios de un año a otro.

FLUJO DE FONDOS DE LA EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS - 1.978 - 1.990 - ( FINANCIANDO EL 75% DE LAS INVERSIONES )

	1.978	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990													
<b>DISPONIBILIDADES</b>																										
Saldo en Caja y Bancos	6	540	9	563	12	696	15	792	17	923	25	1.057	1.210	31	1.385	35	1.586	40	1.815	45	2.078	51	2.379	57	2.723	
De pérdidas y ganancias	-0-	2.739	-0-	10.111	-0-	13.800	-0-	12.153	-0-	20.397	-0-	20.197	-0-	17.659	-0-	11.627	-0-	3.094	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-
Gastos que no significan salida de fondos	-0-	2.052	-0-	2.139	-0-	3.283	-0-	3.621	-0-	3.911	-0-	4.223	-0-	4.562	-0-	4.926	-0-	5.321	-0-	5.746	-0-	6.206	-0-	6.702	-0-	7.237
Créditos para la financiación del T.E. Inversiones	130	-0-	98	-0-	92	-0-	150	-0-	225	-0-	380	-0-	245	-0-	283	-0-	332	-0-	389	-0-	287	-0-	334	-0-	384	
Total Disponibilidades	136	5.331	107	12.813	104	17.779	165	16.566	242	25.231	405	25.477	273	23.411	314	17.938	367	10.001	428	7.561	332	8.284	384	9.081	441	9.960
<b>UTILIZACIONES</b>																										
Inversiones: Ordinarias	18	435	19	453	20	521	21	573	23	619	24	668	26	722	27	780	29	842	30	910	32	982	34	1.061	36	1.150
Especiales	75	3.557	96	1.376	96	1.128	188	574	595	248	506	60	327	-0-	377	-0-	343	-0-	518	-0-	582	-0-	445	-0-	512	-0-
Amortización de la Deuda Vigente	7	-0-	18	-0-	28	-0-	27	-0-	27	-0-	27	-0-	17	-0-	7	-0-	4	-0-	2	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-
Amortización de la Deuda por Déficit 1.977	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	1.200	16	1.200	16	1.200	16	-0-	16	-0-	17	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-
Amortización de la Deuda por Nuevas Inversiones	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	64	-0-	64	-0-	64	-0-	215	-0-	215	-0-	151	-0-	323	-0-	323	-0-	172	-0-	172	
Importencia Año a otro	-0-	294	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	-0-	
Para Pérdidas y Ganancias	127	-0-	271	-0-	400	-0-	451	-0-	600	-0-	678	-0-	643	-0-	554	-0-	457	-0-	375	10.842	393	29.776	427	61.123	457	74.745
Saldo en Caja y Bancos fin de año	-9	563	12	696	15	792	17	923	25	1.057	28	1.210	31	1.385	35	1.586	40	1.815	45	2.078	51	2.379	57	2.723	65	3.117
Total Utilizaciones	236	4.849	415	2.525	599	3.641	784	3.270	1.410	3.124	1.343	1.938	1.275	2.107	1.232	2.366	1.024	2.657	1.293	13.830	1.381	33.137	1.135	64.907	1.242	79.012
<b>FLUJO NETO</b>	(100)	482	(309)	10.288	(455)	14.138	(619)	13.296	(1.168)	22.107	(938)	23.539	(1.002)	21.304	(918)	15.572	(657)	7.344	(864)	(6.269)	(1.049)	(24.853)	(751)	(55.826)	(801)	(69.052)
Equivalente en MM US\$	( 87 )	( 49 )	( 130 )	( 341 )	( 749 )	( 532 )	( 668 )	( 696 )	( 562 )	( 938 )	( 1.315 )	( 1.295 )	( 1.315 )	( 1.295 )	( 1.315 )	( 1.295 )	( 1.315 )	( 1.295 )	( 1.315 )	( 1.295 )	( 1.315 )	( 1.295 )	( 1.315 )	( 1.295 )	( 1.315 )	
Equivalente en MM \$	( 3.132 )	( 1.940 )	( 5.663 )	( 16.334 )	( 39.472 )	( 30.856 )	( 42.618 )	( 48.859 )	( 43.386 )	( 99.636 )	( 122.821 )	( 132.997 )	( 132.997 )	( 132.997 )	( 132.997 )	( 132.997 )	( 132.997 )	( 132.997 )	( 132.997 )	( 132.997 )	( 132.997 )	( 132.997 )	( 132.997 )	( 132.997 )	( 132.997 )	
Precios al público de la gasolina para equilibrar los	\$ 16	\$ 18	\$ 23	\$ 32	\$ 48	\$ 43	\$ 50	\$ 54	\$ 52	\$ 70	\$ 89	\$ 93	\$ 89	\$ 89	\$ 89	\$ 89	\$ 89	\$ 89	\$ 89	\$ 89	\$ 89	\$ 89	\$ 89	\$ 89	\$ 89	
Déficit del Flujo de Fondos \$/gal. (est)	\$ 16	\$ 18	\$ 23	\$ 32	\$ 45	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	\$ 48	

(\*) Precios necesarios para equilibrar los flujos de fondos año por año.

(\*\*) Precios necesarios para equilibrar los flujos de fondos de todo el período (1.978 - 1.990) con el fin de evitar bajar los precios de un año a otro

Esta es una cruda realidad ante la cual se encuentra enfrentado este importante sector de la economía colombiana. Los correctivos propuestos a través de la modificación de precios a lo largo del tiempo no son medidas de fácil presentación y aceptación popular, pero desafortunadamente será el único camino a seguir ante las exigencias de un país con un creciente desarrollo, imposible de frenar al imponerle un corte en el suministro de hidrocarburos o al sometimiento a una total dependencia de los mercados externos. Por otra parte, precios inferiores a los propuestos implicarían un déficit en Ecopetrol que no se podría financiar fácilmente por el presupuesto nacional.

Este posible déficit en Ecopetrol tampoco se debe financiar trasladando el impuesto del Fondo Vial a Ecopetrol, como se ha propuesto en algunas ocasiones. La inversión en carreteras debe lógicamente hacerse con una tarifa al usuario, lo cual se logra en la actualidad con el impuesto a la gasolina. Eliminar este ingreso del Presupuesto Nacional, y mantener la inversión en carreteras, implicaría la desfinanciación de todos los programas sociales. Por otra parte, al financiar la construcción de carreteras directamente por el presupuesto se causaría una grave distorsión en los precios del transporte, fomentando el transporte por carretera a costa de alternativas energéticamente más racionales como el tren o el transporte fluvial.

## CAPITULO III

### EL GAS COMO FUENTE ENERGETICA

#### INTRODUCCION

En Colombia no se le dió mucha importancia al gas como fuente energética hasta 1.977. En la actualidad, al contrario, el gas debe considerarse como uno de los pilares de nuestra economía energética, pues no solo se puede utilizar directamente como combustible en la industria y en plantas de generación eléctrica, sino que es posible aumentar su uso como combustible doméstico. Por otra parte, dados los descubrimientos recientes de gas natural, es posible exportar gas natural licuado, exportación que proveerá la moneda extranjera para las importaciones de crudo y gasolina que será necesario hacer mientras se obtienen los resultados del ambicioso programa de exploración planteado en este plan.

El gas natural se ha venido utilizando comercialmente como combustible por más de ciento treinta años en los Estados Unidos y por cerca de cincuenta años en Colombia. La ingeniería moderna ha diseñado métodos que permiten su extracción, su separación de los hidrocarburos líquidos, el transporte y distribución a los centros de consumo.

El gas natural está compuesto de metano ( $CH_4$ ) con menores cantidades de hidrocarburos de la familia parafínica, etano ( $C_2H_6$ ), propano ( $C_3H_8$ ), y butano ( $C_4H_{10}$ ). Se encuentra además mezclado con otros elementos gaseosos tales como: Nitrógeno, Sulfuro de hidrógeno, Dióxido de Carbono, Helio y vapor de agua. La ocurrencia de gas natural se presenta a grandes presiones en rocas porosas (Areniscas o calizas) localizadas debajo de la superficie terrestre a profundidades que llegan hasta los 20.000 piés, y con mucha frecuencia se encuentra en solución con el petróleo o condensado.

El gas que se produjo en Colombia hasta 1.977 provenia principalmente de campos productores de petróleo. Este gas se le denomina "GAS ASOCIADO", si se encuentra en forma de capas de gas en asocio con el yacimiento de petróleo, o "GAS DISUELTO" si se encuentra dentro del petróleo en forma de solución. Estos tipos de gas son abundantes en hidrocarburos pesados, tales como etano, propano, butano etc. y se procesa en plantas especiales en donde se le extrae las fracciones pesadas, en forma de gases licuados del petróleo (GLP) y gasolina natural.

Por otra parte existen yacimientos de "gas no asociado" o "gas libre". Estas acumulaciones gasíferas, como su nombre lo indica, no tienen ninguna relación de procedencia con el petróleo. Los yacimientos descubiertos en la Costa Atlántica, con excepción de Cicuco - Boquete (Bolívar), están constituidos por yacimientos de "gas libre".

La producción de gas del país, hasta el primer semestre de 1.977, estaba

conformada en un 80% por gas asociado proveniente principalmente de los yacimientos petrolíferos explotados en el valle Medio del Magdalena. A partir del segundo semestre del presente año ésta situación cambió notablemente al entrar en producción los yacimientos de gas libre descubiertos en la Península de la Guajira.

## PRODUCCION Y RESERVAS

Los yacimientos productores de gas natural en Colombia están localizados en dos provincias perfectamente definidas; la Costa Norte y el Valle Medio del Magdalena.

Los descubrimientos de gas realizados en la Costa Atlántica corresponden a yacimientos explorados en busca de petróleo. El más antiguo es el yacimiento de El Difícil descubierto por la Compañía Shell Cóndor, en Mayo de 1.943, y está localizado en el Departamento del Magdalena. Este yacimiento está conectado por medio de un gasoducto de 148 kilómetros y 12 pulgadas de diámetro con la ciudad de Barranquilla, en donde se comercializa el gas para fines industriales y para generación de energía eléctrica.

En la tabla 22 se presenta la información sobre los campos de gas en producción en el país y la figura 9 muestra estos campos y los gasoductos existentes. Se observa en esta tabla la proyección de producción de gas hasta el año 2.000

Hecho de gran importancia energética para el país ha sido el descubrimiento, confirmación y desarrollo de las reservas gasíferas de los campos de Chuchupa, Ballena y Riohacha, situados en la zona costanera y la plataforma continental del Departamento de la Guajira, cerca de Riohacha. Estos trabajos se efectúan en desarrollo del contrato de Asociación denominado "Guajira Area A" suscrito el 31 de mayo de 1.974 entre Texas Petroleum Company y Ecopetrol. Las reservas de estos campos han sido estimadas en 3.500 billones de pies cúbicos de gas (3.5 x 10<sup>12</sup>), con un potencial de producción de 450 millones de pies cúbicos por día durante 25 años. Este potencial, en términos energéticos, es equivalente al descubrimiento de un yacimiento de petróleo de 33° A P I que produzca cerca de 75.000 barriles por día.

La calidad de este gas (esencialmente metano), ofrece grandes perspectivas para el desarrollo de la industria petroquímica y el abastecimiento energético de la costa norte del país, así como para la exportación en forma de gas licuado, productos petroquímicos elaborados, y para uso residencial a través de acometidas similares a las instalaciones de agua potable.

Durante el mes de mayo, se reinició la actividad perforadora en el aporte Caribe, localizado sobre la plataforma continental frente a la ciudad de Cartagena, mediante la perforación del pozo Cartagena No. 2 (Fuera de Costa). En el mes de agosto el pozo encontró el objetivo proyectado y las pruebas preliminares indican la existencia de un importante yacimiento de gas, con características muy similares a los descubrimientos del departamento de la Guajira.

Para el transporte, distribución y comercialización del gas de la Guajira se estableció la compañía "PROMIGAS". Esta campaña puso en servicio (agosto 1.977) un gasoducto de 380 kilómetros de longitud y 12 a 20 pulgadas de diámetro.

TABLA No. 22.

### PRONOSTICO DE PRODUCCION Y RESERVAS DE GAS NATURAL

#### I COSTA NORTE

CAMPO ( COMPAÑIA )	I COSTA NORTE									
	1. 977	1. 978	1. 979	1. 980	1. 981	1. 982	1. 983	1. 984	1. 985	2. 000
1. El Difícil ( Antex )										
Producción ( MMPCD ) *	30	22	17	7						
Acumulado ( BPCD ) **	11.0	19.2	25.2	27.8						
Reserva Remanente ( BPC )	16.8	8.8	2.6	0						
2. Cúcuco - Boquete ( ECP )										
Producción ( MMPCD )	10	8	7	6	5					
Acumulado ( BPC )	3.6	6.5	9.1	11.3	13.1					
Reserva Remanente ( BPC )	9.5	6.6	4.0	1.8	0					
3. Jóbó - Tablon ( Intercol - Mecom )										
Producción ( MMPCD )	38	40	43	40	30	20	10			
Acumulado ( BPC )	13.9	28.5	44.2	58.8	69.8	77.1	80.8			
Reserva Remanente ( BPC )	66.9	52.3	36.6	22.0	11.0	3.7	0			
4. Guajira ( Texpet - ECP )										
Producción ( MMPCD )	60	120	175	200	400	450	450	450	450	450
Acumulado ( BPC )	21.9	65.7	129.6	202.6	348.6	512.9	677.2	841.5	1.005.8	1.827.3
Reserva Remanente ( BPC )	3.447.9	3.404.1	3.340.2	3.267.2	3.121.2	2.956.9	2.792.6	2.628.3	2.464.0	1.042.5
5. TOTAL COSTA NORTE										
Producción ( MMPCD )	138	190	242	253	435	470	460	450	450	450
Acumulado ( BPC )	50.4	119.8	208.2	300.6	459.4	631.0	798.9	963.2	1.127.5	1.949.0
Reserva Remanente ( BPC )	3.541.1	3.471.7	3.383.3	3.290.9	3.132.1	2.960.5	2.792.6	2.628.3	2.464.0	1.642.5



PRONOSTICO DE PRODUCCION Y RESERVAS DE GAS NATURAL  
II VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

CAMPO ( COMPANIA )	1. 9 7 7	1. 9 7 8	1. 9 7 9	1. 9 8 0	1. 9 8 1	1. 9 8 2	1. 9 8 3	1. 9 8 4	1. 9 8 5	1. 9 9 0	2. 0 0 0
--------------------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------

1. Payaca ( Colctico )

Producción ( MMPCD )	40	45	45	45	40	35	30	25	20		
Acumulado ( BPC )	14.6	31.0	47.4	63.8	78.4	91.2	102.2	111.3	118.6		
Reserva Remanente ( BPC )	104.0	87.6	71.2	54.8	40.2	27.4	16.4	7.3	0		

2. Provincia ( Intercol )

Producción ( MMPCD )	50	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Acumulado ( BPC )	18.3	38.4	58.5	78.6	98.7	118.8	138.8	158.9	179.0	279.5	
Reserva Remanente ( BPC )	261.2	241.1	221.0	200.9	180.8	160.7	140.7	120.6	100.5	0	

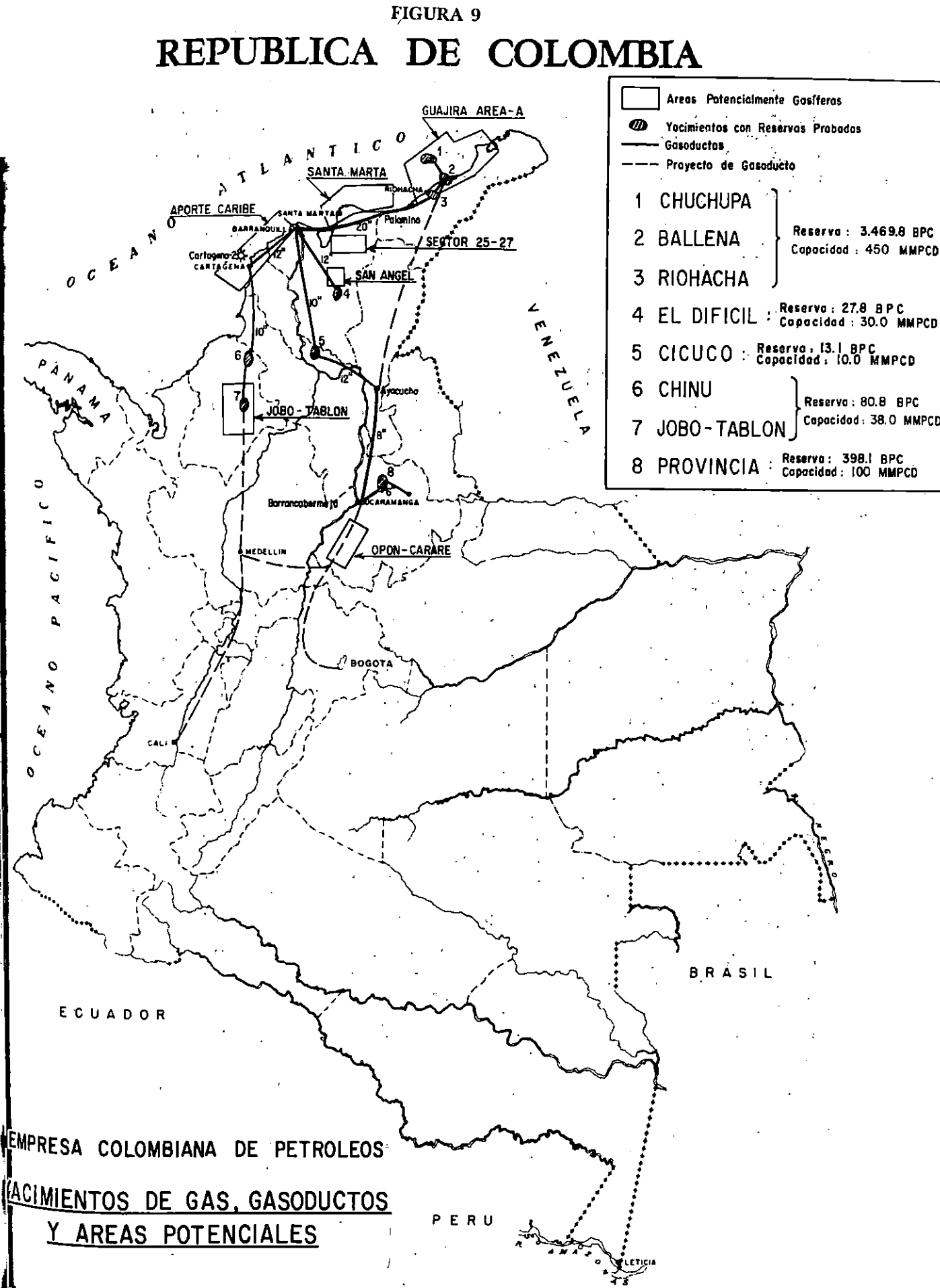
3. TOTAL VALLE MEDIO

Producción ( MMPCD )	90	100	100	100	95	90	85	80	75	55	
Acumulado ( BPC )	32.9	69.4	105.9	142.4	177.1	210.0	241.0	270.2	297.6	398.1	
Reserva Remanente ( BPC )	365.2	292.2	292.2	255.7	221.0	188.1	157.1	128.0	100.5	0	

III PRONOSTICO DE PRODUCCION TOTAL Y RESERVAS DE GAS NATURAL  
EN COLOMBIA ( 1.977 - 2.000 )

Producción ( MMPCD )	228	290	342	353	530	560	545	530	525	505	450
Acumulado ( BPC )	83.2	189.1	313.9	442.7	636.2	840.6	1.039.5	1.233.0	1.424.6	2.346.6	3.989.1
Reserva Remanente ( BPC )	3.906.4	3.800.5	3.675.7	3.546.9	3.353.4	3.149.0	2.950.1	2.756.6	2.565.0	1.643.0	0

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS  
YACIMIENTOS DE GAS, GASODUCTOS  
Y AREAS POTENCIALES



tro, mediante el cual se conectaron los yacimientos de Chuchupa — Ballena — Riohacha, con los dos principales centros de consumo: Barranquilla y Cartagena. La tabla 22, muestra el pronóstico de producción y su reserva remanente, para un período de agotamiento que cubriría hasta el año 2.000, con unatasa de producción de 450 millones de pies cúbicos por día.

En resumen se puede apreciar que la Costa Norte posee el 90% de las reservas de gas del país y el Departamento de la Guajira participa con el 87% de estas reservas.

#### TRANSPORTE

El transporte del gas natural desde los campos de producción hasta los centros de consumo se realiza a través de una extensa red de gasoductos. Con la terminación de los gasoductos Ballena — Cartagena y Barrancabermeja — Cicuco, el país dispone de 1.456 kilómetros de gasoductos con una capacidad instalada de 644 MMPCD.

La figura 9, muestra la localización de los diferentes gasoductos y la tabla 23 presenta sus características principales.

#### LEGISLACION Y PRECIOS

Cuando el explorador petrolero llegó al país, vino en busca de petróleo. El hallazgo de gas se consideró indeseable y por lo tanto descubrir gas equivalía a descubrir problemas. Desde el punto de vista jurídico, la legislación no le otorgó al gas la misma importancia que le dió al petróleo. El Decreto 444 de 1967 estableció que al gas se le aplicara el régimen general de inversiones extranjeras. No obstante, el Decreto 825/68 y la Resolución 8/68 del Consejo Nacional de Política Económica, autorizaron unas remesas de utilidades equivalentes al 20% anual sobre la inversión sin exceder del valor total neto de la misma. Por otra parte, las remesas por depreciación eran iguales a las tasas aplicables para fines tributarios.

En septiembre de 1.974, el Gobierno Nacional durante la Emergencia Económica expidió el Decreto 1978 por medio del cual se estableció que a la exploración y explotación de gas natural no asociado se le aplicaría el régimen cambiario y de comercio exterior contemplado para el petróleo crudo en el Capítulo IX del Decreto 444 de 1.967 y posteriormente emitió el Decreto 1999 aclarando que estas disposiciones cambiarías se aplicarían a los futuros yacimientos que entren en producción. Como consecuencia de estos cambios legislativos la "Comisión de Precios del petróleo y del Gas Natural", expidió la Resolución No. 039 de julio 10 de 1.975, en donde se fijaron los siguientes precios para el gas de la Guajira.

- Se fijó un precio de US\$ 0.50 por cada mil pies cúbicos de gas (MPC) que se adquiriera para la Electrificadora de la Guajira, con destino a la generación de energía eléctrica para el servicio público del Departamento de la Guajira.
- Se fijó un precio de US\$ 0.80/MPC (en campo de producción) para el gas no asociado que se adquiriera para otros usos.
- Se acordó un ajuste del precio, proporcional a las variaciones que tenga el

T A B L A No. 23.

#### RED DE GASODUCTOS EN COLOMBIA

TRAYECTO	LONGITUD (Kilómetros)	DIAMETRO (Pulgadas)	CAPACIDAD (MMPCD)
Ballena - Cartagena	380	12-20	50 - 400
Ballena - Palomino		20	400
Palomino - Barranquilla		20	200
Barranquilla - Cartagena		12	50
Barrancabermeja - Barranquilla	598	8 - 12	25 - 45
Barrancabermeja - Ayacucho	190	8	25
Ayacucho - Cicuco	180	12	25
Cicuco - Barranquilla	228	10	45
Jobo - Mamonal (C/gena)	200	10	50
El Diffcil - B/quilla.	148	12	54
Provincia - Payoa	12	8	20
Payoa - B/meja.	58	10	60
Payoa - Bucaramanga	60	6	15
TOTALES	1.456		644

Fuel Oil de exportación FOB Cartagena a partir de la entrada en producción del campo en 1.977. Con respecto a las sumas que se deben cubrir en moneda nacional (250/o), se eliminó el dólar petrolero, puesto que los pagos se deben efectuar a la tasa del mercado de certificados de cambio.

Los precios del gas que se encontraba en explotación con anterioridad a la Resolución 039 de Julio de 1.975, se reajustaron mediante la renegociación de nuevos contratos de suministro.

#### RESERVAS POTENCIALES DE GAS

Tanto la Costa Norte como el Valle Medio del Magdalena muestran buenas posibilidades exploratorias en materia de gas natural. Con los descubrimientos de Guajira y con el cambio de legislación con respecto al gas, la actividad exploratoria, especialmente en la Costa Norte, ha mostrado un extraordinario auge en los últimos dos años. Además del contrato de "Guajira Area A", se encuentran en etapa de evaluación los siguientes seis (6) contratos de asociación cuya localización se presenta en la Figura 9.

<u>CONTRATO</u>	<u>EMPRESA</u>	<u>UBICACION</u>	<u>ESTADO</u>
1- Cartagena	Texpet - Amoco	Plataforma Continental	Pruebas de Producción
2- Aporte 25 y 27	Aquitaine	Magdalena	Perforación
3- B/quilla - Santa Marta	Chevron	Plataforma Continental	Geofísica
4- Sucre - Córdoba	Intercol	Jobo - Tablón	Perforación
5- San Angel	Antex	El Difícil	Geofísica
6- El Retiro	Chevron	Bolívar-Magdalena	Producción

Se estima que en un lapso de dos años, estos proyectos estarán evaluados y por tanto definido su potencial y reservas. La puesta en marcha de los yacimientos y la utilización del gas descubierto contribuirán a agilizar la actividad exploratoria y definir en forma temprana el potencial gasífero de la Costa Atlántica, pues si el gas no se puede vender hay poco estímulo a la exploración. Las anteriores posibilidades no dejan de ser interesantes expectativas, que de llegar a ser rexitosas colocarían al gas en un importante lugar dentro del marco energético nacional.

#### UTILIZACION Y DEMANDA

Para efectuar el análisis del consumo y la demanda del gas es necesario identificar primeramente los centros de consumo y las áreas industriales, donde se utiliza. Actualmente en Colombia la tendencia de utilización se puede enmarcar en las siguientes áreas:

1. Generación Eléctrica.
2. Usos Industriales.

- Cemento
- Petroquímica
- Metalurgia

3. Exportación como gas natural licuado (GNL)
4. Uso Doméstico

Estos cuatro sectores, además de otros usos industriales de menor cuantía, constituyen los mercados potenciales del gas natural. La tendencia de algunos de estos sectores a preferir el gas a cambio de otros energéticos de sustitución (carbón, Fuel-Oil) dependerá directamente del factor precio. La crisis petrolera y la constante tendencia hacia la elevación de precios del crudo y sus derivados empujarán en forma casi automática hacia mayores precios tanto al gas como al carbón. La sustitución dependerá de los cambios en los precios relativos de las diferentes fuentes de energía.

Con respecto a los centros de consumo se pueden hasta el momento identificar dos zonas perfectamente definidas:

1. Costa Norte, constituida por las áreas industriales de Barranquilla y Cartagena y
2. Zona del Valle Medio del Magdalena, la cual comprende el Complejo Industrial de Refinación y Petroquímica de Barrancabermeja y el área de Bucaramanga.

#### CONSUMO EN LA COSTA NORTE

Para proyectar la demanda de gas en los dos principales centros de consumo, se ha subdividido el consumo en Industria y Generación Eléctrica. Además de los proyectos de expansión termoeléctrica se han tenido en cuenta los proyectos de Amoniaco - Urea y los requerimientos de gas para una planta de Gas Natural Licuado (GNL) en el Departamento de la Guajira.

La ciudad de Barranquilla junto con el área de la Guajira tendrían un abastecimiento pleno, tal como se presenta en la Tabla 24. El excedente de gas de la Guajira entraría a cubrir la demanda insatisfecha en la ciudad de Cartagena. La Tabla 25 muestra este balance, apreciándose un déficit creciente a partir del año de 1.983. La cuantía de este déficit de gas en el área de la Costa Norte es un indicio de cuanto gas se podría sustituir con carbón, tanto en Barranquilla como en Cartagena. En resumen, se puede anticipar que la Costa Norte tiene un amplio margen de seguridad en su abastecimiento, aún teniendo en cuenta los grandes proyectos de utilización de gas, como son las plantas de Amoniaco - Urea y de gas licuado. La Figura 10 presenta el Balance producción - consumo hasta el año 2.000. El déficit que aparece a partir del año 1.983 sería solucionado por la utilización de carbón en la generación eléctrica.

Vale la pena anotar que este balance no incluye el gas que posiblemente se produciría en el área de Cartagena, pero que si supone que las industrias de cemento estarán usando carbón a partir de 1.981.

T A B L A No. 24.

BALANCE DE LA PRODUCCION Y DEMANDA DE GAS NATURAL ( COSTA NORTE )

I AREA DE BARRANQUILLA

AÑO	1. 977	1. 978	1. 979	1. 980	1. 981	1. 982	1. 983	1. 984	1. 985	1. 990	2. 000
<b>A. PRODUCCION ( MMPCD )</b>	100	150	199	213	405	450	450	450	450	450	450
(Déficit - Cúcuco - Guajira)											
<b>B. DEMANDA ( MMPCD )</b>											
<b>1. INDUSTRIA</b>											
Petroquímica Guajira						50	50	50	50	50	50
Proyecto L.N.G.					180	180	180	180	180	180	180
Cementos Caribe	20	20	20	26	26	10	10	10	10	10	10
Manómeros	8	8	8	10	10	5	5	5	5	5	5
Celanese	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Cartón de Colombia	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Otros	7	7	10	14	19	25	30	30	40	75	100
<b>SUB-TOTAL</b>	40	45	48	60	245	275	280	280	290	325	350
<b>2. TERMOELECTRICAS</b>											
Electranta	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
Corelca	28	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
Termopójaro		5	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>SUB-TOTAL</b>	49	75	80	80	80	80	80	80	80	80	80
<b>TOTAL DEMANDA</b>	89	120	128	140	325	355	360	360	370	405	430
Superávit ( Déficit )	11	30	71	73	80	95	90	90	80	45	20
<b>C. TOTAL DEMANDA</b>	138.0	186.0	230.5	243.5	432.5	462.5	472.5	472.5	487.5	450.0	450.0
Costa Norte											
BALANCE	0	4.0	11.5	9.5	2.5	7.5	( 12.5 )	( 22.5 )	( 37.5 )	0	0

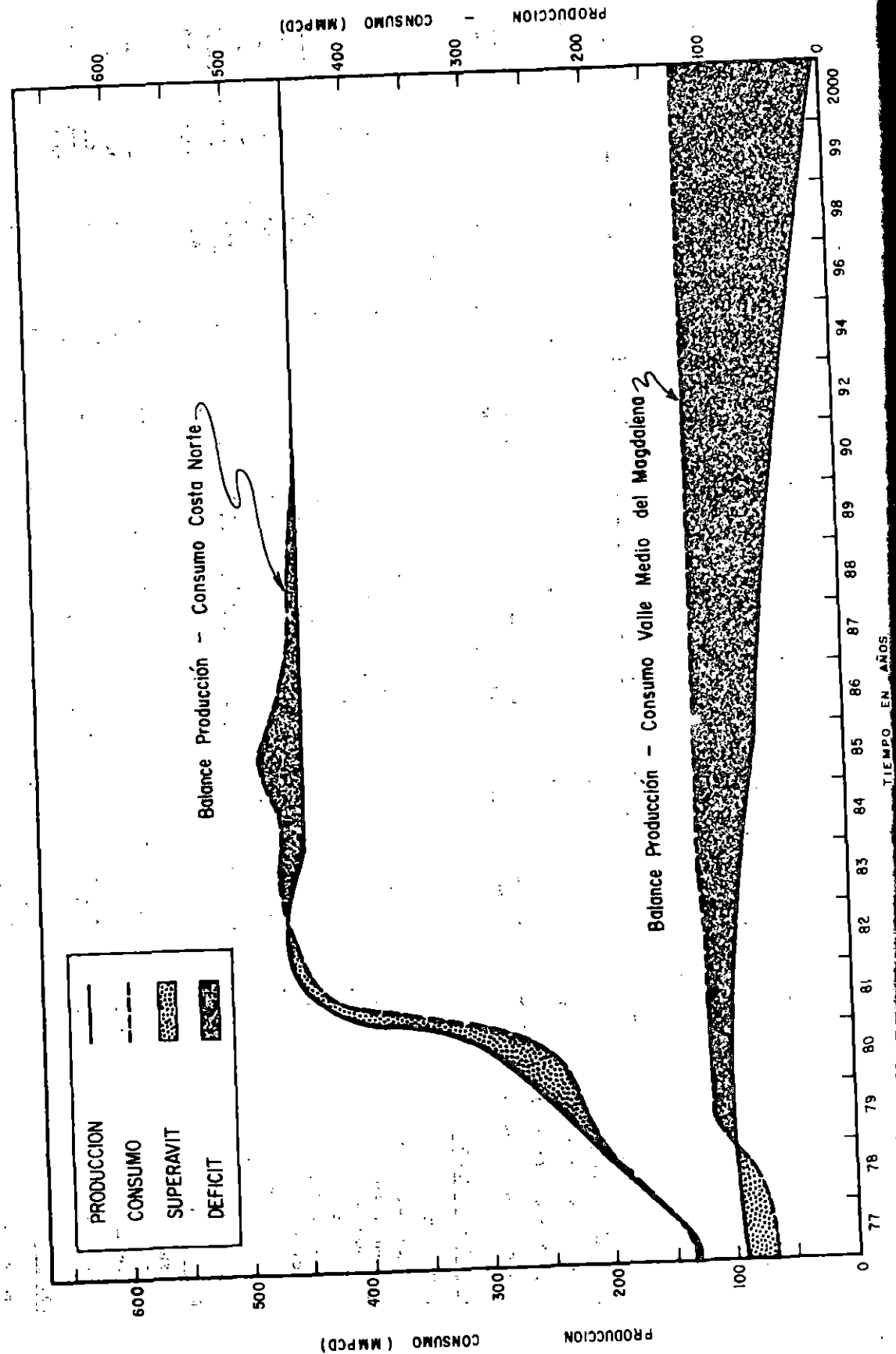
T A B L A No. 25.

BALANCE DE LA PRODUCCION Y DEMANDA DE GAS NATURAL ( COSTA NORTE )

II AREA DE CARTAGENA

	1. 977	1. 978	1. 979	1. 980	1. 981	1. 982	1. 983	1. 984	1. 985	1. 990	2. 000
<b>PRODUCCION ( MMPCD )</b>											
( Jobo - Tablón - Chindí )	38	40	43	40	30	20	10				
Disponible Guajira ( MMPCD )	11	30	71	73	80	95	90	90	80	45	20
<b>A. Total Producción ( MMPCD )</b>	49	70	114	113	110	115	100	90	80	45	20
<b>B. DEMANDA ( MMPCD )</b>											
<b>1. INDUSTRIA :</b>											
Refinería	5.0	6.0	7.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	5.0	5.0
Tolcimentos	2.5	3.0	3.0	3.0							
Colclinker	3.0	10.0	10.0	10.0							
Cerromatoso											
Amocar / Abocol	13.0	15.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	7.0	5
Cabot	2.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	10	
Planta de Soda			10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0		
Industria Nueva					10.0	10.0	15.0	15.0	20.0	15.0	10.0
<b>SUB-TOTAL</b>	25.5	37.0	54.0	55.0	59.0	59.0	64.0	64.0	69.0	25.0	15.0
<b>2. TERMOELECTRICAS</b>											
Electricórdoba	8.5	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0		
Cospique	4.5	9.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5		
Corelca	10.5	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	10.0	
<b>SUB-TOTAL</b>	23.5	29.0	48.5	48.5	48.5	48.5	48.5	48.5	48.5	20.0	5
<b>C. TOTAL DEMANDA</b>	49.0	66.0	102.5	103.5	107.5	107.5	112.5	112.5	117.5	45.0	20
Superávit ( Déficit )	0	4.0	11.5	9.5	2.5	7.5	( 12.5 )	( 22.5 )	( 37.5 )	0	0

FIGURA 10  
BALANCE DE LA PRODUCCION Y CONSUMO DEL GAS NATURAL  
COSTA NORTE Y VALLE MEDIO DEL MAGDALENA



El uso de combustibles para generación eléctrica en la Costa Atlántica se presenta en la tabla 26.

#### CONSUMO EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

La utilización de gas en el Valle Medio del Magdalena está constituida por el consumo de las ciudades de Barrancabermeja y Bucaramanga. A causa de la declinación de los campos de Provincia y Payoa y el incremento en la demanda ocasionada por la Planta de Balance, Termobarranca y posible expansión de Ferticol, sería imposible abastecer con gas natural el mercado potencial de esta región del país. Desde el punto de vista logístico, la alternativa de sustitución sería por "Fuel-Oil", ya que para equiparar oferta y demanda solo se requerirían volúmenes de combustóleo que irían desde los 3.000 B P D en 1.979 hasta 20.800 B P D en el año 2.000, con la ventaja de evitar desgaste económico en transporte de combustibles en contraflujo.

Una segunda alternativa sería el suministro de gas desde la Costa Norte, dependiendo de los resultados definitivos del pozo Cartagena 2. Este descubrimiento cubriría la demanda de Cartagena y los excedentes entrarían a abastecer la demanda en la zona del Valle Medio. Esta alternativa es interesante desde el punto de vista del potencial de comercialización del gas natural en la zona central del país (Medellín y Bogotá), como sustituto de otros energéticos tales como Electricidad, Gas licuado del petróleo y combustible liviano doméstico.

Por último, una tercera alternativa de sustitución sería la combinación de carbón y "Fuel-Oil", el primero en generación eléctrica y el segundo en la Planta de Balance. La Figura 10 y la Tabla 27 muestra el Balance de producción - consumo del Valle Medio.

#### BALANCE DE PRODUCCION Y CONSUMO DE GAS EN EL PAIS

Bajo la premisa de tomar como prioritarios los proyectos de utilización discutidos anteriormente, la Tabla 27 y la Figura 11, muestran los resultados de balance integrado de la producción - consumo del gas natural en Colombia.

A partir del año 1.983 se empieza a acentuar un déficit ascendente que va desde los 52.5 MMPCD hasta 125 MMPCD en el año 2.000. Este requerimiento es factible de balancearlo con la utilización de otros energéticos tales como el carbón y el "Fuel-Oil", sin que esto implique esfuerzos de consideración. De otra parte, el potencial de los nuevos descubrimientos quedaría disponible para otros proyectos, los cuales se empezaría a plantear una vez se conozca su verdadera capacidad de producción y reservas.

La Figura 12 muestra el balance oferta-demanda de gas en el supuesto de una política de sustitución de carbón y fuel-oil por gas. Esta Figura está basada en las sustituciones incluidas en la Tabla 28.

#### CONCLUSION

En conclusión, parece que el país no tiene problema con el suministro de gas. Al contrario, es muy probable que el programa de exploración aumente las reservas

probadas del país por encima de lo considerado en el balance presentado en la tabla 28. En ese caso surgiría la posibilidad de aumentar la producción de gas natural licuado, e incrementar el uso de gas a nivel doméstico. La escogencia entre uso doméstico y exportación dependerá de la balanza de pagos energética y de los precios relativos de las diferentes fuentes energéticas. En la tabla 29 se presenta una proyección de la situación de balanza de pagos en el sector energético.

Dada esta balanza de pagos del Sector Energético se concluye que el país está enfrentado a adoptar políticas que eviten estos déficits que serían difíciles de cubrir con exportaciones de otros sectores. Estos correctivos serían:

1. Impulso a la actividad exploratoria en busca de petróleo y en esta forma atenuar la creciente importación.
2. Comprobación y desarrollo de las reservas de gas existentes y potenciales, con el objeto de incrementar los excedentes que serían colocados en el mercado internacional en forma de gas natural licuado (GNL) y
3. Iniciar un programa mabicioso de explotación carbonífera con destino al mercado internacional. Este programa también implicaría una serie de inversiones en infraestructura de transporte sin las cuales no sería rentable exportar carbón.

T A B L A No. 26

USO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACION ELECTRICA EN LA COSTA NORTE

DEPARTAMENTOS	Capacidad Efectiva* K W		Generación Estimada GWH		COMBUSTIBLES		U.S.A.D.O.S		ACPM B/Día			
	1.980	1.985	1.980	1.985	M. P.C./Día	Fuel B./Día	Oil B./Día					
Atlántico	322.090	442.090	1.464.9	2.171.1	1.980	1.985	1.980	1.985	1.980	1.985		
Bolívar	196.024	258.024	883.3	1.442.0	60.9	69.0	468	129	77.6	69.6		
Cesar	17.450	13.770	61.8	62.0	29.1	12.0	1.236	113	172.0	209.3		
Córdoba	32.410	27.960	164.4	153.0	-	-	337.2	394.5	98.8	91.7		
Guajira	42.628	295.557	200.0	1.532.8	6.3	6.4	70.0	57.0	132.4	158.0		
Magdalena	17.735	14.165	71.6	61.6	6.8	7.4	-	-	371.4	406.6		
Sucre	5.315	4.935	26.4	27.4	-	-	123.3	150.6	365.6	313.9		
	633.652	1.056.501	2.872.4	5.449.9	103.1	94.8	138.3	147.4	48.6	65.2		
					1.192.8		2.372.8		991.5		1.266.4	1.314.3
					Dato Año :		886.1		361.9		462.2	479.7
							Miles Bis.	Miles Bis.	Miles Bis.	Miles Bis.	Miles Bis.	Miles Bis.

\* Incluye Plantas cuya generación no es reportada

\*\* Corelca estima que sus plantas de Termo Cartagena y la ampliación de Termo Barranquilla pasarán a carbón en el año 1.984.

TABLA No. 27.

BALANCE DE LA PRODUCCION Y DEMANDA DE GAS NATURAL ( VALLE MEDIO DEL MAGDALENA )  
 III AREA DE BARRANCABERMEJA Y BUCARAMANGA

AÑO	1. 977	1. 978	1. 979	1. 980	1. 981	1. 982	1. 983	1. 984	1. 985	1. 990	2. 000
<b>A. PRODUCCION ( MMPCD )</b>											
Provincia - Payoa )	90	100	100	100	95	90	85	80	75	55	0
<b>B. DEMANDA, MMPCD</b>											
Refinería B/meja.	45	45	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Planta de Balance	—	—	23	23	25	25	30	30	30	30	30
Fertilcol	10	10	15	15	15	15	15	15	15	15	15
El Centro	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Termobarrauca	7	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Bucaramanga	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
<b>C. TOTAL DEMANDA</b>											
Valle - Medio	72	85	118	118	120	120	125	125	125	125	125
<b>BALANCE</b>	18	15	( 18 )	( 18 )	( 25 )	( 30 )	( 40 )	( 45 )	( 50 )	( 70 )	( 125 )
<b>SUPERAVIT DEFICIT</b>											
Fuel-Oil Equiv. MBLs/D	3.0	2.5	3.0	3.0	4.2	5.0	6.7	7.5	8.3	11.7	20.8

IV BALANCE DE LA PRODUCCION Y DEMANDA DE GAS NATURAL

TOTAL EN COLOMBIA

<b>D. PRODUCCION (MMPCD)</b>	228.0	290.0	342.0	353.0	530.0	560.0	545.0	530.0	525.0	505.0	450.0
<b>E. DEMANDA (MMPCD)</b>											
1. Costa Norte	138.0	186.0	230.5	243.5	432.5	462.5	472.5	472.5	487.5	450.0	450.0
2. Valle Medio	72.0	85.0	118.0	118.0	120.0	120.0	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0
<b>TOTAL</b>	210.0	271.0	348.5	361.5	552.5	582.5	597.5	597.5	612.5	575.0	575.0
<b>F. BALANCE</b>	18.0	19.0	( 6.5 )	( 8.5 )	( 22.5 )	( 22.5 )	( 52.5 )	( 67.5 )	( 87.5 )	( 70.0 )	( 125.0 )
Superavit ( Déficit )											

FIGURA 11  
 BALANCE DE PRODUCCION Y CONSUMO DEL GAS NATURAL  
 III TOTAL COLOMBIA

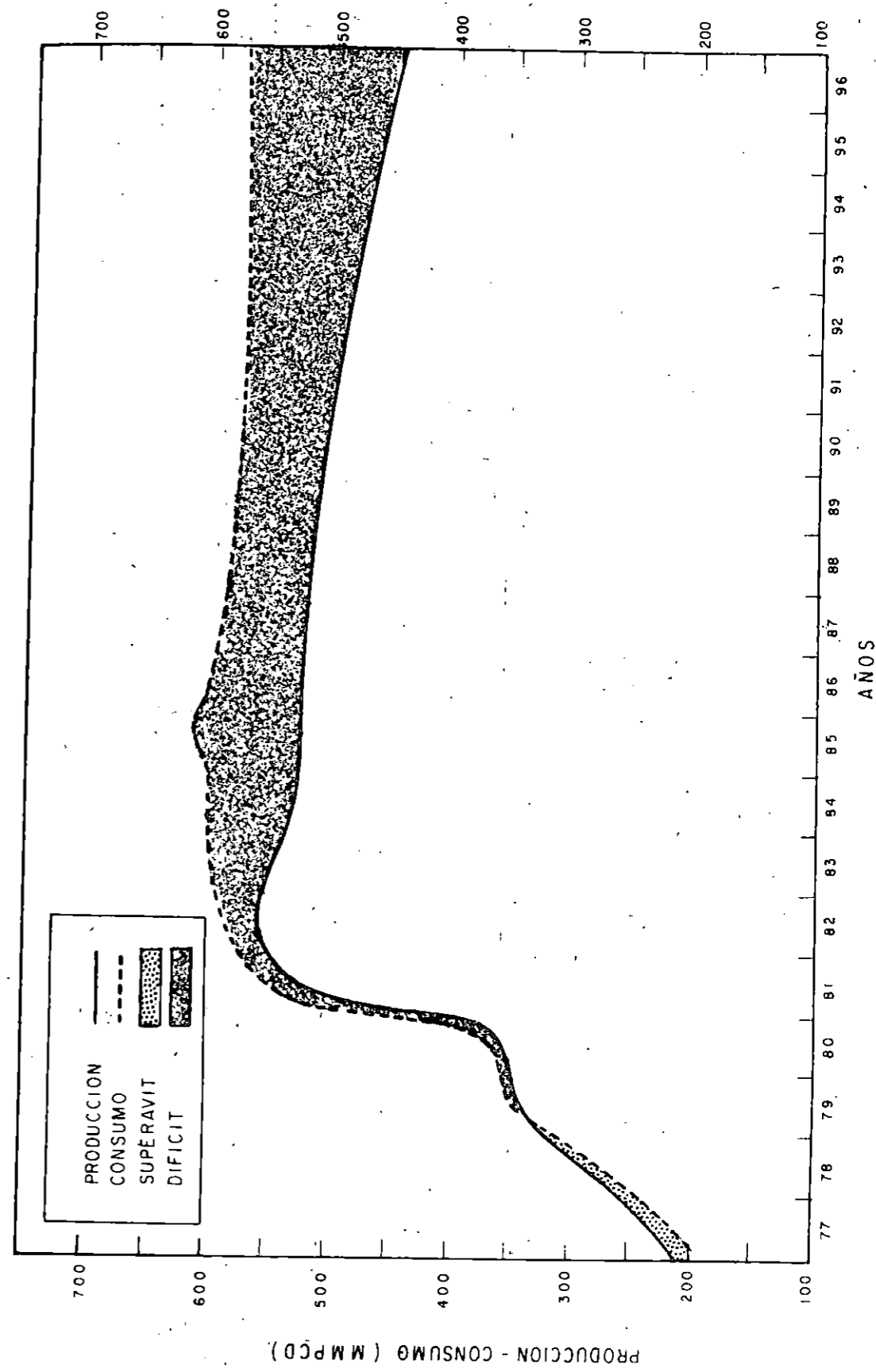


TABLA No. 28

BALANCE DE OFERTA - DEMANDA DE GAS NATURAL: POLITICA DE SUSTITUCION

IV TOTAL PAIS

AÑO	1.977	1.978	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985	1.990	2.000
A. Producción (MMPCD)	228.0	290.0	342.0	353.0	530.0	560.0	545.0	530.0	525.0	505.0	450.0
DEMANDA (MMPCD)											
B. Area Cartagena	49.0	66.0	102.5	103.5	72.0	72.0	77.0	77.0	82.0	40.0	20.0
C. Area Barranquilla	89.0	120.0	128.0	124.0	319.0	305.0	310.0	310.0	320.0	320.0	320.0
D. Area Barranca-B/manga	72.0	85.0	95.0	95.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0
E. Total Demanda	210.0	271.0	325.5	322.5	468.0	454.0	464.0	464.0	479.0	437.0	417.0
F. Superávit	18.	19.0	16.5	30.5	62.0	106.0	81.0	66.0	46.0	68.0	33.0

FIGURA 12  
BALANCE DE OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL  
IV TOTAL PAIS; POLITICA DE SUSTITUCION

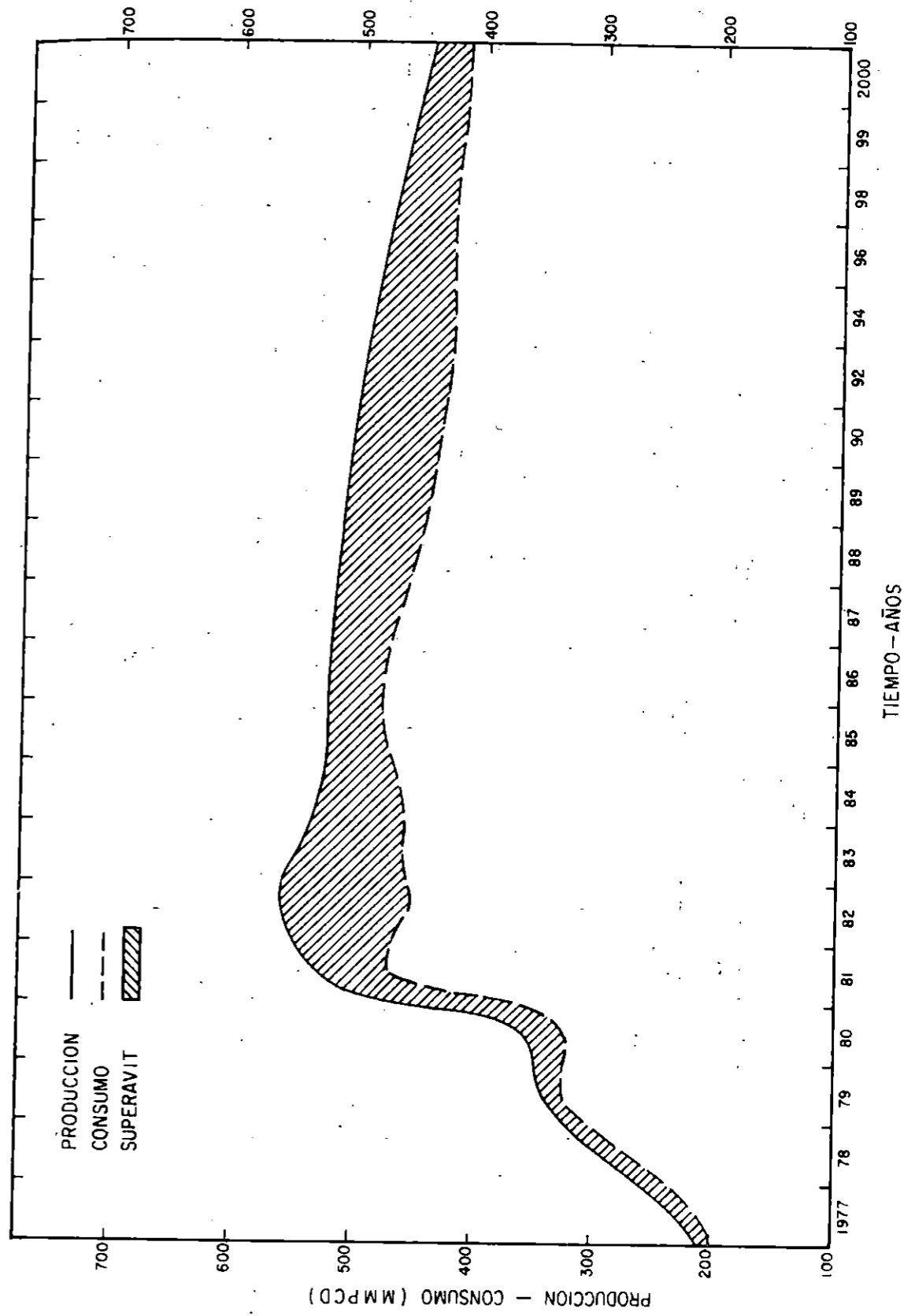




TABLA No. 29  
BALANZA DE PAGOS ENERGETICA (1)

I SIN EL DESARROLLO DEL PLAN DECENAL EXPLORATORIO

	IMPORTACION MM US \$			EXPORTACION MM US \$			(DEFICIT) & SUPERAVIT MM US \$			
	1980	1985	1990	1980	1985	1990	1980	1985	1990	1995
PETROLEO CRUDO	435.1	860.1	1.142.2	1.468.3	-	-	(435.1)	(860.1)	(1.142.2)	(1.468.3)
FUEL-OIL	-	-	-	-	120.1	110.9	120.1	114.7	110.9	102.3
REFINADOS	17.5	236.7	859.3	1.298.6	-	-	(17.5)	(236.7)	(859.3)	(1.298.6)
GAS (2)	-	-	-	-	-	207.3	-	185.4	207.3	224.8
CARBON	-	-	-	-	18.6	654.5	18.6	190.8	654.5	1157.2
TOTALES	452.6	1096.8	2.001.5	2.766.9	138.7	490.9	972.7	1484.3	(313.9)	(1282.6)

II CON EL DESARROLLO DEL PLAN DECENAL EXPLORATORIO

PETROLEO CRUDO	435.1	331.3	-	-	-	482.2	355.8	(435.1)	(331.3)	482.2	355.8
FUEL-OIL	-	-	-	-	120.1	110.9	102.3	120.1	114.7	110.9	102.3
REFINADOS	17.5	236.7	-	-	-	-	-	(17.5)	(236.7)	-	-
GAS (2)	-	-	-	-	-	207.3	224.8	-	185.4	207.3	224.8
CARBON	-	-	-	-	18.6	654.5	1157.2	18.6	190.8	654.5	1157.2
TOTALES	452.6	568.0	-	-	138.7	490.9	1840.1	(313.9)	(77.1)	1454.9	1840.1

(1) Se supone un incremento anual en los precios de todos estos productos equivalente al 3% con base en dólares constantes de 1977  
(2) Se supone una exportación de gas natural licuado equivalente a 400 MMPCD.

CAPITULO IV

LA REFINACION DE PETROLEO EN COLOMBIA

REFINERIA DE BARRANCABERMEJA

El 18 de febrero de 1.922, con crudos de la Concesión de De Mares, inició operaciones en Barrancabermeja una Refinería de propiedad de la Tropical Oil Company of Delaware, con una capacidad de 1.500 barriles por día. Posteriormente esa Compañía fue comprada por la International Petroleum Co. del Canadá, la cual para asumir el dominio y continuar la explotación y usufructo de la Concesión constituyó una filial con el mismo nombre de Tropical Oil Company.

El 25 de agosto de 1.951 revirtieron las instalaciones de la Tropical Oil Company al estado colombiano, dando lugar a la creación (Ley 65 de 1.948) de la Empresa Colombiana de Petróleos. La Refinería de Barrancabermeja Revertida en 1.951, tenía una capacidad total de 22.000 barriles/día, y las siguientes unidades:

Unidades Revertidas	Capacidad
Alambique de crudo (1922)	10.000 B/D.
Unidad de Destilación Primaria (1935)	12.000 B/D.
Planta de Fenol (1934)	450 B/D.
Planta de Arcilla (1930)	400 B/D.
Oxidador de Asfalto (1938)	300 B/D.
Unidad de Especialidades	900 B/D.
Planta de Grasa	2.200 B/D.
Planta Eléctrica (1923 y 1931)	1.250 KVA.
Capacidad de Almacenamiento	863.000 Bls.

Refinería de Cartagena

El 7 de Diciembre de 1957 entró en operación la Refinería de Cartagena, de propiedad de la International Petroleum (Colombia) Limited, con una capacidad de 28.000 barriles por día.

Con algunos proyectos de optimización la capacidad efectiva de refinación fue expandida en 1962 a 33.200 barriles por día, en febrero de 1964 a 42.000 barriles por día. Inversiones posteriores, con mejoras en la operación de la unidad de crudos y la instalación de facilidades para quemar gas en los hornos, hicieron posible el incremento de la carga hasta niveles de 55.000 barriles por día operación (50.000 barriles por día calendario).

El 1o. de Julio de 1974, todos los activos de la Refinería fueron adquiridos por la Empresa Colombiana de Petróleos, que incluye las instalaciones del Terminal Marítimo Néstor Pineda.

La Refinería de La Dorada, de propiedad de la International Petroleum (Colombia) Limited, inició operaciones en Febrero de 1952 con una capacidad máxima de carga de 5.200 barriles por día. Esta capacidad se conserva actualmente.

La Refinería de Guamo de propiedad de la Texas, inició operaciones en Agosto de 1958, con una capacidad de 1.000 barriles por día; esta capacidad fué incrementada de 2.200 a 2.400 B D C dependiendo de la gravedad del crudo.

La Refinería de Orito de propiedad de Texas, inició operaciones en Octubre 12 de 1968, con una capacidad de carga de crudos de 1.000 B D C. Actualmente su capacidad es de 1.200 B D C.

La Refinería de Tibú inició operaciones el 7 de Enero de 1954, de propiedad de la Colombian Petroleum Company, con una capacidad de 1.580 B D C, de Crudo Liviano (46.4° API). Con modificaciones realizadas posteriormente, se aumentó la capacidad a 5.000 barriles por día de crudo de 33° API. Actualmente se procesan 2100 B/D de crudos.

La Refinería de Plato inició operaciones de Febrero de 1964 con una capacidad de carga de 1.600 B D C. Es propiedad de Antex y mantiene su capacidad de carga con Crudos tipo liviano.

#### PLANTAS - CAPACIDADES INSTALADAS - ESQUEMA DE PRODUCCION.

##### Refinería de Barrancabermeja.

Capacidad total carga de crudos: 110.000 B/D

1. Unidades de Refinación	Capacidad
Plantas de Destilación Atmosférica	
1. Unidad CDU	15.000 B/D
2. Unidad 200	37.000 B/D
3. Unidad 250	28.000 B/D
4. Unidad 2100	30.000 B/D
Plantas de Destilación al Vacío	
1. Unidad 131	10.000 B/D
2. Unidad 253	30.000 B/D
3. Unidad 2100	15.000 B/D
Planta de Viscosreducción	18.000 B/D
Planta de Cracking Catalítico	
1. Unidad Modelo IV	15.000 B/D
2. Unidad Orthoflow	21.000 B/D

Plantas Recuperación Vapor	
1. Unidad	12.600 B/D
2. Unidad	15.600 B/D
Planta de Etileno	16.000 Ton/año
Planta Tratamiento con Soda	69.000 B/D
Planta de Alquilarción	4.100 B/D
Planta de Acido	30 Ton/D
Planta de Azufre	30 Ton/D
Planta de Disolventes-especialidades	3.500/1.500 B/D
Planta de Asfalto	450 B/D
Planta de Grasas	18.000 Kg/D
Planta de Recuperación Acidos Nafténicos	35 B/D
Planta de Mezclado de Lubricantes	1.000 B/D
Planta de Mezclado de Gasolinas	50.000 B/D
<u>Unidades de Petroquímica</u>	
	<u>Capacidad</u>
Planta de Polietileno	19.000 Ton/año
Complejo de Parafinas.	
Planta de Desasfaltado	1.400 B/D
Planta de Extracción con MEA	4.200 B/D
Planta de Tratamiento con Hidrógeno-Nafténicos	2.100 B/D
Planta de tratamiento con Hidrógeno-Parafínicos	2.200 B/D
Planta de Tratamiento Ceras Parafínicas	1.400 B/D
Planta de Extracción con Fenol	1.800 B/D
Complejo de Aromáticos	
Planta obtención Plat formado	6.000 B/D
Planta Sulfolane	4.700 B/D
Planta de Destilación Aromáticos	3.300 B/D
Planta de Hydral (Obtención Benceno)	1.400 B/D
Planta de Hydrar (Obtención Ciclohexano)	480 B/D
Planta de Alquilos	
Alquilbenceno 12	16.0 Ton/D
Alquilbenceno 13	24.0 Ton/D

3. Servicios Industriales

Captación	50.000 GPM
Agua Industrial	4.600 GPM
Agua Calderas	2.200 GPM
Agua Potable	700 GPM
Agua Contra incendio	5.300 GPM
Agua Enfriamiento	205.000 GPM
Aire Industrial	16.000 PCEM
Generación de Vapor	2.400.000 Lbs/Hr
Generación Eléctrica	30.500 Kw-Hr

Refinería de Cartagena

Capacidad 50.000 BPDC

1. Plantas

Capacidad

Destilación Atmosférica	50.0	MBPDC
Destilación al Vacío	30.0	MBPDC
Cracking Catalítico	15.0	MBPDC
Productos Livianos	9.0	MBPDC
Polimerización	3.6	MBPDC
Tratamiento Nafta Virgen	6.9	MBPDC
Tratamiento Nafta Craqueada Liviana	5.6	MBPDC
Tratamiento Nafta Craqueada Pesada	2.2	MBPDC
Tratamiento Queroseno-Turbocombustible	9.4	MBPDC
Tratamiento ACPM	8.0	MBPDC

2. Servicios Industriales

Capacidad

Agua salada	63.000 GPM
Agua Industrial	1.500 GPM
Aire Industrial	4.950 GPM
Generación de Vapor	520.000 Lbs/hr
Generación Eléctrica	22.500 Kw-Hr

3. Terninal Marítimo Néstor Pineda

Capacidad

Recibo Productos (Planchones)

Combustóleo	3.000 BPH
ACPM	10.000 BPH

Facilidades de cargue simultáneo

Buquetanques	1.000 BPHO
Planchones de Combustóleo	6.000 BPHO
Planchones de ACPM	9.000 BPHO

Aire Industrial	300 PCM
Generación de Vapor	25.000 Lbs/hr
Tratamiento agua clarificada	400 GPM

Refinería de Dorada

Capacidad	5.300 BDC
Planta Destilación Atmosférica	5.300 BDC

Refinería de Tibú

Capacidad	5.000 BDC
Planta Destilación Atmosférica	5.000 BDC
Almacenaje disponible	40.000 Bls. para crudos y productos.

Refinería de Guamo

Capacidad	1.900 BDC
Planta Destilación Atmosférica	1.900 BDC

Refinería de Orito

Capacidad	1.000 BDC
Planta Destilación Atmosférica	1.000 BDC

Refinería Plato

Capacidad	1.750 B/D
Planta de Destilación Atmosférica	1.750 B/D
Inversión en el proyecto de optimización y planta de balance en Barrancabermeja	

1. Proyecto de Optimización

Unidades de Proceso

Unidad de Destilación Atmosférica	30.000 BPD
Unidad de Destilación al Vacío	25.000 BPD
Revisión y modificación de la Unidad 200 actual	

Revisión y modificación del sistema de fondos de Vacío de U-250 y U-2100.

Facilidades Externas

Construcción de 11 tanques con capacidad de 1.730.000 barriles.

Ampliación de la mezcladora de gasolina de 50 MBPDO a 150 MBPDO y revisión del sistema de TEL.

Construcción de facilidades de transferencia de ALC y Gasóleo de vacío.

Nueva estación de bombas para manejo de Gasolina Motor.

Ampliación del sistema contra incendio.

Servicios Industriales.

Tres nuevas calderas, con capacidad total 800.000 Lbs/Hr

Ampliación sistema distribución eléctrico

Dos torres enfriadoras con capacidad de 95.000 GPM.

Dos compresores de aire industrial (4.600 PCM)

Modificación en los sistemas de captación de agua en el Río Magdalena.

Ampliación del sistema de Combustóleo

Nuevas líneas de interconexión asociadas a los sistemas de distribución de servicios industriales.

Calendario: Se estima esta obra se encuentre terminada para finales de 1978. inversión estimada en USMM\$ 90.

## 2. Servicios Industriales del Complejo Industrial

Una central eléctrica: 3 generadores de 10 MW cada uno a 6.300 voltios.

Dos calderas de 200. M Lbs/Hr y una caldera de 175. M Lbs/Hr.

Torre enfriadora de 50.000 GPM

Planta de Tratamiento de Agua para 2.000 GPM agua para calderas y 7500 GPM de agua clarificada para sistema de enfriamiento.

Sistema de captación de agua:

Incluye un aumento de 12.500 GPM de captación de agua del Río Magdalena, y 13.600 GPM del Lago Miramar.

Sistema de aire comprimido: Dos compresores de aire tipo reciprocante de 1850 PCM cada uno.

Dragada del Lago Miramar.

Calendario —Se espera las obras se encuentren concluidas y en operación para finales de 1977. Presupuesto estimado MMUS\$ 7. y MM\$ 130.

## 3. Planta de Balance

**Objetivo:** Procesar los fondos de vacío con el fin de recobrar aceite desasfaltado el cual se cargará a una unidad de ruptura catalítica con el fin de aumentar la producción de Gasolina Motor.

Unidades de Proceso.

Unidad de proceso Demex

Diseñada para procesar 35000 BPDO de fondos de vacío provenientes de las unidades de vacío.

Unidad de generación de Hidrógeno

Diseñada para producir 14.0 MMPCD, con una pureza mínima de 97% en volumen.

Unidad Unibon RCD de UOP.

Diseñada para procesar 22.000 BPD de Gasóleo de desasfaltado y Aceite Liviano de Ciclo.

Unidad de Ruptura Catalítica.

Diseñada para procesar 28.000 BPD de Gasóleos.

Unidad de Concentración de Gases y recobro Etano/Etileno.

Diseñada para procesar gases y gasolina provenientes de la Unidad de Ruptura Catalítica y de la Unidad Viscosreductora para recobrar no menos del 90% molar de propanos y 95% molar de butanos.

Unidad Viscosreductora.

Diseñada para procesar 23.000 BPDO de fondos de desasfaltado provenientes de la Unidad Demex, 4.000 BPDO de Aceite Liviano de Ciclo proveniente de la Unidad de Ruptura Catalítica y 3950 BPDO recirculados de almacenaje.

Unidad Merox —Nafta Catalítica

Diseñada para tratar las corrientes de productos para la conversión y/o eliminación de azufre en forma de mercaptanos y H<sub>2</sub>S. Capacidad 16.500 BPD.

Unidad Merox - Nafta de Viscosreductora.

El mismo proceso de la unidad anterior. Capacidad 1250 BPD.

Unidad Merox con Amina

Se procesará el gas combustible de la Unidad de Concentración de Gases, para separar el H<sub>2</sub>S y recuperar posteriormente el Azufre.

Unidad de Recobro de Azufre y Empaque.

Servicios Industriales.

Cuatro calderas de tiro forzado producirán vapor de 600 Psig a una rata de 325.000 libras por hora, cada una.

Una planta de tratamiento de agua de 6000 GPM, cuya alimentación se realizará desde la Ciénaga de San Silvestre donde se instalarán 5 bombas y desde el Río Magdalena donde se instalarán también 3 bombas.

Una planta de agua potable con capacidad de 20.000 galones/día.

Dos torres enfriadoras: Una de 66.000 GPM y la otra de 69.000 GPM.

Tres turbogeneradores de 20 MW cada uno.

Tres compresores de aire con capacidad de 2900 PCM cada uno.

Construcción de 1.220.000 barriles de almacenaje para carga de unidades de planta de balance, 200.000 barriles para combustóleo, 4.800 barriles para propano y 10.000 barriles para butanos.

Sistema contra incendio.

Calendario: Se estima se encuentre terminado el montaje mecánico para julio de 1978 y en operación la planta para principios de 1979. La inversión total se estima en MM US\$ 200.

## Refinería de Cartagena

Ensanche Refinería de Cartagena.

Unidades de Proceso

Expansión de capacidad en la sección atmosférica de 50.000 BPDO a 70.000 BPDO de crudo tipo liviano.

Expansión de capacidad en la sección de vacío de 29.500 BPDO a 38.000 BPDO.

Expansión de capacidad en la unidad de Ruptura Catalítica de 16.000 BPDO a 29.000 BPDO.

Construcción de una unidad Viscosreductora con capacidad para 20.000 BPDO.

Adición de tratamiento Merox para Nafta Virgen, Queroseno y Turbocombustibles, aumento de capacidad para tratamiento de ACPM y Naftas Catalítica Liviana y Pesada.

Servicios Industriales y Elementos Externos.

Caldera de 100.000 Lbs/Hr.

Torre enfriadora de 35.000 GPM

Subestación eléctrica de 1.500 KVA

Compresor eléctrico de 1.500 PCEM

Reacondicionamiento de tanques y redistribución de tuberías para manejo de crudos y productos.

Ampliación Planta de Agua existente a 400 GPM.

Tanque de 80.000 Bls. almacenaje de brea.

**Calendario:** Se estima un total de 36 meses para la ejecución de la ingeniería y la construcción, a partir de la fecha de firma del contrato con la compañía constructora. Se espera firmar dicho contrato en 1979. La inversión estimada es MMUS\$ 38.5 y MM\$ 1052.6.

Existen varias razones que justifican ampliamente al expansión de la Refinería de Cartagena, entre otras las siguientes:

1. En esta Refinería existe una infraestructura en servicios, almacenamiento, área, puerto etc. factibles de aprovechar al máximo mediante una expansión de la capacidad refinadora.
2. La localización de la refinería junto con su puerto de cargue y descargue le aseguran un suministro de crudos confiable procedente del mercado externo y flexibilidad para la distribución de sus productos ya sea abasteciendo un mercado en crecimiento como es la costa norte o alimentando el mercado de occidente por medio de cabotajes a través del Canal de Panamá.
3. Esta expansión distribuye en una forma más lógica la capacidad refinadora

nacional, evitando concentraciones fuera de lo normal difíciles en su manejo y operación.

## Petroquímica

Plantas existentes construídas directamente por Ecopetrol

Planta de Poliolefinas.	Capacidad	Diseño
Etileno	18.000	Ton/año
Propileno	10.000	Ton/año

Planta de Parafina	Capacidad	Diseño
Lubricantes	1.000.000	Bles/año
Parafina	60.000	Ton/año
Planta de Hidrógeno	6.500.000	P. C. D.

Planta de Aromáticos.	Capacidad	Diseño
Benceno	30.000	Ton/año
Tolueno	5.000	Ton/año
Ortoxileno	8.000	Ton/año
Xilenos	34.000	Ton/año

Planta de Ciclohexano.	20.000	Ton/año
------------------------	--------	---------

Planta de Alquilate Detergente	15.000	Ton/año
--------------------------------	--------	---------

Plantas construídas en asociación.

Planta de Polietileno	15.000	Ton/año
-----------------------	--------	---------

Planta de Caprolactama (Monómeros Colombo-Venezolanos)	16.500	Ton/año
---	--------	---------

**Turboexponder:** Su función será la de extraer el etano contenido en el Gas Natural de Provincia y Payoa, con el fin de obtener materia prima para los proyectos de expansión de Etileno y Polietileno. Se espera entre en operación para Septiembre de 1.977. La inversión estimada es de MM US\$ 6.0 y MM \$ 130.

**Nueva Planta de Etileno;** Capacidad para producir 100 MTA de Etileno a partir de pirólisis de Etano proveniente del turbo-expander. Se espera entre en operación para finales de 1.978. La inversión estimada es de MM US\$ 46.

**Nueva Planta de Polietileno:** Con capacidad para 40 MTA de Polietileno obtendrá su materia prima de la nueva planta de Etileno. Se espera entre en operación a finales de 1979. Ensanche de 15 MTA a 25 MTA de la planta actual de Polietileno, mediante la ampliación del tren existente. Se iniciará este proyecto una vez entre en operación la misma planta de Polietileno.

Estas plantas le proporcionan al país las siguientes bases petroquímicas para el desarrollo e integración industrial:

Polietileno de baja densidad, benceno, ortoxileno, xilenos, ciclohexano, alquilbenceno 12, alquilbenceno 13, ceras parafínicas y bases lubricantes parafínicas y nafténicas, que van a utilizarse principalmente en la producción de plásticos, fibras sintéticas, detergentes industriales y domésticos, pesticidas, pinturas, solventes industriales, resinas alquídicas, plastificantes, etc. Además entrega al país lubricantes de alto índice de viscosidad y de parafinas para diferentes usos domésticos e industriales.

### Conclusión

Dada la muy alta rentabilidad de la inversión en exploración en Colombia, se considera que Ecopetrol debe concentrar sus esfuerzos en esa área aún a costa de disminuir la inversión en petroquímica y refinación. Fuera de ser más rentable la actividad de exploración que la inversión en refinación, las divisas ahorradas en la sustitución de importaciones de petróleo son infinitamente superiores a los ahorros en los costos pagados al exterior por servicios de refinación, pagos que constituyen el ahorro por sustitución de importaciones al hacer una refinería.

Otro factor que hay que tener en cuenta al instalar nueva capacidad petroquímica o refinadora es que este sector puede volverse muy competitivo en el mercado mundial, debido a las altas inversiones que harán los países de la OPEP en instalaciones de este tipo, que son la base industrial y económica de lógico desarrollo para países ricos en petróleo y pobres en otros recursos.

Ante los déficits financieros que implica el plan de exploración planteado en el capítulo anterior, es claro que Ecopetrol no puede emprender inversiones adicionales con la intensidad de capital de los proyectos de refinерías o plantas petroquímicas. Solo se justificarían refinерías que faciliten el desarrollo y explotación de campos petroleros nuevos cuyo crudo no sea fácil de transportar a las refinерías existentes.

La excepción a esta regla sería la ampliación de la refinería de Cartagena, obra que es muy útil y rentable precisamente por utilizar una infraestructura existente, costosa.

## CAPITULO V

### PROYECCION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE POR OLEODUCTOS HASTA 1.990

#### INTRODUCCION.-

Dentro de las obras de desarrollo que necesita el país para la próxima década juega un papel primordial el sistema de transporte de crudo y sus derivados. En este estudio se han hecho las proyecciones, hasta 1.990, de los sistemas de oleoductos, gasoductos y poliductos que se deben tener en operación para abastecer las necesidades de la demanda que el país requiere.

Se presenta el panorama general de transporte a corto y mediano plazo, para prever con la suficiente anticipación los desarrollos, mejoras, ampliaciones y adiciones que se deben hacer a la red actual de tuberías.

#### NECESIDADES.-

El país, hasta 1.990, para abastecer de crudos a las refinерías y de productos a los centros de consumo requiere de una importación creciente tanto de crudos como de productos. Del análisis de esta situación se concluye que para satisfacer las demandas locales de hidrocarburos es necesario modificar y adicionar el sistema de los oleoductos y poliductos que hay en el país. Para un abastecimiento completo de crudo y de productos se requieren los volúmenes que aparecen en la tabla 30, y para el transporte de estos grandes volúmenes de hidrocarburos se necesita una adecuada red de transporte.

La mayoría de los oleoductos existentes en el país son antiguos y frecuentemente están en mal estado. Por otra parte su capacidad está copada. Por ejemplo, si la ampliación del poliducto Salgar-Bogotá no se termina en el tiempo previsto, el suministro de combustible en Bogotá podría ser insuficiente a fines de 1.978. Con base en las proyecciones de demanda en los diferentes centros de consumo, y de la oferta proyectada de los diferentes campos de petróleo descubiertos se ha llegado al programa de inversión en transporte. Este programa, como se verá en la tabla 32, es costoso y desafortunadamente la mayoría de las inversiones tienen que hacerse en 1.979-81, época en que Ecopetrol ya tiene cuantiosos compromisos financieros. No obstante, dejar de hacer esta inversión en infraestructura llevaría a racionamiento de combustible en varias ciudades o incrementos importantes en costos debido a que el combustible tendría que transportarse por carrotaque. A continuación se describe el programa mínimo necesario de inversión en oleoductos y poliductos. Solo los poliductos Cartagena-Barranquilla y Barrancabermeja - Cartagena tienen alternativa de transporte, y por lo tanto se podrían posponer.

TABLA No. 30

BALANCE DE PRODUCCION - CONSUMO

AÑO	CRUDOS			PRODUCTOS		
	Producción (MBPDC)	Consumo (MBPDC)	Déficit	Producción (MBPDC)	Consumo (MBPDC)	Déficit
1978	118	154	36	102	114	12
1979	112	170	58	120	120	0
1980	87	182	95	125	128	3
1981	78	182	104	137	137	0
1982	70	205	135	145	147	2
1983	64	205	141	145	157	12
1984	59	205	146	145	167	22
1985	55	205	150	145	180	35
1986	52	205	153	145	193	48
1987	48	205	157	145	208	63
1988	45	205	160	145	223	78
1989	42	205	163	145	238	93
1990	39	205	166	145	255	110

Oleoductos de Crudos:

1. Ampliación del Oleoducto Pozos Colorados - Ayacucho de 30 MBPDC a 50 MBPDC. (Ver Figura 13)
2. Adeuación del tramo Caveñas - Ayacucho a 60 MBPDC.
3. Ampliación del Oleoducto Ayacucho - Barrancabermeja de 80 MBPDC a 120 MBPDC.
4. Construcción de un nuevo Oleoducto de Dina a Cocorná y a Barrancabermeja. (Ver Figura 14)

Fuel Oil: (Opcional)

Construcción de un nuevo Oleoducto de Barrancabermeja a Cartagena, con 40 MBPDC.

Productos:

1. Construcción de un nuevo poliducto de Coveñas a Sebastopol (Puerto Berrío) con 120 MBPDC. (Figura 15).
2. Ampliación del tramo Galán - Sebastopol de 70 MBPDC a 100 MBPDC.
3. Ampliación del tramo Sebastopol - Salgar de 70 MBPDC a 150 MBPDC.
4. Ampliación del poliducto Salgar - Bogotá de 45 MBPDC a 80 MBPDC.
5. Ampliación del poliducto de Antioquia de 12 MBPDC a 25 MBPDC.
6. Ampliación del poliducto Barrancabermeja - Bucaramanga de 7 MBPDC a 14 MBPDC.
7. Ampliación de Odeca de 22 MBPDC a 35 MBPDC.
8. Construcción del poliducto Cartagena - Barranquilla con 30 MBPDC. (Opcional)
9. Construcción de un nuevo Terminal en la Sabana de Bogotá (Zona de Facativá o Madrid).
10. Adecuar la línea de Coveñas - Retiro - Ayacucho - Barrancabermeja, actualmente en gas, como poliducto para el transporte de productos blancos de la Costa Atlántica al interior del país, mientras se construye el poliducto Coveñas - Sebastopol (Pto Berrío).

Gas Natural :

Se prevén dos etapas en el desarrollo del gas natural para abastecer el interior del país:

FIGURA 13

RED NACIONAL DE OLEODUCTOS ACTUALES

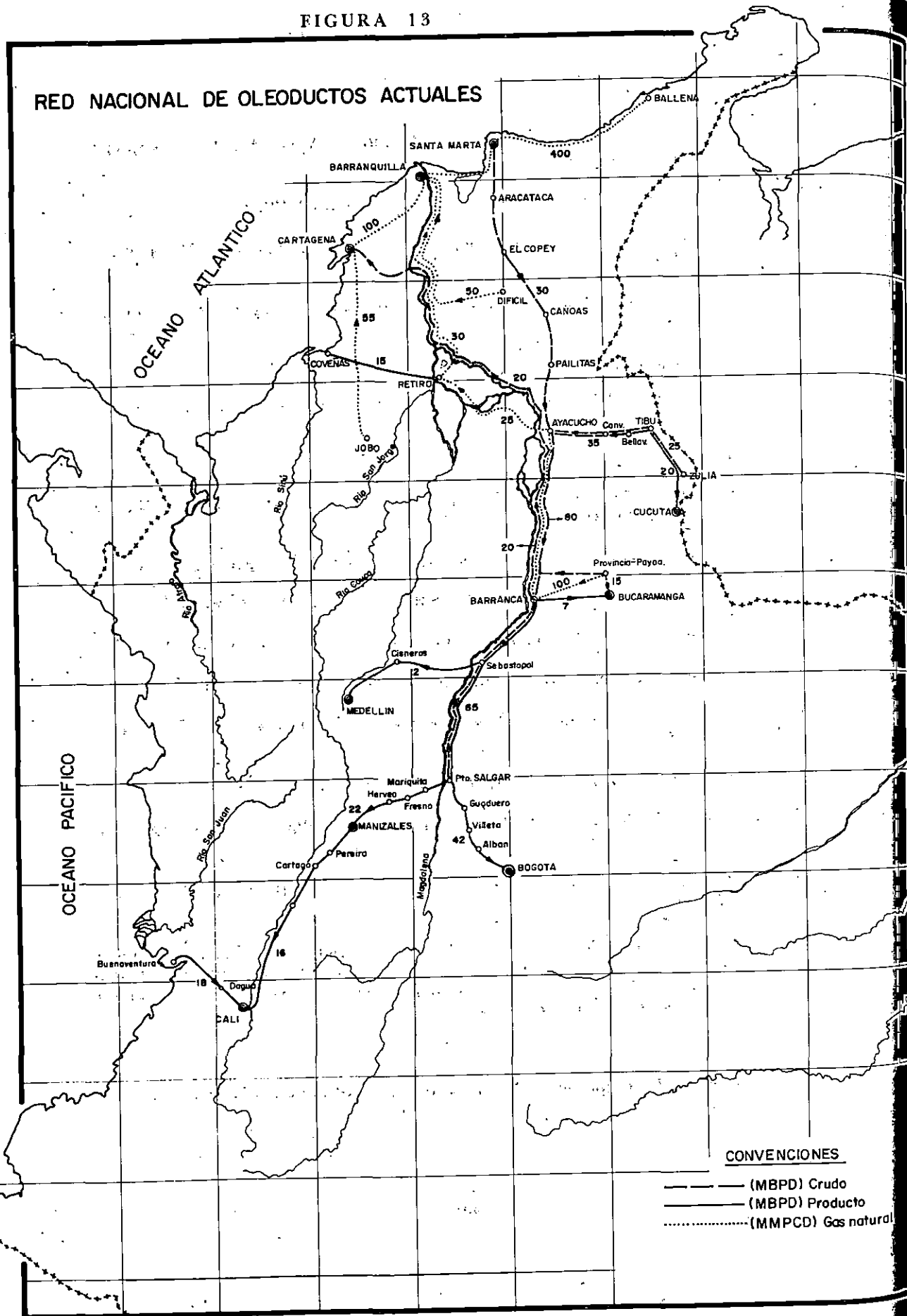


FIGURA 14

RED NACIONAL DE OLEODUCTOS EN 1990  
IMPORTACION DE PRODUCTOS POR MALAGA

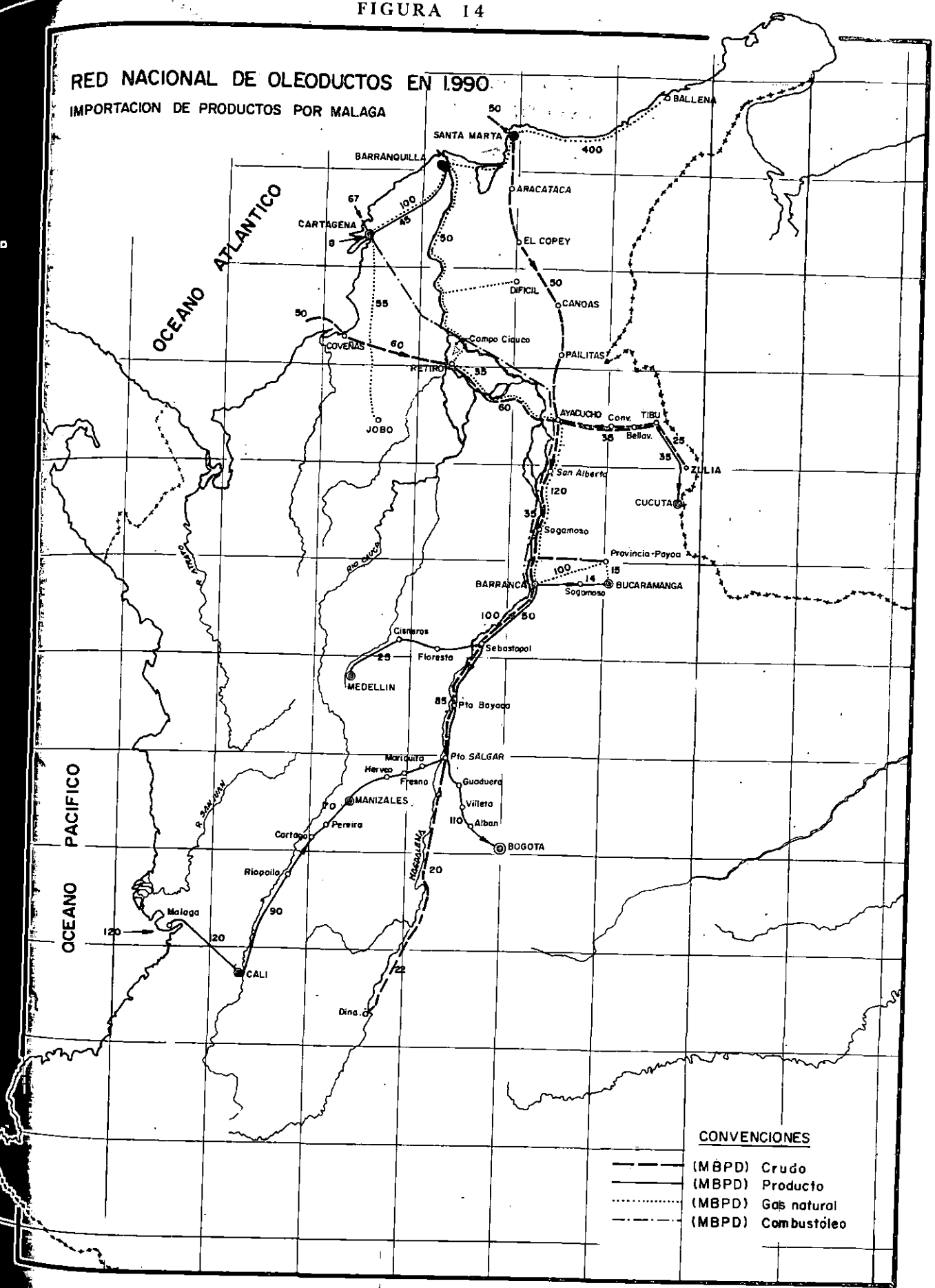
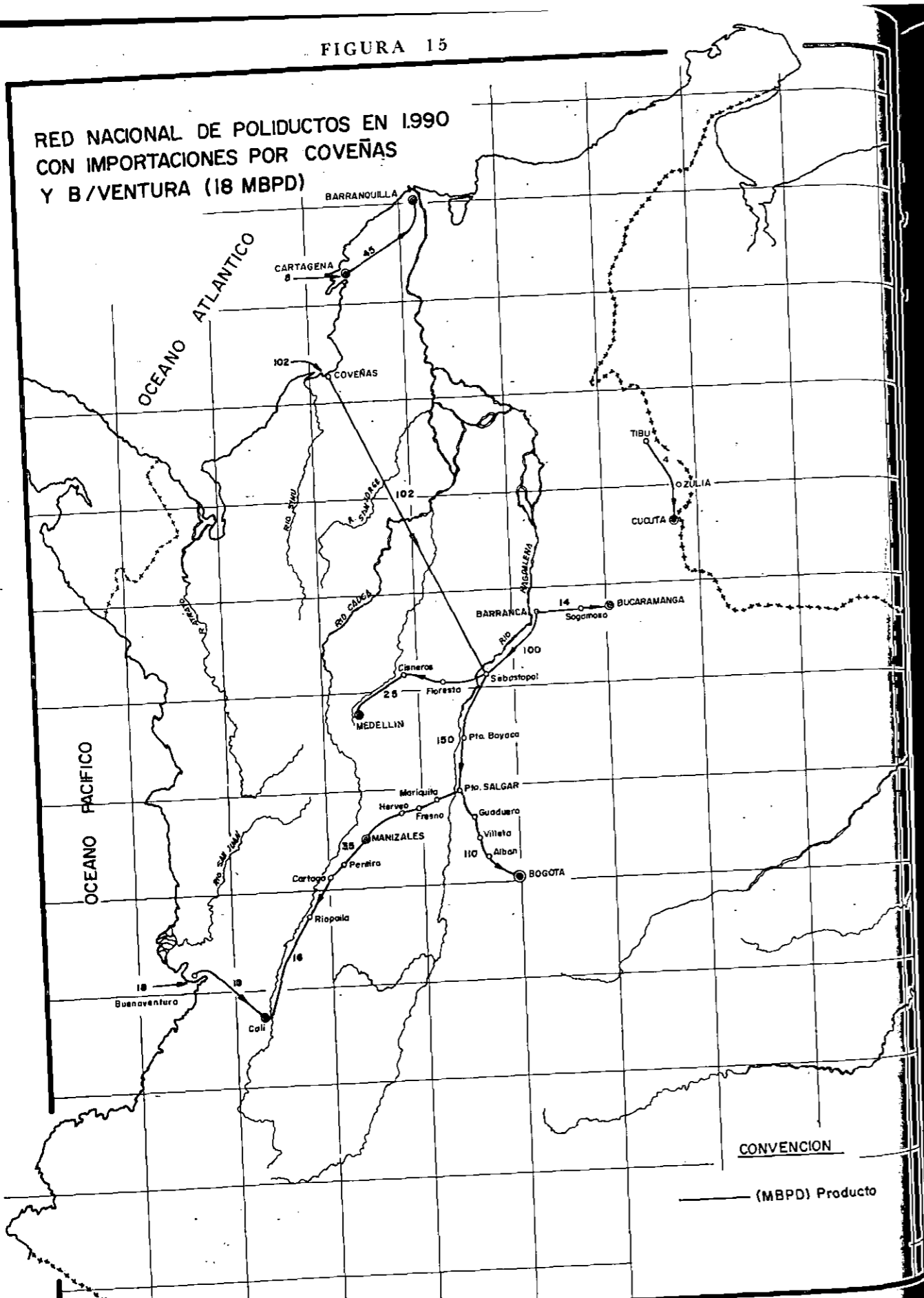




FIGURA 15

RED NACIONAL DE POLIDUCTOS EN 1990  
CON IMPORTACIONES POR COVEÑAS  
Y B/VENTURA (18 MBPD)



1. Una vez entre en operación el nuevo poliducto Coveñas - Sebastopol quedaría disponible la línea Retiro - Ayacucho - Barrancabermeja para traer gas de la Costa a Barrancabermeja. En este caso se habilitaría el propanoducto Barrancabermeja - Salgar - Bogotá, para transportar hasta 20 MM pies<sup>3</sup>/día y serviría como primera etapa de desarrollo del mercado.
2. Construcción de un nuevo gasoducto troncal desde la Costa Atlántica hacia el interior del país para abastecer a su paso los centros principales de consumo. (Opcional).

Almacenamiento

Construcción de 2'865 MBIs. para mantener 10 días de almacenamiento en todo el país de productos terminados de acuerdo con el programa indicado en la Tabla No. 31.

TABLA No. 31

NECESIDADES DE INCREMENTO DE ALMACENAMIENTO (M. BLS.)

CIUDAD	Año de Puesta en Operación		TOTAL
	1980	1985	
Bogotá	400	400	800
Yumbo	180	230	410
Medellín	—	100	100
Bucaramanga	20	35	55
Pereira	25	25	50
Cartago	25	35	60
Manizales	10	30	40
Coveñas	—	600	600
Salgar	400	350	750
Ayacucho	170	30	200
	<u>1'230</u>	<u>1'825</u>	<u>2'865</u>

Inversiones a valores actuales:

La inversión de estos proyectos ascendería aproximadamente a \$12.394 MM de pesos, discriminado en la siguiente forma:

	MM US	MM-PESOS
Oleoductos de Crudos	38.4	2299
Combustóleo (puede no hacerse)	20.0	1512
Poliductos	50.9	2908
Almacenamiento	13.6	759

Esta inversión equivaldría al 30/o del costo de las importaciones de crudo y productos que se harían en el país entre 1.978 y 1.990. A continuación se indica un cuadro resumen del flujo de las inversiones:

T A B L A N o. 3 2

INVERSIONES EN SISTEMAS DE TRANSPORTE POR TUBERIA (1)

AÑO	MM DOLARES	MM PESOS	MM PESOS EQUIVAL. (2)
1977	3.4	67	203
1978	29.3	753	1925
1979	43.7	1461	3209
1980	13.9	1610	2166
1981	8.8	1764	2116
1982	5.8	794	1026
1983	2.6	297	401
1984	5.2	250	458
1985	6.9	242	518
1986	3.3	120	252
1987	—	120	120
TOTAL	122.9	7478	12394

(1) Incluye inversiones de Ecopetrol y el sector privado, y el oleoducto de combustóleo Barranca-Cartagena, el cual puede no ser necesario.

(2) Conversión de US igual a 40 pesos.

BASES DEL PRESENTE ANALISIS

Para este estudio se supusieron las tasas anuales de crecimiento de consumo y descenso de producción que aparecen a continuación:

a) Crudos:	
Campo de Cicuco	- 10/o
Otros Campos	- 7/o
b) Productos:	
Barrancabermeja - Bucaramanga, Medellín	+ 60/o
Dorada	+ 40/o
Bogotá	+ 75/o
Odeca y Pacífico	+ 70/o
Totalidad promedio del país	+ 70/o

En el estudio del sistema de oleoductos para abastecer de crudo a las refineries de Cartagena (CAR) y el Complejo Industrial de Refinación y Petroquímica (CIRP), se han utilizado los datos de cargas de crudos necesarios para balancearlas al máximo de su capacidad en base a la producción de crudo nacional e importado que se debe cargar óptimamente en cada una. Dentro de estas proyecciones, no se ha tenido en cuenta la producción del crudo Cocorná.

En la figura No. 16 ("Carga de Crudos a Refinerías"), se muestran las cargas de crudos requeridas en CAR y CIRP, para que estas refineries trabajen a plena capacidad. Estos volúmenes proyectados hasta 1.900 se indican con las curvas "Carga de crudos a CAR" y "Carga de crudos a CIRP". La curva denominada "Carga de Crudos Total", equivale a la suma de las cargas de CAR y CIRP. Se ve que en 1.979 CIRP aumenta su carga desde 107 MBPDC hasta 135 M BPDC, por la puesta en operación de la planta de balance. Igualmente CAR, en 1.981, aumenta su carga de 48 M BPDC hasta 70 M BPDC, por la entrada en operación del ensanche proyectado.

En la figura No. 16, también se incluye la curva "Producción de crudos nacionales", la cual se ha basado en los pronósticos de producción dados hasta 1.983 y proyectados a partir de esa fecha, con una tasa de disminución del 70/o. Esta producción disminuye de 118 M BPDC en 1.978 a 38 M BPDC en 1.990. La comparación de las curvas "Cargas de Crudos Total" y "Producción de crudos Nacionales", da los volúmenes que deben importarse, para abastecer la carga de crudo de las refineries. Estos volúmenes están representados en la figura No. 16, con la curva denominada "Importación Total de Crudos a CAR y CIRP".

Los crudos importados, se han repartido a las refineries de CAR y CIRP según los volúmenes indicados en la figura No. 16 con las curvas "importación de crudos a CIRP" e "Importación de crudos a CAR". La carga de crudos nacionales se indica en esta misma figura como "Carga de crudos Nacionales a CIRP" y "Carga de crudos Nacionales a CAR". Preferencialmente la carga de crudos en CAR será de crudos importados.

A continuación indicamos las cargas requeridas, las producciones prospectadas y los volúmenes que es necesario importar, basados en los datos que se indican en la figura No. 16.

FIGURA 16

CARGA DE CRUDOS A REFINERIAS

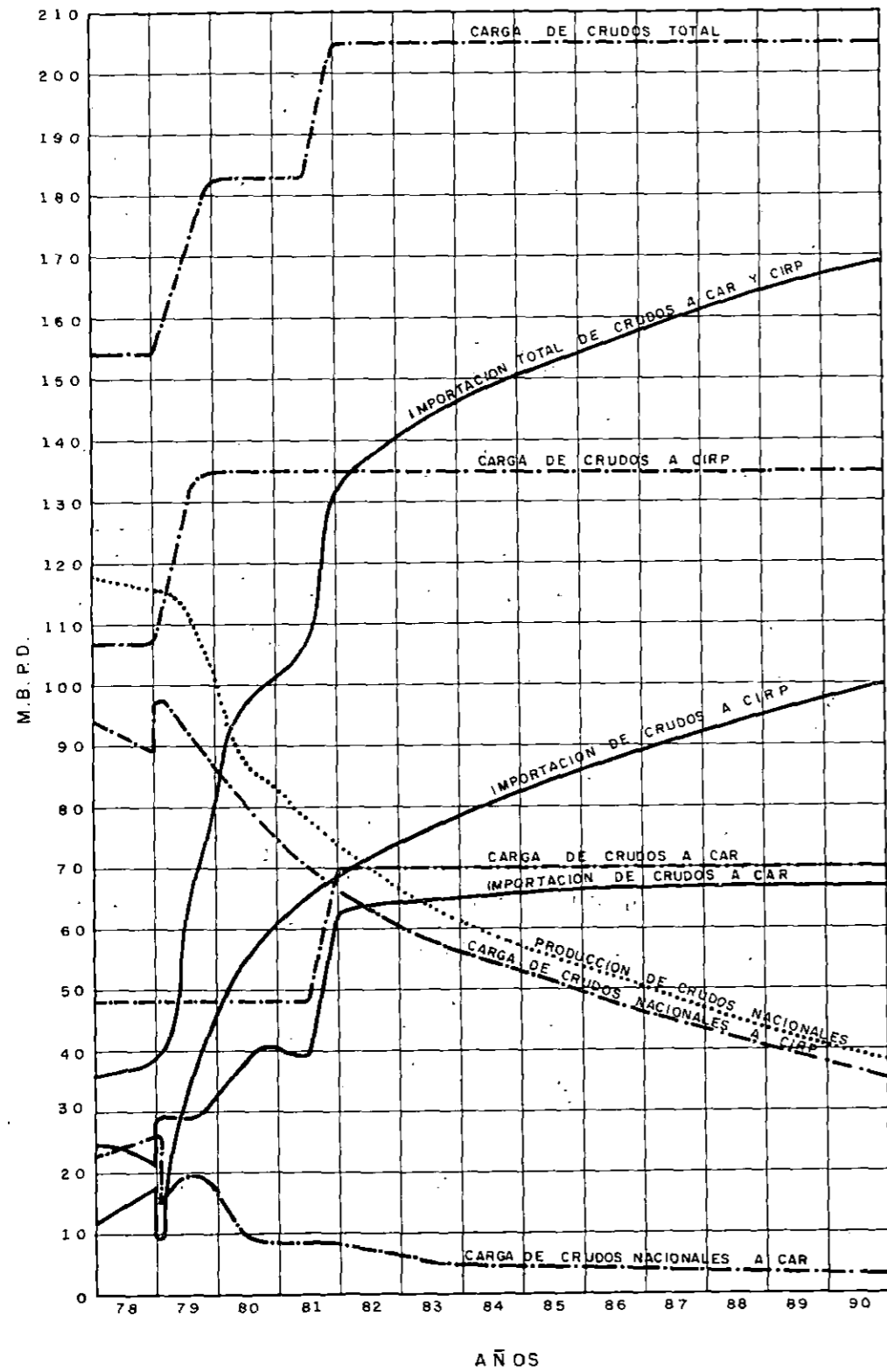


FIGURA 17

TRANSPORTE DE CRUDOS A CIRP

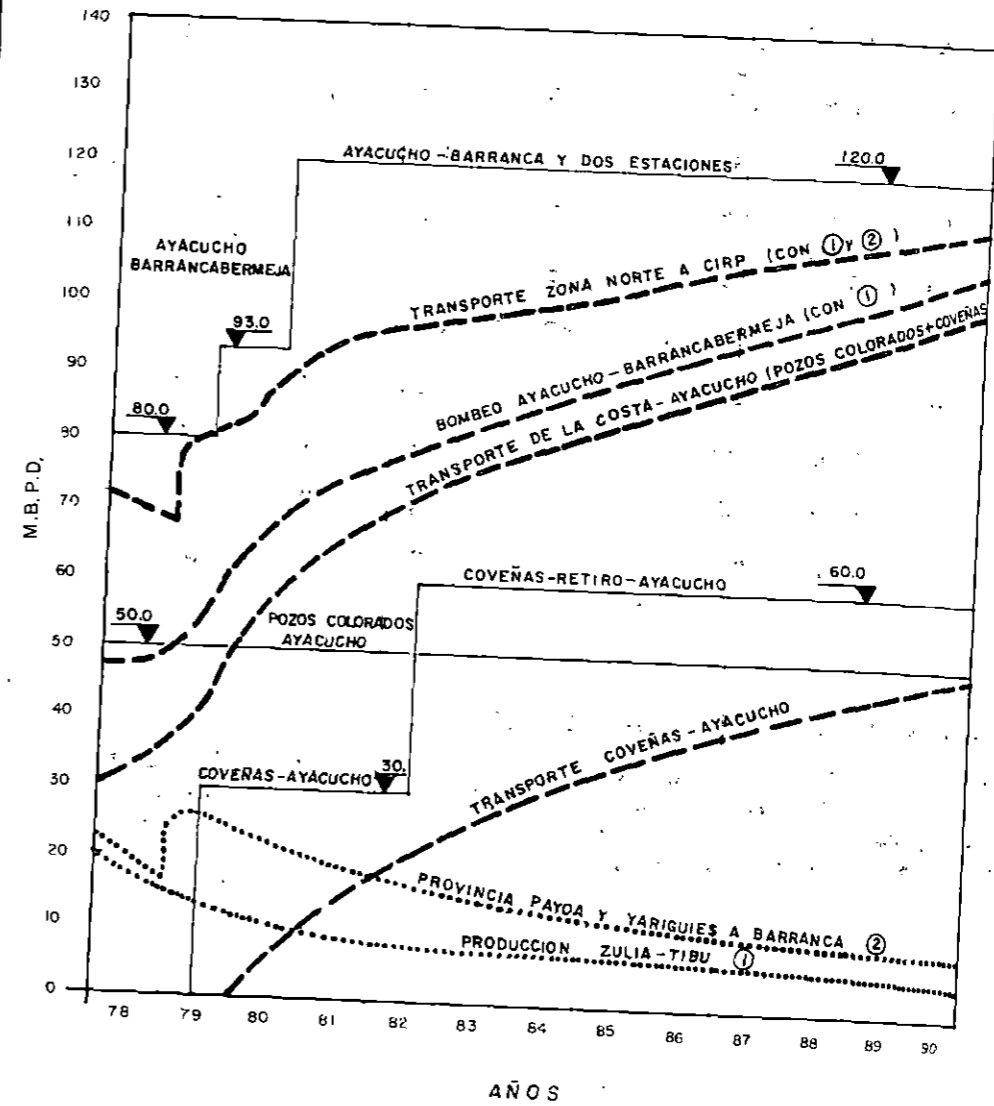


TABLA No. 33

BALANCE DE CRUDOS (M BPD)

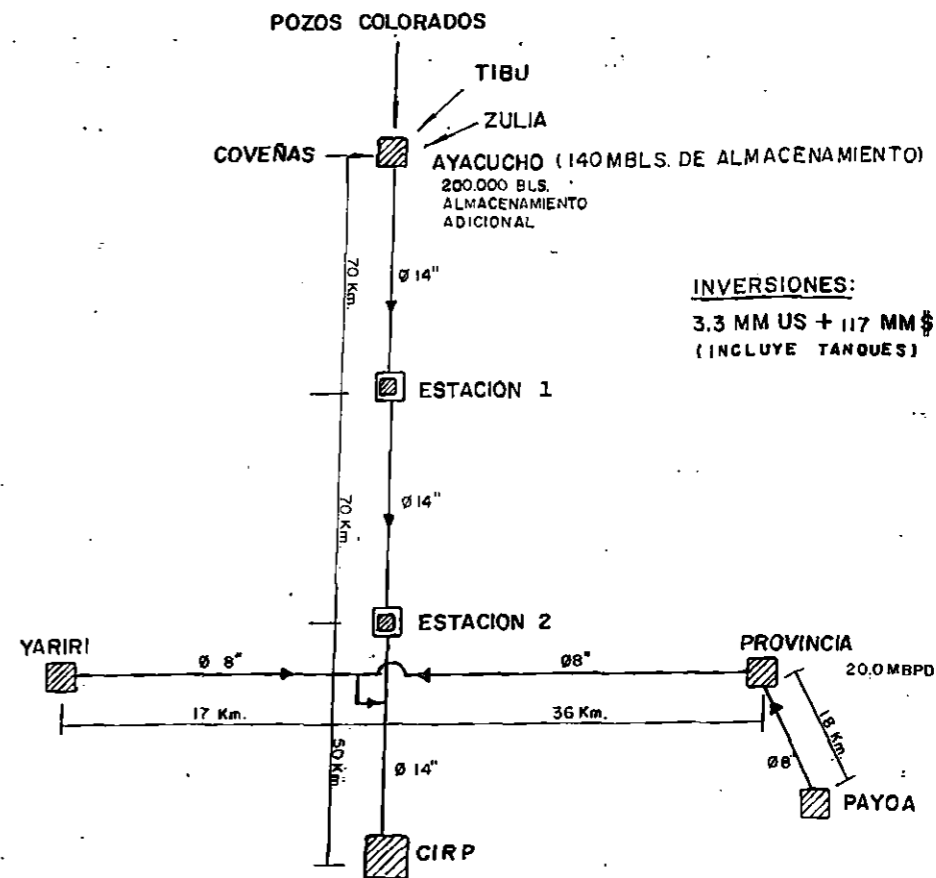
AÑO	CARGAS			PRODUC. NAL.	IMPORTACION		
	CAR	CIRP	TOTAL		CAR	CIRP	TOTAL
1978	47	107	154	118	21	15	36
1979	47	123	170	112	26	32	58
1980	47	135	182	87	40	55	95
1981	47	135	182	78	39	65	104
1982	70	135	205	70	63	74	137
1983	70	135	205	64	64	80	144
1984	70	135	205	59	65	83	148
1985	70	135	205	55	66	87	153
1986	70	135	205	52	66	90	156
1987	70	135	205	48	66	93	159
1988	70	135	205	45	66	97	163
1989	70	135	205	42	66	100	166
1990	70	135	205	39	66	102	168

TRANSPORTE DE LA COSTA A AYACUCHO

En la figura No. 17 ("Transporte de crudos a CIRP"), en la curva denominada "Transporte de crudos a CIRP", y en la Tabla No. 34, se indican los volúmenes que deben moverse desde la Costa Atlántica (Coveñas y Pozos Colorados) hasta Ayacucho y desde Ayacucho hasta CIRP.

FIGURA 18

OLEODUCTO AYACUCHO-CIRP



**INVERSIONES:**  
3.3 MM US + 117 MM \$  
(INCLUYE TANQUES)

**CAPACIDAD:**

ACTUAL 80.0 MBPD  
CON 1 EST. 93.0 MBPD  
CON 2 EST. 120.0 MBPD

**PROGRAMA DE PUESTA EN OPERACION:**

ESTACION 1 JULIO / 79  
ESTACION 2 DIC. / 80  
TANQUES AYACUCHO JULIO / 80

**CONVENCIONES:**

▨ ESTACIONES NUEVAS  
▣ ESTACIONES EXIST.

TABLA No. 34

VOLUMEN A TRANSPORTAR ENTRE LA COSTA ATLANTICA  
Y AYACUCHO (MBPDC)

Año	Pozos Colorados Ayacucho	Coveñas Ayacucho	Costa - Ayacucho Total
1978	32	—	32
1979	40	—	40
1980	50	8	58
1981	50	16	66
1982	50	22	72
1983	50	27	77
1984	50	30	80
1985	50	33	83
1986	50	37	87
1987	50	40	90
1988	50	43	93
1989	50	46	96
1990	50	50	100

La curva denominada "Transporte de la Costa a Ayacucho", nos muestra los volúmenes que es necesario mover desde la Costa del Atlántico hasta la Estación de Ayacucho, los cuales están formados por crudos Orito y por crudos importados. Para el transporte de estos volúmenes se está utilizando el Oleoducto Pozos Colorados-Ayacucho, el cual quedará, a mediados de 1.978, con una capacidad de 50 MBPDC. Como los volúmenes que será necesario transportar desde la Costa Atlántica hasta Ayacucho son superiores a esta cantidad, se debe construir una vía adicional, desde Coveñas hasta Ayacucho, con una capacidad de 60 MBPDC.

Oleoducto Pozos Colorados - Ayacucho

En la actualidad existe entre Pozos Colorados (Santa Marta) y Ayacucho un

Oleoducto de 10" con tres estaciones de bombeo (Pozos Colorados - Copey y Pailitas), el cual se inicia en el Terminal de Pozos Colorados, cerca de Santa Marta. Su capacidad actual es de 30 MBPDC. Con la construcción de dos (2) estaciones intermedias (Aracataca y Canoas) a mediados de 1.978, se elevará su capacidad a 50 MBPDC.

Para la adecuación de este oleoducto, se ha previsto una inversión de 2.8 MM de dólares y 92 MM de pesos. El programa de adecuación de este oleoducto es el siguiente:

	Fecha de Entrada
Estación Canoas	Dic./77
Estación Aracataca	Feb./78
Equipo de stand by	Jul./78

Oleoducto Coveñas - Ayacucho:

Como se ve en la figura No. 17 y en la tabla No. 34, la capacidad del Oleoducto Pozos Colorados - Ayacucho es suficiente para suplir las necesidades de transporte de crudo hasta finales de 1.979.

Por lo tanto, a partir de esta fecha, se necesita tener en operación el Oleoducto Coveñas - Ayacucho para mover los volúmenes superiores a 50 MBPDC entre la Costa y Ayacucho. Este Oleoducto tendrá inicialmente una capacidad de 30 MBPDC y se ampliará a 60 MBPDC.

Para el transporte de estos volúmenes de crudo, se seleccionó el puerto de Coveñas, por reunir las características adecuadas para el atraque de buques de alto tonelaje, con pocas interferencias. Además se puede aprovechar la infraestructura actual con 1.100.000 (recuperables de 900/1'000.000) barriles de almacenamiento, utilizándose gran parte de él en petróleo crudo. Se utilizará además el Oleoducto de Sagoc, el cual se acondicionará como se indicará más adelante. Con este acondicionamiento se reducen las inversiones y se facilita la puesta en operación de este sistema de transporte.

El Oleoducto de Sagoc tiene dos tuberías de 12" entre Coveñas y Retiro y una tubería de 12" entre Retiro y Ayacucho. De las dos líneas construídas entre Coveñas y Retiro, una de ellas se está acondicionando para llevar productos desde Coveñas hasta Barrancabermeja.

Para el transporte de crudo entre Coveñas y Ayacucho, se cambiarán 80 kmts. entre Coveñas y Retiro y se construirá una línea de 16" con altas presiones de trabajo, en una longitud de aproximadamente 170 kmts. entre Retiro y Ayacucho. Inicialmente con solo una estación de bombeo en Coveñas este Oleoducto tendrá una capacidad de 30 MBPDC de crudo. A partir de 1983 se pondrá en operación una estación de bombeo en Retiro con lo que se incrementará la capacidad hasta 60 MBPDC.

Para la construcción de la línea Retiro - Ayacucho, la adecuación del tramo Coveñas - Retiro y la construcción de las estaciones de Coveñas y Retiro, se

requiere una inversión de 10.3 MM de dólares y 694 MM de pesos.

El programa de entrada en operación de las diferentes partes de este sistema es el siguiente:

	<u>Fecha de entrada</u>
Línea Coveñas - Retiro - Ayacucho	Dic/79
Estación Coveñas	Dic./79
Estación Retiro	Julio/83

#### AYACUCHO - BARRANCABERMEJA.

A la Estación Ayacucho llegan además de los oleoductos de Coveñas y Pozos Colorados, los oleoductos de Tibú y Zulia (ver producción conjunta de estos campos en la Figura No. 17). Estos crudos se transportan por el Oleoducto Ayacucho - Barrancabermeja desde Ayacucho. Los volúmenes que se transportan desde Ayacucho hasta Barrancabermeja se indican en la Figura No. 17 con la curva denominada "Bombeo Ayacucho - Barrancabermeja" y comprende los crudos que llegan de la Costa Atlántica, más los crudos de Zulia y Tibú.

Las necesidades de transporte por este Oleoducto son las siguientes:

TABLA No. 35

#### TRANSPORTE POR EL OLEODUCTO AYACUCHO - BARRANCABERMEJA (MBPDC)

<u>Año</u>	<u>Transporte desde Ayacucho</u>	<u>Provincia Payoa y Yarirí</u>	<u>Transporte Total</u>
1978	50	20	70
1979	53	26	79
1980	67	23	90
1981	74	20	94
1982	81	16	97
1983	85	14	99
1984	88	13	101
1985	92	12	104
1986	95	11	106
1987	97	11	108
1988	100	10	110
1989	103	9	112
1990	105	9	114

La capacidad actual del Oleoducto Ayacucho - Barrancabermeja es de 80 MBPDC. Para aumentarla por encima de estos valores se ha proyectado la construcción de dos estaciones intermedias con las cuales se obtendrá una capacidad de 93 MBPDC con la primera y de 120 MBPDC con la segunda.

Con la puesta en operación de la planta de Balance en CIRP, los crudos producidos en Provincia, Payoa, Yarigues, Cantagallo y Cristalinas se cargarán en su totalidad en CIRP y no parcialmente como se está haciendo en la actualidad. Para transportar estos crudos se requiere inyectarlos a la línea de 14" en el punto de cruce del Oleoducto Ayacucho - Barrancabermeja con el Oleoducto Provincia - Yarirí.

Los volúmenes que se transportarán por el Oleoducto Ayacucho - Barrancabermeja, incluyendo la interconexión de la línea Provincia - Yarirí, se indican en el cuadro anterior (Tabla 35) y en la Figura 17 en la curva denominada "Transporte de Zona Norte a CIRP". Por lo tanto para satisfacer estas necesidades de transporte las dos estaciones intermedias deberán entrar en operación, la primera a mediados de 1979 y la segunda a principios de 1981.

Al aumentar los volúmenes que se deben transportar por este Oleoducto se ve la necesidad de incrementar el almacenamiento en Ayacucho, de 140 M Bls. a 340 M Bls., para tener de 3 a 4 días de almacenamiento operacional.

En la Figura No. 18 se indica un diagrama del sistema del oleoducto Ayacucho - Barrancabermeja, con sus fechas de entrada en operación y el valor de la inversión. Para el incremento de capacidad de este oleoducto se ha previsto una inversión de 2.4 MM de dólares y 64 MM de pesos.

El programa de entrada en operación de las diferentes obras es el siguiente:

	<u>Fecha de entrada</u>
Estación No. 1	Julio/79
Estación No. 2	Dic./80
Tanques de Ayacucho	Julio/80

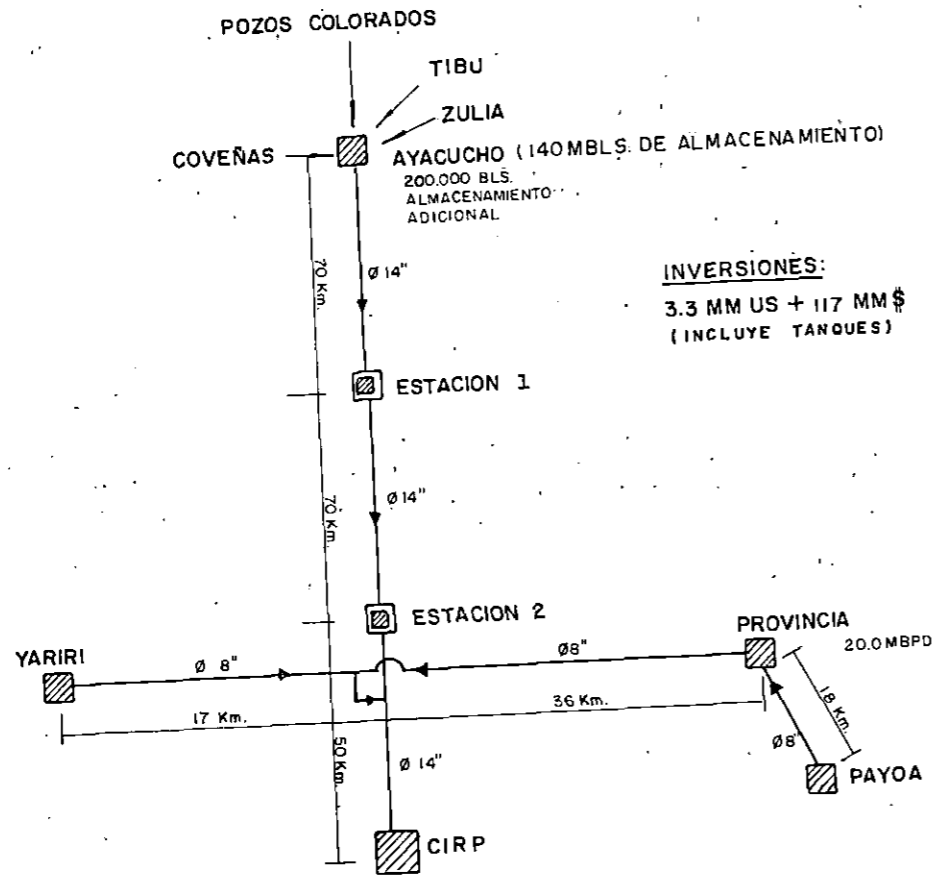
#### DINA - COCORNA - BARRANCABERMEJA

Dentro de los proyectos de transporte de crudos que se ha prospectado para los próximos años, se encuentra el de los crudos Dina y Cocorná. Este proyecto debe estar a cargo de los operadores de los campos del Huila.

Para el crudo Dina se ha estimado una producción de hasta 22 MBPDC y para el crudo Cocorná de hasta 24 MBPDC. En la actualidad la producción de Dina se está llevando por camiones tanques al Guamo y a Dorada para cargar estas refineries y el excedente se lleva a Velásquez para ser transportado hasta Barrancabermeja. Del crudo Cocorná sólo se están transportando a Barrancabermeja 1 MBPDC, los cuales se inyectan en las vecindades de la Estación Zambito al oleoducto Velásquez - Barrancabermeja, de propiedad de la Texas.

FIGURA 18

OLEODUCTO AYACUCHO-CIRP



**INVERSIONES:**  
3.3 MM US + 117 MM \$  
(INCLUYE TANQUES)

PROGRAMA DE PUESTA EN OPERACION:

ESTACION 1	JULIO / 79
ESTACION 2	DIC. / 80
TANQUES AYACUCHO	JULIO / 80

CAPACIDAD:

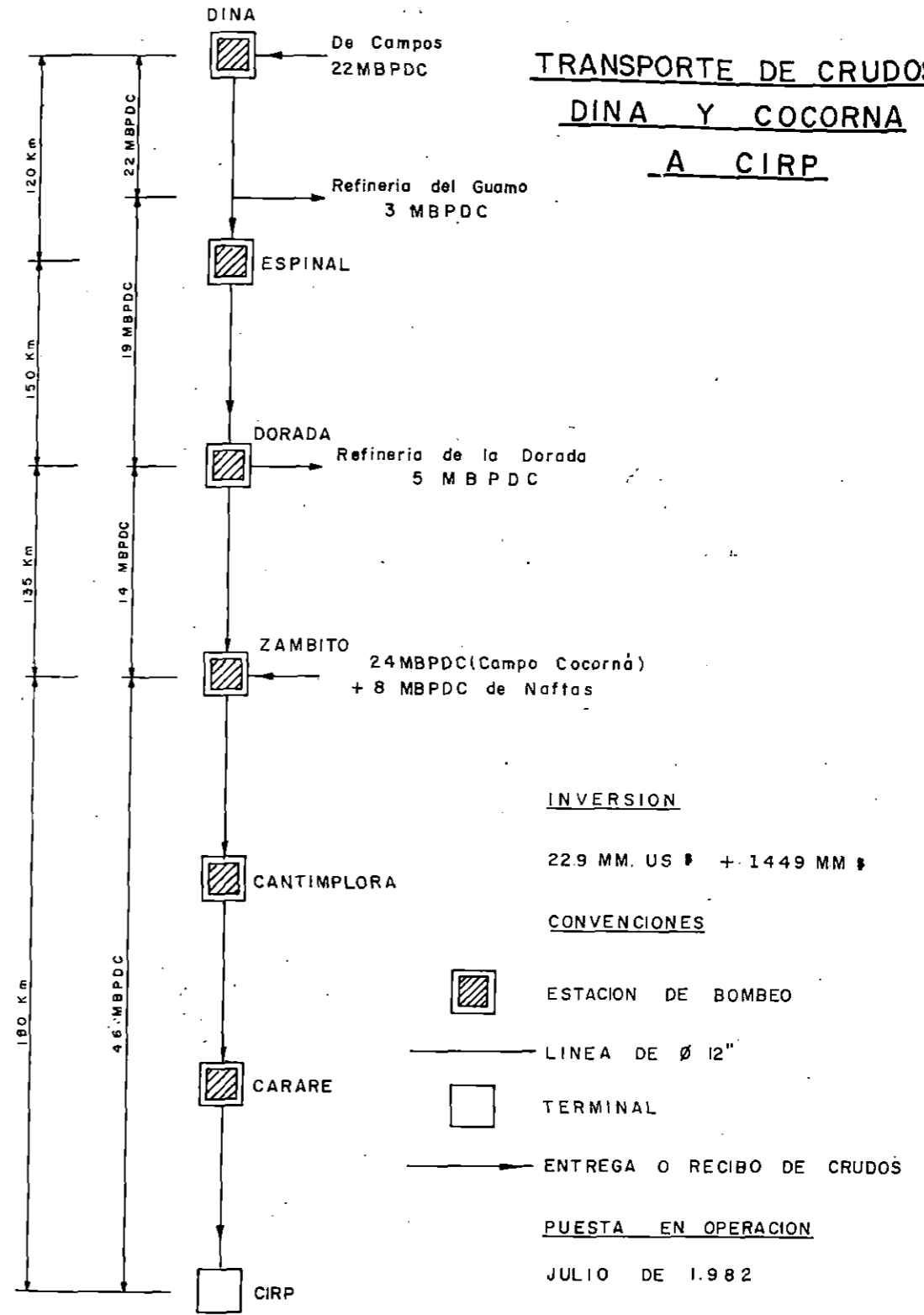
ACTUAL 80.0 MBPD  
CON 1 EST. 93.0 MBPD  
CON 2 EST. 120.0 MBPD

CONVENCIONES:

▣ ESTACIONES NUEVAS  
▤ ESTACIONES EXIST.

FIGURA 19

TRANSPORTE DE CRUDOS  
DINA Y COCORNA  
A CIRP



INVERSION

22.9 MM. US \$ + 1449 MM \$

CONVENCIONES

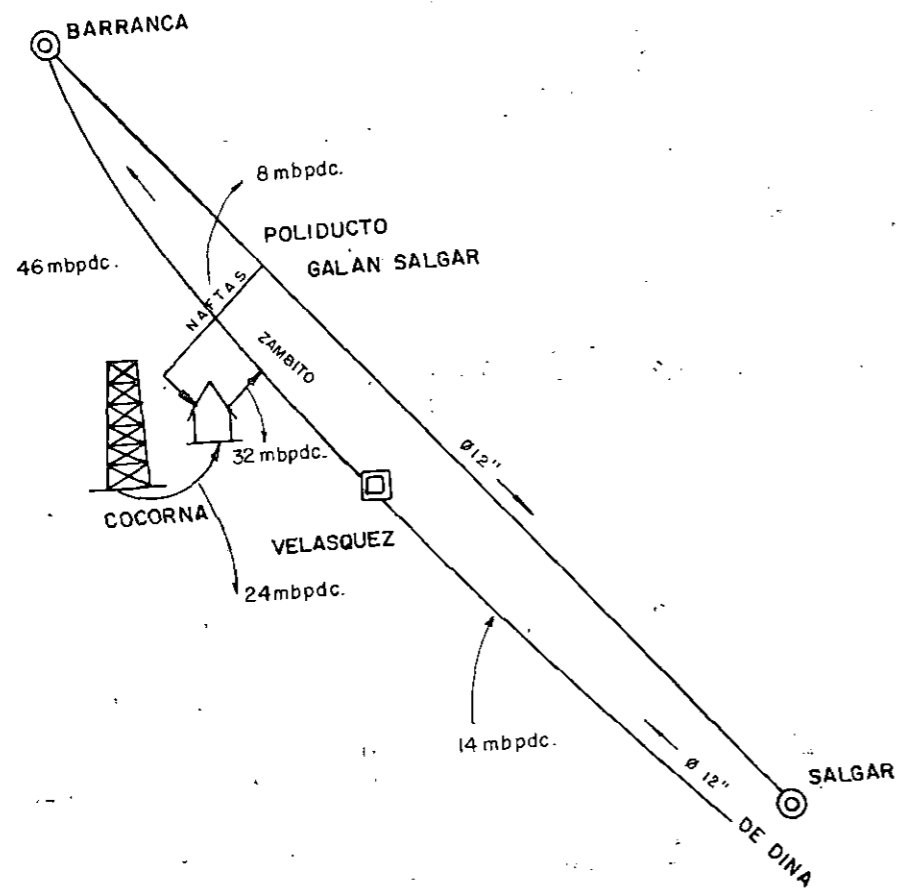
▣ ESTACION DE BOMBEO  
— LINEA DE Ø 12"  
□ TERMINAL  
→ ENTREGA O RECIBO DE CRUDOS

PUESTA EN OPERACION

JULIO DE 1.982

FIGURA 20

MEZCLA CON NAFTAS  
DEL CRUDO COCORNA



Para el transporte de estos crudos se ha incluido dentro del programa de inversiones, la construcción del Oleoducto Dina - Barrancabermeja, lo que permitirá llevar por este Oleoducto las cargas de las refineras de Guamo y Dorada y llevar los excedentes hasta Barrancabermeja. (Ver figura 19).

Las características de este Oleoducto serán las siguientes:

TABLA No. 36

OLEODUCTO DINA - BARRANCABERMEJA

<u>DE</u>	<u>A</u>	<u>Longitud</u> Kilómetros	<u>Diámetro</u> Pulgadas	<u>Volumen</u> (MBPDC)
Dina	Espinal	120	12	22
Espinal	Dorada	150	12	19
Dorada	Zambito	135	12	14
Zambito	Barranca	180	12	46

El crudo Cocorná se inyectará a esta línea en Zambito, pero debido a su alta viscosidad será necesario hacerle un tratamiento previo (inyección de 8 MBPDC de Naftas). En estas condiciones, el Oleoducto entre Zambito y Barrancabermeja deberá transportar aproximadamente 46 MBPDC de crudo.

Para colocar el crudo Cocorná en condiciones de ser transportado por el Oleoducto, es necesario hacerle un tratamiento previo en el campo. Se han analizado varias alternativas y se considera inicialmente que la más factible es la de inyectarle naftas tomadas de la línea de 12" del poliducto Galán - Salgar (figura 20). Estas naftas se mezclarán en proporción 25% naftas y 75% de crudo, para que la mezcla resultante quede con una viscosidad equivalente a la del crudo Dina.

Para el transporte de estos crudos, se ha analizado la alternativa de utilizar el oleoducto de la Texas, entre Velásquez y Barrancabermeja. Este oleoducto está construido por la orilla del río Magdalena, por un terreno que en casi un 50% es pantanoso y como la tubería no ha sido protegida, presenta un alto grado de corrosión lo que ha hecho que su presión de operación se controle en 670 PSI y no en 1320 PSI que fueron las condiciones iniciales. Si se quisiera transportar los crudos Dina y Cocorná por esta línea se deberá cambiar aproximadamente 100 Kmts. de tubería y construir tres estaciones de bombeo adicionales, las cuales quedarían localizadas en sitios de difícil acceso, con los consiguientes problemas de mantenimiento y operación. Por estas razones se ha escogido la construcción de una nueva línea entre Dina, Zambito y Barrancabermeja, la cual tendrá una inversión de 22.9 MM de dólares y 1449 MM de pesos.

Esta inversión debe ser efectuada por entidades particulares y en particular



por Colbrás, mediante la justificación de una tarifa rentable. Se ha previsto que este sistema entre en operación en julio de 1.982. La construcción por Colbrás se justifica para disminuir las ya muy altas inversiones de Ecopetrol en los próximos años, inversiones que requerirán un flujo de fondos difícil de obtener, como se ve en las tablas 20 y 21 de flujo de fondos.

#### TRANSPORTE DE COMBUSTOLEO.

Los volúmenes de combustóleo sobrantes del CIRP que se tendrán que llevar a Cartagena para su exportación son los siguientes:

TABLA No. 37

#### TRANSPORTE DE COMBUSTOLEO CIRP - CAR

ANO	<u>Cargando Cocorná en CIRP</u> (MBPDC)	<u>Sin cargar Cocorná en CIRP</u> (MBPDC)
1979	—	19
1981	—	22
1983	30	22
1985	28	21

Estos volúmenes suponen que el crudo Cocorná se cargará a partir de 1.982 en CIRP, en un volumen de 24 MBPDC. El combustóleo resultante tendrá una viscosidad de 40 SSF. La adición de este 30% de diluyente hace que el balance de producción en CIRP y CAR se descompense e implica el aumento de igual volumen de productos para transportar desde la Costa hasta Barrancabermeja, ocasionando un reciclo de diluyente.

Para el transporte del combustóleo de Barrancabermeja a Cartagena a partir de 1.981 se han considerado varias alternativas. La primera es la de seguir utilizando el río Magdalena, y compensar la inseguridad de navegación con inversiones cuantiosas en almacenamiento y capacidad sobrante de flota fluvial para asegurar que la paralización de la navegación no pueda en ningún momento forzar el cierre de la refinería debido a que no habría que hacer con el combustóleo producido. La segunda alternativa sería mejorar y continuar operando el oleoducto de Andian como sistema alternativo al río. La tercera alternativa sería construir un nuevo oleoducto entre Barranca y Cartagena para transportar el fuel oil de exportación. Esta última alternativa costaría US\$ 58.2 millones, pero podría ser el sistema más barato por barril de fuel oil transportado.

No obstante, esta última solución tiene algunos inconvenientes. No solo afecta el flujo de fondos de Ecopetrol en unos años críticos, sino que perjudicaría gravemente el nivel de actividad y el empleo en el río Magdalena, pues el principal

usuario de la flota del río es Ecopetrol. Ante esta perspectiva, y tomando en cuenta el hecho de que hacia el futuro la arteria fluvial será fundamental para el transporte de productos como el carbón, el Consejo de Política Económica y Social decidió que el Ministerio de Obras Públicas inicie un proyecto de adecuación y rectificación del Canal del Dique y el río Magdalena. Estas obras podrían ser financiadas en parte por las entidades prestamistas internacionales.

De acuerdo con las mejoras que se puedan prever en base a las obras que adelantaría el Ministerio, se podría estudiar la posibilidad de posponer la inversión en el oleoducto Barranca-Cartagena. No sobra recalcar la importancia que tiene la adecuación del río desde el punto de vista social y de empleo en una zona bastante pobre del país, y la posible utilización de este medio de transporte por industrias como la carbonera en el futuro. Lo importante es evaluar el grado de seguridad de navegación que se podría lograr con un programa de adecuación razonable, y comparar esos costos con los beneficios en materia de transporte de fuel oil y otros productos. Los estudios de rectificación del Canal del Dique tienen una alta relación beneficio-costos, y debe determinarse cuanto antes si los trabajos en el río Magdalena también serían efectivos.

#### TRANSPORTE DE PRODUCTOS.—

Para analizar el abastecimiento de productos en el país, hasta 1.990, se ha previsto que no se construirán más refinerías y que CIRP y CAR se ampliarían en 1.979 y 1.981 respectivamente, para producir en CIRP 93 M BPDC y en CAR 50 M BPDC de productos, después de poner en operación sus ensanches. En la figura No. 21 se muestran las curvas de producción de CIRP y CAR y la curva de la producción conjunta denominada "Producción CIRP-CAR". En la figura 21 también se han incluido las curvas de "Consumo de Occidente, la Costa, la Zona Central y la totalidad del país". En la misma figura 21 se ve en la curva denominada "Faltantes Totales", los volúmenes que se deben importar al país hasta 1.990. Estos faltantes se han obtenido comparando la "Curva de Consumos Totales" con la curva "Producción CIRP y CAR". El balance de producción y consumo de productos es el siguiente:

TABLA No. 38

BALANCE NACIONAL PRODUCCION CONSUMO DE PRODUCTOS  
(MBPDC)

AÑO	PRODUCCION			CONSUMO		Total Déficit	
	CAR	CIRP	Total	Costa Norte	Resto del País		
1978	30	72	102	24	90	114	12
1979	30	90	120	26	94	120	0
1980	32	93	125	28	100	128	3
1981	44	93	137	30	107	137	0
1982	50	95	145	32	115	147	2
1983	50	95	145	34	123	157	12
1984	50	95	145	38	129	167	22
1985	50	95	145	40	140	180	35
1986	50	95	145	43	150	193	48
1987	50	95	145	46	162	208	63
1988	50	95	145	49	174	223	78
1989	50	95	145	52	186	238	93
1990	50	95	145	56	199	255	110

De la tabla anterior se deduce que el país solo está abastecido en sus necesidades de productos, durante los años 1979 y 1981, presentando déficit en el resto del tiempo. Este déficit se incrementa notablemente, llegando a ser de 110 MBPDC en 1990.

El sistema general de poliductos existentes en el país se muestra en forma esquemática en la figura 22, donde se han indicado las capacidades actuales.

Para satisfacer la demanda de productos en el país se ha estudiado el sistema de poliductos existentes, comparando sus capacidades con las necesidades de consumo de las diversas zonas de abastecimiento. Existen zonas como la Central que incluye a Bucaramanga, Medellín y Bogotá, donde la única solución factible de abastecimiento es el poliducto existente, lo que hace necesario en un momento determinado su ampliación. En cambio hay zonas como la Occidental (Manizales, Cartago, Cali), la cual se puede abastecer desde el centro del país o desde la Costa

FIGURA 21

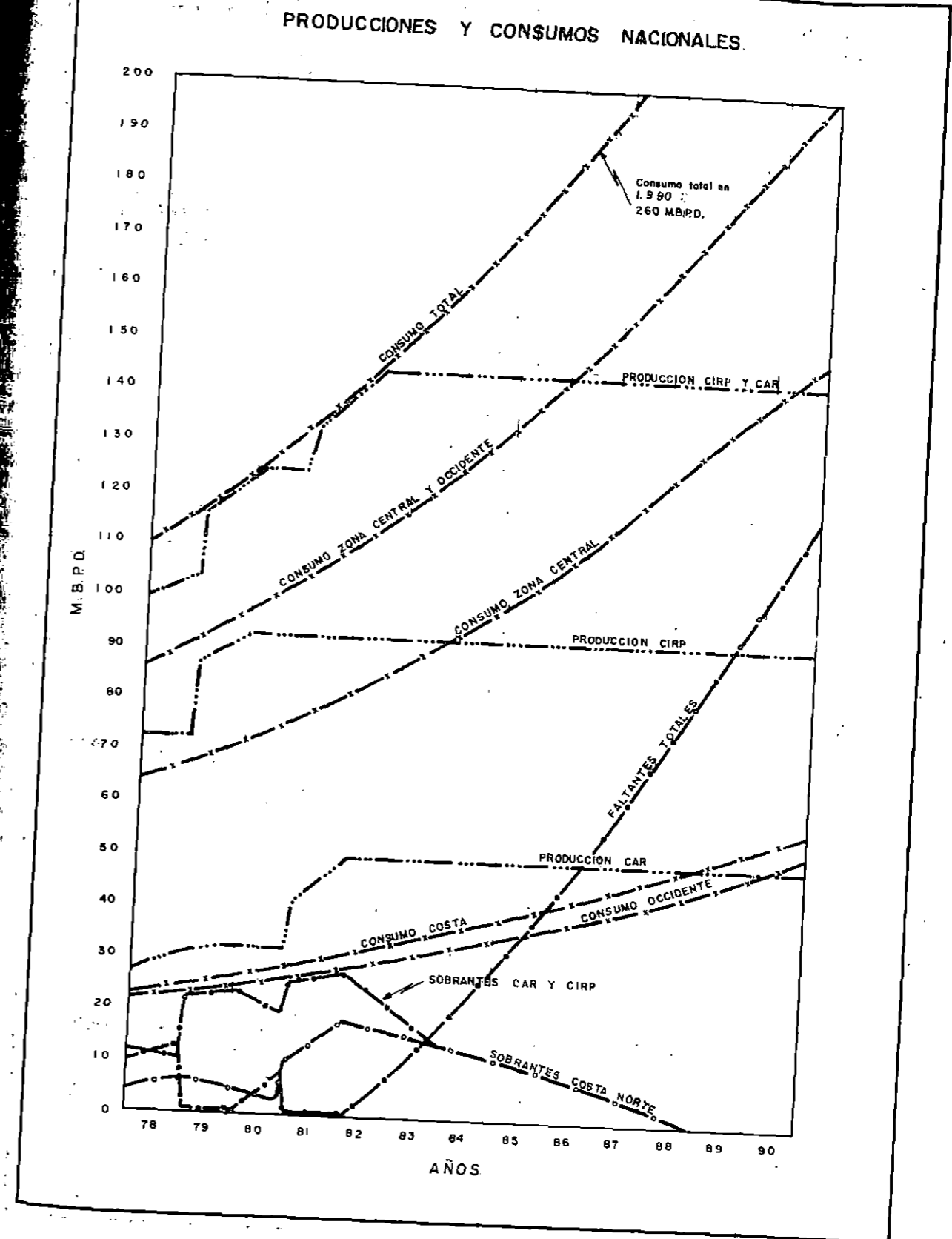
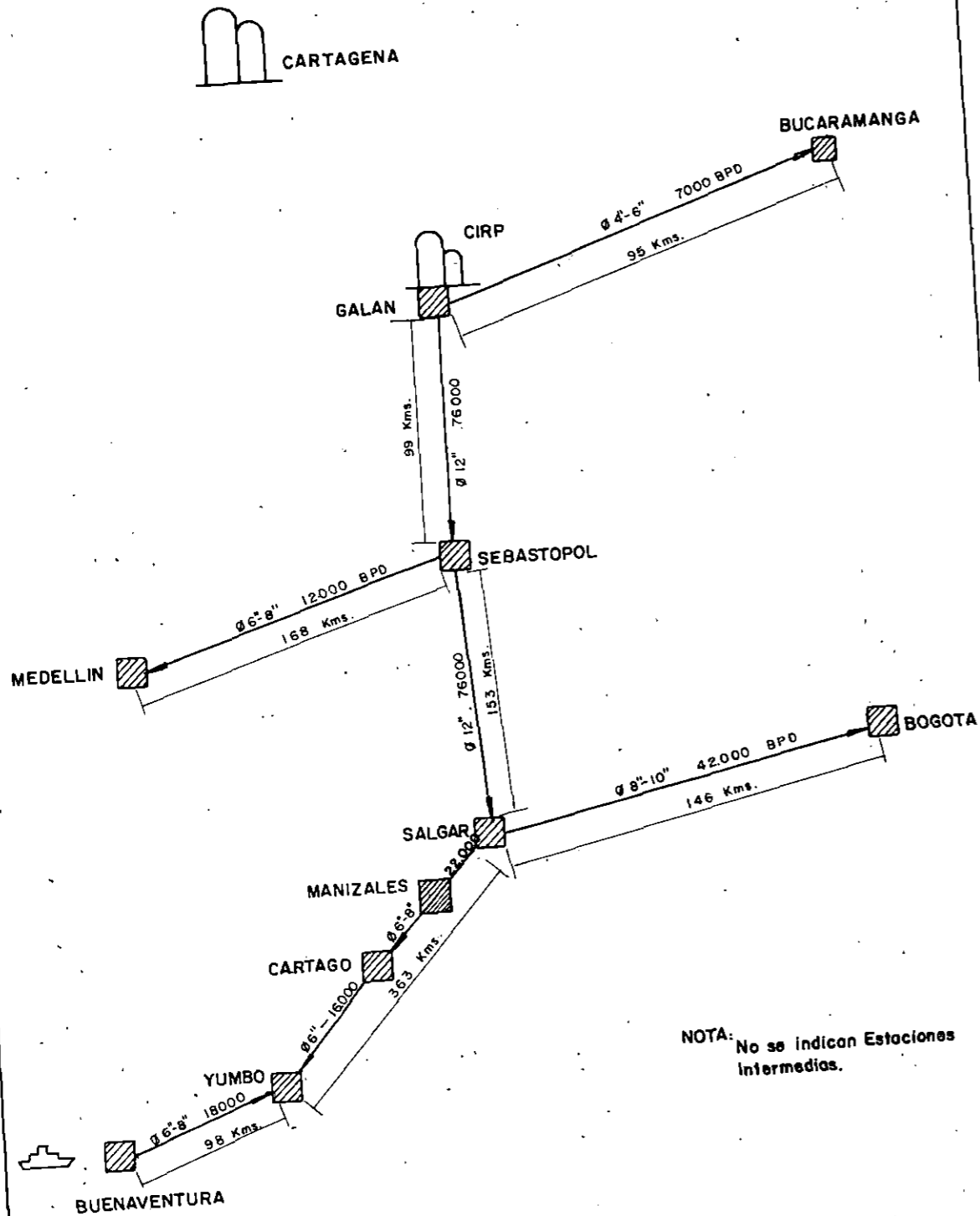


FIGURA 22

SITUACION ACTUAL DE LA RED NACIONAL DE POLIDUCTOS



del Pacífico, dependiendo del esquema general de transporte de productos que se seleccione.

En líneas generales CAR abastecerá la Costa Atlántica y CIRP abastecerá la zona central que incluye a Barrancabermeja, Bucaramanga, Medellín, Dorada y Bogotá. Los sobrantes de CAR se podrán llevar a Barrancabermeja por transporte fluvial o al Occidente por cabotaje. Los sobrantes de CIRP se llevarán a Occidente por oleoducto de Caldas.

En la siguiente tabla se indican las producciones de CIRP y CAR contra los consumos de la Costa, la Zona Central y la Zona Central más Occidente, basados en la figura No. 21.

TABLA No. 39

PRODUCCIONES POR REFINERIAS Y CONSUMOS POR ZONAS (MBPDC)

AÑO	PRODUCCION CIRP	CAR	CONSUMOS		
			Costa Norte	Zona Central	Zona Central y Occidente
1978	72	30	24	66	88
(1) 1979	90	30	26	70	94
1980	93	32	28	74	101
(2) 1981	93	44	30	79	107
1982	95	50	32	85	114
1983	95	50	35	91	122
1984	95	50	38	97	130
1985	95	50	40	103	139
1986	95	50	43	111	149
1987	95	50	46	120	160
1988	95	50	49	128	171
1989	95	50	52	137	183
1990	95	50	56	146	195

(1) Entran en operación Unidades de Balance y Optimización.

(2) Entra en operación el ensanche de Cartagena.

Al comparar las producciones de las refinerías, contra los consumos, vemos que en la Costa Atlántica habrá sobrantes hasta 1988 mientras que la producción de CIRP en ningún momento es suficiente para satisfacer el consumo de la Zona Central y Occidental y que su producción solo alcanzará para abastecer el consumo de la Zona Central hasta 1983.

Los productos sobrantes de CAR hasta 1988 se transportarán hasta los centros de consumo del área central y/o occidente, tal como se explicará más adelante.

El faltante de productos para la Zona Central y Occidental a partir de 1983 y para la Costa a partir de 1988, deberá ser obtenido por medio de productos de importación, en los volúmenes que se indican en la siguiente tabla, tomada de la figura No. 21.

TABLA No. 40

BALANCE NACIONAL DE FALTANTES Y SOBANTES (MBPDC)

ANO	Sobrantes CAR	Faltantes Zona Central y Occidental abastecida por CIRP	Faltantes Totales por Importar
1978	6	17	11
1979	6	6	0
1980	4	8	4
1981	13	13	0
1982	18	21	3
1983	16	28	12
1984	13	36	23
1985	11	46	35
1986	8	56	48
1987	5	68	63
1988	2	80	78
1989	- 3	91	94
1990	- 6	104	110

Para encontrar la solución de transporte a los centros de consumo de los sobrantes de CAR y los productos importados, se han estudiado dos soluciones generales.

- Importación de productos por el Pacífico y cabotaje de sobrantes de CAR a puerto del Pacífico (Málaga).
- Importación hasta de 18 M BPD por Buenaventura, e importación del resto de productos más cabotaje de sobrantes de CAR por puerto del Atlántico (Coveñas).

Un resumen de las obras necesarias para llevar a cabo cada una de estas alternativas, es el siguiente:

COMPARACION DE COSTOS DE IMPORTACION POR EL PACIFICO

- Construcción de un puerto petrolero en la bahía de Málaga antes de 1.982.
- Cambio total del Oleoducto del Pacífico entre Málaga y Yumbo antes de 1.982.
- Cambio total del Oleoducto del Pacífico entre Yumbo y Cartago, antes de 1.984.
- Cambio del sentido de flujo del Oleoducto de Caldas desde Cartago hasta Puerto Salgar, antes de 1.984.
- Nuevo Oleoducto entre Cartago y el Magdalena Medio antes de 1.986.

Importación de 18 M BPDC por el Pacífico y el resto de los productos por el Atlántico (102 MBPD).

- Acuerdo con la CVC para trasladar las instalaciones petroleras en Buenaventura a un sitio cercano a mediano plazo.
- Construcción del poliducto Coveñas - Sebastopol (Pto. Berrío), antes de 1.981.
- Ampliación del tramo Sebastopol - Salgar, del poliducto Galán, Salgar, antes de 1.984.
- Ampliación del oleoducto de Caldas a partir de 1.985.

Conclusiones sobre las alternativas de abastecimiento:

La importación de productos por el Atlántico representa sobre la importación por el Pacífico, las siguientes ventajas:

- La mayoría de las fuentes productoras están localizadas en el área del Atlántico. Por lo tanto no es necesario atravesar el Canal de Panamá.
- La construcción del poliducto Coveñas-Sebastopol-Salgar es más sencilla que la construcción del poliducto Málaga-Cali-Salgar, ya que este último tiene que atravesar las cordilleras Occidental y Central.
- En Coveñas se tiene una infraestructura preparada, la cual solo hay que adecuarla a las nuevas necesidades, mientras que en Málaga no hay ninguna facilidad. En realidad este factor es determinante pues se considera imposible

tener en operación un puerto en Málaga en 1.982, debido a que todavía no se han iniciado estudios serios sobre la posibilidad de localizar un puerto en esa localidad.

d) Las inversiones comparativas son menores en la alternativa de Coveñas, como se indica a continuación:

TABLA No. 41

**COMPARACION DE COSTOS DE IMPORTACION POR EL ATLANTICO  
O POR EL PACIFICO**

1. <u>IMPORTACIÓN POR COVENAS</u>	<u>MM US\$</u>	<u>MM \$</u>
A. Coveñas — Sebastopol:		
Muelle	3.3	133
Estación 1	0.8	24
Estación 2	0.8	24
420 Km. 12" (plano)	14.7	1020
Estaciones 3 y 4	1.7	44
Tanques Coveñas	2.1	125
B. Sebastopol — Salgar:		
150 Kmts. 12" (plano)	5.1	340
C. Odeca	3.0	100
D. Pacífico		100
Total	31.5	1910
Total Equivalente en Pesos		3170
2. <u>IMPORTACION POR MALAGA</u>		
A. Málaga (incluye tanques)	16.0	960
B. Pacífico		
120 Kmts. 12" (montaña)	3.4	255
150 Kmts. 12" (plano)	2.5	186
Estaciones 1, 2 y 3	3.6	96
C. Cartago — Salgar		
200 Kmts. 12" (Montaña)	5.7	425
Estaciones 1, 2, 3 y 4	3.3	88

D. Reversión Odeca		
Estaciones 1, 2, 3 y 4	2.4	64
Total	36.9	2074
Total Equivalente en Pesos		3550

Al escoger la alternativa de importar el faltante de productos, para abastecer el consumo nacional, por el Atlántico, se deberán ejecutar las siguientes obras:

- a) Ampliar el poliducto de Sebastopol a Salgar.
- b) Ampliar el poliducto de Odeca
- c) Modificar el Puerto de Buenaventura en el Oleoducto del Pacífico
- d) Construir el poliducto de Coveñas a Sebastopol
- e) Ampliar el poliducto de Barrancabermeja a Bucaramanga
- f) Ampliar el poliducto de Galán a Sebastopol
- g) Ampliar el poliducto de Sebastopol a Medellín
- h) Ampliar el poliducto de Salgar a Bogotá.

**Poliducto Cartagena — Barranquilla:**

Los consumos de productos en el área de Barranquilla son actualmente del orden de 15 M BPD. Estos productos se están llevando por el Canal del Dique desde Mamonal. Este transporte en épocas de bajo nivel del río Magdalena se hace difícil, disminuyendo el rendimiento de la flota en forma apreciable y presentándose en algunos casos la imposibilidad de realizarlo. Además las tarifas que se pagan por el transporte fluvial son bastante elevadas y han tenido en los últimos años un incremento apreciable.

Se ha proyectado la construcción del poliducto Cartagena—Barranquilla para cumplir con los siguientes objetivos:

1. Garantizar el suministro permanente de productos a Barranquilla.
2. Garantizar una tarifa de transporte competitiva y/o menor que las otras modalidades de transporte.

Los volúmenes que se deberán transportar por este poliducto son los siguientes:

TABLA No. 42

VOLUMENES A TRANSPORTAR CARTAGENA-BARRANQUILLA

Año	Volúmen. (MBPDC)
1979	13
1980	14
1981	16
1982	17
1983	19
1984	20
1985	22
1986	24
1987	26
1988	29
1989	32
1990	35

La inversión que requiere este poliducto es de 220 MM de pesos y 2.5 MM de dólares. Aunque la inversión es rentable, este poliducto no es absolutamente esencial, ya que hay una alternativa de transporte. Dada la situación de flujo de fondos de Ecopetrol se podría posponer, o promover su construcción por parte del sector privado.

ALMACENAMIENTO

Adicionalmente al aumento de capacidad de los oleoductos y poliductos, es necesario analizar el almacenamiento que se tiene en el país y su comportamiento al incrementarse el consumo y el transporte.

Se ha fijado como política nacional, el tener en los centros de consumo un almacenamiento equivalente a diez días de consumo, con los tanques llenos al 80%/o. Esto da una capacidad de almacenamiento total para 12.5 días de consumo.

El país cuenta en este momento con los siguientes volúmenes de almacenamiento de productos, discriminado por ciudades:

TABLA No. 43

ALMACENAMIENTO DE PRODUCTOS EXISTENTES EN EL PAIS

Ciudad	Volúmen (M Bls.)	Consumo 1978 (MBPDC)	No. de Días de Almacenamiento
Bogotá	417	46	9
Medellín	201	11	18
Cali	229	14	16
B/ventura**	250	16	15
Cartago	50	4	12
Pereira	10	2	5
B/manga	57	5	11
Manizales	23	2	11
Dorada	101	4	25
Salgar***	144	58	2 1/2
Sebastopol ****	140	11	13
Coveñas *	400 *		
Barranca (CIRP)	2900		
Cartagena (CAR)	2000		

\* Se ha supuesto que el 40%/o de los tanques se utilizarán para productos.

\*\* Se toma el volúmen de transporte por cabotaje.

\*\*\* Se toma el volúmen transportado desde Sebastopol y no incluye el nuevo tanque de 100 MBls. que está en Licitación.

\*\*\*\*Se toma el volúmen transportado a Medellín.

Se adjudicó recientemente la construcción de un tanque de 100 MBls. en Puerto Salgar y otro de 100 MBls. en Yumbo. No se ha contemplado la construcción de nuevos almacenajes en Bogotá por no disponer del permiso de Planeación Distrital para ensanchar las instalaciones de Puente Aranda y se espera ampliar este abastecimiento en el nuevo Terminal.

Con base en los crecimientos de consumo proyectados al principio de este informe y en 10 días de almacenamiento, con los tanques al 80%/o, se encuentra en la tabla siguiente los requerimientos de almacenamiento hasta 1990, en las principales ciudades:



Para el almacenamiento de los terminales de distribución se ha fijado la política de que Ecopetrol no sea propietario de ellos, sino que sean construidos por los distribuidores. Si se desea por razones de seguridad mantener estos inventarios, el gobierno debe diseñar un subsidio para que los distribuidores encuentren rentable incrementar sus existencias por encima del actual nivel mínimo hasta llegar a diez días de existencias.

De estos tanques de almacenamiento Ecopetrol construirá 1.590 M Bls. para sus operaciones y los distribuidores 1.255 M Bls. Esta construcción tendrá un valor para Ecopetrol de 385 MM de pesos y 7 MM de dólares y para los distribuidores de 300 MM de pesos y 5.4. MM de dólares.

Por otra parte, el país cuenta en este momento con los siguientes volúmenes de almacenamiento de crudos en los terminales.

TABLA No. 46

TERMINALES DE CRUDO - ALMACENAMIENTO EXISTENTE

Ciudad	Volumen (M. Bls.)
Pozos Colorados	760
Coveñas **	500
Ayacucho	140
Buenaventura	150 *

\* Combustóleo

\*\* Hemos supuesto que el 60% de los tanques existentes se utilizan para crudos.

Se ha fijado como política de almacenamiento en los terminales (Coveñas y Pozos Colorados) tener mínimo diez días de almacenamiento de crudo. En los sitios de confluencia de oleoductos de crudo tal como Ayacucho, 3 días de almacenamiento.

TABLA No. 47

REQUERIMIENTO DE ALMACENAMIENTO DE CRUDOS EN EL PAIS (M Bls.)

Ciudad	1980		1985		1990	
	Consumo	Almac. Déf.	Consumo	Almac. Déf.	Cons.	Almac. Déf.
Pozos Colorados	50	760	50	760	50	760
Coveñas	8	500	35	500	48	500
Ayacucho	91	273 133	104	312 172	115	342 202

Por tratarse del almacenamiento requerido para las operaciones propias de Ecopetrol, las inversiones necesarias deberán ser hechas por la Empresa. El programa de construcción de tanques para almacenamiento de crudos, basados en la Tabla 45, deberá ser el siguiente:

TABLA No. 48

PROGRAMA DE CONSTRUCCION DE TANQUES PARA ALMACENAMIENTO DE CRUDOS (M Bls.)

Ciudad	1.978 - 1.980	1.983 - 1.985
Ayacucho	170	30

La construcción de estos volúmenes adicionales se hará escalonada a medida que los requerimientos de demanda aumenten y tendrá en total una inversión de 74 MM de pesos y 1.2 MM de dólares.

DISTRIBUCION DE PRODUCTOS EN BOGOTA.-

Los productos que llegan a Bogotá por el poliducto Salgar - Bogotá, se distribuyen a través de un terminal petrolero, localizado en Puente Aranda. En este Terminal tienen instalaciones Ecopetrol y las compañías distribuidoras de productos y de propano. Los volúmenes actuales instalados de almacenamiento son:

Productos	390.000 Bls.
LPG	26.000 Bls.

Con estos volúmenes se puede almacenar en este momento la demanda de Bogotá para nueve días, los cuales han venido bajando a medida que la demanda aumenta.

Desde hace más de cinco años, el Distrito Especial de Bogotá se ha opuesto a permitir la ampliación de las instalaciones en esta área y dentro de sus planes de desarrollo ha previsto dos zonas para la distribución de productos, localizadas en las vecindades de Kennedy y del Minuto de Dios. En ninguna de estas dos áreas hay facilidades de transporte de productos por poliducto y sería necesario hacer una infraestructura completa, lo cual no es conveniente.

Como en el futuro Bogotá necesita ampliar su capacidad de almacenamiento se han estudiado los diferentes sitios en donde se podrían construir nuevas instalaciones, seleccionándose una zona en las vecindades de las poblaciones de Madrid-Facatativá. Para la construcción de este nuevo terminal se han previsto dos etapas. En la primera etapa, se construirían en el nuevo sitio 28.000 Bls. de almacenamiento de propano y 400 MBls. de almacenamiento de productos. Parte de este almacenamiento de propano sería trasladado de Puente Aranda. En la segunda etapa, que estaría terminada para 1.985, se construirían 400 MBls. adicionales de almacenamiento, en el nuevo sitio.



El costo de esta inversión sería de 3.6 MM de dólares y 246 MM de pesos. Para hacer que los consignatarios retiren los productos del nuevo terminal, se deberá cobrar trasiego entre el nuevo terminal y el terminal de Puente Aranda.

#### TRANSPORTE DE GAS NATURAL.—

Las fuentes productoras de gas natural en el país están localizadas en:

- a) Guajira
- b) Jobo Tablón
- c) El Difícil
- d) Cicuco
- e) Provincia y Payoa

En el capítulo sobre gas se indicaron los gasoductos que están en operación en el país incluyendo la línea Ballena—Barranquilla—Cartagena.

Actualmente la línea Barrancabermeja - Ayacucho - Cicuco - Barranquilla está transportando gas natural en el sentido Barrancabermeja Barranquilla. Este suministro se deberá suspender a partir de la puesta en operación del gasoducto Ballena-Barranquilla-Cartagena por falta de mercado para este gas. Como la situación de suministro de combustibles al interior del país se hace cada vez más crítica tanto por el déficit actual de capacidad refinadora como por el incremento de la demanda, es necesario adecuar un medio de transporte para llevar los productos de importación al interior del país. Se ha considerado la habilitación de la línea Coveñas-Retiro-Ayacucho-Barrancabermeja, actualmente con gas natural, para el transporte de gasolina cuando entre en operación el gasoducto de la Guajira.

En la actualidad el transporte de combustibles de importación hasta Barrancabermeja se hace por vía fluvial en forma precaria y con un déficit de capacidad, intensificado en las épocas de sequía del río Magdalena. Por lo tanto al utilizar la línea Coveñas-Retiro-Ayacucho, se podrán transportar con una estación intermedia en Ayacucho 20 M BPDC. Esta adecuación quedará terminada a finales de 1977 y permitirá disponer hasta 1.983 para terminar el poliducto Coveñas-Sebastopol.

Como a partir de la entrada en operación de la unidad de balance la zona de Barrancabermeja quedará con un déficit de gas natural, será necesario para abastecer tanto esta zona como el interior del país construir un gasoducto desde las fuentes productoras de la Costa hasta Barrancabermeja y Bogotá si no se descubre un suministro de gas en la zona.

#### INVERSIONES.—

Para calcular las inversiones necesarias para adecuar el sistema de oleoductos hasta 1.990, se ha utilizado el sistema de precios constantes sin tener en cuenta ninguna devaluación. Se ha considerado equivalente un dólar a 40 pesos.

Los precios básicos para calcular los costos de las alternativas se indican en la tabla 49, siguiente:

TABLA No. 49

Precios Básicos Item	Costo	Porcentaje y/o Valor	
		Dólares	Pesos
a) Estaciones*			
1) de 30 MBPDC	1 MM US	60%	40%
2) de 60 MBPDC	1.4 MM US	60%	40%
3) de 120 MBPDC	2 MM US	60%	40%
b) Tanques (precio por barril)			
1) Productos		4 US	240 \$
2) Propano		40 US	2400 \$
c) Tubería (material y montaje)			
1) Terreno plano	1400 US/ton.		
2) Terreno montañoso	2400 US/ton.		
3) Línea submarina	5000 US/ton.		

\* No incluye almacenamiento.

Al utilizar estos valores para establecer el costo de los diferentes proyectos se ha llegado a los valores indicados en la tabla 50.

TABLA No. 50

VALORES DE LOS PROYECTOS DE TRANSPORTE

Proyecto	Valor	
	MM US	MM \$
1. Pozos Colorados — Ayacucho	2.8	92
2. Coveñas — Ayacucho	10.3	694
3. Ayacucho — Barrancabermeja	2.4	64
4. Dina — Cocorná *	22.9	1449
5. Combustóleo CIRP — CAR (en duda)*	20.0	1512
6. Coveñas — Sebastopol *	21.3	1241
7. Sebastopol — Salgar	7.4	412
8. Galán — Sebastopol	0.8	6
9. Barrancabermeja — Bucaramanga	0.7	14
10. Antioquia	2.5	115
11. Salgar — Bogotá	9.1	454
12. Odeca	3.0	100
13. Pacífico	—	100
14. Cartagena — Barranquilla*	2.5	220
15. Almacenamiento de productos* (Ecopetrol: US\$ 7 millones y \$385 millones)	12.4	685
16. Almacenamiento crudos	1.2	74
17. Terminal en la Sabana de Bogotá *	3.6	246
<b>Total:</b>	<b>122.9</b>	<b>7478</b>
Inversiones a cargo de Ecopetrol (Excluyendo*)	47.2	2510
Equivalente en pesos 12.394 MM		
Equivalente en dólares 310 MM		

En la tabla No. 32 se indican las inversiones necesarias para llevar a cabo este proyecto, discriminadas en dólares y en pesos, año por año.

En la tabla No. 52 se encuentran las fechas en que deben entrar en operación los proyectos que requiere el país hasta 1.990 en el área de transporte de crudo y sus derivados.

CONCLUSIONES.—

El plan de desarrollo del sistema de transporte por oleoducto presentado en este informe cumple dos objetivos fundamentales:

1. Abastecer de crudo a las refinerías
2. Abastecer de productos a los centros de consumo

Para llevar a cabo estos objetivos es necesario ejecutar hasta 1990 inversiones por un valor de 12.394 millones de pesos (valor actual). De esto le corresponden a Ecopetrol \$4.398 millones. El resto lo haría la empresa privada.

Si estas obras no se llevan a cabo, las refinerías no tendrán crudo suficiente para operar a su carga óptima y el país no podrá abastecerse en sus necesidades de derivados del petróleo. Por esta razón Ecopetrol y el Ministerio de Minas y Energía adoptaron este plan con el objeto de disponer de los medios de transporte necesarios para cumplir con los compromisos de suministro de combustibles que requiere el país en la próxima década.

TABLA No. 52

PROYECTOS PARA DESARROLLAR EL SISTEMA DE TRANSPORTE  
POR OLEODUCTOS

Proyecto	Kms.	Capacidad actual MBPDC	Capacidad proyectada MBPDC	Fecha de puesta en ope- racion.	Inversión MMUS MM\$	
<b>CRUDOS:</b>						
Pozos Colorados - Ayacucho	350	30	50	Jul/78	2.8	92
Coveñas - Ayacucho	280					
- 1a. etapa			30	Dic/79	9.1	657
- 2a. etapa			60	Jul/83	1.2	37
Ayacucho - Barrancabermeja	190	80	120	Jul/80	2.4	64
*(Dina-Cocorná-Barranca) Obra que debe ejecutar Colbrás.	580		46	Jul/82	22.9	1449
<b>COMBUSTOLEO:</b>						
*Barrancabermeja-Cartagena (su construcción depende de si es posible adecuar el río Magda- lena).	520		40	Dic/81	20.0	1512
<b>PRODUCTOS:</b>						
*Coveñas - Sebastopol (se espera no lo construya Ecopetrol).	420					
- 1a. etapa			60	Dic/81	19.6	1197
- 2a. etapa			120	Dic/87	1.7	4.
Sebastopol - Salgar	150	70				
- 1a. etapa			85	Mar/78	1.5	50
- 2a. etapa			150	Dic/83	5.9	362
Galán - Salgar	110	75	110	Dic/78	0.8	6
Barranca - Bucaramanga	95	7	14	Dic/84	0.7	14
Antioquia	190	12				
- 1a. etapa			18	Dic/78	1.5	95
- 2a. etapa			25	Dic/87	1.0	20
Salgar - Bogotá	145	45				
- 1a. etapa			80	Jul/79	4.3	226
- 2a. etapa			110	Dic/86	4.8	228.
Odeca	250	22	35	Dic/85	3.0	100
Pacífico	180	18	18	Dic/82		100
*Cartagena - Barranquilla (Sector Privado)	110		40	Dic/78	2.5	220
<b>Almacenamiento de productos</b>						
- 1a. etapa				Dic/80	4.4	266
- 2a. etapa				Dic/85	8.0	419
<b>Almacenamiento de crudos</b>						
- 1a. etapa				Dic/80	0.7	48
- 2a. etapa				Dic/85	0.5	26
Terminal en la Sabana (Sector Privado)					3.6	246

CAPITULO VI

LOS ENERGETICOS PARA USO DOMESTICO

INTRODUCCION.—

En este capítulo se presenta un análisis de la situación actual de los diferentes energéticos que abastecen el consumo doméstico nacional, así como las posibilidades de abastecimiento futuro que permitan una utilización racional y un suministro confiable. Las principales fuentes energéticas utilizadas actualmente en el consumo doméstico se pueden clasificar en dos grandes grupos: Derivados del petróleo y Electricidad.

Los productos derivados del petróleo de uso popular son el gas licuado del petróleo (LPG), el combustible liviano doméstico (CLD) y el keroseno. Con respecto a las fuentes de suministro de los derivados del petróleo ya se ha mostrado cómo el país se encuentra enfrentado a una declinación natural de los yacimientos y a una creciente importación de petróleo y derivados a precios internacionales elevados, convirtiéndose el suministro de estos combustibles en una pesada carga para Ecopetrol y el país.

Los combustibles derivados del petróleo y utilizados para uso doméstico, tienen dos fuentes de procedencia:

- 1) Gas asociado del petróleo, del cual mediante el procesamiento se produce el LPG y de,
- 2) Refinerías, en donde además de LPG, se producen el CLD ó gasolina blanca y el keroseno.

El éxito obtenido hasta el momento en las actividades exploratorias en búsqueda de petróleo no permite proyectar con certidumbre la producción de combustibles de uso doméstico provenientes de estas dos fuentes.

Existe otro hidrocarburo, el metano, que puede encontrarse asociado con el petróleo o libre, y es una posible alternativa para uso doméstico teniendo en cuenta la magnitud de los yacimientos descubiertos en diversas zonas del país.

Considerando que los combustibles derivados del petróleo serán cada día más escasos y costosos, la electricidad debería ser la alternativa de solución al problema de suministro de energía. Es generalmente completamente limpia y no presenta problemas de contaminación. Sin embargo, los pronósticos para los primeros años de la próxima década son de posible déficit de energía eléctrica.

El consumo y precio al público de los energéticos de uso doméstico más común, expresados en BTU, se presentan en la tabla 53.

TABLA No. 53

	LPG	CLD	Kero- seno.	Gas Na- tural	Electri- cidad.
1. Consumo (miles de galones/día)	310.8	162.0	345.2	—	—
2. Poder calórico	95.000 BTU/gl.	125.000 BTU/gl.	131.000 BTU/gl.	1.000 BTU/PC	3.413 BTU/KWh.
3. Precio al público	2.89 (1) \$/gl.	5.55 \$/gl.	9.55 \$/gl.	93.6/MPC <sup>(2)</sup> \$/MPC	0.62 \$/KWh
4. Precio al público Q (centavos) /millar de BTU's	3.04	4.44	7.29	9.36	18.18
5. Costo de reemplazo Q /millar de BTU's (3)	17.5	13.3	12.7	9.36	41.0 (4)

(1) Corresponde al cilindro de 100 lbs. (23.5 galones).

(2) MPC = Mil pies cúbicos.

(3) Precio internacional en el mercado del Caribe.

(4) Corresponde al costo real de nuevas instalaciones.

Los bajos precios han contribuido para que exista una demanda creciente e insatisfecha por los combustibles derivados del petróleo (LPG y CLD), con graves perjuicios económicos para el público y para el país. Para el país por estimularse excesivamente el consumo de recursos no renovables y costosos, y por generar esta política cuantiosas pérdidas para Ecopetrol. La política también perjudica al público debido a racionamientos permanentes causados por un exceso de oferta en relación a la demanda.

Estas consideraciones reafirman el interés del gobierno de desarrollar otra fuente energética para el consumo doméstico e industrial. Se estima que el gas natural pudiera llegar a ser una fuente complementaria confiable, la cual con una utilización prudente y programada podría contribuir a resolver las necesidades energéticas del país en los campos industrial y doméstico durante un período mayor a los 30 años.

Para hacer posible el desarrollo de esta alternativa se requerirán precios al público superiores a los que actualmente existen para el CLD ó el LPG pero infe-

feriores a los costos del recurso eléctrico.

GAS LICUADO DEL PETROLEO (LPG)

Se analiza a continuación la situación relativa al mercado del LPG en el país para el período 1.970-1.983. En la tabla No. 55 se puede observar la producción real del LPG del año 1.970 a 1.976 y la proyección de la producción disponible para ventas del año 1.977 a 1.983.

Se considera que debido a las apagadas o emergencias de las unidades de producción en las refinérieras la oferta puede disminuir en un 20% o. La proyección anual de la producción disponible para ventas se puede observar en la tabla siguiente

TABLA No. 54

Años	Producción Disponible BPD	Incremento o/o
1.977	6.312	6.4
1.978	6.864	8.7
1.979	7.888	14.9
1.980	9.344	18.5
1.981	10.184	9.0
1.982	10.064	(1.2)
1.983	9.904	(1.6)

A partir de 1.980 hay un incremento considerable debido a la entrada en operación de la unidad de balance. A partir de 1.981 empieza la declinación normal del gas proveniente de los yacimientos de petróleo. En la Tabla No. 56 se muestra la producción y entrega histórica del LPG del año 1.970 a 1.976 en la Zona Central y Occidental del país (CIB, el Centro, Intercol y Payoa). En la Tabla 57 se presenta una comparación de la producción nacional contra los cupos asignados a las diferentes empresas distribuidoras del año 1.977 a 1.983.

TABLA No. 55

PRODUCCION REAL Y PRONOSTICOS DE PRODUCCION DE L. P. G.  
DISPONIBLES PARA VENTAS 1970 - 1983

(Incluye Gas a Particulares)  
B/D

	1.970	1.971	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977	1.978	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983
A. Zona Central y Occidental	3.869	3.554	4.088	4.392	4.242	3.812	4.728	4.752	5.360	6.440	7.944	8.728	8.560	8.392
B. Zona Norte	624	792	858	818	857	908	1.016	1.160	1.104	1.048	1.000	1.056	1.104	1.112
C. Zona Oriental	366	287	268	272	225	190	400	400	400	400	400	400	400	400
Producción Nacional	4.859	4.635	5.233	5.478	5.371	4.945	5.934	6.312	6.864	7.888	9.344	10.184	10.064	9.904
Cupos Min-Minas + Gas Propio Colgas	7.670	7.648	7.712	7.812	7.847	8.022	7.930	8.006	8.006	8.006	8.006	8.006	8.006	8.006
Demandas (1)	7.900	7.877	7.943	8.046	8.082	8.263	8.168	8.406	8.826	9.267	9.730	10.071	10.533	11.060
Producción menos cupos	(2.811)	(3.013)	(2.479)	(2.334)	(2.476)	(3.077)	(1.996)	(1.694)	(1.142)	( 118)	1.338	2.178	2.058	1.838
Producción Menos demanda	(3.041)	(3.242)	(2.710)	(2.568)	(2.711)	(3.318)	(2.234)	(2.094)	(1.962)	(1.379)	( 386)	118	( 469)	(1.156)

(1) Demanda = Cupo + 5% Incremento anual

TABLA No. 56

PRODUCCION Y ENTREGAS DE G. L. P.  
( Miles de Galones)

MES	PRODUCCION												ENTREGAS											
	1.970	1.971	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977	1.970	1.971	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977								
ENER.	6.842	6.797	7.630	9.717	9.239	8.333	9.071	7.040	6.643	6.946	8.091	9.664	9.003	7.780	8.954	8.228								
FEBR.	6.684	7.314	6.775	7.603	7.917	6.761	7.133	7.548	6.288	9.085	7.672	8.114	8.039	6.489	7.499	7.722								
MARZ.	8.001	7.895	7779	8.970	8.954	7.125	8.269	8.117	7.154	7.788	7.437	8.396	9.553	7.132	8.161	8.229								
ABRIL	7.072	7.341	8.252	8.222	8.945	5.798	8.852		6.434	8.489	8.617	8.588	8.674	6.308	9.435									
MAYO	6.089	8.351	8.675	8.272	8.476	6.934	8.853		6.531	8.403	9.075	7.587	8.241		8.850									
JUNIO	7.079	6.163	7.562	8.242	7.918	9.178	8.358		6.199	7.238	7.572	7.957	7.947	8.831	8.603									
JULIO	8.744	7.471	7.793	8.438	8.354	7.657	7.602		7.659	7.706	8.456	7.986	8.171	7.713	8.210									
AGOSTO	9.024	6.231	8.984	8.238	8.627	7.618	7.864		7.695	4.800	9.332	7.857	8.564	8.004	8.377									
SEP.	7.515	7.383	7.894	8.690	9.575	8.695	8.985		6.856	7.616	7.988	8.581	9.532	8.592	9.839									
OCTUB.	8.182	8.035	8.428	9.091	7.080	7.970	9.982		7.535	7.697	8.492	8.576	7.157	8.741	10.284									
NOVIEM	8.570	8.026	6.954	7.364	5.587	8.577	9.427		7.042	8.338	7.527	7.198	5.802	8.314	9.938									
DIC.	7.713	7.266	7.884	8.869	8.216	9.238	9.112		7.630	7.337	8.330	7.912	3.101	9.271	9.654									

TABLA No. 57

PRODUCCION ANUAL DISPONIBLE PARA VENTAS - B/D.

Años	Producción Disponible	Cupos: Min-Minas (más Gas Colgas)	Superávit ó (Déficit)	o/o Diferencia Cupos
1.977	6.312	8.006	(1.694)	(21.2)
1.978	6.861	8.006	(1.142)	(14.3)
1.979	7.888	8.006	( 118)	( 1.4)
1.980	9.344	8.006	1.338	16.7
1.981	10.184	8.006	2.178	27.2
1.982	10.064	8.006	2.058	26.7
1.983	9.904	8.006	1.878	23.7

Hasta el año 1.979 se presenta déficit en la producción disponible con relación a los cupos, y a partir del año 1.980 empieza una fase de leve recuperación. En el año 1.979 se arregla en gran parte la situación de abastecimiento de LPG ocasionado por la entrada de la unidad de Balance. Al final de la tabla No. 54, se hace un comparativo de la producción nacional disponible con relación a la demanda total, suponiendo que ésta aumenta al 50/o anual. Resulta un superávit de 113 B/D de LPG únicamente para el año 1.981; y los demás años presentan déficit. En la Figura No. 23, se puede apreciar claramente esta situación.

A partir del año 1.980; como consecuencia del aumento de la producción de gas propano proveniente de refinación, se supone un aumento en la capacidad de almacenamiento tanto en las plantas de abasto de Ecopetrol como de los distintos distribuidores de gas propano. Para el aumento de capacidad de almacenamiento se debe tener en cuenta las cantidades que deben haber en existencia para cuando haya necesidad de apagar las plantas productoras para su mantenimiento normal. Actualmente Ecopetrol cuenta con las siguientes capacidades de almacenamiento de LPG:

PLANTAS

Galán  
Bucaramanga  
Puerto Salgar  
Manizales  
Yumbo  
Puente Aranda

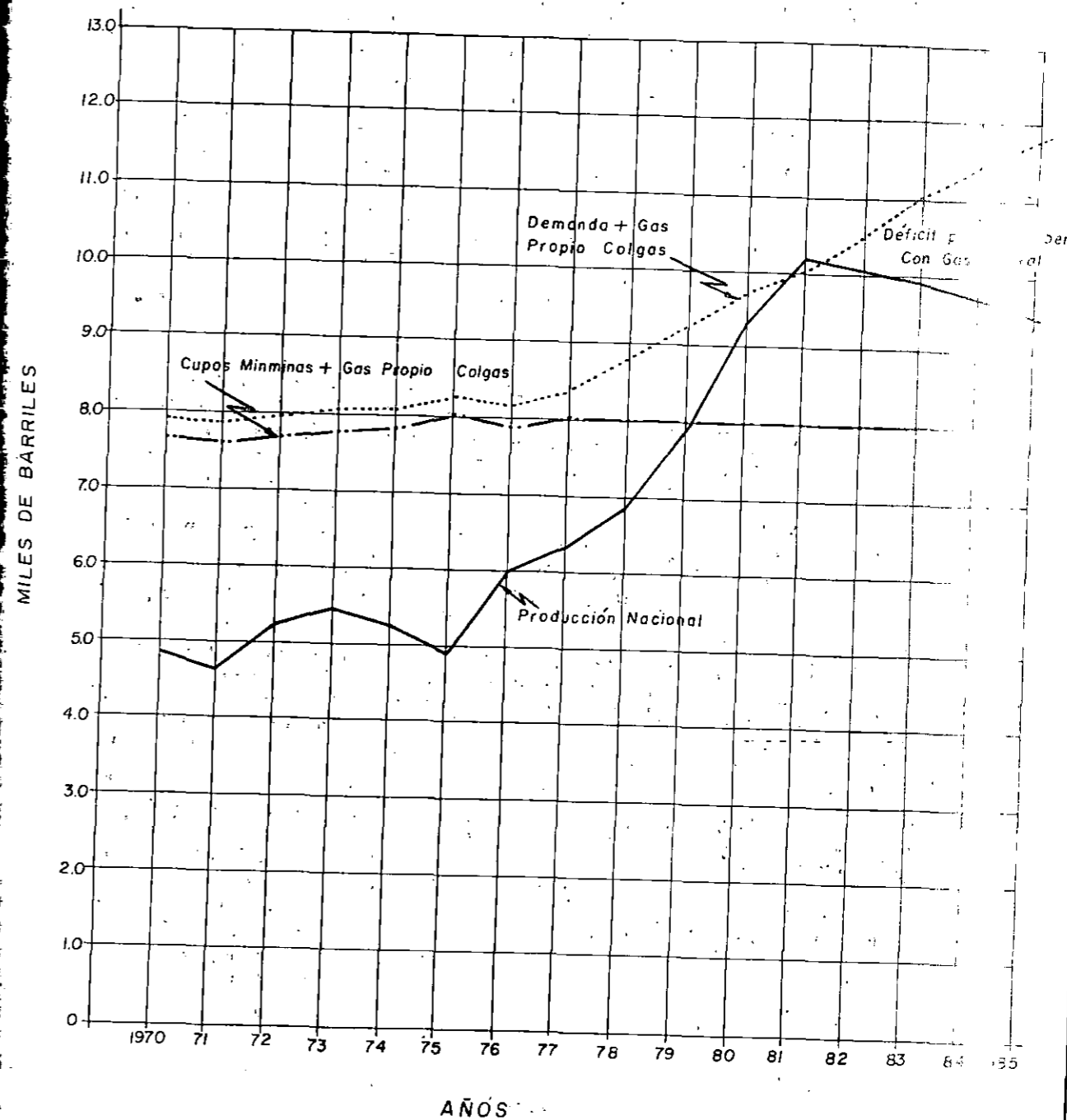
Total:

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

14.000 bls.  
8.000 bls.  
13.500 bls.  
2.300 bls.  
2.200 bls.  
25.000 bls.  
65.000 bls.

FIGURA 23

PRODUCCION REAL Y PRONOSTICOS DE PRODUCCION DE GLP 1970-1985





En la tabla No. 59 se muestra el costo para el público por poder calórico de LPG, CLD, keroseno y energía eléctrica, el cual señala que actualmente el más bajo corresponde al LPG, siguiéndole el del CLD. Cabe señalar que el LPG se entrega a domicilio mientras que el CLD se vende en expendios públicos. Por otra parte es necesario resaltar que el LPG tiene un subsidio de la Cuenta de Estabilización de Precios de \$0.15/galón para los volúmenes distribuidos en Manizales, Pereira y Cali, en cuantía aproximada a M\$200/mes.

Estos bajos precios están propiciando desperdicio, mediante la utilización en usos indebidos (calefacción) e intensificación en el uso residencial y comercial.

De parte de inversionistas privados existen posibilidades de incrementar la producción de LPG mediante la utilización del gas rico asociado en los yacimientos del Huila y la expansión de las facilidades de extracción de la Planta de Intercol en Provincia, pero la estructura de precios actualmente existente no hacen rentable esta clase de inversiones. Se requerirá de un precio dos veces el actual para poder expandir los niveles de producción existentes, si se toman en cuenta los costos de amortizar plantas nuevas que produzcan LPG.

TABLA No. 59

**COMPARACION DE COSTOS ACTUALES BASADOS EN PODER CALORICO**

	<u>BTU/Galón</u>	<u>Precio al público \$/Galón</u>	<u>¢ /MBTU</u>
<b>1. L. P. G.</b>			
Cilindro de 20 libras	95.000	3.40	3.58
Cilindro de 40 libras	95.000	3.19	3.36
Cilindro de 100 libras.	95.000	2.89	3.05
<b>2. C. L. D.</b>	125.000	5.55	4.44
<b>3. KEROSENO</b>	131.000	9.55	7.29
<b>4. Energía Eléctrica</b>	3.413 BTU KWH	0.62/KWH*	18.18

(\* Interconexión Eléctrica --ISA--)

**EL COMBUSTIBLE LIVIANO DOMESTICO (CLD) O GASOLINA BLANCA.**

A partir de 1.971 cuando se produjo el alza de precios de los productos hidrocarburos se introdujo un diferencial de precios entre el CLD y la gasolina motor. Este diferencial ha sido el elemento principal que ha motivado los fraudes, desestímulo a la distribución en las estaciones de servicio y favorecimiento del establecimiento de intermediarios, con grave perjuicio al consumidor, en su gran mayoría, gentes de bajos ingresos. En el transcurso de esos 6 años acciones tomadas por el gobierno para limitar y controlar el fraude como la adición de colorante, la concentración de la distribución en Bogotá, etc., han tenido algunos resultados positivos pero han estado lejos de obtener los resultados deseados. A pesar de la adición del colorante, continúa el fraude al estado, y al público con la mezcla de CLD a la gasolina motor. Sin embargo, se ha encontrado imposible de determinar el grado de esta operación, pero se estima que puede ser del orden del 15 al 20% del volumen total vendido o sea unos 18 - 20 MBI/mes.

Datos que confirma el fraude son los siguientes:

- a) La reducción en la venta de CLD en la refinería de Tibú, a partir de noviembre de 1.976, cuando se empezó a adicionar el colorante. Esta reducción alcanzó a ser del 60% sobre el promedio de los meses anteriores, con un aumento significativo en la demanda de gasolina motor y,
- b) Los resultados del muestreo realizado entre funcionarios del Ministerio de Minas y Energía y de Ecopetrol en las estaciones de servicio para verificar la calidad de la gasolina extra, principalmente el octanaje, la cual indicó contaminaciones del 10 al 27% en el área de Bogotá y en Cúcuta del 46 al 60%. Conviene anotar que el método para determinar el octanaje permite una variación que en porcentajes equivaldría a adicionar hasta un 3% de CLD a la gasolina extra, sin que se afecte la especificación. El porcentaje de aceptación del CLD en la gasolina motor es por supuesto mayor.
- c) A partir del año 1.974 se aprecia un notable aumento en el consumo en el área de Bogotá, incrementándose en 3.7%, 14.7%, 12.1% para los años 74, 75 y 76 con respecto al año anterior. Este aumento ha coincidido con el incremento de los precios de la gasolina motor, lo cual se considera como un estímulo a la adulteración.

Del total del volumen que se vende en Bogotá solamente un 45% se vende en estaciones de servicio, (cerca de 1.300 M gls/mes) y aún parte de este volumen no se vende directamente al consumidor final doméstico, por lo cual este último no está recibiendo el beneficio del subsidio. Esto se ha comprobado a través de encuestas, las cuales indican que el consumidor final doméstico está pagando hasta \$8/galón.

Los intermediarios en la cadena de distribución están haciendo ganancias apreciables aún asumiendo venta al consumidor final doméstico, con un margen de ganancia de hasta \$2/galón. El margen obviamente aumenta espectacularmente si la venta se hace como gasolina motor o extra.

La investigación reveló que existen usos diferentes al consumo doméstico como son agente de limpieza en talleres de reparación de automotores, panaderías, uso en las empresas de teléfonos para los sopletes de fundición de los aislantes de



plomo, y en la industria textil para usos no muy claramente definidos. Los volúmenes que se consumen en estos usos resultó imposible de determinar, pero hay indicaciones de que no son del todo despreciables.

La distribución del volumen total de CLD vendido en el país durante el año de 1.976 es como sigue:

Lugar	Volumen BLS	%
Bogotá	1.361.520	96.7
Barrancabermeja	17.900	1.3
Tibú-Cúcuta	19.840	1.4
Orito	8.300	0.6
Totales:	1.407.560	100.0

El volumen vendido en Bogotá está repartido por los tres distribuidores principales en la siguiente forma:

Distribuidor	Volumen BLS	%
Esso	631.716	46.4
Codi-Mobil	405.894	29.8
Texaco	323.910	23.8
Totales:	1.361.520	100.0

La venta de CLD está concentrada en un 96.7% en el área de Bogotá, donde existen diversas fuentes alternas para cocina u otro uso doméstico como LPG, energía eléctrica y keroseno, a diferencia de las demás zonas del país donde no se vende este producto y las otras fuentes de energía o están fuertemente limitadas o tienen un costo excesivo como el caso de la energía eléctrica en la Costa Norte.

La pérdida de Ecopetrol en 1.976 ascendió a unos 547.4 millones de pesos con base en la diferencia de precios entre el CLD y la gasolina importada. A su vez, la nivelación de los precios del CLD con la gasolina motor puede representar un ahorro de 114.7 millones de pesos para Ecopetrol, si continuara el impuesto al Fondo Vial y de 315.1 millones de pesos si éste se eliminara (Ver tabla 60). Por otra parte, no se entiende como quedó este producto gravado con el impuesto del Fondo Vial, ya que el argumento de haber sido considerado como "gasolina" es muy débil en comparación con el hecho de que su destino final no es el de uso para transporte. Es dicente que la "gasolina" de aviación no fué gravada con ese impuesto.

#### RECOMENDACIONES

Se recomienda acercar el precio del CLD al de la gasolina motor. Este parece

TABLA No. 60

#### COMPARACION ESTRUCTURAS DE PRECIO DEL CLD Y DE LA GASOLINA Y PERDIDA DE ECOPETROL

	Pesos por Galón	
	Gasolina Regular.	C. L. D.
Precio en Refinería	3.03	1.09
Transporte y manejo	2.06	2.06
Margen mayorista	0.41	0.43
Precio en planta de Abasto	5.50	3.58
Margen minorista	0.47	0.74
Impuesto ventas	0.60	0.04
Impuesto vial	3.39	1.19
Impuesto departamental	0.04	—
Precio en surtidor	10.00	5.55
Recibido por Ecopetrol	5.09	3.15 (incluye porción para la Cta. de Estabilización de Precios).
Costo gasolina importada US/Bl		14.28 ó sea 0.34/gal.
(Promedio 1.976)		
Equivalente en pesos a 36.50 Ps/Bl		521.22 ó sea 12.41/gal.
Pérdida para ECP por galón (12.41 - 3.15)		9.26
Pérdida en 1.976: 1.407.560 x 42 x 9.26 =		547.4 MM de Ps.
Cantidad que se ahorraría al nivelar los precios:		
(5.09 - 3.15) x 1.407.560 x 42 =		114.7 MMPs.
Ahorro por eliminación Impuesto Vial: 3.39 x 1.407.560 x 42 =		200.4 MM\$
Ahorro Total: 114.7 + 200.4 =		<u>315.1 MM\$</u>

ser el camino más viable y conveniente si paralelamente a la subida de precio se organiza una mejor distribución del producto. Las ventajas de la medida serían: eliminar el incentivo al fraude al Estado (impuestos), a Ecopetrol y al consumidor de gasolina motor. La medida también liberaría mayor volumen para el público. Por otra parte el aumento de precio no sería tan apreciable puesto que buena parte de los consumidores ya está pagando precios superiores a los fijados. Finalmente, al reducirse la pérdida de Ecopetrol, se podría aumentar el volumen producido y evitar racionamientos destinando el monto del subsidio actual a subsidiar en menor cuantía una mayor cantidad vendida.

Las posibles rutas a estudiar para obtener una mejor distribución en conjunto con el ajuste en precios serían:

- a) Incentivar a las estaciones de servicio a la distribución del producto mediante un margen adicional.
- b) Al mismo tiempo imponer, si fuera posible, la instalación de surtidores manuales en las estaciones que faciliten la venta en volúmenes pequeños. Lo anterior se debe a que los surtidores normales con bomba y motor están diseñados para vender volúmenes mayores y por consiguiente sufren al operarse para entregar pequeños volúmenes repetitivamente. El margen adicional ayudaría a incentivar la instalación de estos surtidores y el posible requerimiento de personal adicional.
- c) Estudiar la posibilidad de asignar a los distribuidores de LPG, la distribución de este producto a los hogares, tal como lo hace actualmente con el gas propano. Envasar la gasolina en recipientes seguros para facilitar la venta a domicilio y en ferreterías para uso en lugares lejanos donde no hay combustible alternativo.
- d) Estudiar los medios para obtener la instalación de nuevas estaciones de servicio en áreas que contribuyan a una mejor distribución de este producto. A este respecto considerar la colaboración de Terpel.

Por otra parte de continuar el esfuerzo por lograr el control de calidad de las gasolinas en las estaciones de servicio y obtener la imposición de sanciones adecuadas para eliminar el fraude. Si se obtiene que se elimine el impuesto del Fondo Vial al CLD, ya que aunque se considera dentro de la categoría de las gasolinas es completamente independiente del sector del transporte, se podría aumentar el precio en menor proporción, siempre que la diferencia en costo de CLD y gasolina motor no sea tal que se estimule el fraude.

Propiciar el consumo de combustibles alternos como el keroseno, mediante campañas informativas o promocionales también sería útil. Pero no debe descartarse del todo la eliminación de este producto o su reemplazo con un combustible nuevo, tal como el preparado sobre una base de 70% del actual CLD y 30% del keroseno. Esto evitaría el fraude y daría mayores seguridades a los usuarios, aunque requeriría alguna labor adicional de mantenimiento a las estufas.

#### EL GAS NATURAL PARA EL CONSUMO DOMESTICO.

De acuerdo con el balance de oferta y demanda del gas natural, presentado en el capítulo 3, se puede apreciar que desde este momento se dispone de un

superávit del orden de los 20 millones de pies cúbicos, el cual se incrementa con el tiempo hasta llegar a 106 millones de pies cúbicos en el año de 1.982, cuando todos los proyectos prioritarios de utilización ya estén en completo desarrollo.

En el balance se tiene en cuenta solamente el gas disponible hasta el momento y no incluye los descubrimientos recientemente realizados en el Departamento de Sucre y Cartagena y el potencial adicional de la Costa Norte, actualmente en actividad exploratoria.

La experiencia obtenida en la ciudad de Barranquilla, en donde ya están listas 500 instalaciones domésticas y se proyecta la construcción de 15.000 adicionales para un período de cinco años de ejecución muestra las siguientes cifras que son ventajosas para el consumidor comparadas con la utilización de energía eléctrica:

TABLA No: 61

#### COSTO DE UNA INSTALACION DE GAS NATURAL PARA USO DOMESTICO

1. La instalación consta de:		
--una cocina de cuatro quemadores		
--un horno		
--un calentador de 20 galones		
2. Consumo Energético:		
mensual:	3.9 miles de pies cúbicos ó sea 3.9 millones de BTU'S	
diario:	130 pies cúbicos ó sea 130.000 BTU'S	
3. Costo de la instalación:		
--red urbana, acometida, regulador y medidor		10.000.00
--costo para el usuario por mes:		
--costo materia prima:	$0.80 \times 3.9 \times 36 =$	112.32
--costo transporte:	$0.50 \times 3.9 \times 36 =$	70.20
--costo distribución:	$1.30 \times 3.9 \times 36 =$	182.52
	TOTAL :	\$ 365.04/mes
--Costo por millar de BTU'S :	$365.0/3.9 =$	¢ 9.35/millar de BTU
--costo por millar de BTU'S en una instalación eléctrica en la Costa Atlántica:	$0.82/3.413 =$	¢ 24.0 /millar de BTU
--Costo total por mes para la instalación eléctrica:	$0.24 \times 3.9 \times 10^3 =$	\$ <u>936/mes</u>

La demanda por gas natural en los principales centros de consumo en el país se estima sería suficiente para absorber hasta 150 millones de pies cúbicos, si existieran además del gas los medios de transporte hasta los principales centros tales como Bogotá, Medellín y Cali.

Si los 200.000 usuarios del LPG en Bogotá se convirtieran a gas natural, y teniendo en cuenta que estos usuarios consumen un galón de propano diario, equivalente a 95.000 BTU'S, se requerirían de 19 millones de pies cúbicos por día. Este volumen para el consumo doméstico se podría aumentar hasta 50 millones de pies cúbicos por día si se extendiera para el uso industrial. Esto utilizaría el remanente de gas existente.

Un estimativo preliminar de los costos y gasoductos necesarios para integrar una red nacional se presenta a continuación:

**TABLA No. 62**  
**RED NACIONAL DE GASODUCTOS**

Tramo	Longitud KM	Diámetro (pulgadas)	Costo (MMUS\$)	Tiempo de Construcción (años)
Santa Marta -- Barranca	500	10	62	3
Barranca -- Bogotá	550	8	55	3
Puerto Berío -- Medellín	160	8	20	1
Medellín -- Manizales	60	8	16	1
Manizales -- Cali	220	8	25	1
<b>Total:</b>	<b>1.490</b>		<b>178</b>	

A manera de ejemplo, si el costo por millar de BTU en la ciudad de Barranquilla se duplicara (C/ 9.35 x 2 = C/ 18.7), este precio sería suficiente para efectuar una distribución en el interior del país que permitiría hacer rentables las inversiones necesarias. Esta distribución sería por cada millar de pies cúbicos en la forma siguiente:

	US\$ / MPC
Costo de 1 MPC de gas en boca de pozo	1.60
Costo de transporte por MPC	1.00
Costo de distribución por MPC	2.60
<b>US\$</b>	<b>5.20 / MPC</b>

La comercialización del gas natural remanente pudiera llegar a constituir una interesante alternativa de sustitución de energía debido a su bajo costo. El costo unitario con respecto a la electricidad se compara favorablemente, puesto que

tiene un costo menor al 50% del fluido eléctrico. (C/ 18.7 Vs. C/ 41.0 por millar de BTU).

**CONCLUSIONES.—**

Un incremento de producción de gas licuado del petróleo en cuantía aproximada a los 39.000 galones por día es factible en un período de dos años, mediante la inversión de aproximadamente \$400 millones de pesos. La amortización de esta inversión se lograría con el establecimiento de la siguiente estructura de precios, tomando como base un cilindro de 100 lbs., equivalente a 23.5 galones.

	\$ / Cilindro de 100 Lbs.	
	Precio Actual	Precio Propuesto
Para el productor	19.98	88.05
Para el distribuidor	35.25	35.25
Reposición cilindros	11.75	11.75
Impuestos	0.94	0.94
<b>PRECIO AL PUBLICO</b>	<b>68.00</b>	<b>136.00</b>

En el caso del CLD (gasolina blanca), se recomienda la nivelación paulatina de los precios del CLD con la gasolina motor. Esto parece ser el camino más viable y seguro para eliminar la utilización de este energético en la adulteración de la gasolina motor. Con esta medida se protege el parque automotor y se favorece al consumidor de CLD al aumentar la disponibilidad, lo cual aseguraría un suministro confiable a las gentes de más bajos ingresos.

De acuerdo con las disponibilidades de gas natural y su posible incremento al entrar el carbón a participar en la generación eléctrica, es factible y conveniente para el país acometer un plan de utilización y distribución que permita atender el adecuado suministro energético a nivel doméstico en los principales centros de consumo tales como: Bogotá, Medellín, Manizales, Cali, Bucaramanga y ciudades de la Costa Norte. El plan anterior se debe iniciar por aquellas ciudades donde en este momento existen las facilidades de suministro tales como las ciudades de Riohacha, Santa Marta, Barranquilla, Cartagena y Bucaramanga.

El monto de inversiones para extender la red de distribución a las ciudades no conectadas es de aproximadamente US\$178 millones de dolares. El desarrollo de esta iniciativa tiene la doble ventaja del aprovechamiento de un recurso propio y del aspecto económico, al comparar costos con el recurso eléctrico. Dichos costos son:

- C/ 18.7/millar de BTU para el gas contra
- C/ 41.0/millar de BTU para la electricidad (costo de reemplazo a costo real).

Esta sustitución haría posible desacelerar las inversiones en generación eléctrica, lo cual implicaría menores aumentos en los costos promedios por kilovatio en los próximos años. Tanto el uso de gas como la disminución en la inversión en generación eléctrica harían más viable la política de mantener en Colombia bajos costos de energía.

SEGUNDA PARTE

EL SECTOR ELECTRICO

## INTRODUCCION

La estructura energética nacional señala al área de la electricidad una notoria participación dadas las enormes disponibilidades de recursos hidroeléctricos. Esta circunstancia implicará entonces, el desarrollo y eficiente aprovechamiento de tales recursos con miras a atender demandas futuras, procurar una sustitución de fuentes y, lógicamente, respaldar el desarrollo económico del país en sus distintos sectores.

La magnitud de inversiones que se deberán efectuar en este sector indica su dinamismo e importancia dentro del contexto económico nacional. Tales inversiones en gran porcentaje, tendrán que financiarse con tarifas rentables a fin de que los aportes gubernamentales se orienten a crear la infraestructura eléctrica que precisan las áreas marginales del país, donde el suministro de energía se hace indispensable para la industrialización y tecnificación de las áreas menos desarrolladas.

## CAPITULO VII

### INVENTARIO DE RECURSOS HIDROELECTRICOS

#### POTENCIAL HIDROELECTRICO

La configuración geográfica y climática de nuestro país origina disponibilidades importantes de recursos hidroeléctricos. Su estudio y evaluación, iniciada hace varias décadas, se orientó a la investigación de prospectos cercanos a los principales centros de consumo. Con tal fundamento se construyeron las primeras centrales hidroeléctricas del país. Posteriormente y a medida que han crecido las demandas regionales se ha incrementado el ritmo de investigación en nuevas áreas.

Con base en estudios técnicos globales del potencial hidroeléctrico del país, se estima que la capacidad técnicamente instalable es de 100 millones de KW.

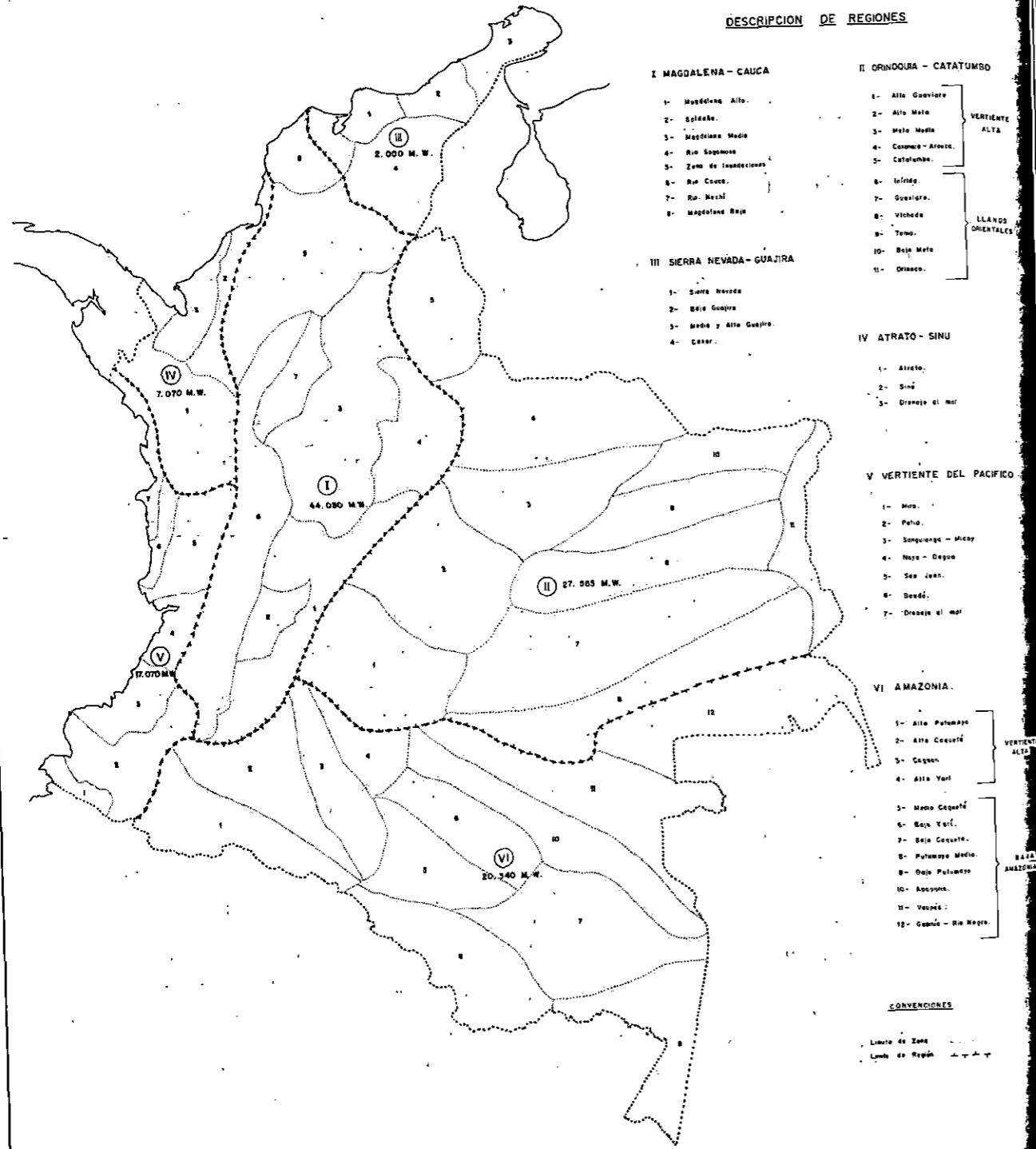
A la fecha, se tienen centrales en ejecución y proyectos estudiados a distintos niveles, desde las fases preliminares hasta la factibilidad y el diseño. Dichos proyectos cubren el desarrollo del potencial hidroeléctrico en un 40% del área total del territorio nacional, excluyendo proyectos con capacidades instalables inferiores a los 100 MW. Para fines de 1.978 se espera completar el inventario sistemático para todo el país, con excepción de las partes bajas de las cuencas del Orinoco y Amazonas.

Dada la magnitud de nuestros recursos hidroeléctricos se hace necesario adelantar su investigación en distintas fases. Una de ellas es el inventario teórico global realizado dentro del estudio del sector de energía eléctrica que se desarrolla mediante la colaboración de Interconexión Eléctrica S.A. —ISA— y una misión Alemana. Esta fase tiene como objetivo básico la evaluación de la magnitud y localización de los recursos que servirán de fundamento para la determinación de prioridades y la intensificación de su investigación.

Esta etapa ha permitido la regionalización del país con criterio hidrográfico a fin de determinar caudales promedios y el potencial teórico de los ríos detectados en cada una de las zonas seleccionadas.

Este inventario ha establecido seis regiones en las cuales se ha estimado un potencial hidroeléctrico técnicamente instalable del orden de los 100 millones de KW con un factor de planta del 50%, y suponiendo un potencial técnico aprovechable del 60%. Es conveniente anotar que el potencial técnicamente aprovechable es menor que el potencial teórico, y que por tanto el porcentaje utilizable varía de acuerdo con las características físicas de cada región.

En las áreas correspondientes a las cuencas del Orinoco y la Amazonía se han elaborado estudios preliminares, debiéndose de intensificar su investigación a fin de cuantificar en forma adecuada este potencial.



DESCRIPCION DE REGIONES

- I MAGDALENA - CAUCA**
  - 1- Magdalena Alto.
  - 2- Saldaña.
  - 3- Magdalena Medio
  - 4- Rio Sogamoso
  - 5- Zona de Inundaciones
  - 6- Rio Cocon.
  - 7- Rio Nechi
  - 8- Magdalena Baja
- II ORINOQUIA - CATATUMBO**
  - 1- Alto Guaviare
  - 2- Alto Mito
  - 3- Mito Medio
  - 4- Casapá - Arauca.
  - 5- Catatumbo.
  - 6- Iniridá.
  - 7- Guaviare.
  - 8- Vichada
  - 9- Temo.
  - 10- Bajo Mito
  - 11- Orinoco.
- III SIERRA NEVADA - GUAJIRA**
  - 1- Sierra Nevada
  - 2- Baja Guajira
  - 3- Media y Alta Guajira.
  - 4- Cesar.
- IV ATRATO - SINÚ**
  - 1- Atrato.
  - 2- Sinú
  - 3- Drenaje al mar
- V VERTIENTE DEL PACIFICO**
  - 1- Mira.
  - 2- Pálio.
  - 3- Sanguinó - Micró
  - 4- Nasa - Dagon
  - 5- Sea Jan.
  - 6- Doodé.
  - 7- Drenaje al mar
- VI AMAZONIA**
  - 1- Alto Putumayo
  - 2- Alto Cocoró
  - 3- Cagán.
  - 4- Alto Yari
  - 5- Medio Cocoró
  - 6- Bajo Yari.
  - 7- Bajo Cocoró.
  - 8- Putumayo Medio.
  - 9- Bajo Putumayo
  - 10- Apoyosa.
  - 11- Venecia.
  - 12- Guanía - Rio Negro.

CONVENCIONES

Limite de Zona  
Limite de Región

INVENTARIO GLOBAL DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO  
TEORICO DEL PAIS

MAPA No. 1  
Escala: 1:500,000

El inventario sistemático por proyectos es la fase de la investigación del potencial hidroeléctrico fundamental para la planeación de la expansión del sistema eléctrico nacional a largo plazo que sirva de elemento para ordenar y definir prioridades en el estudio y ejecución de los proyectos. Los trabajos realizados presentan un potencial técnico y económicamente instalable de 50 millones de KW para un cubrimiento del 40% del territorio Nacional.

Dentro del total inventariado, se encuentran proyectos en distintas fases tal como se muestra a continuación:

CUADRO No. 1

INVENTARIO GLOBAL TEORICO POR CUENCAS

Región	Número Ríos	Area Km <sup>2</sup> (Miles)	Potencial MW - Const.	Técnico MW/Km <sup>2</sup>
1- Magdalena-Cauca	171	149.6	44.080	178
2- Orinoco - Catatumbo				
Zona Alta.	45	172.8	21.160	122
Zona Baja	17	191.7	6.405	33
3- Sierra Nevada Guajira	24	42.9	2,000	47
4- Atrato - Sinú	14	61.5	9,070	115
5- Pacífico	28	76.3	17,070	224
6- Amazonía				
Zona Alta	25	80.5	9,790	122
Zona baja	27	260.8	10,550	40
<b>Total</b>	<b>351</b>	<b>1.136.1</b>	<b>118.125</b>	<b>104</b>

Fuente: I S A - Julio/77

Concepto	No. Proyectos	Capacidad MW
Operación	22	2.584
Construcción	9	3.337
Factibilidad ó diseño	13	9.974
Prefactibilidad	7	9.930
Estudios Preliminares	160	27.239
<b>Total</b>	<b>211</b>	<b>53.064</b>

De los 50 millones de KW técnica y económicamente aprovechables, el 11% corresponde a proyectos en operación y construcción, el 37% para proyectos con estudio de prefactibilidad; factibilidad y diseño y el 52% para proyectos con estudios preliminares, lo cual indica que apenas estamos utilizando el 5% de este potencial, disponiéndose del 95% restante para desarrollar en las próximas tres décadas. Es conveniente señalar que el conocimiento detallado de nuestros recursos hidroeléctricos hasta un grado que permita la determinación óptima de su aprovechamiento y su factibilidad técnico-económica facilitará la selección de proyectos que requiera el sistema y por ende será el medio más adecuado para efectuar una programación nacional de las inversiones que deberán adelantarse en este sector. En consecuencia, es indispensable incrementar el ritmo de ejecución de los estudios detallados a fin de disponer de un número suficiente de proyectos alternativos que se ajuste al ritmo de crecimiento y necesidades del sistema eléctrico nacional.

Dadas las inmensas necesidades en materia de electrificación en las regiones más apartadas del país y teniendo en cuenta las posibilidades de aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos en algunas áreas con tales características, se ha diseñado un plan de construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas que en un corto y mediano plazo solucionen las necesidades del servicio eléctrico en tales áreas del territorio nacional.

Las investigaciones adelantadas dentro de este plan indican la determinación inicial de 55 lugares que presentarían condiciones favorables para la construcción de centrales con capacidad inferior a 3.000 KW. Los proyectos que se seleccionen con capacidad superior a la anteriormente indicada e inferior a los 100.000 KW, deberán ser adelantados por las empresas eléctricas que cubran el ámbito regional de influencia, con el objeto de propiciar una sana descentralización y la debida responsabilidad en la ejecución de proyectos de tal magnitud.

En este orden de ideas, el programa de Micro-centrales ha seleccionado trece departamentos que ofrecen las mejores perspectivas para el desarrollo de este plan de generación. Tales Departamentos son entre otros, Norte de Santander, Chocó, Cauca, Magdalena y Cesar.

Para la selección de posibles proyectos de desarrollo eléctrico dentro de este plan se requerirá el estudio y análisis de criterios básicos tanto en lo técnico como en lo económico en tal forma que permita determinar la viabilidad desde el punto de vista de costos comparativos, no solo en los aspectos de construcción de presas y demás obras de infraestructura, sino en las partes complementarias para su desarrollo como son longitud de líneas de transmisión, subtransmisión e instalación de subestaciones. La viabilidad económica de tales proyectos obviamente tendrá que analizarse a la luz de los costos y de las facilidades técnicas equiparables con la interconexión de algunas de estas regiones con el sistema eléctrico nacional.

Con la ejecución de este programa se pretende además de aprovechar los recursos energéticos disponibles de cada región, establecer polos de desarrollo que propicien la instalación de industrias, la tecnificación del sector primario y el fomento de actividades complementarias que propendan por la generación de empleo e incrementos en los ingresos de la región.

CUADRO No. 2

INVENTARIO SISTEMATICO POR PROYECTOS

Región	No. Proyectos	Capacidad Total MW	Instalable Promedia por Proyecto MW	Cubrimiento % Area
1- Magdalena - Cauca	125	31.554	252	98
2- Orinoco - Catatumbo Zona Alta Zona Baja	57	11.884	208	75
3- Sierra Nevada - Guajira	8	818	102	90
4- Atrato - Sinú	4	3.544	886	30
5- Pacífico	17	5.264	310	25
6- Amazonas Zona Alta Zona Baja				
Totales	211	53.064	251	40

Fuente: ISA- Julio/77



CUADRO No. 3  
PLAN DE CONSTRUCCION DE MICROCENTRALES

<u>Departamento</u>	<u>Poblaciones</u>	<u>Capacidad (KW)</u>
1- Bolívar	Tacamoho	1.000
	María La Baja	2.000
2- Cauca	Gabriel López	50
	Santa Rosa	150
	Calderas	50
	Argelia	200
3- Caldas	Buenavista	100
	Manaure	300
4- Cesar	San José de Oriente	100
	Media Luna	100
	Becerril	300
	La Jagua	300
	Rincón Hondo	100
	Curumani	1.000
	Pailitas	600
	Ataques	100
	Patillal	100
	5- Chocó	Bagadó
Unguía		500
Bahía Solano		250
Jurado		200
6- Cundinamarca	Gachetá	600
	Guayabetal	600
7- Huila	San Luis	200
		300
8- Magdalena	Zona 1*	300
	Zona 2**	1.500
	Zona 3***	600

- \* Incluye: Buritacá, Don Diego, Palomino, La Cueva.  
 \*\* Incluye: Sevilla, Río Frío, San Pedro de la Sierra, Gran vía  
 \*\*\* Incluye: Santa Rosa, Algarrobo.

<u>Departamento</u>	<u>Poblaciones</u>	<u>Capacidad (KW)</u>
9- Meta	Medellín	100
	El Calvario	100
	Vista Hermosa	600
10- Nariño	Zona 1*	2.000
	Zona 2**	3.000
	Zona 3***	1.000
	Bocas de Satinga	400
11- Norte de Santander	El Tarra	100
	Cabrera	100
	Río de Oro	100
	La Curva	50
12- Risaralda	Santa Cecilia	100
13- Tolima	Herrera	200
	Puerto Saldaña	250

- \* Incluye: Espriella, Candilillas, Llorente.  
 \*\* Incluye: Altaquer, Fermín Diviso, Buenavista, Barbacoas y Roberto Payán  
 \*\*\* Incluye: Rosario, Pizanda, Policarpa.

Fuente: ICEL - Minenergía

CUADRO N° 3

PLAN DE CONSTRUCCION DE MICROCENTRALES

<u>Departamento</u>	<u>Poblaciones</u>	<u>Capacidad (KW)</u>
1- Bolívar	Tacamoho	1.000
	María La Baja	2.000
2- Cauca	Gabriel López	50
	Santa Rosa	150
	Calderas	50
	Argelia	200
	Buenavista	100
3- Caldas	Manaure	300
4- Cesar	San José de Oriente	100
	Media Luna	100
	Becerril	300
	La Jagua	300
	Rincón Hondo	100
	Curumaní	1.000
	Pailitas	600
	Ataques	100
	Patillal	100
	5- Chocó	Bagadó
Unguía		500
Bahía Solano		250
Juradó		200
6- Cundinamarca	Gachetá	600
	Guayabetal	600
7- Huila	San Luis	200
8- Magdalena	Zona 1*	300
	Zona 2**	1.500
	Zona 3***	600

\* Incluye: Buritacá, Don Diego, Palomino, La Cueva.

\*\* Incluye: Sevilla, Río Frío, San Pedro de la Sierra, Gran vía

\*\*\* Incluye: Santa Rosa, Algarrobo.

Continuación

<u>Departamento</u>	<u>Poblaciones</u>	<u>Capacidad (KW)</u>
9- Meta	Medellín	100
	El Calvario	100
	Vista Hermosa	600
10- Nariño	Zona 1*	2.000
	Zona 2**	3.000
	Zona 3***	1.000
	Bocas de Satinga	400
11- Norte de Santander	El Tarra	100
	Cabrera	100
	Río de Oro	100
	La Curva	50
12- Risaralda	Santa Cecilia	100
13- Tolima	Herrera	200
	Puerto Saldaña	250

\* Incluye: Espriella, Candilillas, Llorente,

\*\* Incluye: Altaquer, Fermín Diviso, Buenavista, Barbacoas y Roberto Popayán

\*\*\* Incluye: Rosario, Pizanda, Policarpa.

Fuente: ICEL - Minenergía

La ejecución de este programa y la magnitud de inversiones que tendrá que desarrollar el sector eléctrico nacional en la próxima década, como se indica más adelante, deberá contar, a no dudarlo, de una gran participación de la industria nacional en lo referente a la fabricación y producción de equipos y elementos de carácter electromecánico necesarios en tales obras. Esta circunstancia indica entonces que la actividad industrial nacional deberá respaldar el desarrollo eléctrico que exige el país mediante el aporte de un mayor porcentaje posible de equipos que puedan fabricarse en el país.

El campo de acción para la industria nacional se amplía aun más si se tiene en cuenta que la mayoría de los proyectos hidroeléctricos identificados por el inventario hecho por el estudio del Sector Energía son proyectos medianos y pequeños. El número de proyectos para generar más de 500 MW es limitado, lo cual sugiere la posibilidad de hacer un programa de desarrollo industrial para fabricar los equipos que requiere la ampliación en la capacidad generadora. Si el sector Eléctrico programa un flujo ordenado de proyectos de mediano tamaño, la demanda garantizada de equipos se podría constituir en el mayor estímulo para el desarrollo de la industria de aparatos eléctricos.

Este esquema se debe considerar seriamente, pues no parece lógico resignarse a que todo el equipo del sector eléctrico sea importado.

#### AGOTAMIENTO DE LOS RECURSOS HIDRICOS

Teniendo en cuenta el ritmo de crecimiento de la demanda de energía en el país, el cual es notoriamente superior al de la economía nacional, situación que presupone la duplicación de la capacidad instalada nacional cada siete años, se estima que el potencial hidroeléctrico económicamente aprovechable (50 millones de KW) se agotaría de seguir esta tendencia en un período no mayor a los 30 años.

Este hecho indica que será necesario el aprovechamiento de fuentes energéticas distintas a las hidráulicas, ya que de acuerdo con la tendencia de crecimiento del sector hidroeléctrico para principios del siglo XXI se habrá utilizado casi en su totalidad las disponibilidades hasta hoy investigadas de este recurso. Para tal época posiblemente los futuros proyectos eléctricos que utilicen como fuente natural el agua serán tan costosos que en términos comparativos harán viable la construcción de centrales nucleares o a base de energía solar para la producción de electricidad.

De los 211 proyectos hidroeléctricos que Interconexión Eléctrica S.A. ha definido en las 5 cuencas hidrográficas, 160 se encuentran en estudios preliminares con capacidad estimada de 27 millones de kilovatios, lo cual equivale a cerca del 50% del potencial económicamente aprovechable. Dada la tendencia de crecimiento de demanda y de generación los 211 proyectos deberán ejecutarse durante un lapso no superior a 30 años, período de tiempo en el cual se estima se aprovechará la totalidad de los recursos hidráulicos hasta hoy estudiados.

## CAPITULO VIII

### PROYECCION DE OFERTA Y DEMANDA EN EL SECTOR ELECTRICO

#### CAPACIDAD INSTALADA

A pesar de las dificultades de orden financiero del Sector Eléctrico Nacional, su desarrollo en los últimos diez años ha sido notorio. De una capacidad instalada en 1.967 de 1.6 millones de KW se ha pasado a un total de 4.2 millones de KW en 1.977. Esto da una idea del ritmo de crecimiento de la generación eléctrica, la cual se ha incrementado en un 260% en la década señalada. Esta tasa es bastante superior al crecimiento experimentado por otros sectores de la actividad económica nacional.

Los 4.2 millones de KW actualmente instalados se distribuyen por empresas productoras de energía en la siguiente forma:

Entidad	MW	%
Medellín	735	18
Bogotá	705	17
Valle	611	15
Icel	702	17
Corelca	666	16
Isa	500	12
Otros*	267	5
Total	4.186	100

\* Incluye Autoproductores y territorios nacionales.

De la capacidad instalada total, el 65% corresponde a hidroelectricidad y el resto, 25%, a generación térmica que implica la utilización de Gas, Carbón, Fuel Oil y ACPM. El mayor porcentaje de centrales térmicas se encuentra instalado en la Región Norte del país, especialmente en el área de la Costa Atlántica.

Para 1.985 la participación de los recursos hidroeléctricos en la capacidad instalada nacional será del 79%, cifra indicativa de la estrategia energética del país en lo referente al aprovechamiento, desarrollo y utilización de este recurso natural.

La capacidad total instalada que se tendrá en dicho año será de 8.849 MW, lo que indica que en un lapso de 7 años se duplicará la capacidad eléctrica en el territorio nacional.

CAPACIDAD INSTALADA\*

( KW )

	1.970	1.971	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977
1 - Hidráulica	1° 451.273	1° 671.273	1° 827.165	1° 908.093	2° 198.512	2° 222.512	2° 233.422	2° 733.422
2 - Térmica	607.511	645.512	772.872	885.272	867.755	931.538	996.090	1° 236.309
Total Capacidad Instalada	2° 058.784	2° 316.785	2° 600.267	2° 793.365	3° 066.267	3° 154.050	3° 229.512	3° 969.731
Térmicas a Vapor								
Carbón	170.500	170.500	170.500	170.500	170.500	236.500	302.500	302.500
Fuel Oil	65.435	90.435	90.435	222.435	222.435	222.435	222.435	222.435
Gas	39.500	39.500	39.500	39.500	39.500	39.500	39.500	237.500
Sub-Total	275.435	300.435	300.435	432.435	432.435	498.435	564.435	762.435
Turbo-Gas	146.602	146.602	262.622	262.622	262.622	262.622	262.622	304.622
Diesel	185.474	198.475	209.815	190.215	172.698	170.481	169.033	169.252
Sub-Total	332.076	345.077	472.437	452.837	435.320	433.103	431.655	473.874
TOTAL	607.511	645.512	772.872	885.272	867.755	931.538	996.090	1° 236.309

\* No incluye Autoprodutores  
Fuente: I C E L

PROYECCIONES DE CAPACIDAD INSTALADA

Fecha de Entrada	Proyecto	Capacidad MW	Capacidad Instalada MW		
			Hidráulica	Térmica	Total
Dic. 1.976			2.233	996	3.229
Año 1.977	Chivor I	500	2.733	996	3.729
	Turbo-Gas B/quilla	42	2.733	1.038	3.771
	Termo Cartagena	132	2.733	1.170	3.903
	Termo Barranca	66	2.733	1.236	3.969
Año 1.978	Guatapé	282	3.015	1.236	4.251
	Termo Ballenas	30	3.015	1.266	4.281
Año 1.979	Ampliación Insula	12	3.027	1.266	4.293
Año 1.980	Chivor II	500	3.527	1.266	4.793
	Ampliación Corelca	198	3.527	1.464	4.991
Año 1.981	Ampliaciones Térmicas del Centro	132	3.527	1.596	5.123
	Ayacucho	35	3.527	1.631	5.158
	Ayurá	19	3.546	1.631	5.177
Año 1.982	Guadalupe I	100	3.646	1.631	5.277
	Troneras	26	3.672	1.631	5.303
	San Carlos I	620	4.292	1.631	5.923
	Salvajina	180	4.472	1.631	6.103
	Mesitas - La Guaca	520	4.992	1.631	6.623
Año 1.983	Termo Cerrejón I	125	4.992	1.756	6.748
	San Carlos II	1.050	6.042	1.756	7.798
Año 1.984	Guadalupe IV	260	6.302	1.756	8.058
	Termo Cerrejón II	125	6.302	1.881	8.183
Año 1.985	Betania	666	6.968	1.881	8.849

Fuente: ISA - Minenergía

CUADRO No. 6

CENTRALES EN OPERACION \*

Entidad	Central	Capacidad Instalada MW
E.E.E.B.	Canoas	50
E.E.E.B.	Salto I y II	120
E.E.E.B.	Laguneta	80
E.E.E.B.	El Colegio	300
E.P.M.	Piedras Blancas	11
E.P.M.	Río Grande I	74
E.P.M.	Troneras	36
E.P.M.	Guadalupe I y II	300
E.P.M.	Guadalupe II	10
E.P.M.	Guatapé I	280
C.V.C.	Florida II	24
C.V.C.	Alto Anchicayá	340
C.V.C.	Bajo Anchicayá	64
C.V.C.	Calima I	120
CHEC	Insula	15
CHEC	Esmeralda	30
CHEC	San Francisco	135
ICEL	Río Negro	10
ICEL	Palmas	12
ICEL	Río Mayo	22
ICEL	Río Prado	51
ISA	Chivor I	500
TOTAL		2.584 MW

\* No se incluye centrales menores de 10 MW.

Fuente: ISA

HIDROELECTRICIDAD

Como se anotó anteriormente, la alta participación de la hidroelectricidad en la producción de energía y sus inmensas disponibilidades, hacen necesario que el desarrollo de esta fuente proporcione y garantice un suministro de electricidad ajustable a las necesidades y requerimientos del país, y al mismo tiempo sirva de medio para respaldar el plan de sustitución de combustibles utilizados para la producción de energía eléctrica.

La capacidad instalada en 1.977 con recursos hidroeléctricos es de 2.733 MW, de los cuales casi el 50% corresponden al área de Medellín y Bogotá, y el resto a distintas regiones del país.

Entidad	1.977 MW	o/o	1.985 MW	o/o
Medellín	735	27	1.422	20
Bogotá	554	20	1.074	15
Valle	538	19	718	10
Icel*	376	14	388	6
Isa	500	18	3.338	48
Otros	30	12	30	1
Total	2.733	100	6.968	100

\* No incluye la programación de Micro-Centrales.

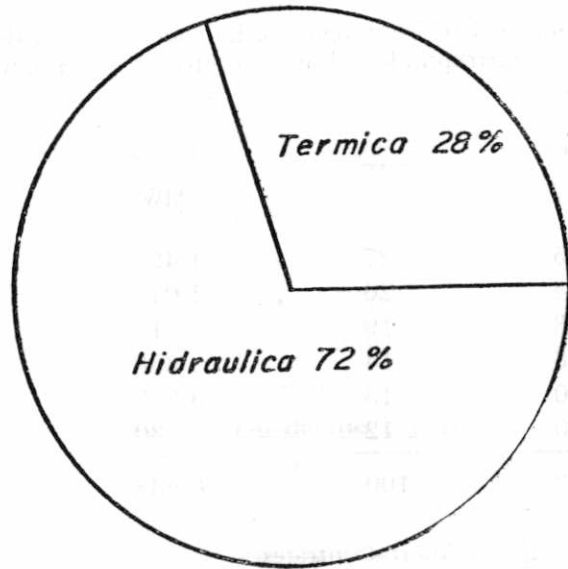
La composición de la capacidad instalada en las distintas entidades del sector en los próximos años habrá variado significativamente, ya que para 1.985 cerca del 50% estará concentrada en Interconexión Eléctrica S.A., entidad que servirá de medio para propiciar intercambios de energía dentro del sistema y facilitará un aprovechamiento óptimo de la capacidad de reserva.

Algunos de los proyectos de generación hidroeléctrica para el período anotado ya tienen diseños definidos y la financiación respectiva está en proceso de tramitación. Otros proyectos que deberán iniciarse antes de 1.987 tienen estudios de factibilidad terminados y se encuentran en la etapa de diseño. En los siguientes cuadros se muestra cada uno de los proyectos hidroeléctricos que acometerá el país en los próximos años.

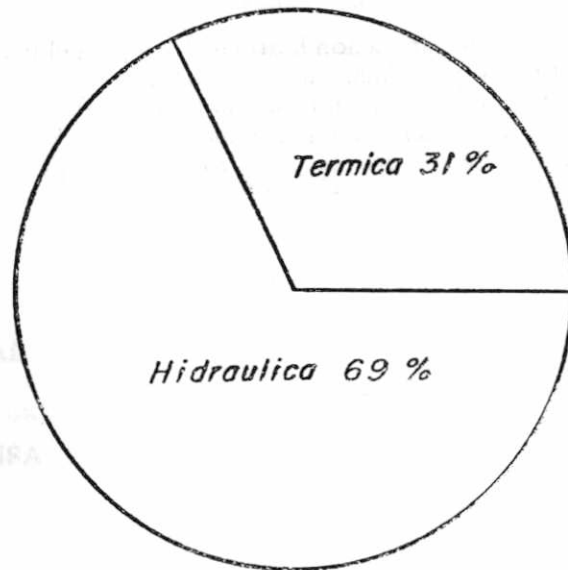
GRAFICO N° 1

ESTRUCTURA DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN COLOMBIA ( K.W. )

1974



1977



TOTAL

Hidraulica : 2'198.512 K.W.

Termica : 867.755 K.W.

TOTAL \*

Hidraulica : 2'733.422 K.W.

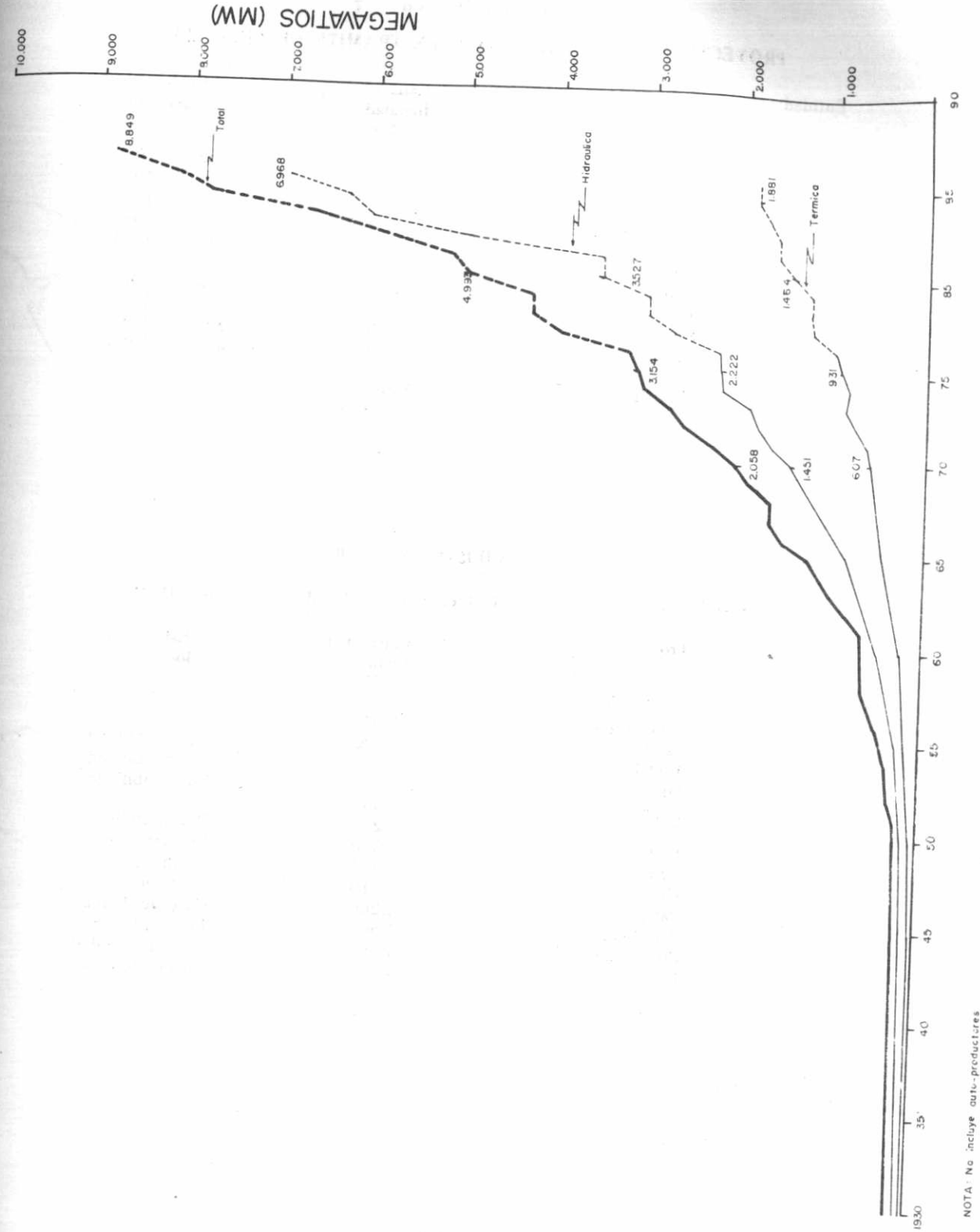
Termica : 1'236.309 K.W.

\* NO INCLUYE AUTOPRODUCTORES

A. Pineda

GRAFICO N° 2

DESARROLLO DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN COLOMBIA 1930-1985



NOTA: No incluye auto-productores

CUADRO No. 7

PROYECTOS EN CONSTRUCCION O EN TRAMITE DE FINANCIACION

Entidad	Proyecto	Capacidad Instalada MW	Fecha de Operación
E.E.E.B.	Paraíso - La Guaca	520	Ene. 1982
E.P.M.	Guatapé II	280	Jul. 1978
E.P.M.	Amp. Troneras	18	Ene. 1982
E.P.M.	Amp. Guadalupe	100	Ene. 1983
E.P.M.	Ayurá	19	Jul. 1981
C.V.C.	Salvajina	180	Ene. 1982
ISA	Chivor II	500	Jun. 1980
ISA	San Carlos I	620	Jul. 1982
ISA	San Carlos II	930	Jul. 1983
ISA	Jaguas	170	Jul. 1983
TOTAL		3.337 MW	

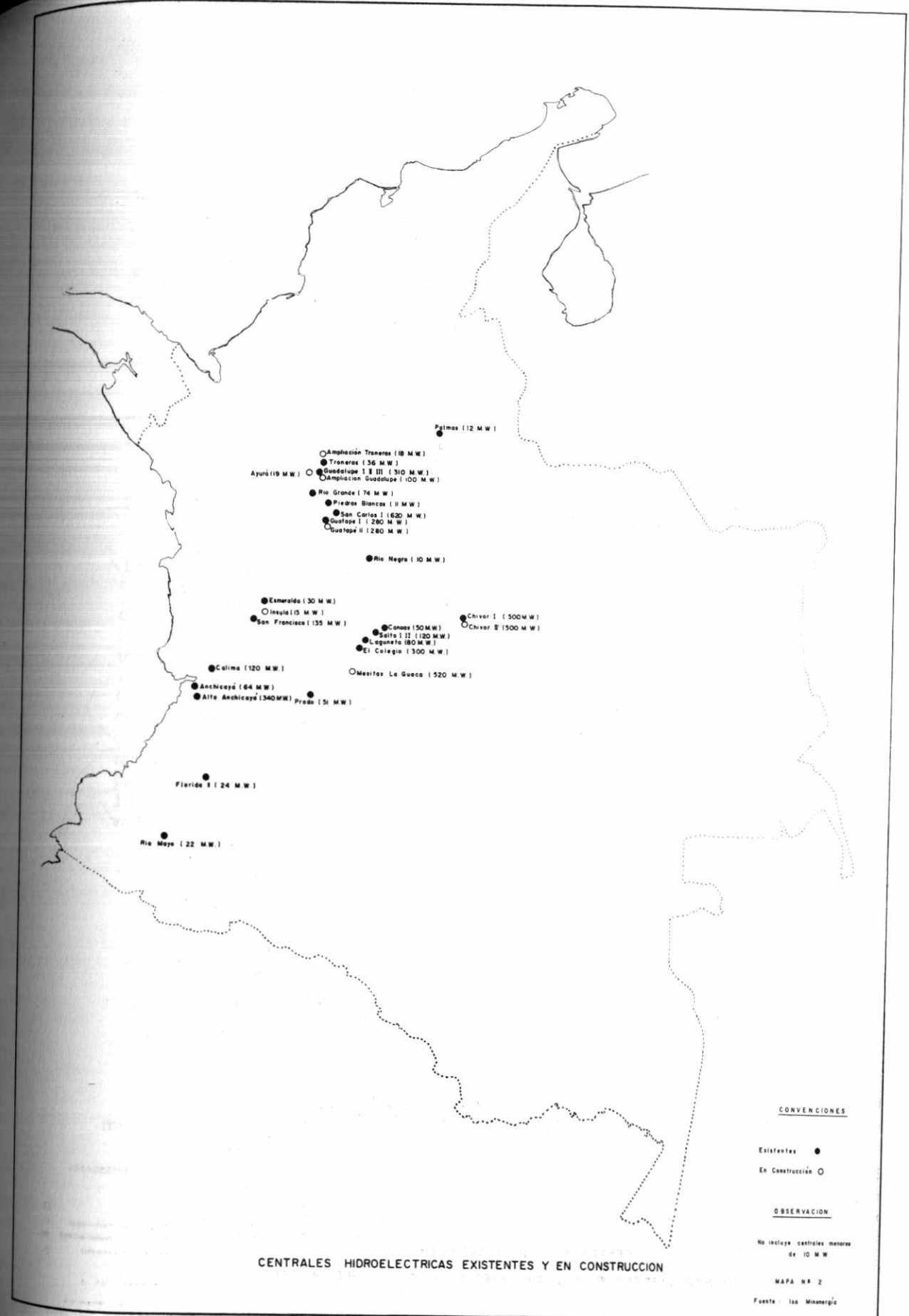
Fuente: ISA

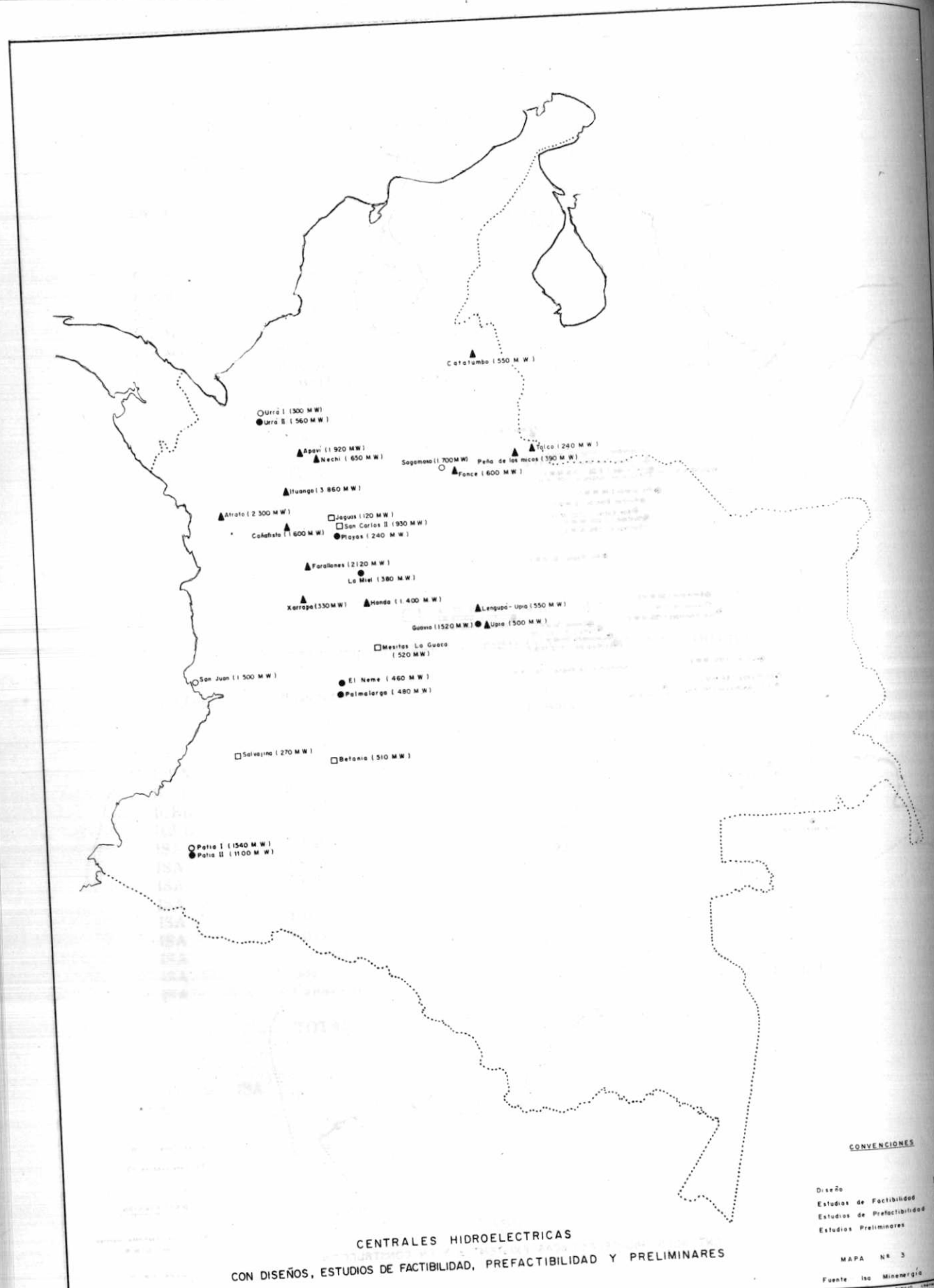
CUADRO No. 8

PROYECTOS EN DISEÑO FACTIBILIDAD O CON FACTIBILIDAD

Entidad	Proyecto	Capacidad Instalada MW	Estado de los Estudios
E.P.M.	Guadalupe IV	260	En factibilidad
ICEL	Patía II	800	En factibilidad
ICEL	Miel I	286	En factibilidad
ICEL	Miel II	338	En factibilidad
ISA	Betania	500	En diseño
ISA	Playas	240	En factibilidad
ISA	Urrá I	340	En factibilidad
ISA	Urrá I	340	En diseño
ISA	Urrá II	710	En diseño
ISA	Patía	1.200	Con factibilidad
ISA	San Juan	1.500	En factibilidad
ISA	Sogamoso	1.300	Con factibilidad
ISA	Cañafisto	1.200	En factibilidad
TOTAL		9.974 MW	

Fuente: ISA





CUADRO No. 9

PROYECTOS CON PREFACTIBILIDAD

Entidad	Proyecto	Capacidad Instalada MW
E.P.M.	Valdivia	750
C.V.C.	Calima II	200
ISA	Palmalarga	560
ISA	Neme	520
ISA	Farallones	2.120
ISA	Ituango	3.860
ISA	Apaví	1.920
	<b>TOTAL</b>	<b>9.930 MW</b>

Fuente: I S A

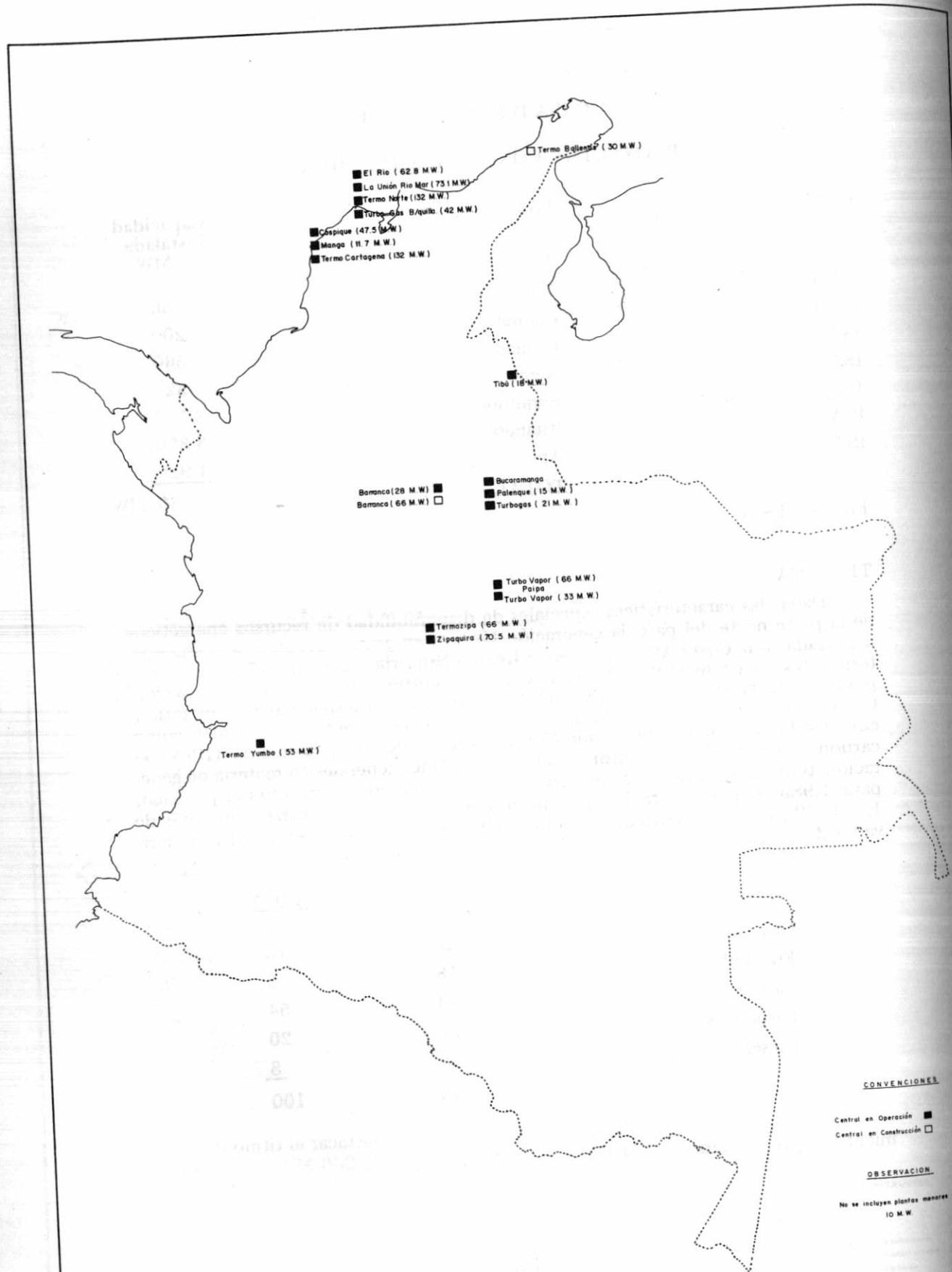
TERMICA

Dadas las características especiales de disponibilidad de recursos energéticos de la parte norte del país, la generación térmica en gran porcentaje se encuentra localizada en la Costa Atlántica y en la Región Nor-oriental. En 1.977 la capacidad térmica es de 1.236 MW, de los cuales el 54% corresponden al sistema de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica y el resto al sistema ICEL, Bogotá y C.V.C. La capacidad instalada de origen térmico en la actualidad utiliza como combustibles el gas natural en un 45%, los derivados del petróleo en 31% y el carbón en un 24%. De conformidad con los planes generales en materia de generación térmica y la política de sustituir los combustibles derivado del petróleo, para 1.985 el país contará con centrales térmicas con una capacidad total de 1.881 MW, las cuales consumirán en un 54% carbón y solamente el 13% derivados del petróleo.

	1.977	1.985
	%	%
Gas	20	13
Fuel Oil	18	5
Carbón	24	54
Turbo-Gas	25	20
Diesel	12	8
	100	100

En lo referente a capacidad térmica es conveniente destacar el ritmo de crecimiento experimentado por la Costa Atlántica, ya que de 230 MW instalados en





CENTRALES TERMICAS EN OPERACION Y CONSTRUCCION

**CONVENCIONES**

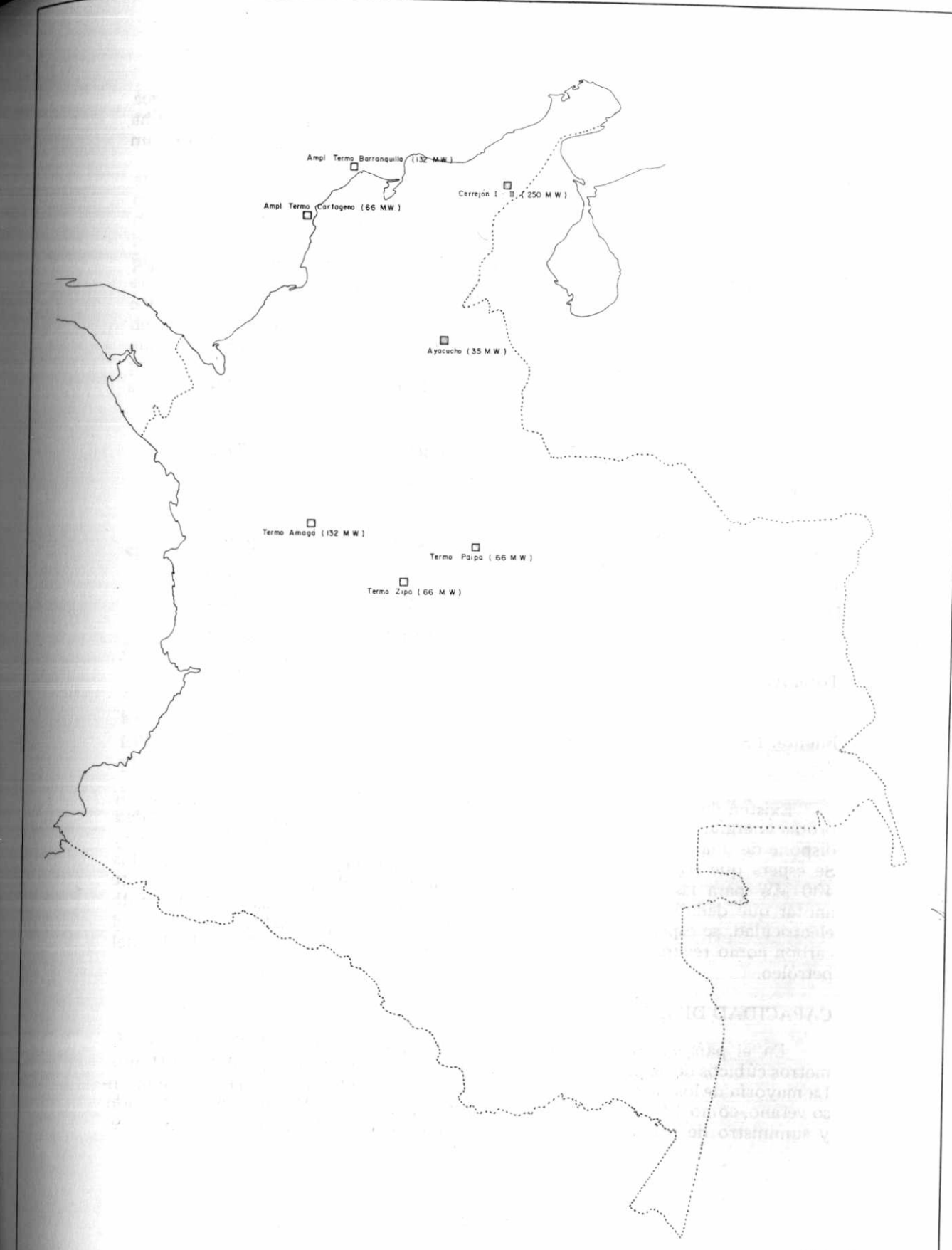
- Central en Operación ■
- Central en Construcción □

**OBSERVACION**

No se incluyen plantas menores a 10 MW

MAPA N° 4

Fuente: Ica Minenergía



CENTRALES TERMICAS EN ESTUDIO

MAPA N° 5

Fuente: Ica Minenergía

1.967, se paso a 666 MW en 1.977 y se espera tener en esta región del país cerca de 1.144 MW instalados en 1.985. Estas estadísticas muestran el esfuerzo que se ha hecho por dotar a la Costa de energía, con el fin de transformar esa área en un polo de desarrollo industrial.

CUADRO No. 10

CAPACIDAD INSTALADA DE LOS AUTOPRODUCTORES INDUSTRIALES MW

	1.977	1.983
Hidráulica	19.6	19.6
<u>Vapor</u>		
Carbón	37.2	77.2
Fuel Oil	44.6	90.1
Gas	—	115.0
Total Vapor	81.8	282.3
Turbo Gas	39.3	39.3
Diesel	22.2	22.2
Total Térmica	143.3	343.8
Total Autoprodutores	213.2	363.4

Fuente: I S A

Existen en el país algunos sectores de la actividad industrial que generan su propia energía, especialmente con hidrocarburos. En 1.977 esta clase de actividad dispone de una capacidad instalada de 213 MW, en su mayoría de origen térmico. Se espera que para el año de 1.985 se llegue a una capacidad aproximada a los 400 MW para las actividades que se auto abastecen de energía. Es importante anotar que dada la política de sustitución de fuentes energéticas productoras de electricidad, se espera que gran parte de esta clase de capacidad térmica utilice el carbón como recurso, liberando así el consumo de los combustibles derivados del petróleo.

CAPACIDAD DE EMBALSES

En el país existe una capacidad de embalse igual a los 2.639 millones de metros cúbicos de agua, con un volumen de energía equivalente a 5.030 GWH/año. La mayoría de los embalses tiene una regulación anual. De ahí que épocas de intenso verano, como 1.976 y parte de 1.977, provoquen graves déficit en la producción y suministro de energía. La recuperación y obtención de niveles máximos de

los embalses después del verano de 1.976 - 1.977 solo se logrará en un período relativamente largo.

Para el año de 1.985 se estima que el potencial eléctrico embalsado sería aproximadamente de 9.268 GWH/Año, lo que equivale a un incremento del 84% con relación al existente. Dentro de los proyectos hidroeléctricos que en la actualidad se encuentran en estudio y están dentro del programa de generación eléctrica hasta 1.990, el mayor embalse que tendrá el país será el de Urrá, con un volumen útil de agua equivalente a 15.354 millones de M<sup>3</sup> en el cual proporcionarán cerca de 4.257 GWH/Año. Esta es una cifra similar al total disponible en el país en la actualidad. Estos ordenes de magnitud dan una idea del potencial hidroeléctrico del país. Vale la pena anotar que para evitar la disminución de capacidad de los embalses en los años futuros, debido a depósitos sedimentarios en algunas de las presas ocasionados por la erosión de las áreas vecinas y de las cuencas hidrográficas, se hace necesario establecer una política de reforestación y protección del medio.

CUADRO No. 11

CAPACIDAD DE EMBALSE EXISTENTE EN EL SISTEMA

Sistema	Embalse	Volúmen Util Mm <sup>3</sup>	Volumen Equival. Gwh/Año	Observaciones
E.E.E.B.	Sisga	96	349	Regulación anual
EEEEB	Guatavita	690	2.510	Regulación anual
EEEEB	Neusa	102	371	Regulación anual
EEEEB	Muña	41	149	Regulación mensual
EPM	Miraflores	140	194	Regulación anual
EPM	Troneras	29	40	Regulación mensual
EPM	Santa Rita I	27	50	Regulación mensual
CVC	Calima I	411	194	Regulación anual
CHEC	Sistema COR	3.2	3	Regulación mensual
CVC	Alto Anchicayá	30	5	Regulación mensual
ICEL	Río Prado	435	54	Regulación anual
ISA	Chivor I	635	1.111	Regulación anual
	TOTAL	2.639 Mm <sup>3</sup>	5.030	

NOTA: La capacidad de embalsamiento existente se considera a Julio de 1.977

FUENTE: I S A

CUADRO No. 12

CAPACIDAD DE EMBALSE FUTURO

Fecha	Sistema	Embalse	Volumen Util Mm <sup>3</sup>	Volumen Equival. Gwh/Año	Observaciones
Julio/78	EPM	Santa Rita II	1185	2331	Regulación anual
Enero/80	EAAB	Chingaza I	200	728	Para acueducto
Enero/82	CVC	Salvajina	620	135	Para agricultura
Enero/82	EEEEB	*Paraiso-La Guaca	—	174	Regulación anual
Julio/82	ISA	*Punchiná	50	1597	Regulación anual
Julio/83	ISA	San Lorenzo	140	264	Regulación anual
Julio/84	EPM	*Guadalupe IV	—	171	Regulación mensual
Enero/86	ISA	*Playas	102	535	Regulación anual
Julio/86	ISA	Guavio	780	1931	Regulación anual
Enero/87	EAAB	Chingaza II	400	1534	Para acueducto
Mayo/87	ISA	Urrá	15354	4257	Regulación anual
Mayo/89	ISA	Patía I	8350	4101	Regulación anual
Enero/90	ISA	San Juan	6000	427	Regulación mensual

\* Estos proyectos aunque no tienen embalse ó lo tienen muy pequeño producen aumento en la energía embalsada porque aumentan el factor de conversión.

Fuente: I S A

CUADRO No. 13

CAPACIDAD DE EMBALSE MAXIMO EN EL SISTEMA DURANTE EL PERIODO JULIO/77 - ENERO/90

Fecha	Sistema	Embalse	Reg. Anual Gwh/año	Reg. Mensual Gwh/año	Otros Fines Gwh/año	Total Reg. Anual Gwh/año
Actual	Total		4783	247	—	4783
Julio/78	EPM	Santa Rita II	2331	—	—	7114
Enero/80	EAAB	Chingaza I	—	—	728	7114
Enero/82	CVC	Salvajina	—	—	135	7114
Enero/82	EEB	Paraiso-LaGuaca	174	—	—	7288
Julio/82	ISA	Punchiná	1597	66	—	8885
Julio/83	ISA	San Lorenzo	264	—	—	9149
Julio/84	EPM	Guadalupe IV	119	—	—	9268
Enero/85	ISA	Betania	—	171	—	9268
Enero/86	ISA	Playas	535	180	—	9803
Julio/86	ISA	Guavio	1931	—	—	11734
Enero/87	EAAB	Chingaza II	—	—	1534	11734
Mayo/87	ISA	Urrá	4257	—	—	15991
Enero/89	ISA	Patía I	4101	—	—	20092
Enero/90	ISA	San Juan	—	427	—	20092
TOTALES			20092	1091	2397	

NOTA: Los embalses clasificados como para otros fines no se consideran para efectos hidroeléctricos pues su operación no depende del sistema, aunque si se aprovechan para generación de energía.

Fuente: I S A

## CONSUMO DE ELECTRICIDAD

La corriente migratoria hacia los centros urbanos y el ritmo de expansión de la actividad industrial en las principales ciudades del país han sido factores determinantes del notorio incremento de la demanda de electricidad en los últimos años. La tasa de crecimiento promedio anual del consumo llega a cerca del 11<sup>o</sup>%, superior a los estimativos de las tasas de desarrollo económico que el país tendrá en los próximos años.

La íntima relación entre las tasas de desarrollo de la economía y la utilización de la energía implicará entonces la planeación y realización de programas eléctricos que garanticen el crecimiento económico del país. Se debe evitar que el sector eléctrico se constituya en factor limitante para el acelerado desarrollo de la economía nacional.

El consumo de energía en el territorio nacional está concentrado en cerca del 50<sup>o</sup>% en las ciudades de Bogotá y Medellín, hecho indicativo del desproporcionado crecimiento de estos centros de consumo con relación al contexto nacional. No obstante, el crecimiento de áreas de menor desarrollo, como la zona Norte, ha sido muy rápido en los últimos años. De otra parte, dentro de la composición del consumo por sectores, el 35<sup>o</sup>% corresponde al residencial, el 27<sup>o</sup>% para la actividad industrial y el 38<sup>o</sup>% restante para cubrir la demanda del sector hotelero, alumbrado público, gastos de consumo propio y ventas en bloque.

CUADRO No. 14

### DEMANDA HISTORICA NACIONAL DE ENERGIA POR SECTORES\*\* ( G W H )

Sectores	1.970	1.971	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976
Residencial	2.131.0	2.725.6	2.996.9	3.259.8	3.643.6	4.018.8	4.443.3
Comercial	677.0	845.4	941.1	1.047.5	1.180.3	1.268.7	1.397.9
Industrial	1.662.2	2.192.6	2.582.5	2.842.0	3.035.5	3.103.0	3.536.8
Ventas en Bloque	57.7	118.6	138.9	147.2	171.0	192.0	200.0
Otros	564.2	671.4	746.7	840.2	882.8	940.1	1.019.5
Pérdidas y Consumo Propio	1.177.0	1.453.4	1.535.1	1.660.9	1.867.9	2.086.6	2.268.1
Demanda Total	6.269.1	8.007.0	8.941.2	9.797.6	10.781.1	11.669.2	12.865.6
Carga Pico (MW)	1.345.9	1.707.8	1.868.9	2.052.8	2.169.2	2.374.9	2.612.6

\*\* No incluye Territorios Nacionales, Plantas Municipales y otros.

Fuente : ISA - Minenergía

Sectores	1.970	1.985
Residencial	35	32
Industrial	27	34
Comercial y Hotelero	11	9
Otros sectores (Oficial, Alumbrado Público)	8	7
Ventas en Bloque	2	2
Pérdidas y Consumo Propio	17	16
	100 <sup>o</sup> o	100 <sup>o</sup> o

De acuerdo a estimativos de demanda, en 1.985 su composición será 34<sup>o</sup>% para el sector industrial, disminuyendo así la preponderancia del consumo residencial.

Los sistemas eléctricos existentes por empresas atenderán el consumo esperado de electricidad para 1.985 en la forma que aparece en el siguiente cuadro:

CUADRO No. 15

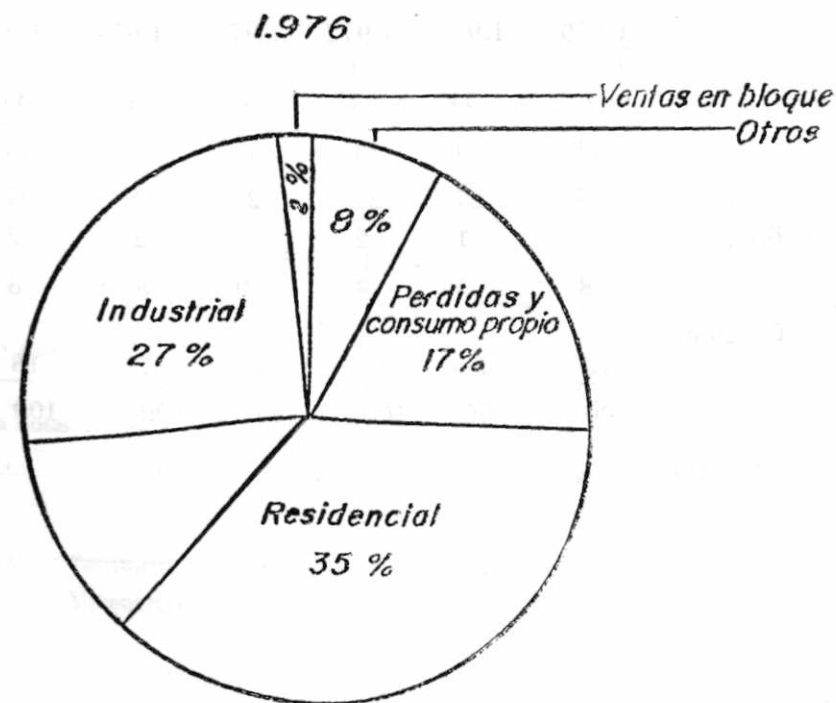
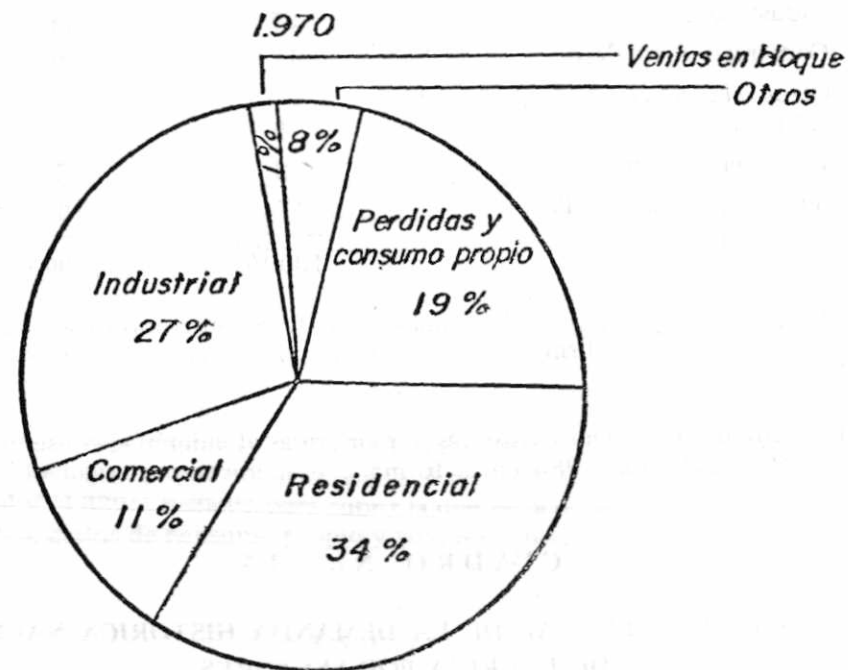
### ESTRUCTURA PORCENTUAL DE LA DEMANDA HISTORICA NACIONAL DE ENERGIA POR SECTORES o/o

Sectores	1.970	1.971	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976
Residencial	34	34	34	33	34	34	35
Comercial	11	11	11	11	11	11	11
Industrial	27	27	28	29	28	27	27
Ventas en Bloque	1	1	2	2	2	2	2
Otros	8	8	8	9	8	8	8
Pérdidas y Consumo Propio	19	18	17	17	17	18	17
Total	100	100	100	100	100	100	100

Fuente: ISA - Minenergía

GRAFICO N° 3.

ESTRUCTURA DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD POR SECTORES



EMPRESAS	1.976	( G W H )	1.985
E.E.E.B.	3.540		9.374
E.P.M.	2.940		7.556
C.V.C.	1.935		4.107
CORELCA	1.869		5.654
ICEL	2.581		7.911
TOTAL	12.865		34.602

No obstante que el desarrollo eléctrico experimentado en los últimos años ha sido rápido, Colombia aún no ha podido llegar a los niveles mínimos deseables de consumo de electricidad por habitante, lo cual es indicativo de los esfuerzos que deberán realizarse para proveer del fluido eléctrico a un gran porcentaje de la población que no goza de este servicio. Dentro del contexto de países latinoamericanos, nuestro país presenta un consumo per cápita equivalente a los 609 KWH, en tanto que países como Venezuela presentan un consumo igual a los 2.000 KWH y Argentina 1.300 KWH.

ESTIMATIVOS DE DEMANDA Y CAPACIDAD INSTALADA DE ENERGIA ELECTRICA

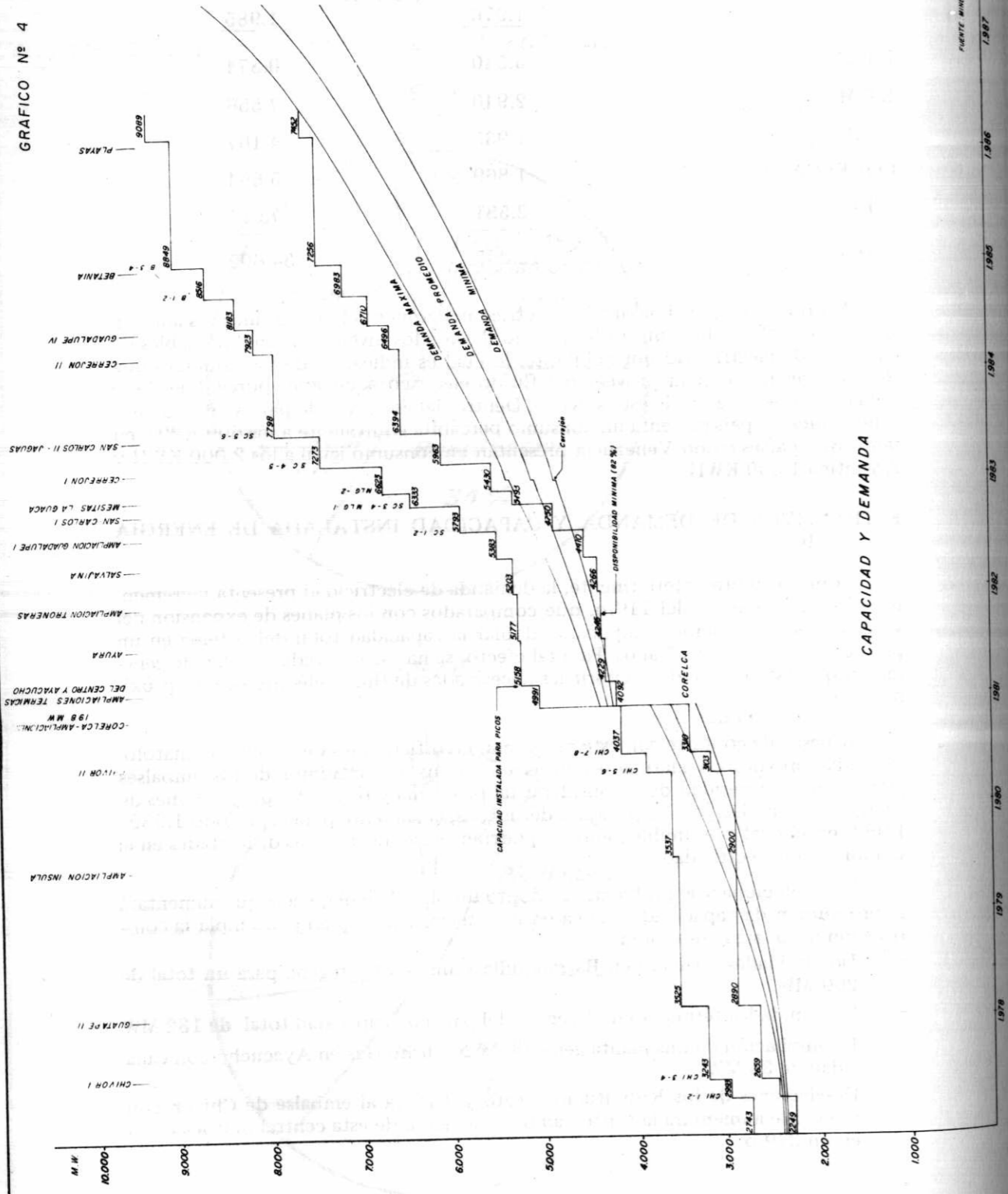
Como se anotó anteriormente, la demanda de electricidad presenta incrementos anuales promedio del 11%, que comparados con los planes de expansión del sistema eléctrico nacional implicarán doblar la capacidad total del sistema en un período no mayor a los 7 años. Para tal efecto, se ha estructurado un plan de generación que está orientado a cubrir las necesidades de fluido eléctrico en los próximos años.

A pesar de contarse con este programa, las dificultades de carácter climatológico que provocaron alarmantes bajas en los niveles mínimos de los embalses plantearon la necesidad de reconsiderar tal programa y revisar las proyecciones de energía disponibles para la próxima década, especialmente para el período 1.980 - 1.982, en el cual presumiblemente se podrían presentar algunas dificultades en el suministro de electricidad.

Para solucionar ese problema se adoptó un plan de emergencia que aumentará la proporción de capacidad térmica en el sistema. Dicho plan contempla la construcción de las siguientes obras:

- Dos unidades térmicas en Barranquilla y una en Cartagena para un total de 200 MW.
- Dos unidades térmicas en el centro del país con capacidad total de 132 MW.
- La ampliación de una planta generadora de Turbo-Gas en Ayacucho con capacidad de 35 MW.
- Desviaciones de los Ríos Rucio, Negro y Tunjita al embalse de Chivor, con lo cual se aumentará la capacidad de generación de esta central hidroeléctrica en un 27%.

GRAFICO Nº 4



CAPACIDAD Y DEMANDA

FUENTE: MINENERGIA - I.S.A.  
1987 AÑOS

CUADRO No. 16  
PROYECCION DE LA DEMANDA NACIONAL DE ENERGIA POR SECTORES  
( G W H )

SECTORES	1.977	1.978	1.979	1.980	1.981	1.982	1.983	1.984	1.985
Residencial	4983	5513	6087	6712	7364	8127	8935	9849	10825
Comercial	1537	1682	1837	2011	2188	2396	2614	2856	3116
Industrial	4517	5122	5915	6907	8031	8837	9741	10544	11758
Ventas en Bloque	225	249	275	306	342	382	423	472	525
Otros	1130	1251	1365	1490	1625	1771	1925	2106	2289
Pérdidas y consumo Propio	2614	2849	3114	3395	3893	4312	4805	5166	5587
Demanda Total	15301	16983	18932	21183	23830	26239	28885	31464	34602
Carga Pico (MW)	3031	3357	3713	4143	4618	5099	5638	6147	6765

Fuente: ISA - Minenergía

Complementario a este programa se encuentra el proyecto de interconexión nacional que optimizará la utilización de los sistemas eléctricos existentes. Una vez integrado el sistema nacional de energía, lo cual se prevee para principios de 1.981, cuando entre en operación la línea de interconexión con la Costa, se hará posible una utilización flexible y eficiente de la generación eléctrica producida en cada uno de los sistemas.

Aún tomándose toda clase de acciones encaminadas a evitar posibles déficit de energía en años futuros, entre los años de 1.980 y 1.982 se observan algunos faltantes de electricidad al relacionar la demanda pico proyectada por la disponibilidad mínima del sistema, la cual se supone sea del 82% de la capacidad nominal. En el siguiente cuadro se muestra la relación entre la oferta y la demanda pico del sistema para los próximos años.

No está por demás señalar que en materia de capacidad instalada no parece probable que se afronten problemas si se cumple estrictamente con la programación prevista de instalación de centrales y obras de transmisión contempladas dentro del plan general de expansión del sector eléctrico. No obstante, atrasos en algunos de estos proyectos, entre los cuales cabe mencionar, Guatapé, Chivor II, San Carlos, las ampliaciones hidroeléctricas de Medellín y las térmicas de la Costa, harían verdaderamente inmanejable el suministro de energía que requerirá el país en tal época, llegándose a faltantes, estimados por ISA, entre un 20 y 40% de la demanda nacional.

En lo relativo al ritmo de crecimiento de la demanda de electricidad, se hará necesario diseñar políticas para disminuir la alta tasa de crecimiento de consumo. Mecanismos como los que se han propuesto a través del Fondo Eléctrico Nacional servirán de medio para restringir consumos suntuarios de electricidad. Estos ahorros disminuirán las inversiones que el sector deberá efectuar en generación, y por lo tanto hará posible disminuir el ritmo de aumento del costo promedio del kilovatio consumido.

Las proyecciones de capacidad y su relación frente a las perspectivas de la demanda promedio del sistema hasta 1.987 se presenta en anexos aparte, indicando los posibles faltantes de energía en algunos años.

CUADRO No. 17

DISPONIBILIDAD Y DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

AÑOS	Oferta C. Nominal MW	Disponibilidad Mínima*	demanda Pico MW	Déficit Con relación a la Disponibilidad Mínima MW
1.978	4.281	3.510	3.357	
1.979	4.293	3.520	3.713	(193)
1.980	4.991	4.092	4.143	( 51)
1.981	5.158	4.229	4.618	(389)
1.982	6.623	5.450	5.099	
1.983	7.798	6.394	5.638	
1.984	8.183	6.710	6.147	
1.985	8.849	7.256	6.765	

\* Se asume un 82% de la capacidad nominal.

Fuente: ISA — Minenergía

## CAPITULO IX

### TRANSMISION, DISTRIBUCION Y ELECTRIFICACION RURAL

#### TRANSMISION Y DISTRIBUCION

Los principales sistemas eléctricos del país localizados en Bogotá, Medellín, Cali y Manizales están interconectados dentro del sistema ISA, que tiene redes con una longitud de 530 kilómetros y opera a un voltaje de 230 KV. Con la entrada en servicio de Chivor en su primera etapa y su respectiva red de interconexión a través de las líneas de Chivor - Bogotá - Bogotá - La Mesa, Chivor - Paipa, Paipa - Bucaramanga y Bucaramanga - Cúcuta, se completa la interconexión del sistema central que cubre tanto los departamentos de la zona centro y oriente como los del sur y occidente del país.

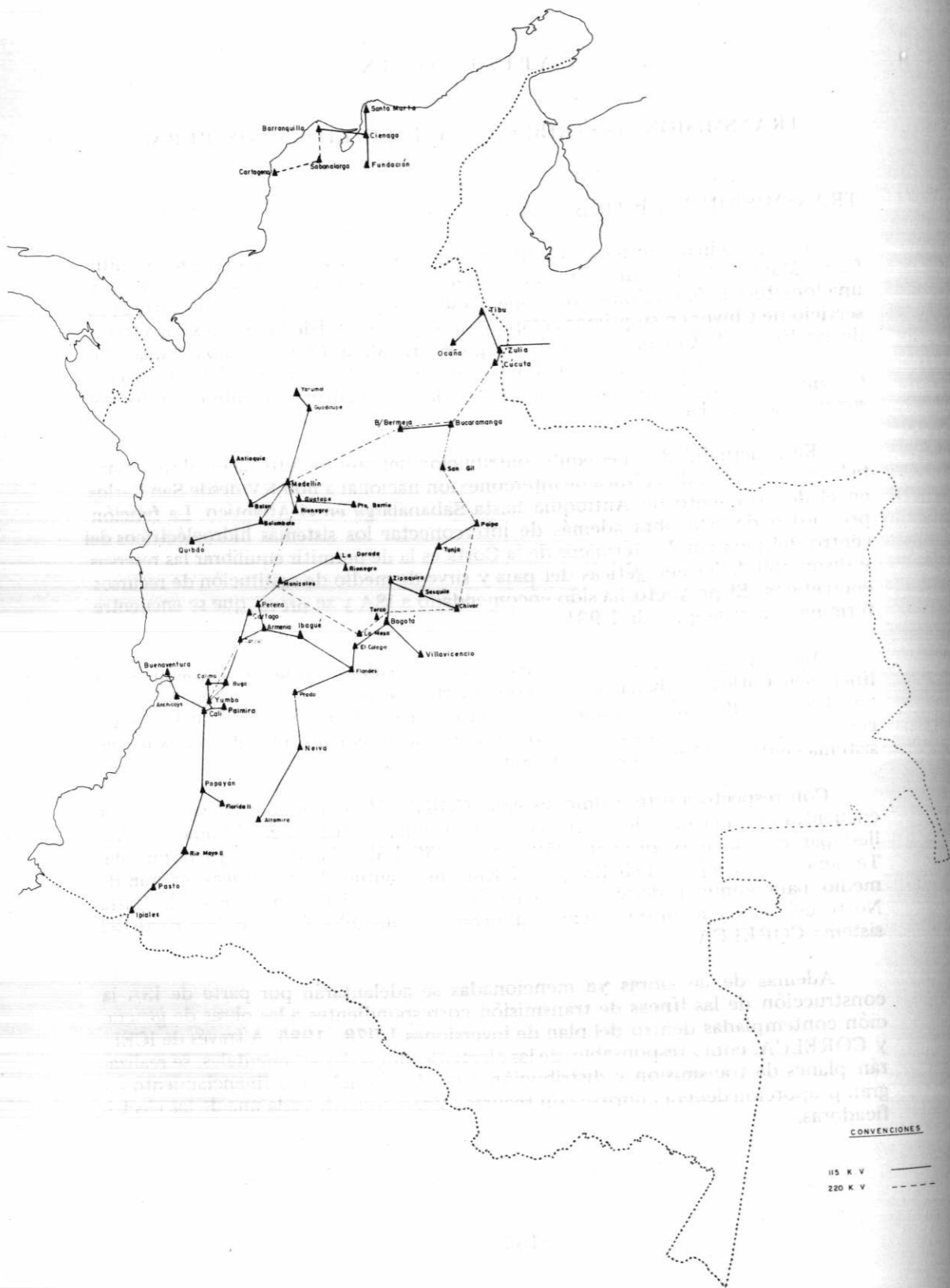
En la actualidad y mediante contribución del presupuesto nacional se adelanta la construcción de la línea de interconexión nacional a 500 KV desde San Carlos en el departamento de Antioquia hasta Sabanalarga en el Atlántico. La función primordial de esta obra además de interconectar los sistemas hidroeléctricos del centro del país con los térmicos de la Costa es la de permitir equilibrar las reservas y disponibilidades energéticas del país y sirve de medio de sustitución de recursos energéticos. El proyecto ha sido encomendado a ISA y se prevé que se encuentre terminado a principios de 1.981.

Asociado con el proyecto de San Carlos y para optimizar la utilización de la línea San Carlos - Sabanalarga, se construirán líneas adicionales a 230 KV desde San Carlos a Bogotá, Guatapé y Medellín con el objeto de distribuir la energía generada por dicha central y contribuir más eficientemente a la interconexión del sistema central y el sistema de la Costa.

Con respecto a este último sistema, CORELCA ha diseñado líneas que ya se encuentran en período de construcción. La primera Sabanalarga - Fundación - Valledupar con una longitud de 250 Km. a 230 KV y la segunda ya terminada, Ternera - Toluviejo a 115 KV y 107 Km. de longitud. Dichas líneas servirán de medio para eliminar deficiencias energéticas de los departamentos de la Costa Norte del país y al mismo tiempo ahorrar combustibles fósiles en esa parte del sistema CORELCA.

Además de las obras ya mencionadas se adelantarán por parte de ISA la construcción de las líneas de transmisión correspondientes a las obras de generación contempladas dentro del plan de inversiones 1.978 - 1985. A través de ICEL y CORELCA, como responsables de las electrificadoras departamentales, se realizarán planes de transmisión y distribución a nivel regional cuyo financiamiento en gran proporción deberá cubrirse con recursos financieros de cada una de las electrificadoras.

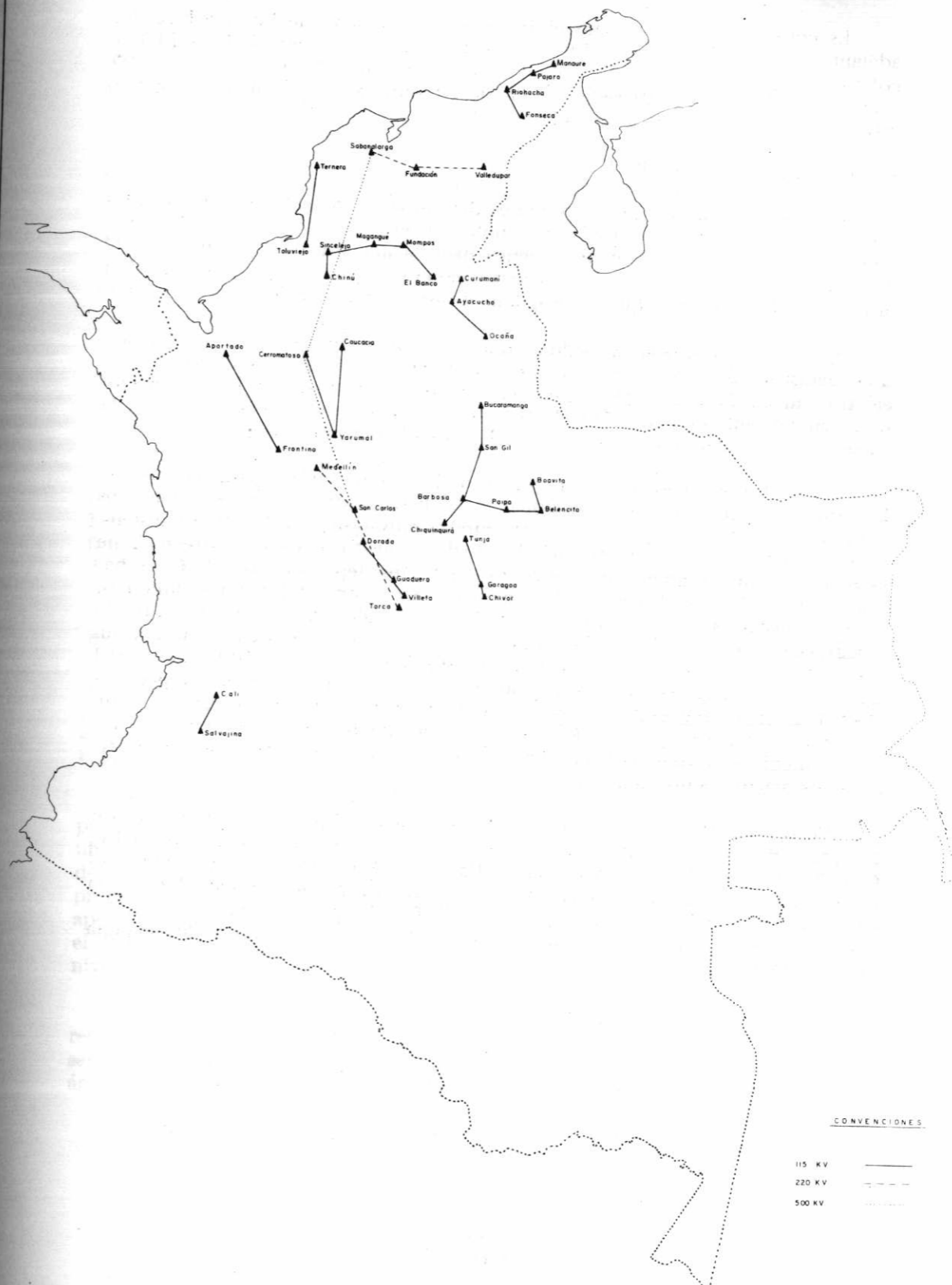




LINEAS DE 220 KV Y 115 KV EN OPERACION

CONVENCIONES  
 115 K V ———  
 220 K V - - - -

MAPA N.º 6  
 Fuente: Ise Minenergía



LINEAS EN CONSTRUCCION

CONVENCIONES  
 115 KV ———  
 220 KV - - - -  
 500 KV ······

MAPA N.º 7  
 Fuente: Ise Minenergía

Es conveniente señalar que el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica adelanta un plan de subtransmisión y distribución denominado ICEL - BID, de cobertura nacional, que en una segunda etapa desarrollará la construcción de 97 líneas de transmisión, 112 redes y más de 30 subestaciones con una inversión estimada en cerca de US \$ 48 millones.

#### ELECTRIFICACION RURAL

Una de las mayores preocupaciones del Gobierno ha sido la de llevar a las áreas marginales, especialmente a las rurales, el servicio de energía eléctrica. Sin embargo, su desarrollo es un poco lento dada la magnitud y la naturaleza del problema, no solo en lo que respecta a las condiciones geográficas imperantes sino al volumen de inversiones que un programa de esta categoría exige.

En el país existen algunas regiones que por su vocación agrícola han demandado el desarrollo de programas orientados a la estructuración de una infraestructura eléctrica adecuada. Estas regiones, con el concurso de algunos gremios y federaciones, han adelantado planes de electrificación que cubren extensas áreas en la parte centro-occidental del país y en particular en la región cafetera.

No obstante los esfuerzos conjuntos de las agremiaciones agropecuarias, de las empresas eléctricas a nivel regional y del ICEL, existen aún departamentos cuya infraestructura eléctrica en su parte rural es muy deficiente. En tal circunstancia el Gobierno Nacional dentro del plan de desarrollo "Para Cerrar la Brecha", ha estructurado un programa de electrificación en los departamentos de Córdoba, Sucre, Cauca, Nariño, Boyacá y Santander con un costo total de \$ 680 millones, de los cuales hasta 1.977 se habrán invertido \$ 315 millones. Este plan permitirá la construcción de 3.200 Km. de longitud en líneas y redes de distribución con sus respectivas subestaciones, para beneficiar aproximadamente 35.500 usuarios del servicio. Este programa se está adelantando con el concurso de las respectivas electrificadoras y mediante el financiamiento de agencias internacionales de crédito como el BIRF, BID y CIDA. El programa tiene una duración aproximada de dos años y medio y contempla la construcción de 610 obras de infraestructura eléctrica en los departamentos antes mencionados.

En los departamentos no contemplados dentro del plan, se continuarán con los programas de electrificación mediante el esquema conformado por ICEL, Caja Agraria y Federación Nacional de Cafeteros. Dado que las disponibilidades económicas de los usuarios de electricidad en las áreas rurales son reducidas, se ha contemplado dentro del plan proporcionar facilidades para el pago de instalaciones las cuales estarán acordes con las características socioeconómicas de cada una de las regiones.

## CAPITULO X

### SITUACION FINANCIERA DEL SECTOR ELECTRICO

#### SITUACION FINANCIERA Y TARIFARIA DEL SECTOR

El sector eléctrico antes que presentar problemas de índole institucional o de capacidad tecnológica enfrenta un grave problema financiero, debido en gran parte a la deficiente política que en materia tarifaria se aplicó durante mucho tiempo en el país.

El régimen tarifario debería cubrir no solamente los costos de operación y mantenimiento de las empresas sino financiar las expansiones para cubrir la demanda. En la actualidad en varias empresas las tarifas solo cubren los gastos de operación. Así por ejemplo, en los estados financieros de las principales entidades del sector se presenta el caso que los gastos de operación crecen en mayor proporción que los ingresos por venta de energía. Para resolver problemas de liquidez frecuentemente se han producido atrasos en el cumplimiento de obligaciones por concepto del servicio de deuda, circunstancia que implica la refinanciación de inversiones. Esta situación, unida al crecimiento de los costos de inversión, ha causado déficits financieros que para el año de 1.982 alcanzarían un monto de \$ 16.042 millones y de \$ 21.801 millones para 1.985.

Tal estado de cosas no se puede solucionar con la revisión de programas e inversiones, pues una reprogramación de obras podría traer a mediano plazo graves consecuencias si se tiene en cuenta, que los programas y proyectos en construcción y los que en un futuro se deban realizar responden a la demanda prevista de energía para los próximos años. Por lo tanto los ajustes tarifarios oportunos y permanentes son necesarios e inevitables si el país no desea poner en peligro su desarrollo económico.

Las contribuciones del Gobierno Nacional a través de los aportes del presupuesto para complementar el financiamiento de los proyectos eléctricos alcanzaron un monto de \$ 9.102 millones durante el período 1.970 - 1.978, cifra indicativa del respaldo y preocupación gubernamental por la ejecución y desarrollo de los programas que el sector eléctrico debe de adelantar. El mayor porcentaje de tales aportes se ha orientado al financiamiento de obras eléctricas adelantadas tanto por el ICEL como por CORELCA, entidades ejecutoras de programas eléctricos a nivel regional.

Es conveniente señalar que el propósito del Gobierno Nacional, en lo que se refiere a aportes presupuestales, es el de cubrir obligaciones por concepto del servicio de la deuda de estas dos entidades y además, el de financiar programas en áreas marginadas en las cuales no se dispone de los recursos suficientes.

En otras empresas del sector eléctrico que tienen una adecuada infraestructura

y la posibilidad de aplicar tarifas rentables, sería innecesaria la intervención financiera del Gobierno a través de aportes presupuestales.

#### INVERSIONES Y FLUJO DE FONDOS DE LAS EMPRESAS

Dentro del programa de expansión del sistema eléctrico, las principales empresas del sector adelantarán inversiones durante el período 1.978 - 1.985 por la suma de \$ 77.334 millones. Estas sumas se dedicarán primordialmente a los proyectos de generación necesarios para atender la demanda futura, no solamente del sistema en su conjunto, sino de las diferentes regiones. Fuera de estas inversiones, las empresas socias de ISA tendrán que aportar a esta entidad durante el mismo período, \$ 92.361 millones entre acciones y bonos como parte del financiamiento de proyectos de generación de gran magnitud y sus correspondientes obras de transmisión.

Así mismo, Interconexión Eléctrica S.A. durante el período de análisis ejecutará proyectos de inversión por un monto total de \$ 265.995 millones, de los cuales como ya se señaló \$ 92.361 millones serán aportados mediante acciones y bonos, y el resto deberá financiarse mediante la consecución de recursos de crédito tanto interno como externo.

Ahora bien, las disponibilidades financieras que presentan cada una de las empresas del sector para cumplir con la programación de inversiones son insuficientes y sus ingresos por concepto de ventas de energía solo cubrirían los gastos operativos y los compromisos internos y externos adquiridos. Suponiendo un crecimiento tarifario para cada empresa del orden del 20% en promedio anual, subsistirían aún faltantes que en lógica consecuencia deberían cubrirse con incrementos superiores a los estimados. En cuadros anexos se presentan el flujo de fondos de las principales empresas junto con los programas de inversión para el período 1.978 - 1.985.

#### POLITICA TARIFARIA

Aunque en materia de tarifas las comparaciones entre países pueden considerarse no pertinentes por las condiciones disímiles de costos de producción y distribución de la energía, como dato indicativo se puede establecer que Colombia con relación a la mayoría de países del área latinoamericana posee la tarifa promedio mas baja por KWH. La tarifa promedio para algunos países en términos de pesos sería la siguiente:

	\$ / K W H
Brasil	2.56
Honduras	1.98
Argentina	1.48
Costa Rica	1.08
Perú	0.94
Bolivia	0.90
Colombia	0.60

CUADRO No. 18

PROGRAMA DE INVERSIONES - E. E. E. B. ( MILLONES \$ )

INVERSIONES	1. 9 7 8	1. 9 7 9	1. 9 8 0	1. 9 8 1	1. 9 8 2	1. 9 8 3	1. 9 8 4	1. 9 8 5
<b>1 - Obras Propias</b>								
1.1 Colegio II - M. E.	729	1.337	2.709	1.676	-	-	-	-
1.2 Colegio II - M. L.	643	1.099	1.643	1.451	-	-	-	-
1.3 Zona Oriental - M. E.	-	-	-	-	-	-	-	-
1.4 Zona Oriental - M. L.	-	-	-	-	-	-	-	-
1.5 Resto de Bogotá - M. E.	158	-	-	-	-	-	-	-
1.6 Resto de Bogotá - M. L.	97	-	-	-	-	-	-	-
1.7 Programa de Distribución - M. E.	460	947	1.227	2.106	2.169	1.713	2.268	2.934
1.8 Programa de Distribución - M. L.	840	850	1.113	1.376	1.653	1.992	3.008	3.549
1.9 Proyecto Chingaza - Otros - M. L.	40	30	30	35	40	40	40	40
2.0 Interes durante la construcción - M. L.	159	232	320	364	264	233	264	323
<b>Total Obras Propias</b>	<b>3.126</b>	<b>4.495</b>	<b>7.042</b>	<b>7.008</b>	<b>4.126</b>	<b>3.978</b>	<b>5.580</b>	<b>6.846</b>
<b>2 - Obras en ISA</b>								
2.1 Acciones en ISA *	212	414	651	1.036	1.634	1.956	2.627	3.090
2.2 Bonos en ISA *	437	840	1.213	1.860	3.115	3.684	5.258	5.756
<b>Total Obras en ISA</b>	<b>649</b>	<b>1.254</b>	<b>1.864</b>	<b>2.896</b>	<b>4.749</b>	<b>5.640</b>	<b>7.885</b>	<b>8.846</b>
<b>Total Inversiones</b>	<b>3.775</b>	<b>5.749</b>	<b>8.906</b>	<b>9.904</b>	<b>8.875</b>	<b>9.618</b>	<b>13.465</b>	<b>15.692</b>

\* Incluye aportes por Urrá I - II y Termocerrejón II

CUADRO No. 19

PROGRAMA DE INVERSIONES E. P. M. ( MILLONES \$ )

INVERSIONES	1. 9 7 8	1. 9 7 9	1. 9 8 0	1. 9 8 1	1. 9 8 2	1. 9 8 3	1. 9 8 4	1. 9 8 5
<b>1 - Obras Propias</b>								
1.1 Guadalupe IV	-	154	256	205	-	-	-	1.305
1.2 Cerrmatoso	-	-	-	-	-	-	-	-
1.3 Ampliaciones Guadalupe Troneras - Ayura - Subesta- ción y Línea a 230 K. V.	412	695	1.272	796	390	-	-	-
1.4 Programa de Distribución	164	304	248	302	408	438	550	662
1.5 Proyecto Hidroeléctrico Guatapé II	1.074	52	95	-	-	-	-	-
Transmisión y Sub- transmisión	-	-	-	-	198	288	236	-
1.6 Otras Obras	190	172	228	286	223	195	218	274
Total Obras Propias	1.840	1.377	2.199	1.589	1.219	921	1.004	2.241
<b>2 - APORTES ISA</b>								
2.1 Acciones ISA *	217	414	651	1.056	1.682	2.032	2.734	3.247
2.2 Bonos ISA **	182	405	681	1.183	1.795	2.080	2.573	2.960
Total Aportes I S A	399	819	1.332	2.239	3.477	4.112	5.307	6.207
Total Inversiones	2.239	2.196	3.531	3.808	4.696	5.033	6.311	8.448

\* Se incluye Urrá I y II, Termocerrejón II 40 %, año 1.981 - 1.985  
 \*\* Se incluye Urrá II, Termocerrejón 60 %  
 Se estima a la Empresa el 20 %

PROGRAMA DE INVERSIONES E. P. M. ( MILLONES \$ )

INVERSIONES	1. 9 7 8	1. 9 7 9	1. 9 8 0	1. 9 8 1	1. 9 8 2	1. 9 8 3	1. 9 8 4	1. 9 8 5
1 - Inversiones en Salvasina	1.626	2.091	2.504	2.348	499	-	-	-
2 - Otras inversiones C. V. C.	39	73	35	40	48	53	59	66
3 - Otras inversiones Chidral	10	11	12	14	15	17	19	21
Total inversiones Propias	1.675	2.175	2.551	2.402	562	70	78	87
4 - Inversiones en ISA	10	50	10	10	10	10	10	10
Acciones	212	414	651	1.036	1.634	1.956	2.627	3.090
Bonos	28	80	190	442	789	1.007	1.435	1.715
Total	240	494	841	1.478	2.423	2.963	4.062	4.805
Total Inversiones	1.915	2.669	3.391	3.880	2.985	3.032	4.140	4.892

PROGRAMA DE INVERSIONES - C. V. C. CHIDRAL - ( MILLONES DE \$ )

INVERSIONES	1. 9 7 8	1. 9 7 9	1. 9 8 0	1. 9 8 1	1. 9 8 2	1. 9 8 3	1. 9 8 4	1. 9 8 5
1 - Inversiones en Salvasina	1.626	2.091	2.504	2.348	499	-	-	-
2 - Otras inversiones C. V. C.	39	73	35	40	48	53	59	66
3 - Otras inversiones Chidral	10	11	12	14	15	17	19	21
Total inversiones Propias	1.675	2.175	2.551	2.402	562	70	78	87
4 - Inversiones en ISA	10	50	10	10	10	10	10	10
Acciones	212	414	651	1.036	1.634	1.956	2.627	3.090
Bonos	28	80	190	442	789	1.007	1.435	1.715
Total	240	494	841	1.478	2.423	2.963	4.062	4.805
Total Inversiones	1.915	2.669	3.391	3.880	2.985	3.032	4.140	4.892

CUADRO No. 21

PROGRAMA DE INVERSIONES - CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA  
CORELCA ( MILLONES DE \$ )

	1. 9 7 8	1. 9 7 9	1. 9 8 0	1. 9 8 1	1. 9 8 2	1. 9 8 3	1. 9 8 4	1. 9 8 5
<b>1 - ESTUDIOS</b>								
1 - Desarrollo Hidroeléctrico de la Sierra Nevada	10	40	-	-	-	-	-	-
<b>2 - CONSTRUCCION</b>								
2.1 - Termo - Barranquilla Termo - Cartagena Ensamblajes	1.217	1.085	997	-	-	-	-	-
2.2 - Central - Térmica Cerrejón I	15	71	1.273	1.230	1.171	483	-	-
Total Generación	1.242	1.174	2.270	1.230	1.171	483	-	-
2 - Transmisión y Subtransmisión	795	714	1.449	1.543	1.021	-	-	-
Total Inversiones	2.048	1.928	3.719	2.773	2.192	483	-	-
Inversiones I S A	224	431	699	1.442	2.398	2.846	4.157	5.183
Acciones y Bonos	2.272	2.359	4.418	4.215	4.590	3.329	4.157	5.183
Total Inversiones								

CUADRO No. 22

PROGRAMA DE INVERSIONES - I S A ( MILLONES \$ )

	1. 9 7 8	1. 9 7 9	1. 9 8 0	1. 9 8 1	1. 9 8 2	1. 9 8 3	1. 9 8 4	1. 9 8 5
<b>1 - Obras en Construcción</b>								
1.1 Chivor I								
1.2 Chivor II	1.560	2.069	673	-	-	-	-	-
1.3 Otros			16	148	616	2.084	4.107	5.081
Total Obras en construcción	1.560	2.069	689	148	616	2.084	4.107	5.081
<b>2 - Obras en Proyecto</b>								
2.1 San Carlos I	1.930	2.490	4.841	2.563	1.439	628	-	-
2.2 ISA - CORELCA	1.531	2.552	2.484	485	-	-	-	-
Total Obras en Proyecto	3.461	5.042	7.325	2.988	1.439	628	-	-
<b>3 - Obras Futuras</b>								
3.1 San Carlos II	65	2.096	3.029	3.914	3.707	1.493	570	-
3.2 Jaguas	74	853	1.303	2.033	1.845	1.011	-	-
3.3 Betania	-	-	1.773	4.631	7.852	8.813	3.929	89
3.4 Playas	-	164	187	1.520	3.411	4.723	5.495	7.270
3.5 Guavio	-	277	314	2.290	3.838	8.509	10.387	10.814
3.6 San Juan	-	217	246	277	5.477	7.974	10.029	7.424
3.7 Patia	-	-	-	4	437	492	5.128	7.987
3.8 Urray II	-	-	-	1.151	3.572	6.723	14.198	22.805
3.9 Termocerrejón II	-	-	-	274	2.363	3.792	2.664	-
4.0 Transmisión	-	-	-	-	484	1.097	1.146	773
Total Obras Futuras	140	3.606	6.841	16.089	32.986	44.628	54.546	67.162
Total Obras en Estudio*	202	214	249	337	373	412	457	507
Total Inversión	5.363	10.931	15.104	19.569	35.414	47.754	59.110	72.750

\* Incluye Sogamoso

TARIFAS EFECTIVAS ABRIL/1.977  
( ¢ /KWH )

## SECTORES

	EEEB 1/	EPM	EMCALI	ELECTRANTA	ELECTRIBOL	ESSA
I - Residencial						
0 - 100	23.2	20.8	55.2	65.2	55.0	48.0
101 - 200	25.0	20.8	55.2	69.6	59.3	48.0
201 - 300	27.6	24.4	55.2	75.0	64.8	49.2
301 - 400	31.4	28.5	58.9	79.6	69.4	50.6
401 - 500	34.0	32.0	65.4	82.9	72.7	52.3
501 - 600	36.1	35.3	70.8	85.6	75.3	54.3
601 - 800	38.7	38.7	84.5	88.9	78.7	57.2
801 - 1.000	42.0	41.5	100.2	91.7	81.4	60.0
Mas de 1.000	49.3	46.5	152.4	100.2	90.4	72.1
II - Comercial y Hotelero	88.0	73.6	129.3	129.7	119.5	86.0
III - Industrial	55.6	60.6	71.4	88.2	78.0	55.0
IV - Oficial y Alumbrado Público	44.	41.6	43.6	89.2	79.	54.0
Promedio Ponderado	52.8	50.4	77.6	91.0	81.2	60.3

## 1/ Facturación Bimensual.

Fuente: ICEL. Junta Nacional de Tarifas - Abril 1.977

## CUADRO No. 24

ESTADO DE RESULTADOS Y FLUJO DE FONDOS + E. E. E. B.  
( MILLONES \$ )

CONCEPTO	1. 9 7 8	1. 9 7 9	1. 9 8 0	1. 9 8 1	1. 9 8 2	1. 9 8 3	1. 9 8 4	1. 9 8 5
1 - <u>INGRESOS</u>								
Ventas	2.613	3.450	4.554	6.011	7.934	10.474	13.825	18.249
Otros	668.	855	1.094	1.400	1.680	1.963	2.579	9.224
Total	3.281	4.305	5.648	7.411	9.614	12.437	16.404	21.473
2 - <u>EGRESOS</u>								
Gastos Operación	1.462	1.958	2.525	3.449	4.114	5.068	7.513	10.800
Depreciación	299	350	409	479	960	1.123	1.314	1.537
Otros	159	231	319	364	264	233	274	323
Servicio Deuda e Intereses	337	402	446	851	1.169	1.625	1.733	1.803
Total Egresos	2.257	2.941	3.699	5.143	6.507	8.049	10.834	14.463
3 - Ingresos Netos de Operación	1.024	1.364	1.949	2.268	3.107	4.388	5.570	7.010
4 - Total Generación Interna Neta	1.323	1.714	2.358	2.747	4.067	5.511	6.884	8.547
5 - Préstamos	1.917	2.975	4.665	3.782	2.186	1.713	2.258	2.934
Amortización Bonos ISA	11	12	13	31	39	50	69	113
6 - Total Recursos para Inversión	3.251	4.701	7.036	6.560	6.292	7.274	9.211	11.594
7 - Inversiones	3.126	4.495	7.041	7.008	4.126	3.978	5.580	6.846
8 - Aportes ISA	649	1.254	1.864	2.896	4.749	5.640	7.885	8.846
9 - Total Inversiones	3.775	5.749	8.905	9.904	8.875	9.618	13.465	15.692
10 - Déficit o Superávit (Año)	( 524 )	( 1.048 )	( 1.869 )	( 3.344 )	( 2.583 )	( 2.343 )	( 4.254 )	( 4.098 )
11 - Déficit o Superávit (Acumulado)	( 524 )	( 1.572 )	( 3.441 )	( 6.785 )	( 9.368 )	( 11.711 )	( 15.965 )	( 20.063 )

ESTADO DE RESULTADOS - FLUJO DE FONDOS - E. P. M.  
( MILLONES DE \$ )

CONCEPTO	1. 9 7 8	1. 9 7 9	1. 9 8 0	1. 9 8 1	1. 9 8 2	1. 9 8 3	1. 9 8 4	1. 9 8 5
<b>1. - INGRESOS</b>								
Ventas	2.269	2.995	3.953	5.218	6.888	9.092	12.002	15.843
Otros**	130	166	324	572	651	822	1.392	1.637
<b>Total</b>	<b>2.399</b>	<b>3.161</b>	<b>4.277</b>	<b>5.790</b>	<b>7.539</b>	<b>9.914</b>	<b>13.394</b>	<b>17.480</b>
<b>2. - EGRESOS</b>								
Operación	385	451	513	586	668	761	868	989
Depreciación	271	332	385	433	525	587	626	668
Otros*	103	317	319	211	328	2.207	1.611	3.638
Servicio de Deuda e Intereses	912	1.056	1.125	1.345	1.628	1.705	1.433	1.346
<b>Total Egresos</b>	<b>1.671</b>	<b>2.156</b>	<b>2.342</b>	<b>2.575</b>	<b>3.149</b>	<b>5.260</b>	<b>4.538</b>	<b>6.741</b>
<b>3. - Ingresos Netos de Operación</b>	<b>728</b>	<b>1.005</b>	<b>1.935</b>	<b>3.215</b>	<b>4.390</b>	<b>4.654</b>	<b>8.856</b>	<b>10.739</b>
<b>4. - Total Generación Interna Neta</b>	<b>999</b>	<b>1.337</b>	<b>2.320</b>	<b>3.700</b>	<b>4.915</b>	<b>5.241</b>	<b>9.482</b>	<b>11.507</b>
<b>5. - Préstamos</b>	<b>952</b>	<b>502</b>	<b>1.233</b>	<b>810</b>	<b>259</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>783</b>
Amortización Bonos ISA	2	2	2	2	9	19	40	58
<b>6. - Total Recursos Para Inversión</b>	<b>1.953</b>	<b>1.841</b>	<b>3.555</b>	<b>4.512</b>	<b>5.183</b>	<b>5.260</b>	<b>9.522</b>	<b>12.348</b>
<b>7. - Inversiones</b>	<b>1.840</b>	<b>1.377</b>	<b>2.199</b>	<b>1.589</b>	<b>1.219</b>	<b>921</b>	<b>1.004</b>	<b>2.241</b>
<b>8. - Aportes ISA</b>	<b>399</b>	<b>819</b>	<b>1.332</b>	<b>2.239</b>	<b>3.477</b>	<b>4.112</b>	<b>5.307</b>	<b>6.207</b>
<b>9. - Total Inversiones</b>	<b>2.239</b>	<b>2.196</b>	<b>3.531</b>	<b>3.828</b>	<b>4.696</b>	<b>5.033</b>	<b>6.311</b>	<b>8.448</b>
<b>10. - Déficit o Superávit ( Año )</b>	<b>( 286 )</b>	<b>( 355 )</b>	<b>( 24 )</b>	<b>684</b>	<b>487</b>	<b>227</b>	<b>3.211</b>	<b>3.900</b>
<b>11. - Déficit o Superávit (Acumulado)</b>	<b>( 286 )</b>	<b>( 641 )</b>	<b>( 665 )</b>	<b>19</b>	<b>506</b>	<b>733</b>	<b>3.944</b>	<b>7.844</b>

\* Incluye Aportes Municipios de Medellín, Compras en bloque etc.  
\*\* Incluye otros ingresos de operación y dividendos de acciones.

CUADRO No. 26

ESTADO DE RESULTADOS - FLUJO DE FONDOS - C. V. C. CHIDRAL  
( MILLONES DE \$ )

CONCEPTO	1. 9 7 8	1. 9 7 9	1. 9 8 0	1. 9 8 1	1. 9 8 2	1. 9 8 3	1. 9 8 4	1. 9 8 5
<b>1. - INGRESOS</b>								
Ventas*	1.494	1.972	2.603	3.436	4.536	5.988	7.904	10.433
Otros	25	31	171	386	352	395	906	1.008
<b>Total</b>	<b>1.519</b>	<b>2.003</b>	<b>3.774</b>	<b>3.822</b>	<b>4.888</b>	<b>6.383</b>	<b>8.810</b>	<b>11.441</b>
<b>2. - EGRESOS</b>								
Gastos Operación	530	627	721	856	1.003	1.382	1.592	1.959
Depreciación	154	156	158	159	161	419	422	424
Otros Egresos	27	92	140	248	80	209	408	1.058
Servicio Deuda e Intereses	518	612	622	503	363	938	988	1.041
<b>Total Egresos</b>	<b>1.229</b>	<b>1.487</b>	<b>1.641</b>	<b>1.766</b>	<b>1.607</b>	<b>2.948</b>	<b>3.410</b>	<b>4.482</b>
<b>3. - Ingresos Netos de Operación</b>	<b>290</b>	<b>516</b>	<b>2.133</b>	<b>2.056</b>	<b>3.281</b>	<b>3.435</b>	<b>5.400</b>	<b>6.959</b>
<b>4. - Total Generación Interna Neta</b>	<b>444</b>	<b>672</b>	<b>1.291</b>	<b>2.215</b>	<b>3.442</b>	<b>3.854</b>	<b>5.822</b>	<b>7.383</b>
<b>5. - Préstamos</b>	<b>1.127</b>	<b>1.673</b>	<b>1.606</b>	<b>1.654</b>	<b>633</b>	<b>394</b>	<b>410</b>	<b>431</b>
Amortización Bonos ISA	—	—	—	—	1	2	5	13
<b>6. - Total Recursos para Inversión</b>	<b>1.571</b>	<b>2.345</b>	<b>2.897</b>	<b>3.869</b>	<b>4.076</b>	<b>4.250</b>	<b>6.237</b>	<b>7.827</b>
<b>7. - Inversiones</b>	<b>1.675</b>	<b>2.175</b>	<b>2.551</b>	<b>2.402</b>	<b>562</b>	<b>70</b>	<b>78</b>	<b>87</b>
<b>8. - Aportes ISA</b>	<b>240</b>	<b>494</b>	<b>841</b>	<b>1.478</b>	<b>2.423</b>	<b>2.963</b>	<b>4.062</b>	<b>4.805</b>
<b>9. - Total Inversiones</b>	<b>1.915</b>	<b>2.669</b>	<b>3.392</b>	<b>3.880</b>	<b>2.985</b>	<b>3.033</b>	<b>4.140</b>	<b>4.892</b>
<b>10. - Déficit o Superávit ( Año )</b>	<b>( 344 )</b>	<b>( 324 )</b>	<b>( 495 )</b>	<b>( 11 )</b>	<b>1.091</b>	<b>1.217</b>	<b>2.097</b>	<b>2.935</b>
<b>11. - Déficit o Superávit (Acumulado)</b>	<b>( 344 )</b>	<b>( 668 )</b>	<b>( 1.163 )</b>	<b>( 1.174 )</b>	<b>( 83 )</b>	<b>1.134</b>	<b>3.231</b>	<b>6.166</b>

\* Aumento Anual de Tarifas 20 %

CUADRO No. 27

ESTADO DE RESULTADOS Y FLUJO DE FONDOS - CORELCA

( MILLONES \$ )

CONCEPTO	1. 9 7 8	1. 9 7 9	1. 9 8 0	1. 9 8 1	1. 9 8 2	1. 9 8 3	1. 9 8 4	1. 9 8 5
<b>1 - INGRESOS</b>								
Ventas	786	1.037	1.369	1.807	2.386	3.149	4.157	5.488
Otros	180	250	313	442	620	859	1.147	1.536
Total	966	1.287	1.682	2.249	3.006	4.008	5.304	7.024
<b>2 - EGRESOS</b>								
Gastos de Operación	226	285	386	454	568	780	975	1.219
Depreciación	131	165	190	316	378	454	639	696
Otros Egresos	270	365	518	746	1.269	1.627	2.789	4.714
Servicio Deuda e Intereses	584	725	780	1.030	1.431	1.584	1.709	1.296
Total Egresos	1.211	1.540	1.874	2.546	3.646	4.445	6.112	7.925
3 - Ingresos Netos de Operación	( 245 )	( 253 )	( 192 )	( 297 )	( 640 )	( 437 )	( 808 )	( 901 )
4 - Total Generación I.N.T. Neta	( 114 )	( 88 )	( 2 )	10	( 262 )	17	( 169 )	( 205 )
5 - Préstamos	1.641	1.232	2.843	1.991	1.781	800	1.500	1.340
Amortización Bonos ISA	6	16	36	70	119	185	239	311
6 - Total Recursos para Inversión	1.533	1.160	2.877	2.071	1.638	1.002	1.570	1.446
7 - Inversiones	2.048	1.928	3.719	2.773	2.192	483	—	—
8 - Aportes ISA	224	431	699	1.442	2.398	2.846	4.157	5.183
9 - Total Inversiones	2.272	2.359	4.418	4.215	4.590	3.329	4.157	5.183
10 - Déficit o Superávit ( Año )	( 739 )	( 1.199 )	( 1.541 )	( 2.144 )	( 2.952 )	( 2.327 )	( 2.587 )	( 3.737 )
11 - Déficit o Superávit ( Acumulado )	( 739 )	( 460 )	( 2.001 )	( 4.145 )	( 7.097 )	( 9.424 )	( 12.011 )	( 15.748 )

CUADRO No. 28  
ESTADO DE RESULTADOS - FLUJO DE FONDOS - ISA  
( MILLONES DE \$ )

CONCEPTO	1. 9 7 8	1. 9 7 9	1. 9 8 0	1. 9 8 1	1. 9 8 2	1. 9 8 3	1. 9 8 4	1. 9 8 5
1 - Ingresos	1.724	2.781	3.682	4.778	5.669	8.674	12.706	23.571
2 - Egresos	371	401	441	1.210	1.944	2.090	2.960	4.288
Egresos Netos	1.353	2.380	3.241	3.588	3.725	6.584	9.746	19.283
Servicio de Deuda***	1.811	2.367	3.830	6.653	9.417	13.975	21.582	30.239
3 - Superávit o Déficit Corriente	( 458 )	13	( 589 )	( 3.065 )	( 5.692 )	( 7.391 )	( 11.837 )	( 10.956 )
4 - Inversiones*	5.363	10.931	15.107	19.567	35.414	47.754	59.110	72.750
5 - Superávit o Déficit Después de Inversiones	( 5.821 )	( 10.918 )	( 15.693 )	( 22.627 )	( 41.040 )	( 55.145 )	( 70.946 )	( 83.706 )
6 - Créditos**	4.104	8.190	11.106	12.607	23.203	33.786	39.831	50.477
Bonos y Acciones	1.876	3.844	6.255	11.220	18.215	22.089	30.714	35.799
7 - Superávit o Déficit (Año)	159	1.116	1.668	1.200	312	730	( 401 )	2.570

\* Incluye Urrá, Cerrejón II y Transmisión Cerrejón - Valledupar, Urrá II - Cerromatoso, Urrá II - Urrá I Betanía - Cali, Chivor - Torca, cuyos gastos de inversión no habían sido considerados en el presupuesto de los proyectos.

\*\* Incluye créditos externos por los proyectos Urrá, Cerrejón II y líneas de interconexión

\*\*\* Incluye servicio de deuda por créditos de Urrá, Cerrejón II e Interconexión



La manera natural de proporcionar recursos que cumplan con las exigencias de orden financiero que precisa el desarrollo del sector eléctrico sería a través de incrementos tarifarios acordes con las condiciones socioeconómicas y empresariales de cada región.

En este orden de ideas la política tarifaria que se adopte deberá ante todo perseguir la eficiencia administrativa y operativa de las empresas, a fin de reducir al mínimo los costos de operación y mantenimiento de cada uno de los sistemas.

Dado que existe una correlación entre el nivel de consumo de energía y la capacidad de pago del suscriptor, se deberá buscar la estructuración de tarifas diferenciales para los consumos elevados, especialmente en el sector residencial, a fin de que a través de este mecanismo se establezca un efecto redistributivo en los costos de suministro de electricidad.

De otra parte, se deberá evitar que los sectores comercial hotelero y oficial, mantengan tarifas por debajo de la considerada como rentable con el propósito de evitar en lo posible el establecimiento indirecto de subsidios para los usuarios de estos sectores.

Finalmente, para evitar que las tarifas de electricidad tengan incrementos desproporcionados los cuales serían necesarios para asegurar el financiamiento de la mayoría de las obras del sector, el Gobierno Nacional ha propuesto un mecanismo de financiamiento que proporcione parte de los recursos necesarios y que al mismo tiempo sirva de instrumento de control para evitar consumos suntuarios de electricidad. Dicho mecanismo se denomina Fondo Eléctrico Nacional cuyas características primordiales se explican a continuación.

Hasta la fecha no se dispone de un instrumento a nivel institucional que permita superar las dificultades de orden financiero por las cuales atraviesa el sector eléctrico. El Gobierno, convencido de la necesidad de buscar soluciones a este problema, ha presentado a consideración del poder legislativo un proyecto de Ley conocido como "FONDO ELECTRICO NACIONAL" cuyo objetivo fundamental es el de arbitrar recursos a través de un gravamen a consumos superiores a los 300 KWH/Mes, dentro de los cuales se encuentran ubicados cerca del 50% de los suscriptores en el país. Además de proporcionar recursos para el financiamiento de obras de generación, facilitaría medios económicos para adelantar programas de electrificación rural, los cuales por las características geográficas y técnicas tienen un alto costo de inversión. En esta forma el Fondo cumpliría una función descentralista y redistributiva, toda vez que los mayores consumos de las principales ciudades subsidiarían a través de este medio obras eléctricas en el área rural.

Estimativos preliminares sobre los recaudos del Fondo más sus rendimientos indican que para el período 1.978 - 1.985 alcanzarían las cifras de \$ 77.400 millones de pesos, de los cuales cerca de \$ 20.000 millones se destinarían para programas de electrificación rural. No sobra indicar que en caso de no aprobarse tal mecanismo el país deberá de todas maneras contar con cualquier otra alternativa que esté encaminada a superar la deficiencia financiera del sector, que de no resolverse traería graves consecuencias.

## CONCLUSIONES

Los aspectos más importantes tratados en los puntos anteriores sobre la situación y perspectivas del sector eléctrico dejan entrever que el desarrollo experimentado por esta actividad ha sido significativo y ha procurado estar acorde con el crecimiento del país. A pesar de las obras e inversiones hasta la fecha realizadas, será necesario ejecutar en la próxima década programas de expansión de tal magnitud que cubran la alta tasa de crecimiento de la demanda, la cual es superior a los estimativos de incremento económico.

En este orden de ideas, se presentan a continuación las principales acciones que deberán desarrollarse para el cumplimiento de tal objetivo:

- Incrementar los estudios de investigación del potencial hidroeléctrico hasta un grado que permita la determinación óptima de su aprovechamiento.
- Establecer un número de proyectos alternativos con viabilidad técnica y económica que sirvan de medio para definir un programa de prioridades e inversiones.
- Adelantar el plan de construcción de microcentrales, previos estudios comparativos con la interconexión a sistemas eléctricos regionales.
- Orientar la generación eléctrica del sistema nacional hacia la utilización y aprovechamiento en mayor proporción de los recursos hidráulicos y carboníferos a fin de evitar la dependencia de los derivados del petróleo;
- Los proyectos de generación de energía tanto hidráulicos como térmicos, a gas y carbón, y los programas de emergencia aprobados, deberán construirse dentro de los plazos previstos con el fin de proporcionar el suministro normal y dar el margen de seguridad necesario para atender los picos de la demanda en los años considerados como críticos.
- A fin de evitar la disminución de la capacidad de embalse por fenómenos distintos a los climatológicos, se deberá establecer una política de reforestación y protección de áreas vecinas a las presas y de sus correspondientes cuencas hidrográficas.
- Aparte de financiar con recursos presupuestales obras de interés nacional como es la línea de interconexión del centro y la parte norte del país, el Gobierno deberá orientar prioritariamente tales recursos para obras de infraestructura eléctrica en áreas marginales en las cuales no se dispone de los medios financieros suficientes.
- Ante la magnitud de inversiones que el sector tendrá que realizar en la próxima década, se deberá estudiar un esquema tarifario que proporcione los recursos financieros necesarios y que esté acorde con las condiciones socioeconómicas y de tipo empresarial de cada una de las regiones.
- Para evitar que el sistema tarifario, tenga un incremento desproporcionado, el cual sería necesario para asegurar el financiamiento de la mayoría de las

obras del sector, será preciso contar con alternativas diferentes de financiamiento; una de estas podría ser el Fondo Eléctrico Nacional, propuesto por el Gobierno a la presente legislatura.

Finalmente es preciso señalar que el precio de la energía eléctrica es factor importante para estimular o desalentar su consumo excesivo y que en consecuencia un sistema tarifario que no refleje el costo real de este servicio fomentará la expansión de la demanda con la secuela de problemas de orden financiero, como son los que aboca el sector en los actuales momentos.

## TERCERA PARTE

### EL SECTOR DEL CARBON

## INTRODUCCION

Para la planeación energética del país el carbón juega un papel fundamental, partiendo del reconocimiento de las amplias reservas que le señalan los cálculos existentes. Su consideración como recurso energético es importante en dos sentidos. Como sustituto de los combustibles más escasos y caros y como productos de exportación, fuente de divisas que garanticen el futuro desarrollo energético del país.

En este informe se propone una política que enfrente los escollos existentes para el despegue de la industria del carbón, haciendo posible la modernización del sector tradicional, agilizando la tramitación de aportes y concesiones y dando paso a nuevos proyectos en las áreas de reserva especial, mediante contratos del estado con los particulares con participación oficial o sin ella.

Se propone además el fomento del consumo interno para aquellos usos energéticos compatibles con la conservación del ambiente. Con tal fin se deben apoyar los planes de sustitución en algunas industrias de otros combustibles por carbón, y se propone ampliar la generación de energía eléctrica mediante termoeléctricas que lo consuman. En particular, se coordinará la localización de plantas térmicas con las reservas de carbón, para localizar estas últimas cerca a yacimientos cuyo producto no sea de fácil exportación.

Así mismo, para incrementar las posibilidades competitivas de los carbones colombianos en los mercados internacionales -hoy ampliadas por la crisis energética mundial-, se están analizando las obras de infraestructura necesarias para agilizar su transporte del interior a la costa y se están estudiando los problemas portuarios.

Pasaremos ahora a describir la situación en que se encuentran en el país las distintas fases de la exploración y explotación del carbón, señalando los problemas y planteando las posibles alternativas de desarrollo.

## CAPITULO XI

### NIVEL DE CONOCIMIENTO EXPLORATORIO DE LAS CUENCAS

El conocimiento de la existencia de reservas de carbón en el país data de siglos atrás. Se ha explotado en la Cordillera Oriental desde la época precolombina, y ya en el siglo pasado se mencionaban los grandes yacimientos de la Costa Atlántica. El Servicio Geológico Nacional hizo sus primeras incursiones en la investigación geológica del país estudiando las áreas carboníferas en las primeras décadas del presente siglo y muchas misiones extranjeras han elaborado estudios preliminares sobre las diferentes cuencas.

Todas las investigaciones incluyen confirmando la existencia de amplias reservas de carbón en el territorio nacional, pero lejos estamos de una cuantificación siquiera aproximada de ellas. Los cálculos de las reservas posibles van de 3.500 a 67.000 o más millones de toneladas, según los parámetros utilizados por cada investigador. Pocos son los estudios exploratorios que hayan superado la fase preliminar y esto hace que la evaluación existente referente a reservas o calidades no sean suficientemente confiables.

Pero el grado de conocimiento no es el mismo para todas las zonas. Sobre algunas se tienen datos más precisos, bien sea por una mayor exploración o porque el desarrollo de la explotación ha facilitado el conocimiento del yacimiento. Para saber hasta que punto se conocen las reservas de carbón en el país debemos discutir las diferentes fases exploratorias. En el mapa sobre exploración de las cuencas se hace referencia a ellas.

1. **Fase de conocimiento inicial o pre-exploratoria.** Esta fase constituye el nivel más general de conocimiento, obtenido mediante referencias emitidas por gentes conocedoras de la región, que por datos de localización y descripción guían al geólogo a los afloramientos. También las referencias aportadas por técnicos pero que por alguna razón no están escritas. Más útiles son las referencias escritas sobre afloramiento con localización geográfica pero sin mapa geológico. Se avanza aún más en el proceso al tener informes preliminares con localización en puntos de afloramiento y mapas geológicos de escalas pequeñas: 1:50.000 a 1:500.000. Esta información se puede considerar en el límite entre pre-exploratoria y exploratoria, puesto que es útil para definir áreas de trabajos específicos.

Como se puede apreciar en el mapa, amplias áreas solo llegan a este primer nivel de exploración lo que significa que sobre esas áreas no puede hacerse ninguna evaluación precisa de calidades, reservas, o posible explotación económica.

2. **Fase exploratoria preliminar.** Incluye informes preliminares con localización de áreas, afloramientos y muestreo en mapas geológicos, a escalas 1:50.000 ó 1:25.000. Esta información se puede considerar de prospección y por lo general se obtiene sobre áreas grandes (300 a 600 km<sup>2</sup>). Da una idea inicial sobre las relaciones geológicas, pudiéndose obtener una delimitación aproximada del yacimiento.

## CAPITULO XI

### NIVEL DE CONOCIMIENTO EXPLORATORIO DE LAS CUENCAS

El conocimiento de la existencia de reservas de carbón en el país data de siglos atrás. Se ha explotado en la Cordillera Oriental desde la época precolombina, y ya en el siglo pasado se mencionaban los grandes yacimientos de la Costa Atlántica. El Servicio Geológico Nacional hizo sus primeras incursiones en la investigación geológica del país estudiando las áreas carboníferas en las primeras décadas del presente siglo y muchas misiones extranjeras han elaborado estudios preliminares sobre las diferentes cuencas.

Todas las investigaciones incluyen confirmando la existencia de amplias reservas de carbón en el territorio nacional, pero lejos estamos de una cuantificación siquiera aproximada de ellas. Los cálculos de las reservas posibles van de 3.500 a 67.000 o más millones de toneladas, según los parámetros utilizados por cada investigador. Pocos son los estudios exploratorios que hayan superado la fase preliminar y esto hace que la evaluación existente referente a reservas o calidades no sean suficientemente confiables.

Pero el grado de conocimiento no es el mismo para todas las zonas. Sobre algunas se tienen datos más precisos, bien sea por una mayor exploración o porque el desarrollo de la explotación ha facilitado el conocimiento del yacimiento. Para saber hasta que punto se conocen las reservas de carbón en el país debemos discutir las diferentes fases exploratorias. En el mapa sobre exploración de las cuencas se hace referencia a ellas.

1. **Fase de conocimiento inicial o pre-exploratoria.** Esta fase constituye el nivel más general de conocimiento, obtenido mediante referencias emitidas por gentes conocedoras de la región, que por datos de localización y descripción guían al geólogo a los afloramientos. También las referencias aportadas por técnicos pero que por alguna razón no están escritas. Más útiles son las referencias escritas sobre afloramiento con localización geográfica pero sin mapa geológico. Se avanza aún más en el proceso al tener informes preliminares con localización en puntos de afloramiento y mapas geológicos de escalas pequeñas: 1:50.000 a 1:500.000. Esta información se puede considerar en el límite entre pre-exploratoria y exploratoria, puesto que es útil para definir áreas de trabajos específicos.

Como se puede apreciar en el mapa, amplias áreas solo llegan a este primer nivel de exploración lo que significa que sobre esas áreas no puede hacerse ninguna evaluación precisa de calidades, reservas, o posible explotación económica.

2. **Fase exploratoria preliminar.** Incluye informes preliminares con localización de áreas, afloramientos y muestreo en mapas geológicos, a escalas 1:50.000 ó 1:25.000. Esta información se puede considerar de prospección y por lo general se obtiene sobre áreas grandes (300 a 600 km<sup>2</sup>). Da una idea inicial sobre las relaciones geológicas, pudiéndose obtener una delimitación aproximada del yacimiento.

Las evaluaciones sobre las reservas del mineral basadas en este tipo de conocimiento se denominan Recursos Hipotéticos, y la evaluación de calidades se hace con base en muestreos poco metódicos.

En Norte de Santander el área del Catatumbo, se encuentra en este nivel exploratorio.

Una fase más avanzada la constituyen informes geológicos mineros con cálculos de recursos y trabajos de medición como trincheras, destapes y columnas, detallados en mapas geológicos de escalas 1:25.000 ó 1:10.000. Mediante esta clase de trabajos es posible considerar ciertos cálculos de volumen de carbón denominados recursos inferidos, o aún reservas inferidas con los datos sobre espesores de los mantos, profundidad y calidades. El área de San Luis (San Vicente) ha llegado a este nivel de conocimiento.

3. **Conocimiento exploratorio basado en el desarrollo minero.** Por lo general la minería (mediana y grande) requiere de algunos informes de prefactibilidad para el desarrollo de los trabajos. Estos estudios se limitan a un área muy precisa, con subdivisión de sectores, cálculos de reservas, análisis de la calidad de los carbones, informes geológicos mineros, y mapas geológicos de escala 1:10.000 ó 1:5.000.

En este tipo de estudio las reservas son "indicadas", se muestra una delimitación exacta del yacimiento y una determinación de la clase de carbón metódica y representativa. Las áreas de exploración más desarrolladas pueden considerarse en este nivel. Ej: Checua-Lenguazaque.

4. **Exploración propiamente dicha.** Estos estudios también se realizan sobre áreas bien delimitadas (máximo 100 km<sup>2</sup>) y están dirigidos a dar paso a la fase de explotación. Contienen informes de prelaboreo con datos completos de los mantos, reservas y calidades en las cuales se han hecho un control de ingeniería por medio de destapes, minas y perforaciones. Incluyen sugerencias de explotación y mapas geológicos detallados en escalas 1:5.000 ó 1:2.000. Se hacen cálculos de reservas probadas. Los trabajos en parte de El Cerrejón se encuentran en esta etapa.

Teniendo en cuenta esta caracterización y el nivel en que se encuentra cada una de las áreas carboníferas del país, es posible una evaluación del amplio campo de trabajo que está por delante antes de llegar a una verdadera evaluación del potencial carbonífero colombiano. La tabla 1, con muy pocas cifras en la columna de reservas probadas resume la situación.

## CAPITULO XII

### SITUACION JURIDICA DE LOS YACIMIENTOS DE CARBON

No es el propósito de este recuento dar una noción completa de lo que son y han sido las normas legales que configuran el derecho minero, sino el análisis de lo que representan para el desarrollo de la minería de carbón.

Este mineral como todo el subsuelo colombiano ha sido históricamente propiedad de la nación, tradición que fue interrumpida en el lapso 1858-1873 mediante la transferencia de estos derechos a los estados soberanos en la época de la Confederación Granadina. Esto explica la existencia de las propiedades privadas sobre algunos yacimientos, ya que los estados durante el lapso en cuestión no tuvieron criterios uniformes y algunos dieron la propiedad del subsuelo a los dueños del suelo.

Ha sido costumbre del Estado Colombiano otorgar sus derechos sobre el subsuelo a los particulares con el fin de que estos exploten las riquezas minerales para su beneficio y el de todo el país. Con este fin se han establecido diferentes modalidades. Pero no siempre se ha logrado el desarrollo minero mediante la concesión de tales derechos a particulares, y más de una vez se han convertido en freno al desarrollo de las áreas otorgadas, bien porque el beneficio no tenga la capacidad para explotarla o porque pretenda congelar las áreas con el fin de valorizar sus derechos.

Existen en la actualidad, para el carbón, situaciones jurídicas perfeccionadas de acuerdo con diferentes legislaciones. Hay concesiones otorgadas según lo establecido en el Decreto 805 de 1944, régimen que determinaba la concesión de un área por dos años para la exploración, uno de montaje y 30 de explotación; con extensión de máximo 5.000 hectáreas; y con la única obligación por parte del beneficiario de pasar informes periódicos al Ministerio.

Las otras situaciones han sido establecidas de acuerdo al régimen que definen las leyes 60 de 1967, 20 de 1969, Decreto Reglamentario 1275 de 1970 y Decreto 2181 de 1972. Mediante dicho régimen se otorgan licencias de exploración por dos años a quienes pretendan obtener una concesión. Terminado este período y previo el informe al Ministerio se concede el área para explotación por 30 años. La máxima extensión para las licencias es de 1.000 hectáreas y pueden obtenerse hasta cinco licencias antes de comprobar capacidad económica para su explotación. También existe la modalidad de los permisos para exploración y explotación del área, que pueden tener una extensión máxima de 250 hectáreas, no tiene limitación de número si las áreas son discontinuas y se tiene capacidad técnica para explotarlas. El contrato se otorga por cinco años prorrogables y por otros cinco. Además se estipulan los aportes que se otorgan a entidades estatales o mixtas, por toda la vida del yacimiento y por la extensión que se considere conveniente con el fin de que dichas empresas directamente o asociadas con particulares lo exploten.

El Decreto 2533 de 1973 considerando que "es indispensable adoptar una política coordinada para la exploración técnica y el aprovechamiento racional de los recursos energéticos con cuenta el país" estableció como zonas de reserva especial los yacimientos de carbón de la mayor parte de las áreas carboníferas del país. O sea que a partir de la expedición de este Decreto, sobre tales áreas, los particulares no pueden elevar solicitudes al Ministerio. Sólo se puede tramitar aportes a compañías estatales.

Tenemos entonces que mediante los sistemas jurídicos mencionados se han otorgado áreas por extensiones que pueden verse en el cuadro sobre "licencias y permisos de carbón vigentes, septiembre 30 de 1977". (Tabla No. 2).

Dentro de la política que se está ejecutando y con el fin de superar el problema que representa para el desarrollo de la minería del carbón la multitud de situaciones jurídicas constituídas y que no siempre coinciden con una real explotación del mineral, se estableció una política concreta para las áreas de reserva. El Gobierno conserva los yacimientos grandes que considera deben ser explotados por Carbocol en asocio de particulares debido a la gran cuantía de inversión que requiere su desarrollo. Proyectos como Cerrejón o San Luis se están llevando a cabo mediante este sistema. Las demás áreas aún libres se irán aportando a Carbocol en la medida en la cual resulten particulares interesados. Carbocol a la vez los negociará mediante un tipo de contrato de operación ya definido por la Junta de Carbocol. En tal contrato la responsabilidad será del particular, siempre y cuando Carbocol apruebe el plan de minería. El particular pagará una participación basada en la producción.

Esta política supera en lo fundamental los problemas de los largos trámites de las concesiones ante el Ministerio, y además hace posible una orientación racional de la explotación de carbón, lo que repercutirá en bien de la política energética del país.

TABLA No. 1  
RESUMEN DE LAS CUENCAS CARBONIFERAS

No. Orden	LOCALIZACION			ANÁLISIS										RESERVAS				GEOLOGIA		
	CUENCAS - PAJAS	DEPARTAMENTO	VÍAS DE ACCESO	CUADRANGULO	NUMERO DE ANALISIS	HUMEDAD	CENIZAS	M. V.	C. F.	AZUFRE	Índice Carb. Co. 1000	CLASIFICACION	AREA KM <sup>2</sup>	NUMERO DE MANTOS	RANGO DE ESPESOR M	PROBADAS	PROBABLES		POSIBLES	DENSIDAD DE INFORMACION
1	Cerrejón	Guajira	Carretera	B-13, C-13	203	2.7	1.6	34.39	65.60	0.35.1	7.0-8.0	Bituminoso	80	+ 20	0.60 - 9.80	350'000.000	18'000.000		b-d-f, g-j	
2	La Jaga de Ibrico	Cesar	Carretera	E-12	29	2.1 - 10.6	1.4-17	18.5-39.8	31.58	0.2 - 4.0	4.0-7.4	Bituminoso	128	+ 1	0.50 - 5.60			b-d-e		
3	San Jacinto	Boyacá	Carretera	D-8, E-8															f-m	
4	Ciénaga de Oro	Córdoba	Carretera	F-6, G-8	10	8.0 - 11.9	1.8-13.8	38.6-46.3	38.6-44.2	4.4-8.3	5.0-5.9	Sub-bituminoso			1.00 - 1.60				i-j	
5	Urabá	Antioquia	Carretera	G-8	1	0.9	10	42.5	46.6	3.96	7.1	Bituminoso			0.15 - 0.60					
6	San Jorge	Córdoba	Río	G-8																
7	Turris - Río Man	Antioquia	Carretera - río	G-8, H-8	23	17.20	4.13	31.40			5.1-5.8	Sub-bituminoso			0.20 - 0.90					
8	Sur - Caerri	Antioquia	Carretera - río	G-8, H-8	13	13-19	3.17	32.40	34.43		5.0-5.8	Sub-bituminoso			0.70 - 1.30					
9	Amagá - Sopetrán	Antioquia	Carretera - río	J-7, L-8, J-8	20	3.7-11.4	1.2-6.2	29.7-47.9	41.9-59.2	0.4-1.2	5.1-6.3	Sub-bituminoso	600	1	1.0				b-i	
10	Rionegro	Caldas y	Carretera	J-7, K-7		2-4	1.8-4.3	30.1-42.2	36.59		4.5-7.0	Sub-bituminoso	380	8-9	0.60 - 2.20	9'000.000	14'000.000		b-d-i	
11	Thadó	Quinchía	Carretera	K-6	16	1.3-6.9	8.2-15	20.6-35.7	47.64.3		5.5-7.0	Bituminoso	42	7	0.70 - 2.60	1'000.000			g-i	
12	Katumbó	Chocó	Carretera	K-6		0.03-2.8	2.4-11.3	41.6-47.7	45.3-51.5	3.3-5	7.8	Bituminoso			Grandes					
13	Julia	N. de Santander	Carretera	E-13, F-13, G-13																
14	Pamplona - Doña Juana	N. de Santander	Carretera	F-13, G-13																
15	Toledo	N. de Santander	Carretera	G-13, H-13		0.5-1.0	1.7-10	30.13	40-57	0.3-6.0	7.2-8.5	Bituminoso	1.800	9	Hasta 2.50		1.800'000.000		a-d, g	
16	Mitica	N. de Santander	Carretera	H-13		0.5-1.2	1.2-3.7	31.3-47.2	48-68	0.6-2.9	7.8-8.4	Bituminoso	135	3	0.80 - 2.20				a-d, g	
17	Fáramo del Almorzadero	Santander	Carretera	H-13, I-13		1.8	2	5.7	92.5	0.6	5.5-6.5	Sub-bituminoso	50	11	0.10 - 1.40				a-b	
18	Miranda - Molagavita	Santander	Carretera - ferrocarril	I-13		0.8	8.0	31.5	60	0.65	8.2	Semiantracético								
19	San Vicente - Lebrija	Santander	Carretera - ferrocarril	H-12	31	0.1-1.7	4.1-5.8	14.9-34.3	34.4-72.1	0.6-5.5	7.8	Sub-bituminoso-bituminoso	700	2	0.70 - 0.80				b	
20	Landuzzi	Santander	Carretera - ferrocarril	I-11, J-11	12	0.8-2	2-12	4.18	76-90	0.6-1.2	4.4-8.2	Bituminoso	14	16	0.70 - 4.00		7'300.000		b-m	
21	Chicmocha - Jericó	Boyacá	Carretera - ferrocarril	J-13, J-13																
22	Tunja - Duitama	Boyacá	Carretera - ferrocarril	J-13, J-13																
23	a) Guachetá-Sumacá b) Copuá-Guachetá	C/maera, Boyacá	Carretera - ferrocarril	J-12		2.2-2.6	1.5-8	36.15	44-57	0.8-1.3	7.4-8.0	Semiantracético	500	6	0.30 - 1.10	260.000	340.200		a-b, d-g	
24	Suera - Laguna de Tota	Cund.-Boyacá	Carretera - ferrocarril	J-11, K-11																
25	La Balsa - Chocotá	Cund.-Boyacá	Carretera	J-12, J-13, K-11, K-12	138	0.1-6.4	2.4-32.8	20.38.4	45.7-75.6	0.3-3.0	5.4-8.5	Bituminoso	660	2-9	0.70 - 3.40	15'000.000	10'000.000		m	
26	Flo Frio	Cundinamarca	Carretera - ferrocarril	K-11	1	5.27	6.63	38.59		1.10	5.9	Bituminoso	700	6-10	1.50 - 1.50 - prom.	105'000.000	45'000.000		b-e-h-i, k-m	
27	Nubenzá - Dindal	Cundinamarca	Carretera	K-11		2.1-4.8	3-7.1	33.40	43-55	0.5-1.8	6.8-7.5	Sub-bituminoso - bituminoso	600	5	Hasta 1.80				b-m	
28	Fuquaque - La Pradera	Cundinamarca	Carretera - ferrocarril	J-10, K-9, K-10, L-9		6.7	4.3-6	21.6-22.2	71.74.6	0.4-2.4	7.3-7.8	Bituminoso	800	7-9	Hasta 1.80		2'000'000.000		a-b	
29	Fuquaque - El Salto	Cundinamarca	Carretera - ferrocarril	K-10		1.73	1.7-7.3	21.44.8	52.3-75.5	0.7	5.6-8.2	Sub-bituminoso	900	6	0.70 - 1.30				a-b-k	
30	Guatiquía	Meta	Carreteras	K-10, L-10		1.3-1.6	6-7.3	31.34.6	60-62	0.6-0.9	7.7-7.9	Bituminoso	150	Hasta 3	Hasta 1.00				a-c-k	
31	Territorio Vaquez	Boyacá	Carreteras	L-11, L-12		1.6-2.6	5.5-6	37.38	52.3-53.4	0.5-0.7	7.0-7.3	Bituminoso	240	2	0.60 - 0.65	17'000.000	5'000.000		a-m	
32	Yumbo - Suarez	Valle, Cauca	Carretera - ferrocarril	J-10																
33	Suárez - Dinde	Cauca	Carretera - ferrocarril	M-6, N-6	29		12.2-53.1	22.6-38		1.2-4.8		Sub-bituminoso-bituminoso	226	4	1.00 - 1.40		25'078.000	17'068.000		a-m
34	Mercaderes	Cauca	Carretera	O-4								Lignitos	315	9	Hasta 1.50		315.426.200	6.420'245.000		b-c-d-e-f

NOTA: Las reservas y su clasificación están siendo objeto de revisión dentro de los estudios actuales. Las cifras que aparecen son las citadas por los diversos autores sin modificar sus valores.

Densidad de información geológica:  
a) Mapas a escala 1:200.000  
b) Mapas a escala 1:100.000  
c) Mapas a escala 1:50.000  
d) Mapas a escala 1:25.000  
e) Mapas a escala 1:10.000  
f) Mapas a escala 1:5.000 o mayor  
g) Mapas fotogeológicos  
h) Cortes geológicos  
i) Trincheras y columnas estratigráficas  
j) Perforaciones  
k) Mapas de ubicación  
l) Ninguna, poca o en elaboración  
m) EN ESTUDIO

TABLA 2

LICENCIAS Y PERMISOS DE CARBON VIGENTES HASTA SEPTIEMBRE 30 DE 1977

Departamento	Licencias		Permisos		Total	Area	R.P.Privada	Apte.
	Trámite	Entrega	Trámite	Entrega				
Antioquia	64	1	17	—	82	70.001	24	—
Atlántico	5	—	—	—	5	5.000	—	—
Bolívar	21	3	1	—	25	24.084	—	—
Boyacá	24	10	7	1	42	41.085	2	—
Caldas	2	—	—	—	2	1.956	—	1
Cauca	11	3	6	—	20	13.502	—	1
Cesar	68	—	—	—	68	75.942	—	1
Córdoba	30	7	—	—	37	37.402	—	1
Cundinamarca	75	24	100	17	216	114.032	2	3
Chocó	61	—	—	—	61	58.629	1	—
Guajira	—	2	—	—	2	10.000	—	1
Huila	—	1	1	—	2	1.250	—	—
Magdalena	6	—	—	—	6	14.830	—	—
Meta	3	—	—	—	3	6.744	—	—
N. de Santander	61	7	33	2	103	136.653	—	1
Risaralda	—	—	2	—	2	500	1	2
Santander	15	23	2	1	41	127.920	1	—
Sucre	—	1	—	—	1	3.600	—	—
Tolima	1	—	—	—	1	990	—	—
Valle	9	2	17	3	31	9.502	—	—
	456	84	186	24	750	753.622	34	9

NOTA: Esta área incluye la de los Contratos perfeccionados.

CAPITULO XIII

PRODUCCION ACTUAL DE CARBON

Los usos de carbón en el país han determinado la evolución de la minería. Según tales usos se han establecido mercados regionales del mineral, aislados entre sí, y con precios independientes, a tal punto que sólo en épocas recientes de déficits, unos mercados han sido abastecidos por la producción de otros. Esto ha determinado desarrollos muy diferentes para cada una de las áreas carboníferas, pero en general la insuficiencia y discontinuidad de la demanda ha generado una minería antitécnica e insuficiente, con una capacidad muy limitada para la ampliación de la producción y con graves problemas de seguridad. Solo unas cuantas minas pueden excluirse de esta caracterización. La máxima producción nacional alcanzada ha sido del orden de 4.000.000 de toneladas por año. (Ver tabla 3).

TABLA No. 3.

Año	Tons.
1955	1.850.000
1956	2.000.000
1957	2.000.000
1958	2.440.000
1959	2.500.000
1960	2.600.000
1961	2.280.000
1962	2.280.000
1963	2.400.000
1964	2.160.000
1965	2.230.000
1966	2.230.000
1967	2.230.000
1968	2.230.000
1969	2.500.000
1970	2.500.000
1971	2.800.000
1972	2.900.000
1973	3.360.000
1974	3.600.000
1975	3.800.000
1976	4.000.000

Hay cuencas que se han venido explotando desde la época precolombina para suplir la demanda de la orfebrería y el consumo doméstico. En las primeras décadas del siglo pasado las incipientes industrias establecidas, especialmente las ferreñas, generaron una demanda industrial y a finales del siglo los ferrocarriles constituyeron nuevo estímulo a la producción del mineral. Así se fueron estableciendo pequeñas explotaciones en los yacimientos del interior del país.



Con el siglo XX se inicia una época difícil para el carbón en todo el mundo por el desarrollo del petróleo como combustible, con sus cualidades de limpieza y eficiencia. El carbón fué desplazado de muchos usos energéticos. La industrialización del país se da durante este época y la industria colombiana se estableció basándose en el petróleo como combustible. No obstante algunas industrias lo han utilizado y esta demanda ha incentivado desarrollos mineros localizados en las áreas cercanas a los centros industriales (Bogotá, Medellín, Cali, Paz de Río).

#### El tamaño de las Minas.

Los incrementos de la demanda por carbón no llegaron al nivel suficiente para incentivar el desenvolvimiento de una minería a gran escala y tecnificada. La pequeña minería ha competido ventajosamente, puesto que sus bajos costos de explotación han determinado bajos precios para el mineral en el mercado, a tal punto que no resultaba rentable la inversión en minería tecnificada.

Consecuencia de esto son las grandes zonas de lo que se podría llamar "minifundio minero", con el consecuente desperdicio de los yacimientos, ya que la recuperación y la eficiencia en este tipo de explotaciones es mínima. El porcentaje de minas que en el país producen menos de 500 toneladas/ mes da cuenta de esta situación y puede verse en la figura 1, que además, muestra su participación en la producción. El 86% de las minas producen menos de 500 toneladas/ mes y contribuyen con el 40% del carbón, mientras el 6% produce más de 1.000 toneladas/ mes y contribuyen con el 52% de la producción.

#### Técnicas Utilizadas y Rendimiento.

No siempre los sistemas empleados en la actualidad son los más adecuados al tipo de yacimiento. Por lo general su adaptación no se hace de acuerdo a conceptos técnicos y por lo tanto el rendimiento logrado se encuentra muy por debajo del posible.

El sistema de cámaras y pilares es el más difundido. Se utiliza en el 90% de las minas, participando con un 60% en la producción total. Hace posible una recuperación de un 70% del mineral, pero la recuperación media lograda en el país es del 50%. El método es apto para la explotación de yacimientos cuyo buzamiento (pendiente) oscile entre 0° y 50°.

El sistema de tajo largo es utilizado por un 0.5% de las minas que participan con un 20% en la producción total. Permite una mayor mecanización y es utilizable en franjas horizontales con buzamiento entre 0° y 40°. Este sistema hace posible una recuperación del 95% del mineral.

En mantos con buzamiento entre 60° y 90° (ejemplo Valle del Cauca) el método utilizado es el de diagonales con o sin relleno. En la actualidad lo emplean el 5% de las minas que participan con el 17% de la producción nacional. Permite mecanización y la recuperación posible del mineral es entre el 80 y el 90%.

FIGURA No. 1

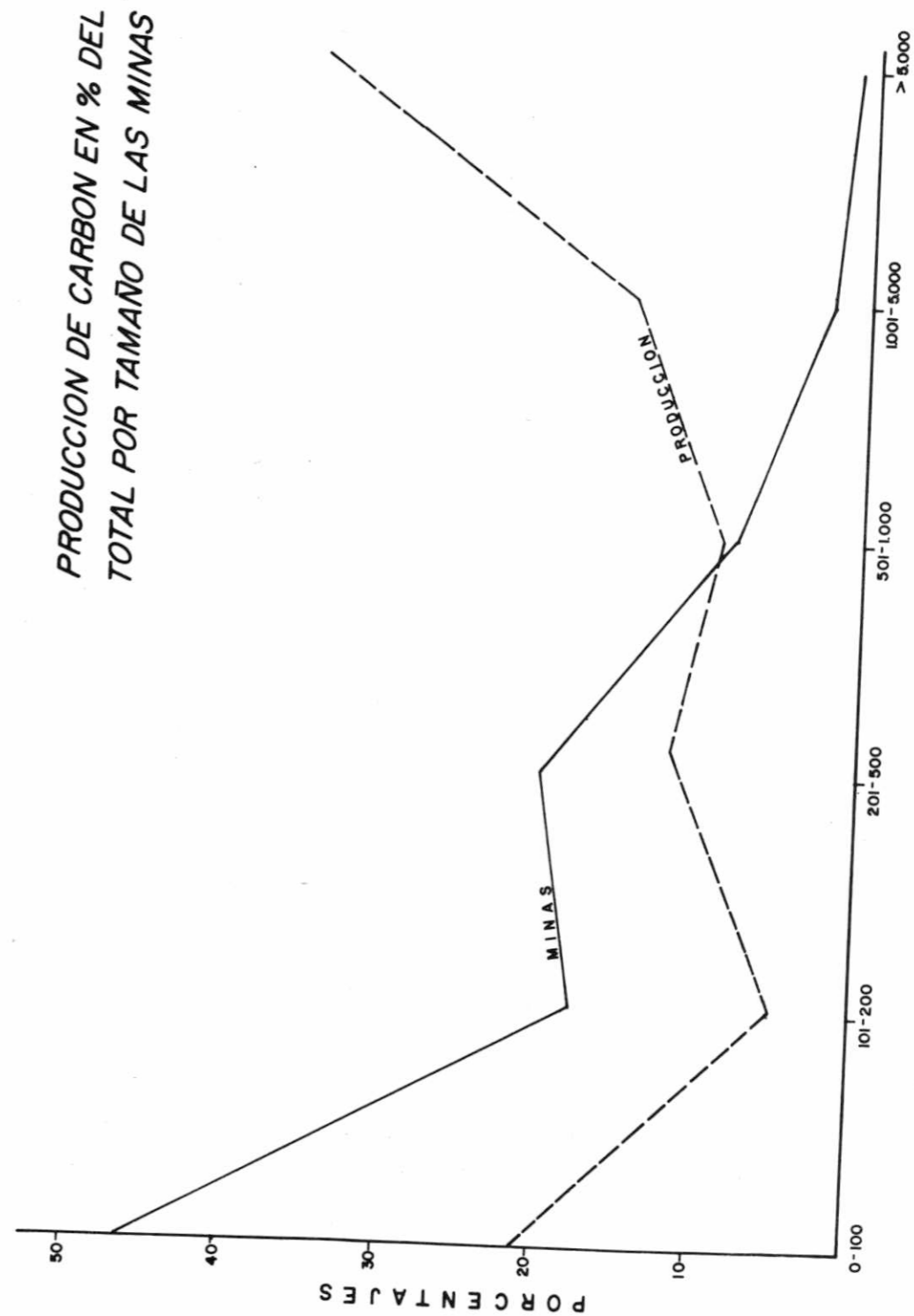
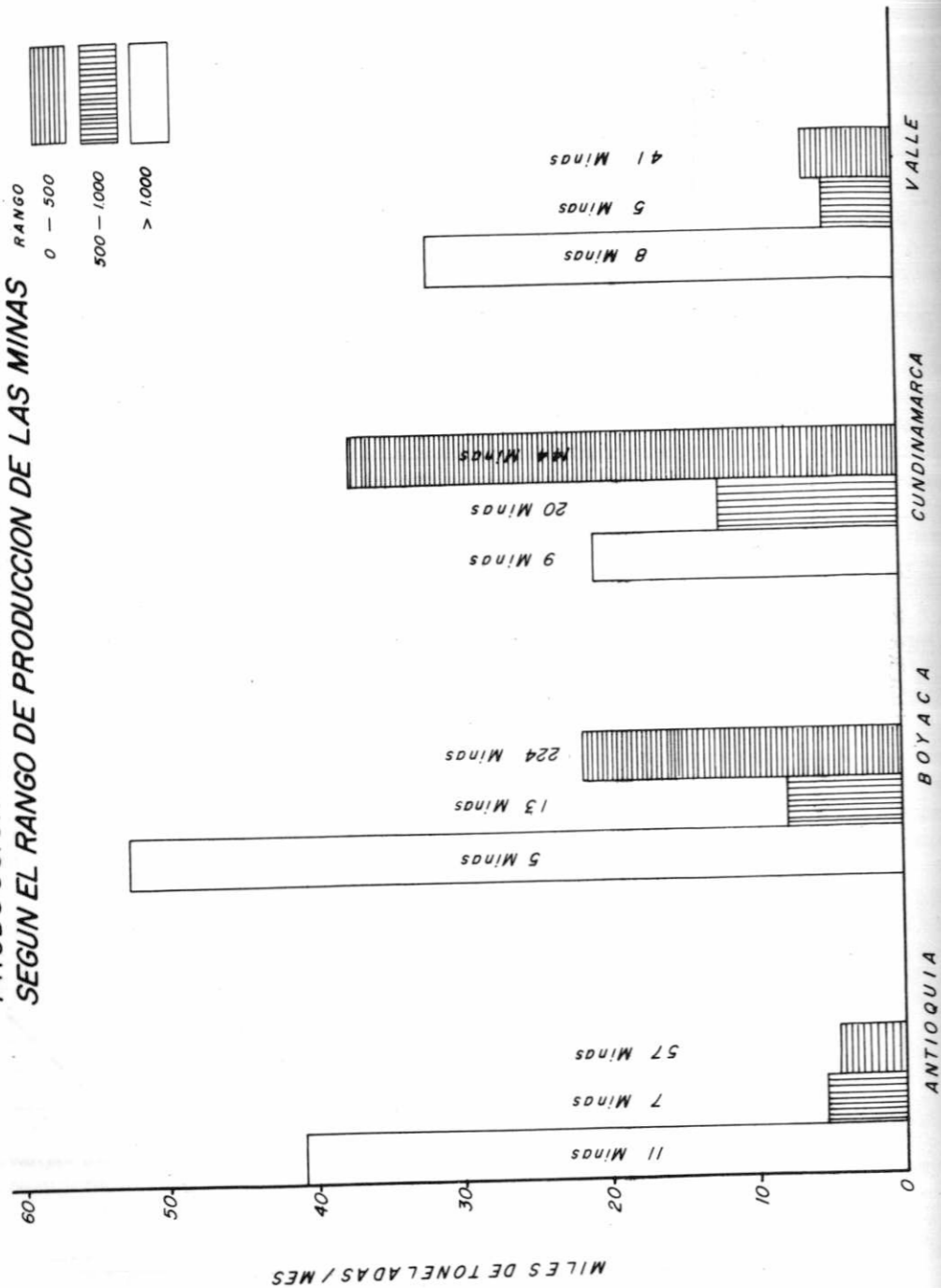


FIGURA No. 2  
**PRODUCCION MENSUAL POR DEPARTAMENTOS  
 SEGUN EL RANGO DE PRODUCCION DE LAS MINAS**



A cielo abierto existen muy pocas explotaciones ya que se requieren yacimientos con características especiales para que sea posible el empleo de esta técnica. Los rendimientos obtenidos son los más altos por el grado de mecanización que permite. Se recupera un 95% del mineral. Este es el método que ha de utilizarse inicialmente en el Cerrejón.

La productividad obtenida por trabajador en el país, es muy baja. Oscila entre 0.5 ton/hombre/turno y 2 ton/hombre/turno. Comparándola con las 10ton/hombre/turno que logran las minas norteamericanas en promedio, se puede obtener una idea de la escasa productividad en nuestras minas de carbón.

Este estado de la técnica en las explotaciones muestra la necesidad de altas inversiones en el sector para lograr el incremento de la producción en las minas actualmente en funcionamiento.

La tabla 4 y la figura 3 sobre precios ilustran bien el problema del carbón en el país. En efecto, mientras el carbón se vende en la zona centro en \$420 pesos, a Paz del Río le cuesta explotar la mina de la Chapa mas de \$700/ton. La diferencia en precio se debe esencialmente al hecho de que la mayoría de las minas no tienen inversiones de ninguna clase en sistemas de seguridad, y a que se le pagan a los mineros salarios muy bajos, a veces inferiores al mínimo legal. Por otra parte, el explotador pequeño no cuida el yacimiento y utiliza técnicas que aunque baratas, disminuyen la posibilidad de recuperar una parte importante de la riqueza carbonífera del país. Es obvio que el precio del carbón no se puede mantener a estos niveles a costa de la inseguridad de los trabajadores y de condiciones sociales inaceptables.

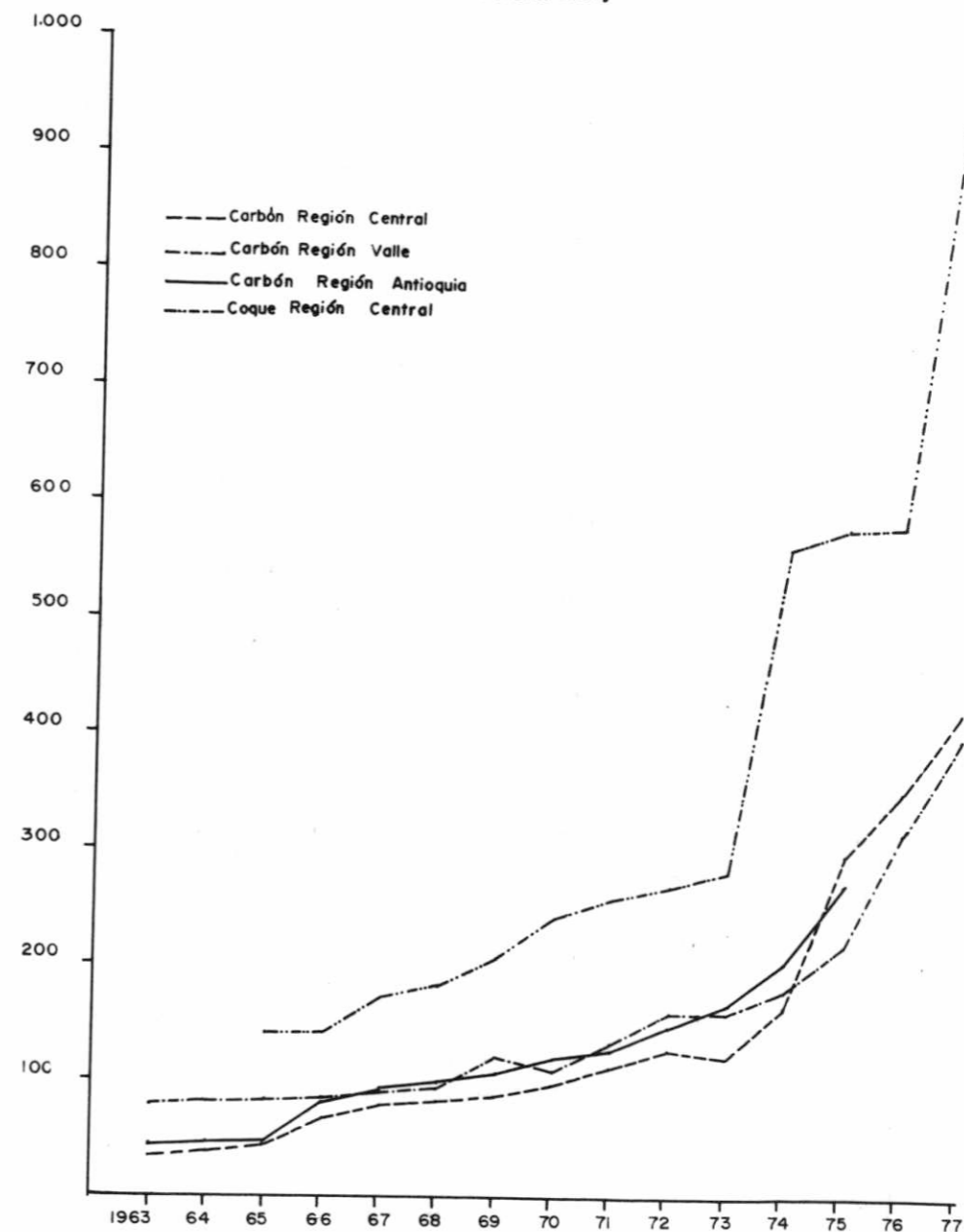
Será necesario entonces emprender una campaña seria de vigilancia minera para garantizar el cumplimiento de la legislación laboral en materia de seguridad. Si esto no se hace, las explotaciones de hecho y antitécnicas mantendrán a través de competencia desleal el precio del carbón a niveles tan bajos que harán imposible la tecnificación y la seguridad en las minas. Este propósito tiene que ser uno de los programas prioritarios del Ministerio de Minas, en coordinación con el Ministerio del Trabajo y Salud. Se debe llegar al hecho de cerrar las minas que no ofrecen un nivel de seguridad aceptable.

TABLA No. 4

	<u>Región Central</u>	<u>Región Valle</u>	<u>Región Antioquia</u>
1963	32	78	42
1964	36	80	45
1965	42	83	45
1966	65	85	80
1967	78	89	92
1968	81	92	98
1969	87	120	105
1970	95	108	119
1971	110	133	126
1972	125	159	146
1973	120	159	165
1974	165	177	203
1975	295	218	270
1976	350	316	
1977	420	397	

- Fuente:
- 1) Para la Región Central: los años 1967-68-69-70-71-74 y 75 de Fedecarbón y el resto de los años Cooperativa de Samacá.
  - 2) Para la Región del Valle: de 1963 a 1969 Estudio de CEPAL y el resto de años los datos son promedios dados por Pro-carbón de Occidente Ltda.
  - 3) Para la Región Antioquia: de 1963 - 1969 Estudio de CEPAL y de 1970 - 1976 los datos son de Fedecarbón.

FIGURA No. 3  
ESTRUCTURA DE PRECIOS DEL CARBON Y COQUE  
1963-1977  
(Pesos/ Toneladas)



## CAPITULO XIV

### PERSPECTIVAS DE DESARROLLO PARA EL SECTOR

Las proyecciones hechas para el sector petrolero del país llevan a la conclusión de la necesidad de sustitución por otros combustibles. Es el carbón uno de los sustitutos más indicados en el caso colombiano por la importancia de los yacimientos existentes en el territorio nacional. Las limitaciones para la utilización del carbón están fijadas básicamente por el precio del mineral, por el costo de la conversión de los equipos y por los problemas de la contaminación que genera su combustión. En la actualidad para algunas industrias empieza a ser rentable la conversión al consumo de carbón.

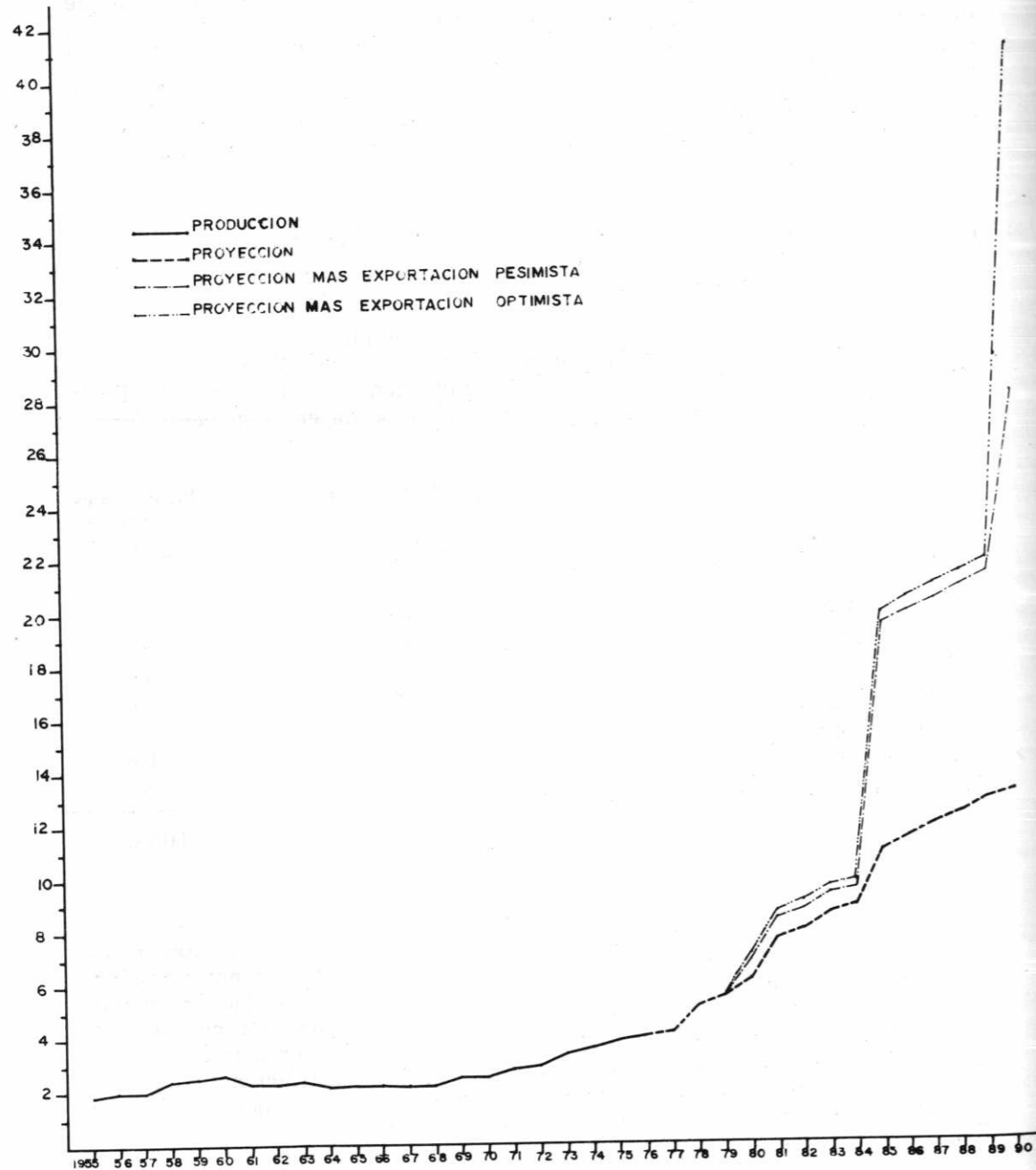
El sector público impulsará la sustitución e incrementará la utilización de este energético mediante un plan de construcción de plantas térmicas alimentadas por carbón. Estas son además una necesidad del sector eléctrico.

En el sector privado existen planes de sustitución por parte de algunas industrias. Estos planes serán apoyados por el gobierno, que además velará porque las nuevas demandas sean cubiertas mediante el incremento de la producción. En la actualidad la composición del consumo de carbón se da en la siguiente forma:

	<u>Miles de toneladas</u>	<u>Porcentajes</u>
1. Siderúrgica y fundición	1.222	29.0
2. Térmicas	625	15.0
3. Cementos	496	12.0
4. Pulpa de papel	420	10.0
5. Ladrilleras	412	10.0
6. Textil	380	9.0
7. Soda cáustica	145	4.0
8. Vidrio (térmicas)	75	2.0
9. Cervezas	38	1.0
10. Otros (incluye exportaciones)	345	8.0
	<hr/> 4.158	<hr/> 100.0

La proyección de dichos consumos, teniendo en cuenta la ampliación del uso en térmicas, las sustituciones proyectadas por la industria del cemento y las ampliaciones de la industria siderúrgica, nos da 6.1 millones de toneladas para 1980 (Ver figura 4 y tabla 5), que ascenderán en 1990 a 13 millones de toneladas. Esto quiere decir que para tal año habría que doblar la producción actual, solo para atender la demanda interna, sin contar con otros posibles sustituciones como la de la industria azucarera y la de la pulpa de papel. La proyección del consumo por sectores industriales aparecen en la figura 5.

FIGURA No. 4  
**PRODUCCION-Y PROYECCION-DE CARBON**



**TABLA 5**  
 PROYECCION DE LA DEMANDA

1977	4.158.155
1978	5.165.215
1979	5.497.275
1980	6.101.335
1981	7.661.395
1982	8.008.455
1983	8.624.515
1984	8.824.575
1985	10.936.635
1986	11.415.695
1987	11.894.755
1988	12.372.815
1989	12.850.875
1990	13.094.935

### Térmicas de Carbón

La generación termoeléctrica mediante el consumo de carbón es uno de los programas de sustitución de combustibles caros y escasos por aquellos que el país posee en abundancia. Es una necesidad del sistema eléctrico total combinar la generación hidráulica con la térmica para lograr su óptimo funcionamiento. En la actualidad el sistema eléctrico colombiano mantiene una proporción del 30% de generación térmica sobre el total, lo que ha demostrado ser un mínimo aceptable para un sistema fundamentalmente hidroeléctrico. Esta proporción se sostiene mediante plantas consumidoras de diesel-oil, fuel oil, gas o carbón.

Se trata de programar la construcción de térmicas de carbón que garanticen el equilibrio hidráulico-térmico en los próximos 20 años, período previo a la construcción de una central termo-nuclear. La importancia de este programa se debe a que de un lado extiende el uso energético del carbón para el país y de otro sustituye el uso del petróleo o gas en la generación eléctrica.

La capacidad instalada actual del sistema eléctrico asciende a 4.186.000KW\*, de los cuales 2.733.000 KW son hidroeléctricidad, y 1.236.000 KW termoelectricidad. con la interconexión total del sistema proyectada para 1981. se hará posible un equilibrio en todo el país de tal manera que en épocas de verano cuando descendiende la capacidad de los embalses la generación térmica suplirá los déficits que se presentan.

Según los proyectos que tiene el sector eléctrico para los próximos siete años, la capacidad instalada será en 1985 de 8.849 Mw, pero la térmica sólo ascenderá a 1881 Mw, lo cual representa mucho menos del 30% mínimo aconsejable. Para mantener dicha proporción será necesario un ambicioso plan de construcción de termoeléctricas. En el 87 la capacidad de estas debería ascender aproximadamente a 3.100 Mw, o sea 1.000 Mw, más de los programados. (El programa incluye plan de Energía y Cerrejón).

\* Incluye autoproducción.

Descartándose por razones obvias la construcción de plantas alimentadas por combustibles derivados del petróleo, quedan dos posibles alternativas: carbón o gas. Las turbo-gases, muy útiles en planes de emergencia, resultan antieconómicas en un mediano plazo (ver cuadro comparativo, Tabla 6). Por lo tanto, deben programarse plantas de vapor que funcionan con cualquiera de los combustibles: fuel oil, gas o carbón.

El estudio de un empleo eficiente del conjunto de los recursos energéticos, señala para el gas múltiples usos. Su carácter hidrocarburo, el avance de las técnicas de licuefacción, y su limpia combustión, hacen del gas un combustible muy eficaz en la sustitución del petróleo. Por el contrario no puede decirse lo mismo del carbón. Sólo costosas transformaciones lo hacen apto para muchos de los usos energéticos. Esto nos lleva a concluir que resulta racional quemar el carbón para generación eléctrica, mientras se destina el gas a otros consumos energéticos o industriales más exigentes.

El cálculo de los costos de funcionamiento con uno y otro combustible da una ligera ventaja al uso del carbón, partiendo de un precio de US\$ 0.90/Mp<sup>3</sup> de gas y \$600 toneladas de carbón (Ver tabla No. 6).

**TABLA No. 6**  
CUADRO COMPARATIVO  
TERMICAS DE VAPOR Vs. TURBOGASES

	De Vapor	Turbogases
Costo/ kw Instalado	US\$ 600	US\$ 250
Tiempo de construcción	26 meses	12 meses
Vida útil	30 años	15 a 20 años
Consumo combustible por año	Carbón = 140.000 ton. Gas = 5.280 mmp <sup>3</sup>	Gas 6.150 mmp <sup>3</sup>
(planta 66Mw-60 F.C.)	Fuel oil = 902.645.000 B.	
Costo anual de combustible	C (\$ 600/ton.) = \$ 84.000.000 G (US\$0.90/mp <sup>3</sup> ) = \$171.000.000	G=199.260.000
Eficiencia	Mayor	

Estando claro que las térmicas a contruir han de consumir carbón, queda por resolver el problema de ubicación, teniendo en cuenta que el transporte es componente fundamental del precio, del combustible. Por lo tanto es necesario el análisis detallado de muchos factores para definir su posible localización, unos por parte del sector eléctrico y otros por parte del sector carbón. Se deben tener en cuenta:

- Reservas de yacimiento
- Desarrollo minero de la zona
- Nivel actual de producción
- Demanda existente para dicho carbón. Proximidad del centro de consumo
- Posibilidad de ampliar la producción hasta cubrir la demanda normal más el consumo de la térmica
- Posible exportación
- Costos de explotación del carbón y de transporte
- Localización factible de la planta de acuerdo a la línea de interconexión
- Costros de la transmisión a los centros de consumo
- Costos de funcionamiento de acuerdo al precio del carbón en el sitio

FIGURA No. 5  
**PROYECCION DEL CONSUMO DE CARBON POR SECTORES 1977-1990**  
(TONELADAS)

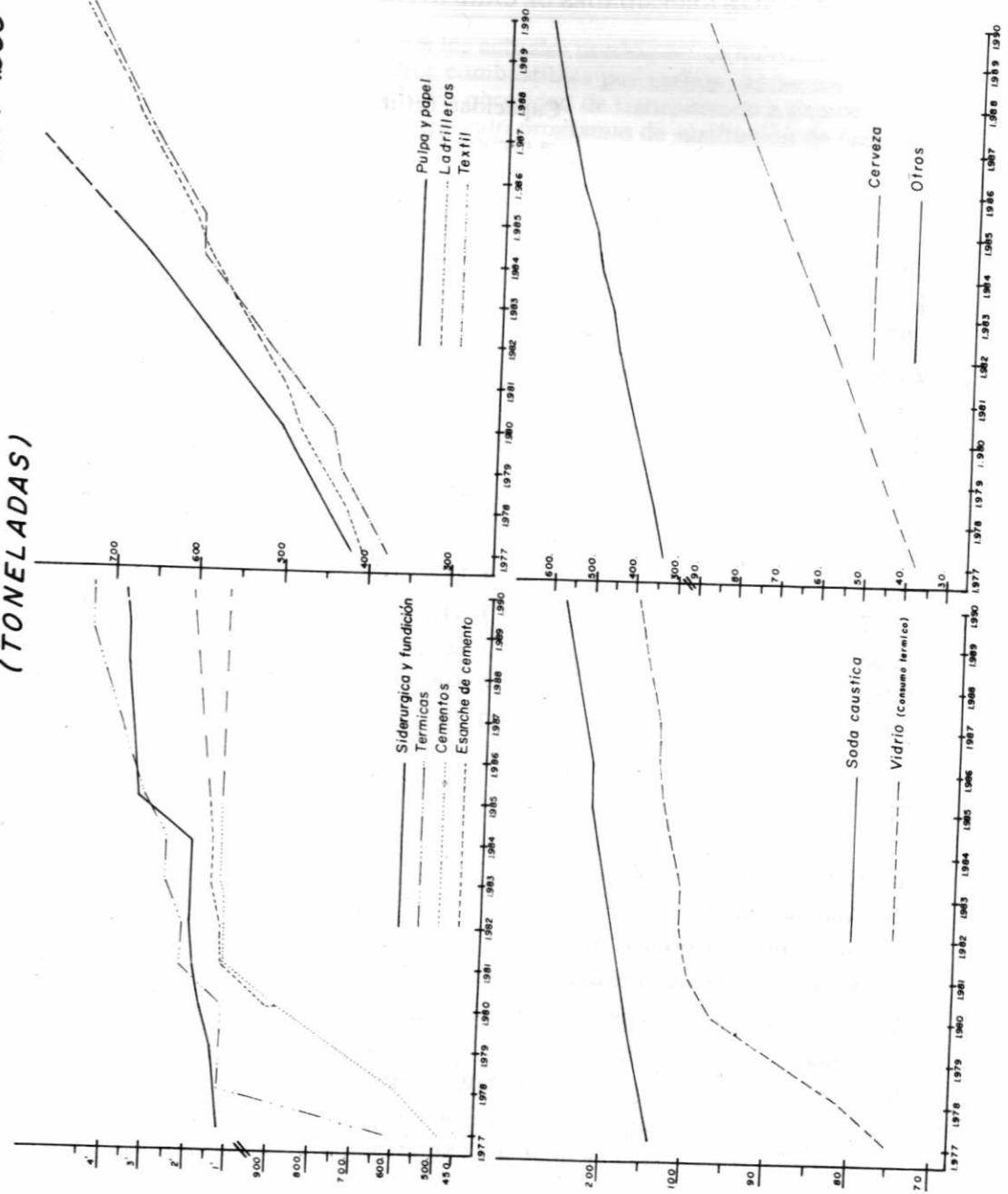


TABLA 7

POSIBLES NECESIDADES DE CARBON PARA CONSUMO TERMICO

	Capacidad futura a carbón MW	Necesidad de carbón (miles toneladas)
1977	280 (1)	625
1978	412 (2)	1.236
1979	412	1.236
1980	412	1.236
1981	610 (3)	1.830
1982	610	1.830
1983	735 (4)	2.249
1984	735	2.249
1985	992 (5)	2.863
1986	1.117 (6)	3.182
1987	1.242	3.501
1988	1.367	3.820
1989	1.492	4.138
1990	1.492	4.138

- 1) Comprende Termo-Zipa, Termo-Paipa y Termo-Yumbo.
- 2) Ampliación de 132 MW en termo-Cartagena.
- 3) Adiciones de Corelca en 3 unidades de 66 MW c/u.
- 4) Entra en funcionamiento primera unidad de Cerrejón.
- 5) Entra en funcionamiento segunda unidad de Cerrejón y 132 MW de Termo-Amagá o Termo-Cúcuta.
- 6) Entran en funcionamiento 500 MW previstos que permiten guardar la relación hidrotérmica. Se supone que se generan en base a carbón y que cada año a partir de 1986 entra una unidad de 125 MW hasta completar los 500 MW.

NOTA: Para plantas superiores a 66 MW, la relación de consumo específico de carbón se disminuye en un 15% por razones de eficiencia.

- Análisis de costos del transporte del carbón Vs. costos de transmisión
- Disponibilidad de agua en el sitio, necesaria para el enfriamiento

Sustitución en la Industria del Cemento

Para la industria del cemento con los actuales precios de los hidrocarburos se hace rentable la sustitución de dichos combustibles por carbón, al menos en las áreas en donde es posible conseguirlo sin necesidad de transportarlo a grandes distancias. De hecho algunas plantas han iniciado programas de sustitución de fuel oil o gas por carbón.

En el país existen actualmente 14 plantas de cemento con la capacidad instalada para una producción anual de 4.488.000 toneladas/año de cemento, más una ampliación de 600.000 ton/año que entra en funcionamiento a finales de 1977. Del total de las plantas 5 consumen fuel oil, 3 gas natural, 5 carbón y 1 consume fuel oil-carbón. Según información del Instituto Colombiano de Productores de Cemento, los programas de sustitución por planta son las siguientes:

- Cementos Caribe: sustituye fuel oil por carbón en una proporción del 25% anual a partir de 1979.
- Cementos Nare: sustituye fuel oil en una proporción del 20% en 1979, 30% en 1980, 30% 1981, y 20% en 1982.
- Cementos Diamante: (Planta Buenos Aires) sustituye fuel oil en las mismas proporciones que Cementos Nare pero inicia el programa en 1978.
- Col-Klinker: sustituye gas natural. En el período 1981 - 1984 realizará la transformación total.

En la Figura 6 sobre proyección de consumo de combustibles para la Industria del Cemento puede apreciarse el impacto de este programa de sustitución sobre la proporción en la utilización de combustibles por parte de esta industria, así como en la demanda por carbón.

La proyección del consumo del carbón para este sector, contando con el programa de sustituciones es la siguiente:

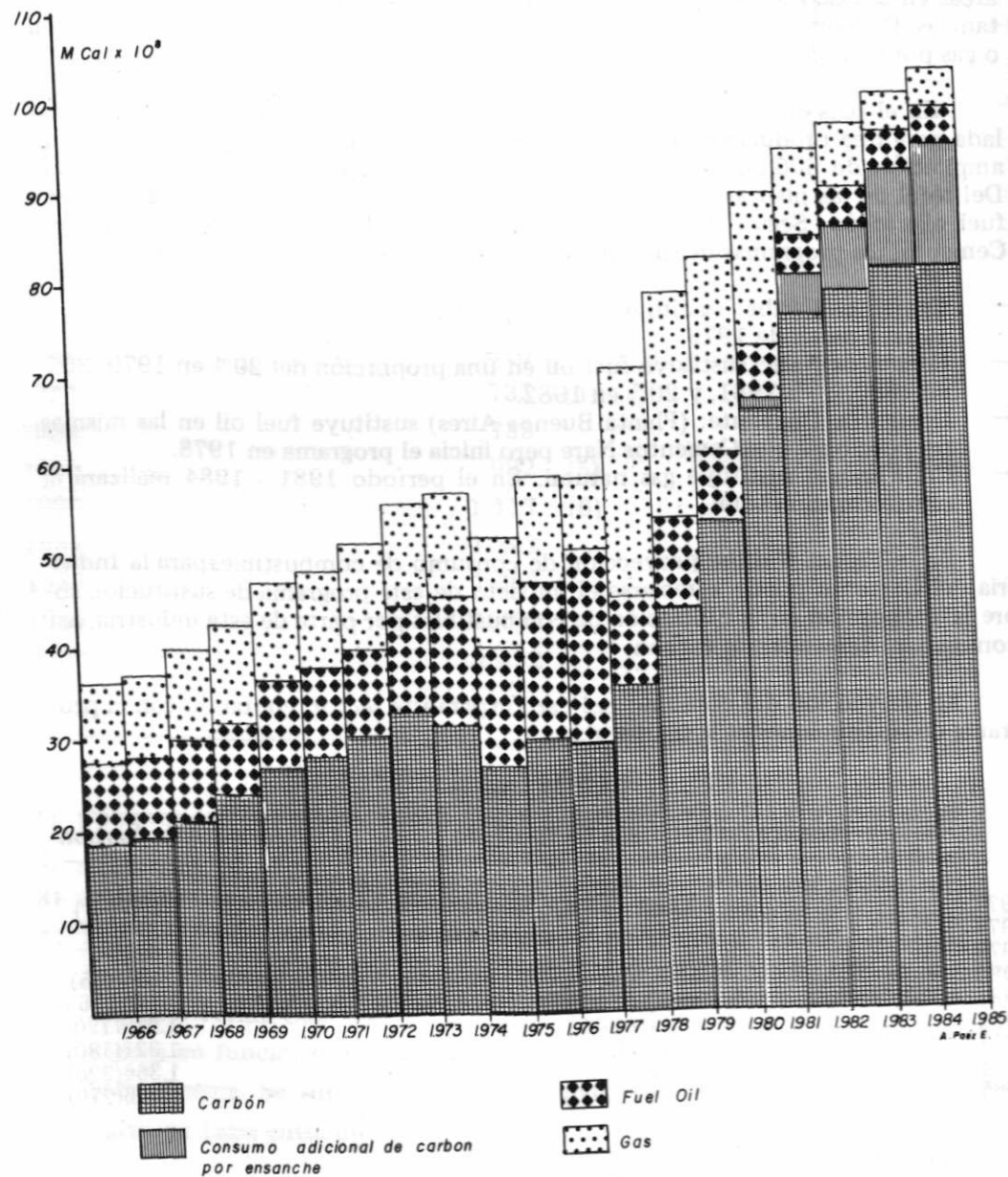
TABLA No. 8

	Producción Estimada de Cemento	Necesidad de Carbón
		(miles de Ton.)
1.977	3.562	496 (1)
1.978	4.322	596
1.979	4.737 (2)	738
1.980	5.102 (100)	897 (15)
1.981	5.437 (500)	1.108 (75)
1.982	5.526 (800)	1.276 (120)
1.983	5.526 (1.200)	1.321 (180)
1.984	5.526 (1.500)	1.366 (225)
1.985	5.526 (1.800)	1.366 (270)

- (1) Por huelga en la industria del cemento.
- (2) Las cifras entre paréntesis corresponden a ampliaciones posibles, que dependen de la evaluación de la industria de la construcción.

## INDUSTRIA DEL CEMENTO

### CONSUMO Y PROYECCION DE CONBUSTIBLES



FUENTE: Inst. Col. R. de Cemento

## Exportación.

La ampliación de la demanda internacional por carbón es un hecho. Como puede apreciarse en la tabla No. 9 sobre exportaciones mundiales de carbón 1960-1976, en dicho período casi se dobló el volumen de las exportaciones mundiales. Los países exportadores son: Estados Unidos, Polonia, Austria, URSS, Alemania, Canadá, Checoslovaquia, Sudáfrica, Reino Unido, Francia, Países Bajos, Bélgica, Luxemburgo y otros en menor cantidad.

**TABLA No. 9**  
EXPORTACION MUNDIAL DE CARBON, 1960, 1973 - 1976  
(Miles de Toneladas)

EXPORTADORES	1960	1973	1974	1975	1976
1. Estados Unidos	34.456	48.613	55.031	60.238	54.535
2. Polonia	17.497	35.860	40.030	38.348	39.200
3. Austria	1.584	28.149	29.329	32.422	30.424
4. U.R.S.S.	12.300	24.511	26.214	26.143	26.800
5. Alemania, Rep.Fed.	17.974	13.856	17.444	14.709	13.017
6. Canadá	774	10.933	10.774	11.695	11.762
7. Checoslovaquia	2.195	2.931	3.726	3.666	3.759
8. Sudáfrica	950	1.945	2.288	2.687	5.961
9. Reino Unido	5.547	2.693	1.865	2.182	1.436
10. Francia	1.419	820	609	553	594
11. Países Bajos	2.165	1.137	662	237	337
12. Bélgica-Luxemburgo	2.238	354	450	357	293
13. Otros	3.664	1.405	1.875	1.381	1.939
<b>TOTAL:</b>	<b>102.763</b>	<b>173.207</b>	<b>190.297</b>	<b>194.618</b>	<b>190.057</b>

- 1) Cifras preliminares o estimadas, redondeadas en algunos casos.
- 2) Datos basados en el ejercicio.

FUENTE: Internacional Coal Trade, Oficina de Minas, Departamento del Interior de Estados Unidos, Washington, Julio de 1977.

La llamada crisis energética fué una coyuntura favorable al carbón, puesto que a raíz de los altos precios de los hidrocarburos, se ha incrementado la utilización energética de este combustible en todo el mundo, siendo predecibles nuevos usos y sustituciones. Esto amplía la demanda por carbones térmicos. En cuanto a los coquizables su demanda se ha venido incrementando desde décadas anteriores debido al alto crecimiento de la industria siderúrgica y de la carboquímica. Esta calidad de carbón empieza a ser altamente apreciado por la limitación de las reservas existentes a nivel mundial.

En la situación energética del país la exportación de carbón es una exigencia ante la necesidad de la importación de combustibles como el petróleo. Asimismo el país necesita divisas para la financiación de los proyectos eléctricos. El Gobierno se ha fijado algunas metas de exportación a realizar mediante los programas que actualmente se están promoviendo y poniendo en marcha a nivel oficial, y contando con algunos proyectos privados. Estas magnitudes están consignadas en la tabla No. 10 sobre proyección de las exportaciones con cifras optimistas y pesimistas. Es de anotar que con los datos optimistas de la proyección se realizaron cálculos sobre la balanza de pagos energéticos del país, arrojando un déficit para 1980 de US\$ 314 millones que ascenderá en 1990 a US\$ 1029 millones.



TABLA 10

PROYECCIONES DE EXPORTACION DE CARBON  
(Miles de Toneladas)

	CERREJON		SAN LUIS		CAPARRAPI		OTROS		CONVENIOS	
	OPTIMISTA	PESIMISTA	OPTIMISTA	PESIMISTA	OPTIMISTA	PESIMISTA	OPTIMISTA	PESIMISTA	OPTIMISTA	PESIMISTA
1980	—	—	—	—	500	250	500	500	—	—
1985	7.000	7.000	—	—	1.000	500	1.000	1.000	—	—
1990	20.000	12.000	—	—	1.000	1.000	1.500	1.000	1.000	1.000
1995	30.000	15.000	—	—	1.000	1.000	2.000	1.000	2.000	2.000

	COQUIZABLE		VAPOR		TOTAL	
	OPTIMISTA	PESIMISTA	OPTIMISTA	PESIMISTA	OPTIMISTA	PESIMISTA
1980	1.000	750	—	—	1.000	750
1985	2.000	1.500	7.000	7.000	9.000	8.500
1990	3.500	3.000	25.000	12.000	28.000	15.000
1995	5.000	4.000	40.000	15.000	45.000	19.000

NOTA: Cerrejón y San Luis son carbones de vapor y Caparrapi, Otros y Convenios son carbones coquizables.

Hasta ahora, los volúmenes exportados por el país no han tenido mayor importancia dentro de las exportaciones totales. Por registros tenemos que para 1976 solo ascienden aproximadamente a 100.000 toneladas por año. (Ver tabla No.11). Estas cifras comparadas con las propuestas (1.000.000 ton. para 1980 y 45.000.000 para 1985) dan cuenta de la magnitud del esfuerzo requerido para la realización de las metas propuestas, que implican el desarrollo de la gran minería de carbón en el país.

TABLA No. 11  
VOLUMEN DE EXPORTACION (1950 - 1976)

1950	—
1951	—
1952	—
1953	—
1954	74
1955	48
1956	199
1957	10.984
1958	591
1959	492
1969	369
1961	252
1962	603
1963	1.137
1964	4.187
1965	2.183
1966	1.574
1967	2.832
1968	5.604
1969	6.958
1970	12.104
1971	16.616
1972	58.874
1973	62.730
1974	100.377
1975	85.823
1976	50.786 *

\* Primer Semestre.  
FUENTE: DANE.

Considerando que el costo del transporte participa en alto porcentaje del costo total de carbón, el mercado en el cual podrían competir los carbones colombianos sería probablemente el de los países centro y suramericanos que no poseen reservas de carbón. De hecho las exportaciones se han venido realizando fundamentalmente hacia Venezuela, Brasil, Ecuador y Argentina (Ver tabla No. 12). Pero también son mercados potenciales los países europeos, que debido a la larga explotación de sus cuencas van llegando al agotamiento de éstas o a muchas dificultades para su explotación, lo que encarece el mineral. Estados Unidos puede constituirse en comprador para el carbón térmico colombiano, en el caso de que resulte más barato el transporte por barco de Colombia a la zona oriental del país, que el transporte terrestre del Occidente de los Estados Unidos al Oriente.

Las metas de exportación se harán posibles en la medida en que salgan adelante los contratos de asociación y los convenidos, y además en la medida en que se desarrolle la infraestructura necesaria para transportar el carbón hacia las costas.

TABLA 12

EXPORTACION DE CARBON POR PAISES DE DESTINO  
(Toneladas)

AÑO	VENEZUELA	ECUADOR	PAISES BAJOS	PERU	PANAMA	BRASIL	OTROS*
1950	—	—	—	—	—	—	—
1951	—	—	—	—	—	—	—
1952	—	—	—	—	—	—	—
1953	—	—	—	—	—	—	—
1954	54	10	—	—	—	—	—
1955	28	20	—	—	—	—	—
1956	199	—	—	—	—	—	—
1957	234	200	—	—	—	—	10.550
1958	289	—	—	—	—	—	302
1959	492	—	—	—	—	—	—
1960	369	—	—	—	—	—	—
1961	252	—	—	—	—	—	—
1962	603	—	—	—	—	—	—
1963	1.133	—	2.000	—	—	—	4
1964	2.187	—	—	—	—	—	—
1965	2.163	20	—	—	—	—	—
1966	1.420	134	—	20	—	—	—
1967	2.514	200	—	—	118	—	—
1968	5.304	300	—	—	—	—	—
1969	6.189	—	—	—	—	—	315
1970	464	1.182	5.500	—	12	—	4.946
1971	10.848	443	5.600	40	184	20	1.481
1972	41.428	760	7.625	160	8.150	120	631
1973	49.325	2.505	—	310	6.680	2.028	1.682
1974	57.037	6.500	—	1.546	—	23.702	11.594
1975	36.370	1.990	1.395	7.764	2.000	21.306	14.998

\*) Francia, Jamaica, Bolivia, Haití, Guatemala, Dinamarca, Estados Unidos, Méjico, Chile, República Dominicana, España, Honduras, Japón, Costa Rica, Argentina, Isla Dominica, Salvador, Nicaragua, Puerto Rico, Noruega, Zona Canal de Panamá.

FUENTE: DANE.

Demanda generada por los nuevos usos del Carbón.

1. Licuación del Carbón.

En este tipo de procesos están incluidos todos aquellos en los cuales se obtienen hidrocarburos líquidos a partir del carbón. En general el proceso consiste en gasificar el carbón obteniéndose productos gaseosos a partir de los cuales, por la síntesis de Fischer-Tropsch o procesos similares, se obtienen hidrocarburos líquidos del tipo de la gasolina y aceites combustibles.

La primera planta comercial para obtener hidrocarburos líquidos a partir del carbón fue la de SASOL en Sur Africa, la cual está en operación desde 1955. En la actualidad, se está construyendo una segunda planta conocida como SASOL II. Una característica de este tipo de plantas es la alta inversión necesaria, razón por la cual su utilización en el mundo ha sido muy restringida. En Sur Africa se ha justificado por no disponer de crudo pero sí de grandes reservas de carbón producido a precios muy bajos. Al mismo tiempo, por razones políticas Sur Africa es bastante vulnerable con respecto a la importación de crudo.

Durante la segunda guerra mundial también existieron plantas de este tipo en Alemania para abastecer las necesidades de combustibles de dicho país.

La Planta SASOL II procesará un total de 14 millones de toneladas de carbón al año y producirá el equivalente a unos 30 - 40.000Bls/día de productos líquidos. Su costo será cercano a los US\$ 1.000 millones.

El proceso consiste en los siguientes pasos: El carbón proveniente de las minas es limpiado y clasificado en tamaños para pasar a la etapa de gasificación en donde reacciona con vapor y oxígeno para obtenerse el gas de síntesis crudo, el cual es purificado, recuperándose amoniaco, creosotas, fenoles, una pequeña porción de gasolina y residuos. El gas de síntesis purificado pasa la etapa de síntesis de Fischer-Tropsch por medio de la cual el monóxido de carbono y el hidrógeno, en presencia de un catalizador, reaccionan para producir hidrocarburos. Estos productos de síntesis son purificados, tratados con hidrógeno y separados para obtener gas combustible, LPG, gasolina, diesel y alcoholes.

Para una planta del tipo de la SASOL II y considerando un carbón a US\$ 8/ton., los costos de producción estimados estarían en el orden de US\$ 17 a US\$ 20 por barril. Con carbón a US\$ 20/ton., los costos de producción escenderían al orden de los US\$ 26/Bbl. y para US\$ 40/ton. de carbón serían cercanos a los US\$ 43/Bbl. Para obtener una rentabilidad del 10% los costos aumentarían en unos US\$ 8 por barril. Como es difícil lograr explotar carbón a US\$ 8 /ton., es claro que este sistema con la tecnología actual no compite económicamente con crudo importado. Aún si el carbón, costara US\$ 8/ton. la operación es de dudosa factibilidad económica. En el caso Colombiano esto es aún más cierto si se considera que con una inversión de US\$ 1.000 millones, equivalente a la de una planta de este tipo, se puede invertir en exploración petrolera con alta posibilidad de encontrar petróleo a un costo inferior al del crudo internacional.

## 2. Gasificación del Carbón.

Esencialmente, los procesos de licuación y gasificación de carbón se confunden hasta la etapa de obtención y purificación del gas de síntesis. En el proceso de gasificación el gas de síntesis se somete a metanación que consiste en hacer reaccionar el CO con el H<sub>2</sub> para obtener metano.



Esta reacción es fuertemente exotérmica y se realiza en un reactor de lecho catalítico. Una planta típica de gasificación de carbón está diseñada para consumir 12.000 t/día de carbón y producir 250 millones de pies cúbicos de gas (SNG). El costo estimado para este tipo de planta es de US\$ 600 millones.

El gas natural sintético a partir de carbón se estima actualmente a un costo promedio de US\$ 17.60 BOE = US\$ 3.0 millón BTU, incluyendo gastos de inversión, y carbón a un promedio de US\$ 8/t. en Boca de Mina. La sensibilidad de los precios del gas con respecto al precio del carbón se estima en el orden 6 ¢ en el millón de BTU por US\$ 1 de cambio en el precio del carbón \*. Lo anterior indica precios del orden de US\$ 4.20 y US\$ 6.20 por millón de BTU para carbón a US\$ 20 y US\$ 40 por tonelada respectivamente. En el caso colombiano, debido a las reservas de gas natural existentes y su precio, no parece económicamente atractivo el proceso.

En la actualidad también se está experimentando en la gasificación del carbón "in situ", es decir evitándose las etapas de minería y transporte del carbón. El proceso consiste en efectuar una combustión parcial del carbón en la propia mina, recuperándose los gases producidos (gas de síntesis) que son procesados para obtenerse el denominado gas natural sintético (SNG). Para lograr la combustión parcial del carbón se introducen al manto carbonífero cantidades controladas de oxígeno y vapor por medio de pozos de inyección adecuadamente perforados y por medio de pozos de extracción se retiran los gases. Para crear la permeabilidad del lecho y facilitar así la reacción se ejecutan explosiones internas. Se estiman que los costos de producción del gas se reducen en un 20% sobre los obtenidos en plantas convencionales.

Este sistema podría ser interesante para yacimiento de difícil explotación y localización, pero se han presentado innumerables problemas técnicos en su aplicación.

## 3. Crudo Sintético a partir del Carbón.

En la obtención de crudo sintético a partir del carbón este es sometido a pirólisis a temperatura controlada para obtener como productos coque combustible y el crudo sintético.

Los carbones con alto contenido de material volátil son los más aptos para este tipo de procesos, pues dan un mayor rendimiento en gas combustible y crudo sintético. Pueden ser utilizados carbones con alto o bajo contenido de

\* H P, Julio 76, "Clean Fuels From Coal are expensive"

azufre. El crudo sintético obtenido, de bajo contenido de azufre y unos 25° API, es utilizado en reemplazo de crudo natural y es refinado en forma similar.

Los gases combustibles ricos en monóxido de carbono e hidrógeno y de bajo poder calorífico pueden ser utilizados en tal forma, o convertidos a gas de alto poder calorífico por metanación. El coque puede ser empleado directamente como combustible en calderas, o convertido en gas combustible empleando para ello un proceso de gasificación adecuado.

El proceso de obtención de crudo sintético a grandes rasgos funciona de la siguiente manera: El carbón previamente limpiado y secado es sometido a pirólisis en etapas sucesivas y a temperaturas crecientes (generalmente 4 etapas a temperaturas de 600, 1.000 y 1.500° F). Los productos volátiles pasan a la etapa de recuperación siendo separados los gases y el crudo sintético. La fracción líquida o crudo es tratada con hidrógeno para reducir el contenido de azufre, nitrógeno y oxígeno.

Como el crudo sintético está constituido con material con punto de ebullición máximo inferior a los 1.000° F, y tiene un contenido alto de aromáticos, la fracción de gasolina obtenida es de alto octanaje. Cada tonelada de carbón tratado produce de 1 a 1.3 Bbl. de crudo sintético, 4.000 - 5.000 SCF de gas combustible de bajo poder calorífico y 0.5 ton. de coque.

Una planta con capacidad de 25.000 ton. de carbón por día (9.1 millones de ton./año), produciría unos 25 a 30.000 barriles diarios de crudo sintético y 110 millones de pies cúbicos diarios de gas combustibles (las cifras exactas dependen del tipo de carbón utilizado) y tendría un costo cercano a los US\$ 400 - 500 millones. Con carbón a US\$ 8/ton. el costo del crudo sintético sería del orden de los US\$ 15/Bbl. y con carbón a US\$ 40/ton. a US\$ 43/Bbl. Al considerar una rentabilidad del 10% los costos aumentarían entre US\$ 4 y US\$ 5 Bbl. No obstante todavía hay muchos factores de carácter técnico que deben ser aclarados antes de construir la primera planta comercial para obtener crudo sintético a partir del carbón.

La diferencia entre los procesos para obtención de crudo sintético a partir del carbón y los de licuación de este, radica fundamentalmente en que mientras en la obtención del crudo sintético el carbón se somete a pirólisis, en la licuación se tiene previamente la formación de gas de síntesis para obtener posteriormente los hidrocarburos por síntesis a partir de dichos gases.

## Conclusión

De la rápida descripción hecha de los usos del carbón como energía no convencional podemos concluir que dadas las reservas de los diferentes recursos energéticos que tenemos en Colombia, no parece probable que el carbón se utilice para estas nuevas tecnologías en el futuro cercano. Por lo tanto, en este estudio no se ha considerado sino la demanda tradicional del carbón (industrial y eléctrica) y la posibilidad de exportación.

\* \* \*

## CAPITULO XV

### INFRAESTRUCTURA

Unos de los problemas esenciales a resolver para una estrategia de exportación de carbón es el del transporte del mineral hasta el lugar de consumo. Así mismo la posibilidad de ampliar el uso del carbón en muchas zonas del país también depende de las facilidades del transporte. Esto se debe a que (como ya se había afirmado), los costos de transporte participan con un alto porcentaje en la conformación del costo total del carbón. Debido a esto, las posibilidades de competencia del producto tanto en el mercado interno como en el externo dependen en gran parte de las facilidades y agilidad de su transporte.

Las características geográficas colombianas hacen que este problema tome proporciones mayores, más que todo para el caso de los carbones del interior del país. No existe la infraestructura para movilizar el mineral hacia la Costa, y la capacidad portuaria existente se coparía en pocos años con las pequeñas cantidades exportadas en la actualidad. La Tabla 13 muestra el volumen de exportaciones por puerto.

TABLA 13

#### VOLUMEN EXPORTACION POR ADUANAS O PUERTOS (Toneladas)

	<u>Cúcuta</u>	<u>Buenaventura</u>	<u>Ipiales</u>	<u>B/quilla</u>	<u>Sta. Marta</u>	<u>Otros</u>
1955	28	—	20	—	—	—
1956	199	—	—	—	—	—
1957	234	10.750	—	—	—	—
1958	289	302	—	—	—	—
1959	492	—	—	—	—	—
1960	369	—	—	—	—	—
1961	252	—	—	—	—	—
1962	603	—	—	—	—	—
1963	1.133	—	—	—	—	4
1964	2.187	—	—	2.000	—	—
1965	2.163	—	20	—	—	—
1966	1.420	20	134	—	—	—
1967	2.514	138	180	—	—	—
1968	5.304	—	300	—	—	—
1969	6.189	54	400	—	—	315
1970	276	—	1.182	110	—	10.536
1971	10.848	805	418	845	—	5.700
1972	41.428	466	760	453	—	15.765
1973	48.726	1.190	2.505	2.929	100	7.280
1974	57.036	4.270	6.500	27.134	5.396	1
1975	37.570	14.696	1.954	12.654	17.516	1.433

FUENTE: DANE.

De no solucionarse, este problema continuaría siendo un cuello de botella para la exportación del carbón. Por lo tanto es una prioridad urgente habilitar salidas para el carbón desde las zonas en las cuales se están desarrollando los proyectos para explotación minera con miras a la exportación. Haciendo un análisis de la situación por zonas se llega a las siguientes conclusiones.

1. Las zonas de Antioquia o el Valle del Cauca en la actualidad abastecen centros de consumo importantes como lo son Medellín y Cali. No parece aconsejable fomentar por el momento las exportaciones de estas dos regiones, ya que el crecimiento previsto para las demandas industriales en estas áreas será justamente cubierto por la posible ampliación de la producción.
2. Para la zona del Norte de Santander cuyas reservas aunque desconocidas prometen ser cuantiosas y cuyo desarrollo recién se inicia, es lógico que se busque la salida del mineral hacia el mercado Venezolano y el puerto de exportación en el lago de Maracaibo. De hecho el comprador para el coque producido en el actualidad es la industria siderúrgica Venezolana. Para la exportación a otros países se han hecho planes de su embarque en el Golfo de Maracaibo dadas las grandes distancias que separan el área de las Costas colombianas.
3. En los yacimientos de la Costa Atlántica y especialmente en el caso de Cerrejón, los costos de infraestructura se disminuyen por su cercanía al mar. El carbón de Cerrejón que se destinará al consumo interno abastecerá el mercado de la Costa Atlántica conformado en lo fundamental por las ampliaciones térmicas y la industria de cemento. En estudio realizado por la firma Interconsult sobre los posibles costos del transporte de carbón de Cerrejón, se llega a la conclusión de que lo menos costoso en caso de que no se dieran las exportaciones sería transporte en automotor hasta el puerto de embarque (que puede ser Río Ancho o Santa Marta) y de allí llevar el carbón por cabotaje a Cartagena y Tolú y por automotor a Barranquilla. Sería necesaria una inversión en la adecuación de carreteras. El arreglo de la carretera Cerrejón transversal del Caribe ya está en marcha, (ver tabla 14). Para la totalidad del proyecto y para lograr las exportaciones previstas, es necesaria la localización de un gran puerto carbonífero en la Guajira, siendo el óptimo que su capacidad no solo cubra las necesidades de este yacimiento, sino además el crecimiento de la exportación total del país en un mediano plazo. Se recomienda que el transporte del yacimiento al puerto en el caso de que se realicen las exportaciones se haga por ferrocarril. En este caso también varían las alternativas para el transporte a los centros de consumo interno. Se anexa un cuadro resumen del estudio sobre "Comparación de Costos de Transporte de Cerrejón" en el cual aparecen los costos, según los medios de transporte, para ambas alternativas (con o sin exportaciones). (Tabla No. 14).
4. La dificultad de transporte desde los yacimientos del área central (Cundinamarca, Boyacá y Santander) hacia la Costa, hacen de este el principal problema de infraestructura. Para el desarrollo de los convenios que se han venido celebrando con el fin de explotar y exportar carbones coquizables de el área de Cundinamarca, así como para dar respuesta al crecimiento de exportaciones privadas, es urgente buscar una alternativa inmediata. Esta solución podría limitarse a la salida de 1 millón de toneladas y más tarde cuando se cuente con el gran puerto de la Guajira se ampliaría la capacidad de transporte hacia

**TABLA 14**  
**COMPARACION DE COSTOS DE TRANSPORTE DESDE CERREJON HASTA LOS CENTROS DE CONSUMO**

Destino	Export. Carbón	Medios de Transporte	Transbordo	Amortización Vía	US \$/TON			COL \$/TON		
					9	12	20	9	12	20
Río Ancho	Con (1)	Ferrocarril	—	—	2.55	2.88	3.82	87	98	130
	Sin (2)	Automotor	—	Con	8.69	8.91	9.55	295	303	325
	Sin	Automotor	—	Sin	7.20	7.29	7.53	245	248	256
Barranquilla	Con	FFCC-Cabotaje	Río Ancho	—	7.58	8.68	10.10	258	295	343
	Con	FFCC-Automot.	Río Ancho	—	6.95	7.28	8.22	236	248	279
	Sin	Automot.-Cab.	Río Ancho	Con	13.72	14.71	15.83	466	500	538
	Sin	Automot.-Cab.	Río Ancho	Sin	12.23	13.09	13.81	416	445	470
	Sin	Automot.-Cab.	Sta. Marta	Con	15.09	16.03	17.15	513	545	503
	Sin	Automot.-Cab.	Sta. Marta	Sin	14.12	14.91	15.65	420	507	532
	Sin	Automotor	—	Con	13.18	13.44	14.29	448	457	486
	Sin	Automotor	—	Sin	12.12	12.26	12.68	412	417	431
	Sin	Automotor	—	—	—	—	—	—	—	—
Cartagena	Con	FFCC-Cabotaje	Río Ancho	—	8.21	9.41	10.89	279	320	370
	Con	FFCC-Automot.	Río Ancho	—	10.85	11.18	12.12	369	380	412
	Sin	Automot.-Cabot.	Río Ancho	Con	14.35	15.44	16.62	488	525	565
	Sin	Automot.-Cabot.	Río Ancho	Sin	12.86	13.82	14.60	437	470	496
	Sin	Automot.-Cabot.	Sta. Marta	Con	15.70	16.73	17.94	534	569	610
	Sin	Automot.-Cabot.	Sta. Marta	Sin	14.73	15.62	16.44	501	531	559
	Sin	Automotor	—	Con	16.82	17.15	18.12	572	583	616
	Sin	Automotor	—	Sin	15.65	15.82	16.35	532	538	556
	Sin	Automotor	—	—	—	—	—	—	—	—

(1) Con exportación de 2.500.000 toneladas/año.

(2) Sin exportación y con transporte de 500.000 ton./año para abastecer mercado interno.

FUENTE: DNP.

dicho puerto, cubriendo los posteriores incrementos de las exportaciones. Para esta meta inmediata se han estudiado varias alternativas y sus costos.

En las condiciones actuales no es posible una exportación mayor de 600.000 toneladas. Los medios de transporte posibles son: carretera, ferrocarril y ferrocarril-río. (Ver tabla 15).

**TABLA 15**  
SISTEMA DE TRANSPORTE ACTUAL DE CARBON

Clasificación de carbón	Origen	Toneladas métricas movidas en 1976	Medios de transporte utilizado Puerto
Antracita	Landázuri (Carare)	23.635	En camión desde el yacimiento hasta el Río Carare; en barcasas Río Carare, Río Magdalena, Canal del Dique-Puerto Barú.
Hullas Bituminosas	Checua-Lenguazaque	106.586	Del yacimiento en ferrocarril hasta Bogotá y después a un sitio de almacenamiento cerca a Santa Marta y luego en tren hasta el puerto de exportación, Santa Marta.
Otras Hullas	Checua-Lenguazaque (Sabana).	21.027	Del yacimiento en ferrocarril hasta un sitio de almacenamiento cerca de Santa Marta y luego en tren hasta el puerto de exportación, Santa Marta.
Coque	Checua-Lenguazaque (Sabana).	12.523	De los lugares de procesamiento por ferrocarril a un sitio cerca de Santa Marta y luego en tren hasta el puerto de exportación, Santa Marta.
Coque	Checua-Lenguazaque (Sabana).	3.592	De los lugares de procesamiento en camiones a la frontera con el Ecuador.
Coque	Cúcuta Tibú (N. de Santander)	29.300	De los lugares de procesamiento en camiones a la frontera con Venezuela y al Río Magdalena.

FUENTE: Elaboración del DNP con base en datos de PROEXPO.

**TABLA 16**  
COSTOS DE EVACUACION DE 1.000.000 DE TONELADAS ANUALES DE CARBON

Cuenca	Sitio de origen	Medio transporte interior	Puerto exportación	Costo transporte *	Costo manejo **	Costo Pto. Fluvial †	Costo Pto. Marítimo ‡	Costo Total #
Pubenza Dindal	Honda	Ferrocarril	Gaira	391	30	—	131	552
	Honda	Ferrocarril	B. Concha	405	30	—	126	562
	Honda	Ferrocarril-Río	Barú	233	64	43	147	487
Sabana	Lenguazaque	Ferrocarril	Gaira	412	30	—	131	573
	Lenguazaque	Ferrocarril	B. Concha	429	30	—	126	585
	Lenguazaque	Ferrocarril-Río	Barú	309	64	43	141	563
Carare	Carare	Ferrocarril	Gaira	331	30	—	131	492
	Carare	Ferrocarril	B. Concha	348	30	—	126	504
	Carare	Ferrocarril-Río	Barú	232	64	43	147	486
Santander	B/meja	Ferrocarril	Gaira	235	30	—	131	396
	B/meja	Ferrocarril	B. Concha	249	30	—	126	405
	B/meja	Río	Barú	132	34	43	141	356

\* FUENTE: Estimativos DNP - Anexo.

\*\* FUENTE: Estimativos DNP - Anexo.

† FUENTE: Economic Associates, 1974 (actualizadas a 1977).

‡ FUENTE: Economic Associates, 1974 (actualizadas a 1977).

# Dentro del costo de puerto se incluye las conexiones de ferrocarril en Gaira y Bahía Concha.

El primero es descartable por los costos que suponen la adecuación necesaria de carreteras para transportar tan grandes volúmenes y además por los costos de el transporte por carretera a largas distancias.

El ferrocarril podría ser acondicionado para el transporte del volumen previsto. En la actualidad existen dos limitaciones: el tramo de la vía Bogotá-Salgar, y la dotación de equipo. Para superar la primera se ha propuesto una vía alterna Saboyá-Carare que obviaría los problemas presentados por el sector mencionado, puesto que desciende de la Cordillera al Valle del Magdalena por una zona de menor pendiente, y más amplia curvatura, lo que permite aumentar la capacidad para los volúmenes transportados. Aproximadamente en Carare empalmaría esta vía con la actual. En el estudio de Economic Associates sobre el "Carbón coquizable, Checua-Lenguazaque" se encuentra un análisis detallado de la ingeniería y de los costos de esta obra, cuya construcción sería rentable aún sin prever las exportaciones de carbón.

El transporte del carbón puede continuarse por vía férrea hacia Santa Marta (Puertos en Bahía Concha o Gaira) y también puede cambiarse con transporte fluvial en barcazas por el Magdalena desde Barrancabermeja hacia Barranquilla o Cartagena (vía Canal del Dique).

Los obstáculos a superar para la utilización de esta vía son los presentados para la navegación del río en algunos sitios por la presencia de bancos de arena. La navegación por el canal se dificulta debido a la acumulación de sedimentos y a la estrechez de las curvas. Ambos problemas se solucionarían mediante dragado, y la modificación de algunos tramos del canal. En un estudio presentado por el DNP al Conpes, en septiembre de este año sobre "El Transporte del Carbón del Interior del País para exportación", se plantea la vía fluvial como la alternativa indicada y más barata en el caso de que los costos de adecuación de río no fueran cargados a la exportación de carbón únicamente. En ese caso el río sería el medio de transporte menos costoso. Un cuadro elaborado por el DNP y que anexamos sobre "Costos de Evacuación de 1.000.000 de toneladas de carbón" señala los costos para cada una de las alternativas de transporte hacia los puertos (Tabla 16).

#### Alternativas Portuarias.

El posible puerto estaría en parte determinado por el medio de transporte utilizado desde el interior, y por los costos totales resultantes de sumar costo del transporte mina-puerto, más costo del puerto.

Se han considerado tres posibles alternativas:

- Bahía Concha (Norte de Santa Marta).
- Gaira (Sur de Santa Marta).
- Barú (Cartagena).

No se considera Barranquilla por problemas de ubicación del puerto en la desembocadura del Río Magdalena y tampoco Santa Marta porque se encuentra actualmente prácticamente copado. Los costos de las obras portuarias según el estudio Economic Associates (1974) son los siguientes:

TABLA 17

COSTO DE LAS OBRAS PORTUARIAS  
Hasta para 1.000.000 Ton./Año  
(Miles de Pesos)  
1.974

	Barú	B. Concha	Gaira
Acceso	3.500	12.000	1.000
Dragados	6.500	—	—
Descapote	350	100	100
Edificios	2.000	2.000	2.000
Vías Internas	6.500	8.000	5.500
Obras Civiles	75.000	50.000	65.000
Otros	50	2.000	4.000
<b>Total</b>	<b>93.900</b>	<b>74.100</b>	<b>77.600</b>

Los costos de adecuación de Barú para el volumen de exportaciones previsto resultan los más altos entre las alternativas propuestas. Esto debido al dragado que se hace necesario y el costo de las obras civiles ya que constan de puerto fluvial y marítimo. A pesar de esto el costo total del transporte de la mina al barco resultaría más favorable mediante la utilización del ferrocarril hasta el Magdalena, luego por el Magdalena y el Canal del Dique hasta Barú.

Por conclusiones de estudios preliminares no parece Bahía Concha tener una clara ventaja económica, por tanto no es recomendable la localización de un puerto en ese sitio. Solo si posteriores estudios detallados demuestran la amplia conveniencia económica de la construcción portuaria en tal bahía, se podría revisar esta recomendación, pero siempre teniendo en cuenta que esa área hace parte de un parque nacional con usos alternativos de gran beneficio social en el largo plazo.

## CAPITULO XVI

### PROYECTOS DEL GOBIERNO

La participación del estado en los grandes proyectos para el desarrollo del sector es necesaria dada la importancia del recurso y la magnitud de las inversiones a realizar. Con tal fin se constituyó Carbones de Colombia S.A., una sociedad comercial formada con aportes exclusivamente oficiales y pertenecientes al sector Administrativo de Minas y Energía. Sus socios principales son: Ecopetrol, Ingeominas, IFI y Ecominas. El objeto de la empresa es desarrollar programas de exploración, explotación y comercialización de los carbones colombianos directamente o en asocio del interés privado, todo ello dentro de las directrices políticas que le señale el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía. Los proyectos que en la actualidad está llevando a cabo dicha empresa se describen a continuación.

#### **Cerrejón.**

La empresa ha iniciado labores en forma prioritaria en la Cuenca Carbonífera del Cerrejón en la Guajira. El sector Norte de dicha Cuenca, con un área de 38.000 hectáreas, esta siendo objeto de trabajos de prospección, con base en un contrato de asociación celebrado con Internacional Colombia Resources Corporation — Intercor. En desarrollo de este contrato se han efectuado hasta ahora más de 100 perforaciones, con un promedio de 1.000 pies cada una y la inversión realizada hasta ahora es aproximadamente de ciento cincuenta millones de pesos (150.000.000).

Esta inversión, como todas las que se hagan durante el período de exploración, son por cuenta y riesgo de Intercor, y no serán ni reembolsables ni capitalizables por dicha Empresa cuando el yacimiento entre en explotación.

De conformidad con el contrato, una vez que Intercor lleve a cabo la prospección de las 38.000 hectáreas, se reducirá la zona objeto del mismo, a la extensión de interés para la futura explotación carbonífera. Esta área reducida será objeto de exploración intensiva durante dos años más.

Dentro del período de prospección y exploración, Intercor deberá efectuar los estudios del puerto carbonífero y del ferrocarril. La localización del puerto es un problema complejo debido a los fuertes vientos y oleajes de la Costa del Caribe en la Guajira. Por tal razón se estudian varias alternativas para doptar la mejor solución técnico-económica. El departamento de Ingeniería de Puertos de Exxon ha presentado a Carbocol un primer informe preliminar sobre el puerto y en el mes de Octubre presentará un segundo informe que servirá para determinar, en principio, la localización de dicho puerto, hecho lo cual habrá necesidad de efectuar los sondeos, estudios de vientos y olas, y arrastre de material, para hacer los diseños definitivos para la construcción del puerto.

En la zona Central de la Cuenca del Cerrejón, que ha sido parcialmente explorada por el IFI, en asocio de Peabody, Carbocol, con personal netamente colombiano, desde el mes de junio pasado, ha reiniciado los trabajos exploratorios complementarios, los cuales estarán terminados en diez meses. Al mismo tiempo



se han reparado los campamentos y equipos que estuvieron sin uso desde diciembre de 1975.

Igualmente, Carbocol ha gestionado con Fonade y éste ha aceptado financiar los estudios de factibilidad minera de esta zona central. Dichos estudios se llevarán a efecto simultáneamente con las labores de exploración complementaria.

Como actividad inicial de explotación, que a la vez complementa los trabajos exploratorios de esta zona central, Carbocol proyecta la apertura de una mina a tajo abierto, con una producción de 500 a 1.000 toneladas de carbón diarias. Este carbón servirá para abastecer la necesidad energética de la fábrica de cemento de la Costa Atlántica, dentro de sus programas de sustitución del fuel oil y del gas por carbón pulverizado. El transporte de esta producción inicial se hará por carretera desde la mina hasta su lugar de destino. Para tal fin es necesario mejorar y acondicionar las vías existentes, programas que ya está en marcha.

Como segunda etapa se explotará el carbón necesario para las plantas termoeléctricas de Corelca cuya demanda será del orden de 2.000 toneladas diarias, con lo cual se tendría una explotación de un millón de toneladas año. En este caso el transporte se solucionaría por carretera del Caribe Guajiro y por mar hasta Barranquilla y Cartagena.

Esta explotación se ampliará para tener, utilizando el puerto carbonero de Barú, una exportación inicial, en pequeña escala, que de a conocer la calidad de nuestros carbones en el mercado internacional, como base de futuros contratos a largo plazo.

#### **San Luis**

El campo carbonífero de San Luis está ubicado en el municipio de San Vicente de Chucurí, Departamento de Santander. Es una zona situada en las estribaciones occidentales de la Cordillera Oriental, en el Valle Medio del Río Magdalena. Las conclusiones de la prospección de superficie realizada por Ingeominas determinó 28 mantos de carbón con espesores que varían entre 0.60 y 5 m. El carbón es bituminoso pero hacia el extremo sur del yacimiento es posible encontrar carbones coquizables. Se calcula que las reservas geológicas in situ ascienden a los 180 millones de toneladas, de las cuales 80 se encuentran por encima del nivel del agua y 100 por debajo de dicho nivel.

Con el fin de explotar este importante yacimiento Carbocol efectuó una invitación a varias firmas internacionales para con posterioridad escoger una con la cual establecerá un Contrato de Asociación.

#### **Convenios para exploración y Explotación de los Carbones Coquizables del Interior del país**

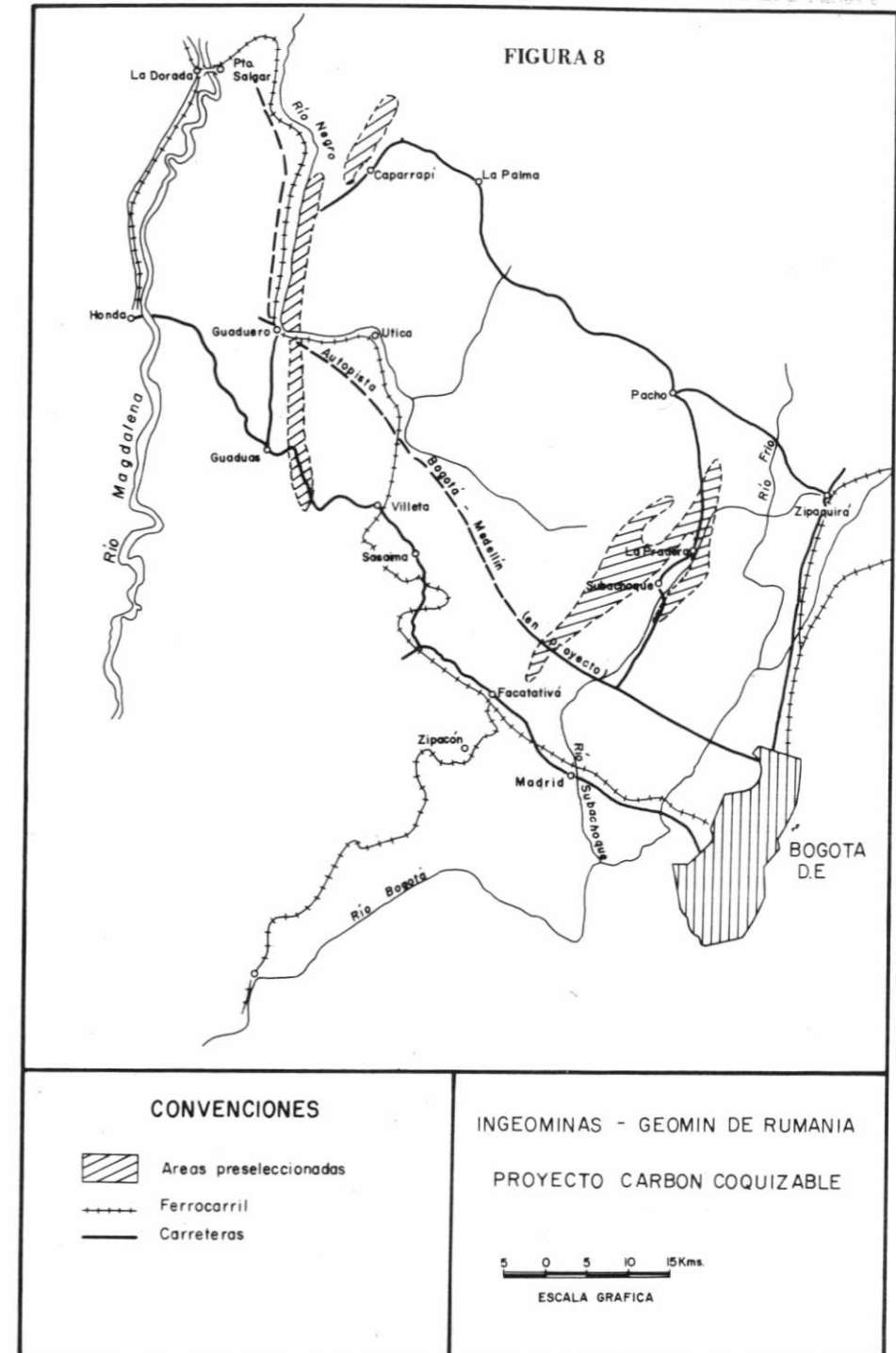
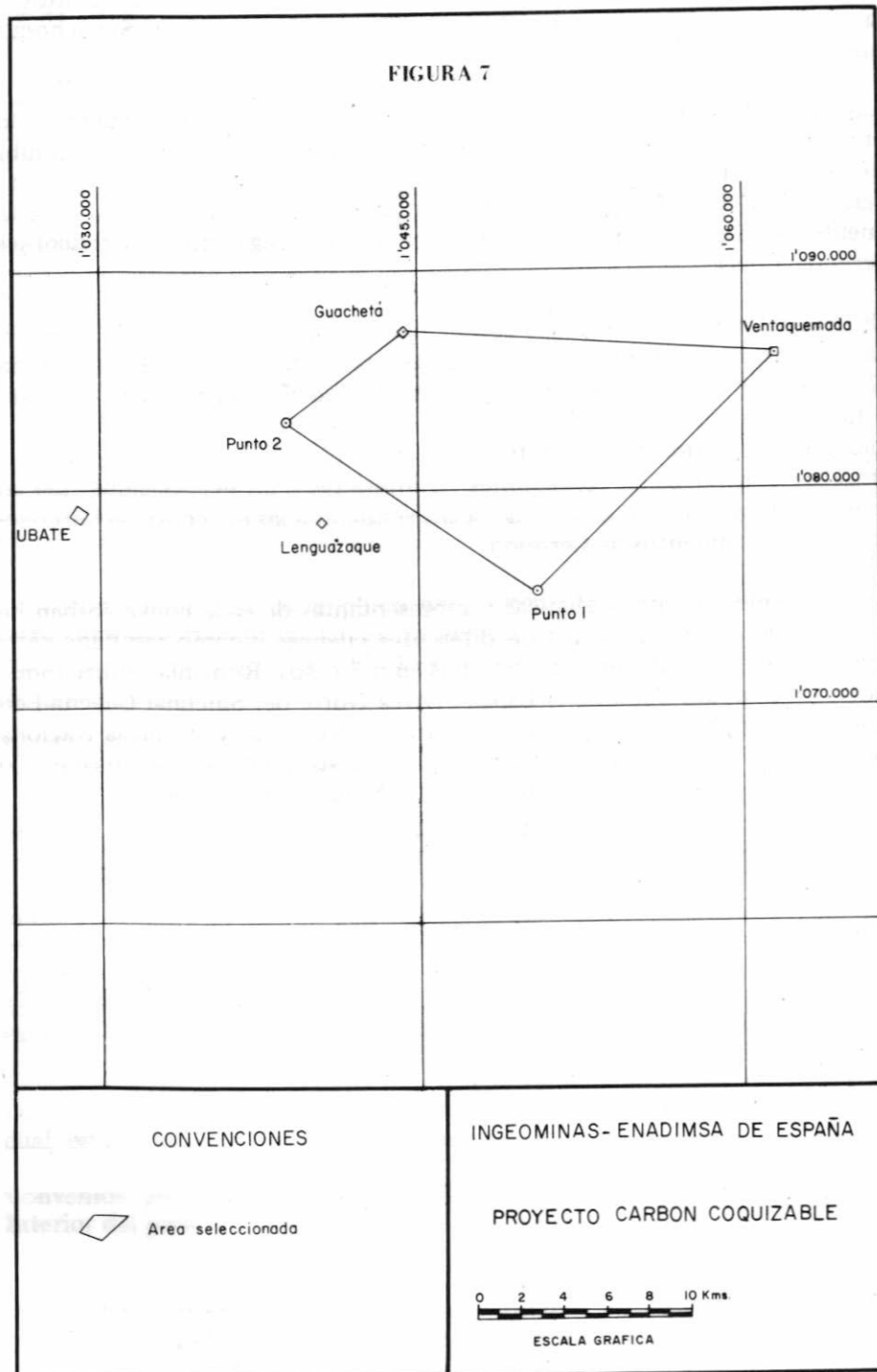
Los diferentes convenios sobre exploración del carbón se adelantan en desahde protocolos o declaraciones diplomáticas entre representantes del Gobierno de Colombia y representantes de tres Gobiernos extranjeros: Brasil, España y Rumania. Son por tanto acuerdos bilaterales para promover el desarrollo y comercio entre las partes.

El objetivo a mediano y largo plazo es el de adelantar, a escala de mediana y gran minería, el aprovechamiento y comercialización de posibles yacimientos de carbón en el centro del país en las Cuencas: Checua - Lenguazaque, Subachoque-La Pradera y Caparrapí - Guaduas (Ver figuras 7 y 8).

Las entidades operativas son, en todos los casos, empresas estatales de los respectivos países e Ingeominas, como representante del Gobierno de Colombia durante la etapa exploratoria y Carbocol en las etapas de montaje, producción y comercialización. Para fines de coordinación se establecieron comisiones mixtas permanentes, en las cuales participan representantes de Ingeominas, Carbocol y el Ministerio de Minas.

El desarrollo de los convenios contempla en una primera etapa la selección de áreas promisorias, dentro de las reservas asignadas para estudio de Ingeominas en 1973; el estudio y exploración conjunta; la evaluación del potencial y el estudio de factibilidad económica. No se han definido aún las condiciones de la etapa de explotación. Al respecto los protocolos contemplan la negociación y firma de los contratos respectivos en condiciones no inferiores a las negociaciones del gobierno de Colombia en otras áreas; vale decir, similares a las del contrato Carbocol-Intercor en los yacimientos de Cerrejón.

Las diferentes misiones técnicas y representantes de cada convenio han hecho reconocimientos preliminares de diferentes cuencas y como resultado se ha concretado la selección del área de estudios en dos casos: Rumania (Subachoque-La Pradera y Guaduas Caparrapí) España (Area Norte del Sinclinal Checua-Lenguazaque). Las respectivas empresas (Geomín de Rumania y Empresa Nacional de Adaro de España) adelantan los trámites para constitución de la sucursal en Colombia, a fin de estar en capacidad de iniciar los trabajos de prospección.



## CAPITULO XVII

### CONCLUSIONES GENERALES

El desarrollo de la explotación y exportación del carbón en un desafío para la planeación energética del país. Para poder aumentar la explotación se hace inaplazable efectuar una serie de inversiones sin las cuales será difícil la planeación del sector y su desarrollo. El desconocimiento del recurso, las complicadas situaciones jurídicas y la inexistencia de infraestructura son aspectos que se han de tener en cuenta en el diseño de una política para el carbón.

El análisis expuesto sobre los diversos factores de la situación del sector ha llevado a las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- Para el desarrollo de la exploración, es necesario fomentar proyectos del sector privado sobre áreas específicas mediante contratos con Carbocol. El control por parte de dicha empresa oficial, garantizará el cumplimiento de los programas exploratorios.

Así mismo, se hace indispensable la cumplida ejecución de los convenios con otros países (Rumania, España, Brasil) para el reconocimiento de la zona central de país, que constituye la reserva más importante de carbones coqueables.

Ingeominas deberá realizar programas de prospección sobre las áreas carboníferas de interés, así como trabajos de exploración contratados por Carbocol.

Es necesario desarrollar la sistematización del resultado de las investigaciones exploratorias tanto privadas como oficiales; con el fin de lograr una aproximación más real al recurso de que dispone el país.

- En cuanto a la situación jurídica, es urgente una evaluación del cumplimiento de los contratos vigentes en el Ministerio, tanto para definir las situaciones en trámite como para cancelar los contratos de quienes no hayan cumplido con las condiciones consignadas en la legislación. Para esto se requiere de la sistematización de la información jurídica que el Ministerio está llevando a cabo actualmente.

Es importante además impulsar la nueva modalidad de los contratos de Carbocol con los particulares, sobre las áreas de reserva. Esto simplifica significativamente los trámites jurídicos y garantiza una mayor vigilancia del gobierno sobre el desarrollo de la exploración y explotación de los yacimientos.

- Para estimular el desarrollo técnico de la minería actual dada la insuficiencia de capital para inversión en el sector minero, se debe, poner en ejecución un programa de crédito orientado especialmente a la minería de carbón. Uno de los escollos principales para la distribución del crédito en este sector es el de las garantías exigidas por las entidades bancarias a los prestamistas, y que los mineros generalmente, no pueden presentar por las características específicas de su actividad económica. Con el fin de superar este problema se puso a

consideración de Planeación Nacional y el Banco de la República un proyecto sobre la constitución de un fondo de garantías para minería adscrito al Banco de la República y cuya finalidad sería asegurar ante las entidades crediticias los préstamos que se hagan a los mineros. El capital inicial de dicho fondo se obtendría mediante un crédito ofrecido por el Gobierno Canadiense y por aportes de Ecominas.

Además, llevar a cabo el plan de seguridad minera que el Ministerio ha iniciado. El control estricto de las condiciones de seguridad de las minas, con asesoría técnica al respecto, en el programa más importante que se tiene en el momento ya que modificará las condiciones de trabajo del minero, las cuales son actualmente inaceptables tanto del punto de vista humano como económico.

- El análisis de los problemas ecológicos generados por la minería del carbón es un nuevo campo de análisis. Es importante desarrollar medidas de protección al medio ambiente compatibles con el desarrollo minero. El control ecológico se deberá hacer mediante normas acordes a los problemas específicos que se vayan presentando. Vgr. el de la parte sur del Valle del Cauca.
- Las áreas inmediatas en el campo de la infraestructura con el fin de dar salida a los carbones del interior son, la construcción de la línea férrea Saboyá-Carare y la habilitación del Río Magdalena. Es imposible el fomento de las de los carbones del interior hasta que no se haya mejorado la infraestructura de transporte. En particular se considera de dudoso beneficio social exportar carbón antes de que esté funcionando el ferrocarril de Saboyá - Carare. En la actualidad, carbón que se vende en puerto a US\$ 35 se vende en el centro del país a \$420. Es decir que \$ 800 o más del precio de la tonelada de carbón exportado se va en transporte, el cual por lo demás está subsidiado a través de los precios de combustible. Por otra parte no se debe fomentar la exportación de carbón de minas antitécnicas, donde se pierde el 50% de la reserva de carbón y donde los mineros laboran en condiciones peligrosas, con salarios muy bajo.

## CUARTA PARTE

### RECURSOS ENERGETICOS NO CONVENCIONALES

## CAPITULO XVIII

### INTRODUCCION

Antes de entrar a analizar el desarrollo y la perspectiva en el uso de las fuentes de energía, que hoy se denominan no convencionales, tales como la energía solar, la energía nuclear —fisión y fusión—; la energía geotérmica, y la gasificación del carbón, se hace imprescindible presentar una visión tal vez un poco panorámica de la situación energética mundial, que es seguramente el factor primordial para que hoy día el mundo entero esté pendiente de las perspectivas ofrecidas por estos nuevos recursos energéticos.

La crisis energética es el resultado de los siguientes factores:

- 1) El crecimiento exponencial de la población.
- 2) El incremento en el consumo de energía exigido por el avance económico y social.
- 3) La actual dependencia energética de recursos fósiles no renovables.

Respecto al primer determinante de la crisis energética, vale la pena recordar que se necesitaron más de dos millones de años para que la población del mundo llegara a 4.000 millones de habitantes. Esta cifra, a la tasa actual de crecimiento del 2% anual, se duplicará en solo 35 años y posteriormente se espera que el mundo aumentará su población a razón de 1.000 millones cada 8 años.

El comportamiento en el crecimiento de la población mundial se ilustra en la figura 1: Cuando la agricultura fue introducida, hace unos 10.000, el mundo tenía unos 100 millones de habitantes. La población fue desde entonces incrementándose gradualmente hasta hace unos 1.500 años, cuando llegó a 700 millones de habitantes. Desde la revolución industrial en el siglo 18 se inició un crecimiento demográfico acelerado.

Aunque es obvio que la tasa de natalidad seguirá descendiendo, a medida que más sociedades entran en la etapa de transición demográfica, es ilustrativo anotar que si sigue el actual ritmo de crecimiento de la población, la humanidad llegará a situaciones claramente insostenibles. Por ejemplo, en el año 3.000 correspondería por persona una superficie de tierra menor a un  $\text{cm}^2$  y la masa de la población sería cercana a la masa misma del planeta ( $6 \times 10^{21}$ ) toneladas.

Aunque es poco probable que estas proyecciones se cumplan, sí es necesario analizar la relación entre consumo de energía y crecimiento demográfico. Es bien sabida la importancia de la energía para toda la actividad humana. De hecho, la cantidad de energía consumida por un pueblo se usa hoy en día como una medida de su desarrollo social, cultural y económico. Para cumplir las funciones básicas, el hombre requiere aproximadamente 8.000 BTU de energía por día. Este es el consumo energético promedio por día por persona en las comunidades más primitivas que actualmente pueblan la tierra.

Por otra parte, todo avance cultural en la historia ha venido acompañado de un pronunciado incremento en el consumo energético per capita, que ha llevado a sociedades catalogadas en el presente como post-industriales a consumos cercanos

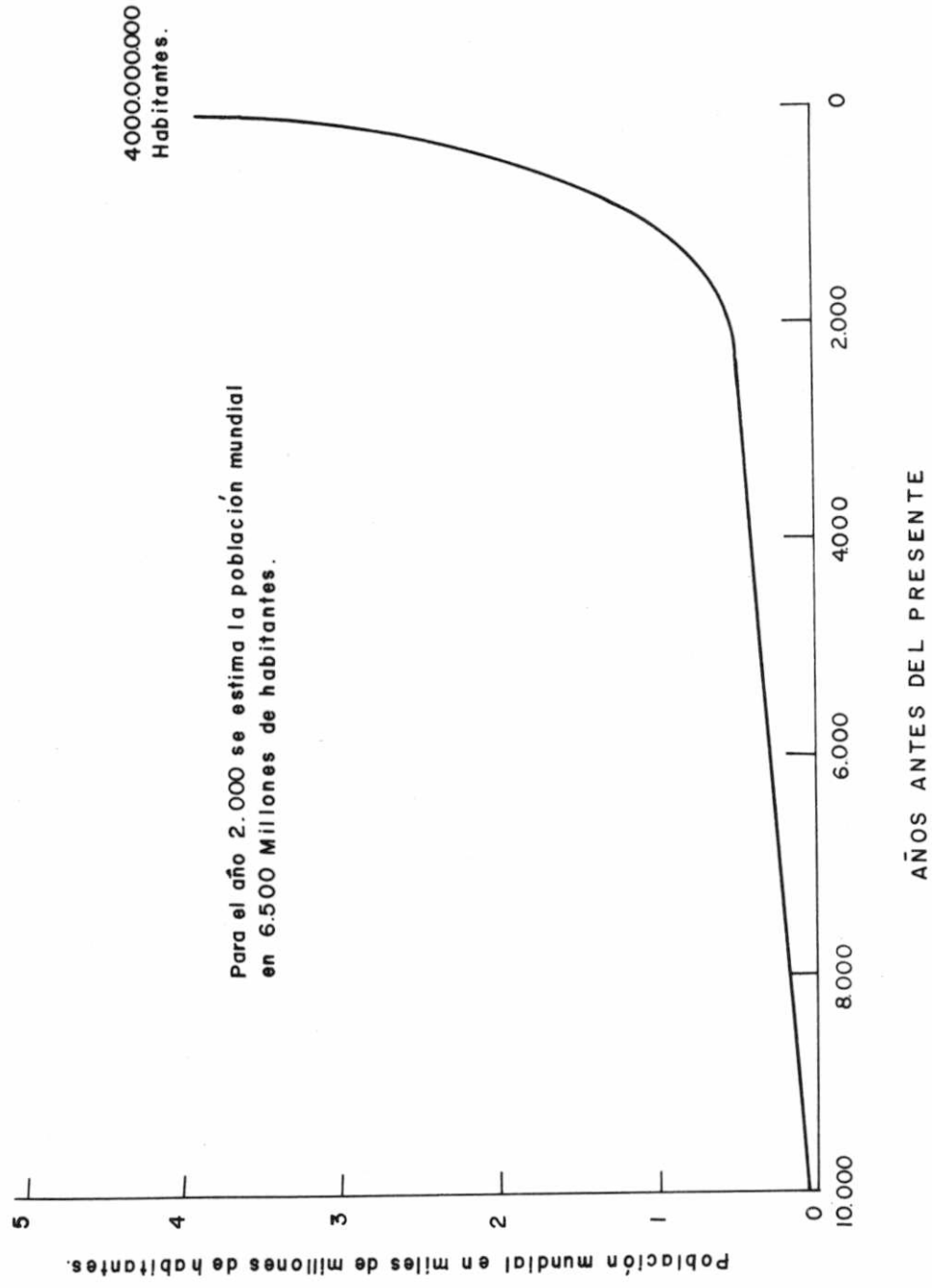


Figura No 1: CRECIMIENTO DE LA POBLACION MUNDIAL \*

\* Code, A. J. Scientific American, 231, No 3, 41 (1.974).

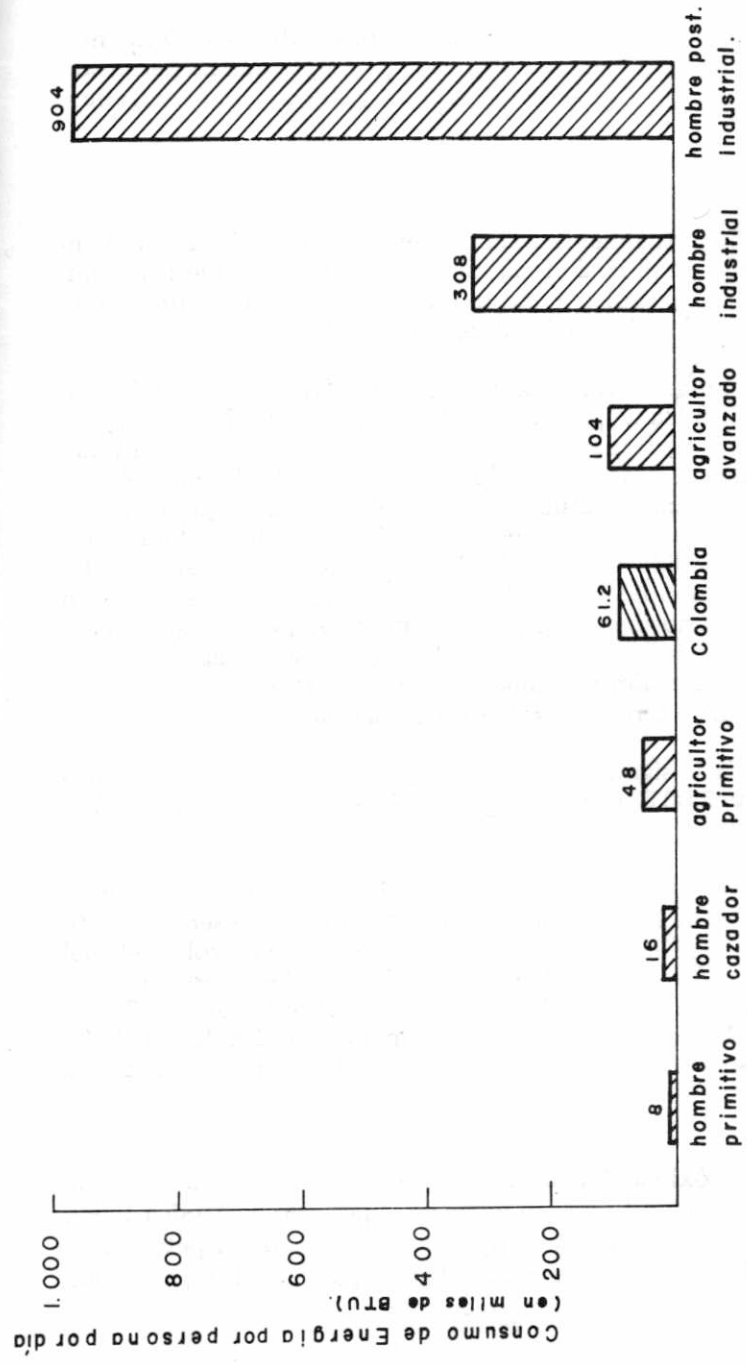


Fig. 2: CORRELACION ENTRE DESARROLLO SOCIAL Y CONSUMO ENERGETICO PER - CAPITA \*

\* E. A. Walters, E. M. Wewerka, "An Overview of the Energy Crisis" J. Chem. Ed., v. 52, No. 5, May (1.975).

al millón de BTU por día por persona. Este fenómeno alcanza extremos en sociedades de tecnología avanzada como los Estados Unidos, donde el 6% de la población de la tierra consume el 35% de la energía producida.

Se ha estudiado una correlación entre el consumo promedio de energía individual y el producto bruto interno nacional de varios países, lo que ha permitido una clasificación del avance socio-cultural de los pueblos y su consumo energético, como se muestra en la figura 2.

### Dependencia Energética.

Hasta los años de 1.850 virtualmente toda la energía provino de la leña. Lentamente se inició un período en el cual el carbón fue la fuente energética dominante, y solo recientemente el petróleo y gas natural fueron ganando prominencia hasta llegar a generar cerca del 80% de la energía mundial.

Ante la dependencia mundial del petróleo como energético se hace indispensable analizar la situación histórica de producción de este producto. El área bajo la curva mostrada en la figura 3 corresponde a un reciente estimativo de la cantidad total de reservas recuperables de petróleo crudo en el mundo. La línea en forma de campana muestra la tasa anual de utilización del petróleo. La baja pendiente inicial de la curva se atribuye a las dificultades tecnológicas en la exploración y explotación del petróleo. A medida que las dificultades se fueron superando, la tasa de producción se incrementa rápidamente, hasta alcanzar los mayores niveles en la década de 1990, para posteriormente comenzar a decrecer por la disminución de las reservas. Eventualmente las únicas reservas disponibles serán algunos de los viejos campos puestos en producción nuevamente, a altos costos, mediante técnicas de recuperación secundaria o terciaria hasta su total agotamiento.

El período de tiempo más significativo de la curva es aquel de solo 64 años comprendido entre 1967 y 2.031, período en el cual se estima se consumirá el 80% del petróleo existente en el mundo.

En el panorama mundial no solo la cuantificación del petróleo es importante. También lo es la localización de las reservas. Edward A. Walters presenta un estimativo de la distribución geográfica de las reservas mundiales de petróleo, el cual se ilustra en la figura 4. La altura de cada barra corresponde a las reservas estimadas en la región y el área rayada a la cantidad de petróleo extraída hasta 1973. La magnitud de las reservas petroleras remanentes en el mundo localizadas en el Medio Oriente no deja duda sobre la influencia de esta zona en la política energética mundial.

Es indudable que la próxima declinación en la pendiente de la curva de producción del petróleo en el mundo que se inicia en el período de 1985 a 1990, y la localización de las reservas conocidas convierten el consumo del petróleo en un problema geopolítico. Esta situación es muy peligrosa para aquellos países que planeen en el futuro depender energéticamente de importaciones de petróleo y sus derivados.

FIGURA 3

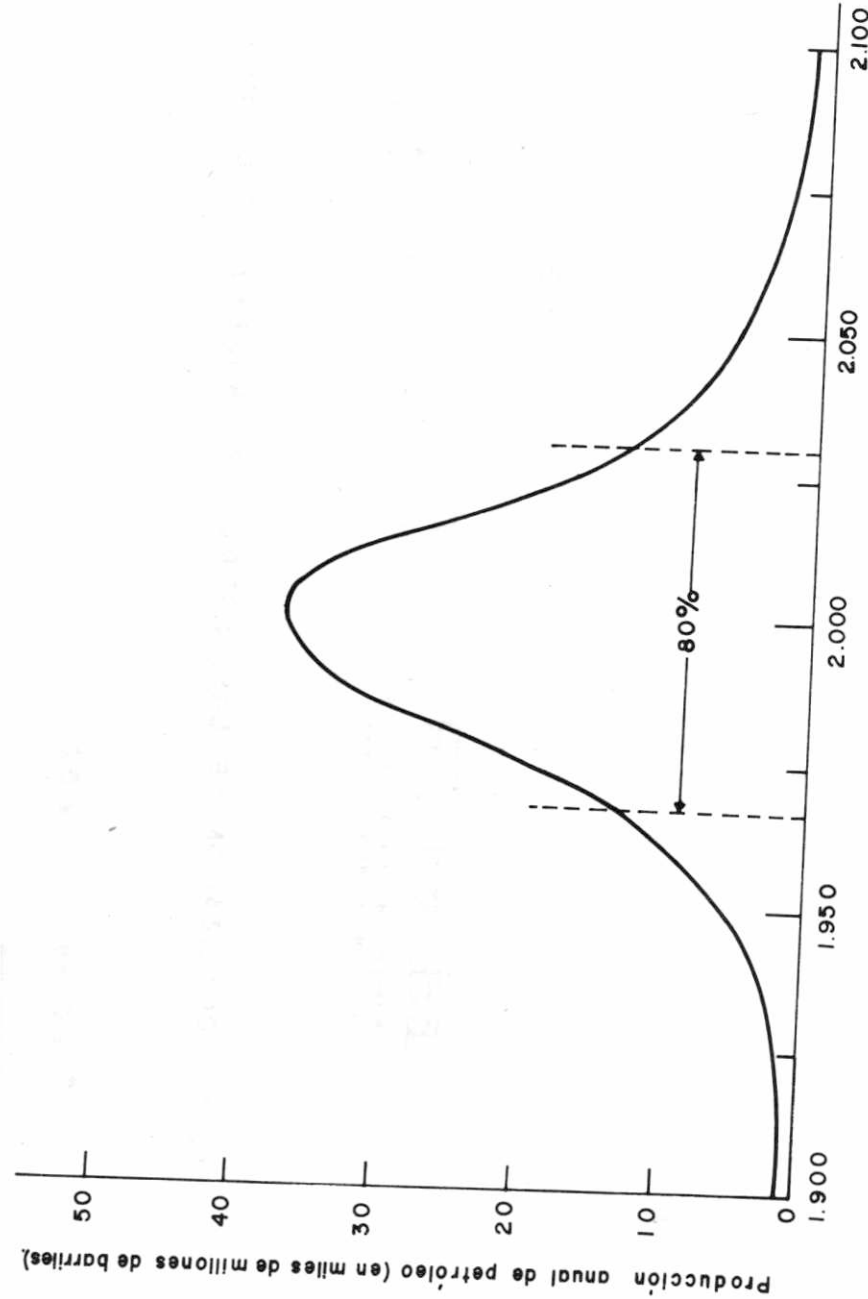
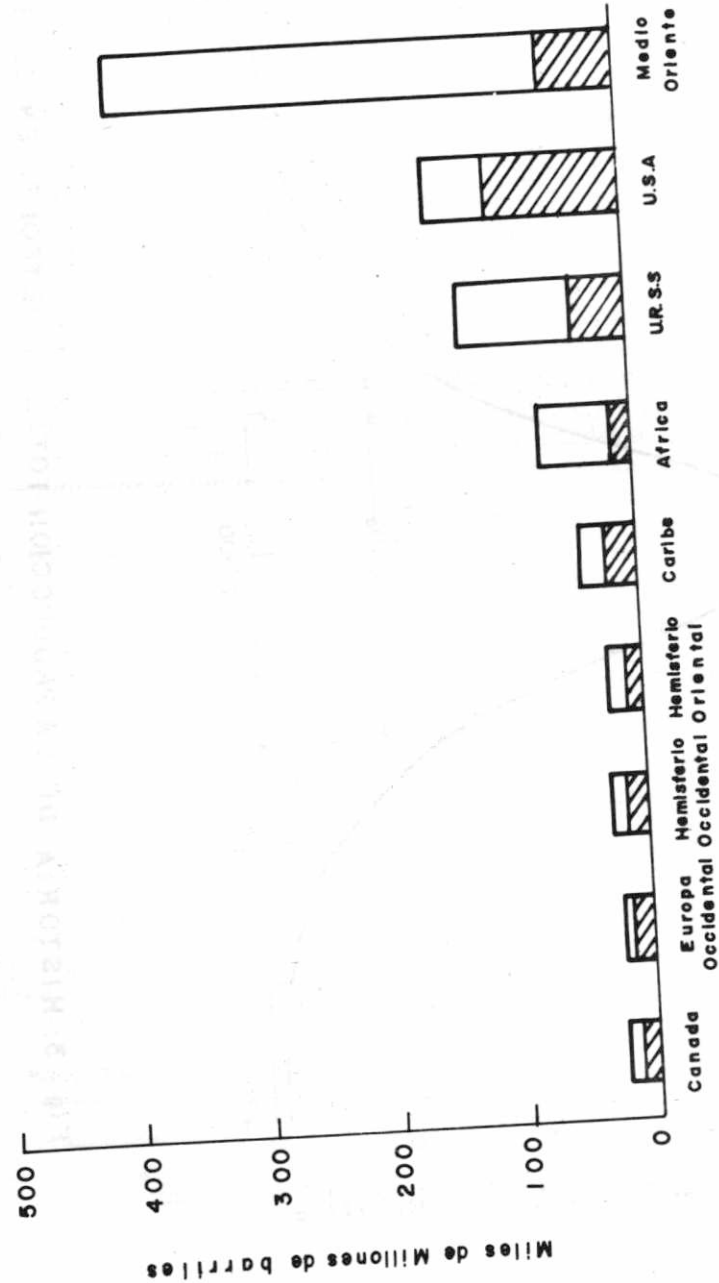


Fig. 3: HISTORIA DE LA PRODUCCION TOTAL DE PETROLEO EN EL MUNDO \*

\* Hubbert, M. K., "Resources and Man" Freeman, Sn. Fr. (1969) P. 157.

FIGURA 4



\* Fig. 4: LOCALIZACION DE LAS RESERVAS PETROLERAS DEL MUNDO \*

\* J. Chem. Ed. V. 52 No 5 (1.975).

#### Duración de los Recursos Energéticos conocidos no Renovables:

A pesar del desarrollo de los hechos que han provocado la crisis energética, ésta puede aún ser considerada por muchos como un juego político.

Sin embargo, resulta innegable la siguiente evaluación: Si el mundo continúa incrementando su consumo de energía y se conserva la tasa de duplicación de la demanda cada 10 años; y si además solo se continúan usando reservas energéticas no renovables, petróleo, gas, carbón; y si suponemos que hayamos usado hasta ahora el 0.1% (milésima parte) de todos ellos, consumiremos el total de nuestros combustibles en un siglo. Si con optimismo suponemos que hasta ahora hemos consumidos el 0.01% (diez milésima parte) del total de reservas, lo que queda durará 130 años. Aún se puede suponer consumida solo una millonésima parte del total y la situación seguirá siendo crítica. Agotaríamos el total de reservas en solo dos siglos. Esta argumentación basada en cálculos matemáticos parece ser la más innegable evidencia de la realidad de la crisis energética.

#### Respuesta a la Crisis Energética

Ante la magnitud del problema energético se han planteado las siguientes soluciones a nivel global:

- 1) El desarrollo de fuentes alternas de energía —especialmente aquellas renovables—
- 2) El ahorro de energía —con énfasis no tanto en la restricción en el consumo de la energía sino en el uso moderado y racional de la misma. Esta segunda estrategia no trata de solucionar el problema sino que se considera como un requerimiento para cerrar la brecha entre el agotamiento de reservas convencionales de energía y el desarrollo de las tecnologías requeridas para el uso de fuentes energéticas sustitutivas.

Respecto al desarrollo de recursos energéticos no convencionales en el mundo, se hace interesante observar las proyecciones presentadas para los Estados Unidos (Ver figura 5). Si bien la distribución energética proyectada que se muestra puede diferir de la de cualquier otro país, y posiblemente no será la de los Estados Unidos —es sin lugar a dudas importante no desconocer las opciones energéticas del mundo del futuro.

#### Situación Colombiana - Población y Consumo Energético

En 1975 la población del país se estimó en 24 millones de habitantes, y la tasa de crecimiento promedio demográfico anual durante los últimos diez años fue de 2.7%. Esta tasa de crecimiento, superior al crecimiento promedio mundial, implica una duplicación de la población cada 25 años. Con el tiempo, es de esperar que esta tasa disminuya.

De otra parte el consumo energético del país para el mismo año fue evaluado en 245.000 barriles de petróleo equivalente por día (BPED), lo cual representa un consumo energético de sólo 61.200 BTU por día por persona, consumo que clasifica al país ligeramente por encima del nivel de país agricultor primitivo.



FIGURA 5

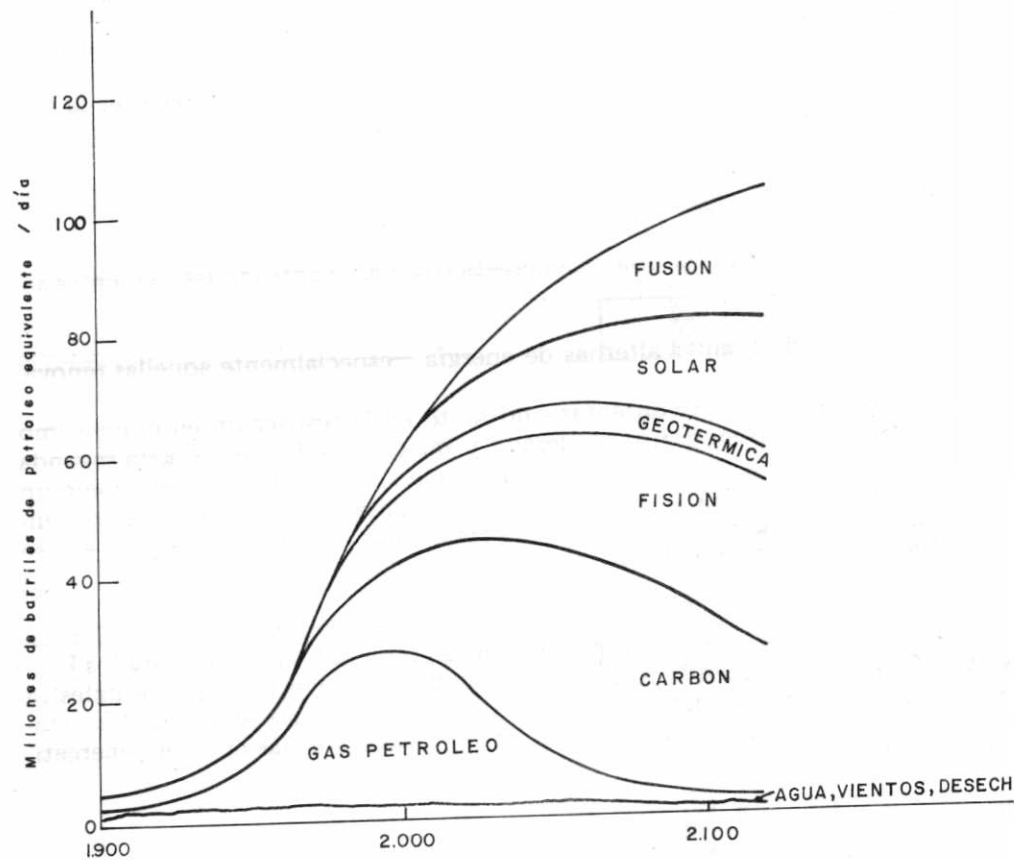


Figura No 5: PROYECCIONES DE PRODUCCION ENERGETICA EN LOS ESTADOS UNIDOS. \*

\* "Exploring Energy choices", Ford Fundation, 1.974.

Como el crecimiento del producto bruto interno por habitante tiene una correlación directa con el consumo energético, si el país aspira a tasas de crecimiento del producto superiores al promedio del pasado, es poco probable que logre mantener aumentos en la demanda de energía muy inferiores a los que ha sido la experiencia histórica.

Como el crecimiento global del consumo energético del país durante los últimos 15 años (incluyendo crecimiento de población) ha sido del orden del 7% anual —una proyección con base en promedios históricos daría los siguientes consumos diarios de energía:

AÑO	BPED
1975	245.000
1985	482.000
2000	1'329.000
2025	7'217.000
2050	39'169.000

Es indudable que el desarrollo socio-cultural del país reducirá la tasa de crecimiento demográfico, —factor que no se ha tenido en cuenta en estas proyecciones— pero también es igualmente cierto que a nuestros actuales niveles de consumo energético el mismo desarrollo impondrá tasas muy elevadas de aumento en el consumo de energía per capita. La figura 6 muestra el resultado de esta proyección.

Dadas estas proyecciones, y las limitaciones que tiene el país en materia de petróleo, energía hidroeléctrica, y los usos limitados del carbón, dentro del marco conceptual presentado anteriormente parece justificado considerar, dentro de la política energética del país, las opciones energéticas no convencionales. Con el objeto de presentar el estado del arte en el uso de fuentes no convencionales de energía o el uso energético no convencional de otros recursos se consideran en los próximos capítulos los siguientes temas:

- 1) Fisión nuclear y Fusión nuclear.
- 2) Energía Solar.
- 3) Nueva tecnología de carbón: gasificación, licuación y producción de crudos sintéticos.
- 4) Metanol y Etanol: componente y/o sustituto de la gasolina motor.
- 5) Otras fuentes no convencionales de energía: Energía Eólica, del mar y desechos agrícolas, orgánicos y municipales.

Antes de pasar a discutir el estado de la tecnología para producir estos tipos de energía y sus costos, vale la pena discutir la figura 7. En este gráfico se resume la proyección que se ha elaborado para Colombia sobre consumo de energía por fuentes hasta finales del siglo. Si este gráfico se compara con la proyección para los Estados Unidos consignada en la figura 5, observaremos que debido al retraso tecnológico Colombiano y a la relativa abundancia del recurso hidroeléctrico, la proyección de energía no convencional a finales del siglo será muy pequeña. No obstante, si el país no entra a utilizar estas reservas tecnológicas, podría entrar al próximo siglo con una inferioridad tecnológica notable, y es obvio que las de-

FIGURA 6

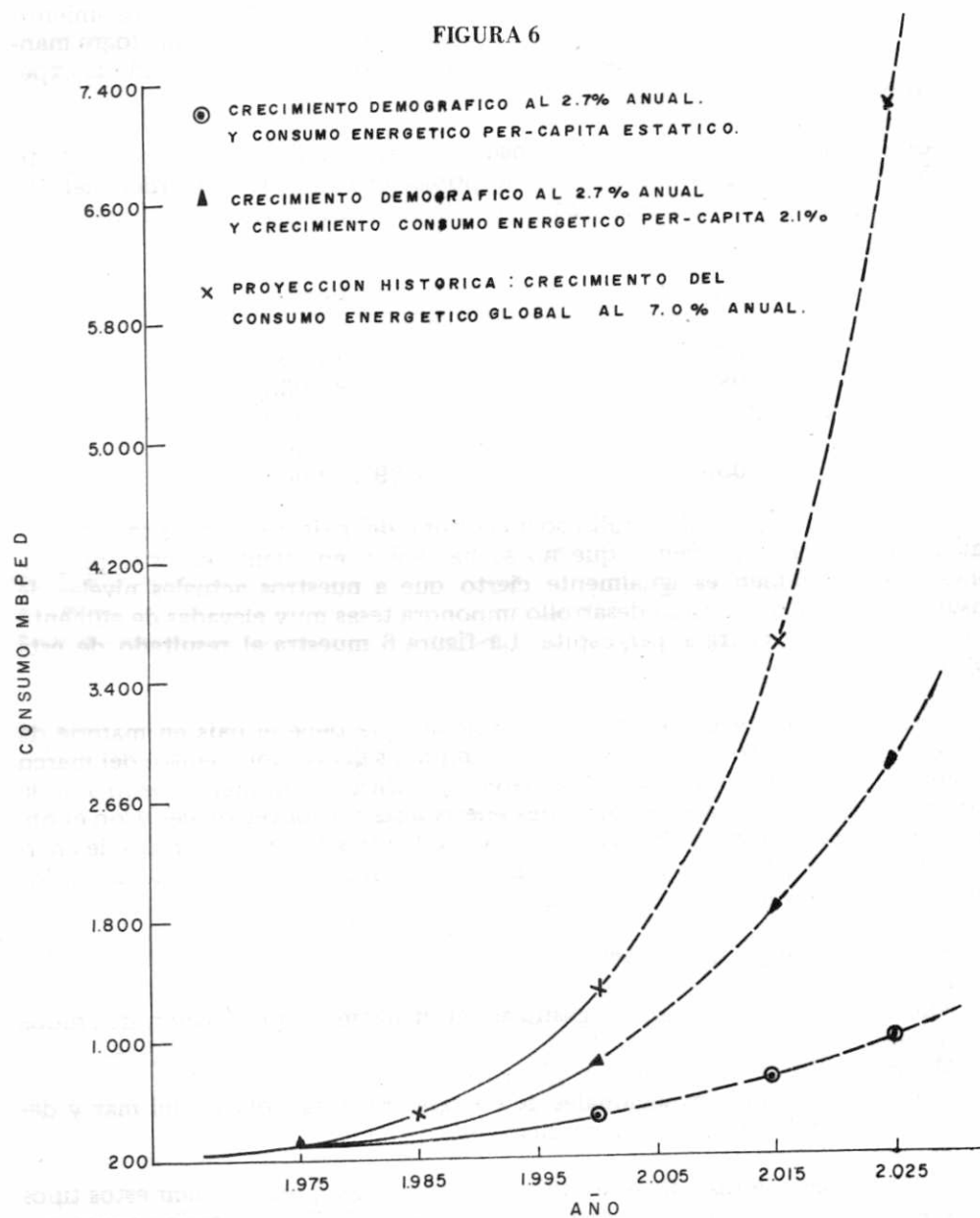
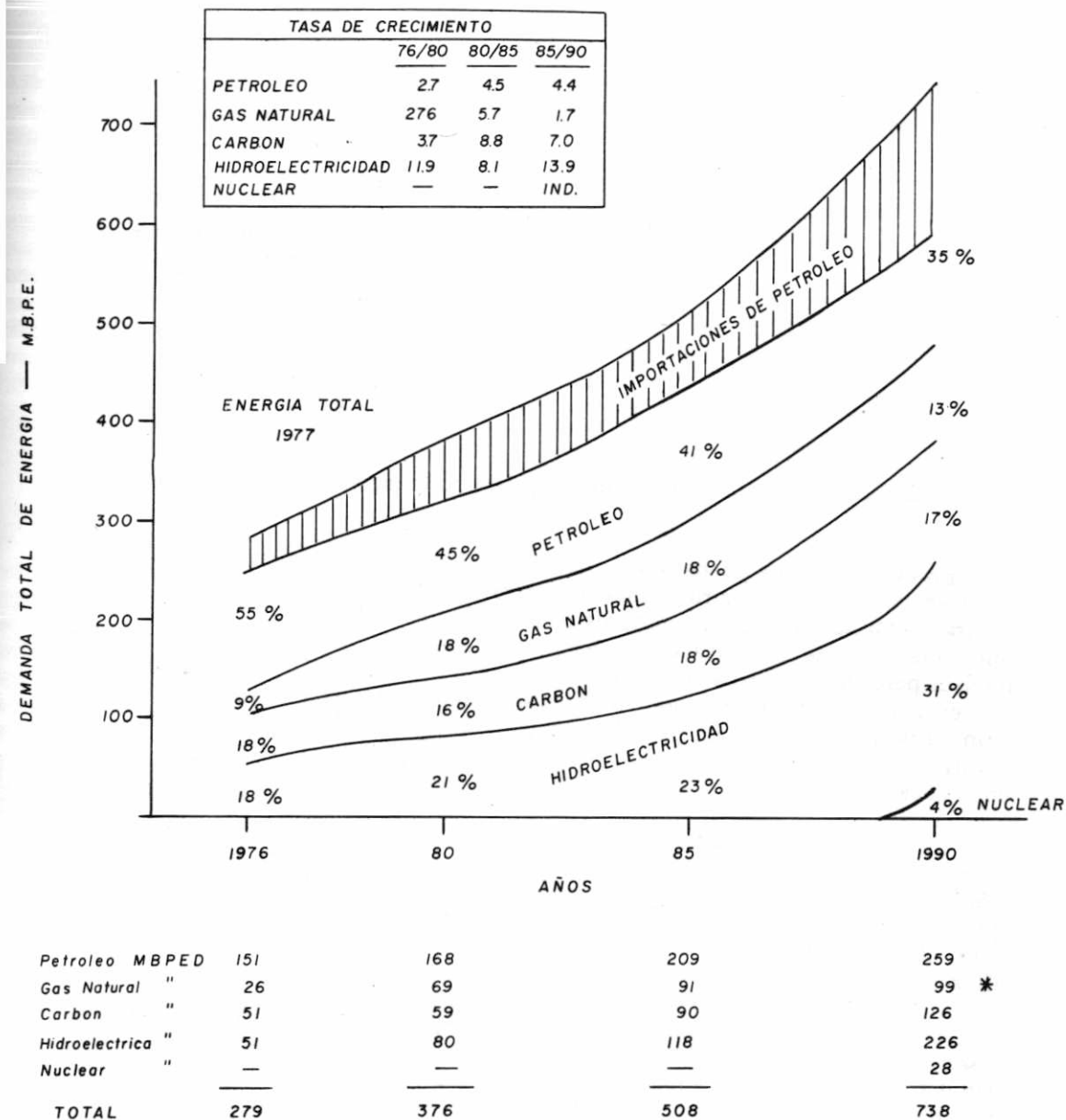


Figura 6: PROYECCION EN CONSUMO ENERGETICO EN COLOMBIA.

FIGURA 7

SUMINISTRO DE ENERGIA POR FUENTE  
 (Sin uso de Metanol en Gasolina)



\* No Incluye descubrimiento del Pozo Cartagena N° 2

mandas de energía aquí discutidas requerirán en esa época de la utilización de las fuentes no convencionales que se discuten a continuación. Para dar un ejemplo, el inventario de posibles proyectos hidroeléctricos da un potencial de generación de 100 millones de kilovatios, lo cual hace que Colombia sea un país privilegiado en este aspecto. Pero la demanda de energía eléctrica implica que este recurso se coparía antes del año 2020.

### Conclusión

Aunque en los siguientes capítulos se estudian estos recursos con algún detalle, vale la pena aquí consignar algunos comentarios sobre lo que pueden aportar en Colombia las fuentes no convencionales de energía a la solución de la crisis energética a que se ha visto abocado el país. En realidad sobre este tema hay dos escuelas de opinión. Hay quienes no creen que las fuentes de energía aquí discutidas sean alternativas útiles dentro de este siglo, y quienes le dan gran importancia. La conclusión a que se llega al revisar la situación tecnológica de hoy es que sería muy importante que el país no se quede atrás en materia de tecnología energética, y que por lo tanto se deben hacer esfuerzos importantes por apoyar la investigación en este campo, y hacer proyectos pilotos que faciliten la adopción de la tecnología a nuestro medio. No obstante, se considera que las fuentes no convencionales tendrán una participación muy pequeña en el suministro de energía en Colombia en este siglo.

La única fuente que puede tener un desarrollo significativo es la fisión nuclear.

En efecto, el país puede tener uranio, y sería lógico un desarrollo nucleoelectrico en base a esta materia prima. Por otra parte, parecería lógico instalar una central eléctrica nuclear para suministrarle al sistema hidroeléctrico una base térmica que aumente la seguridad del sistema de generación. Los costos de la energía nuclear parecen atractivos con relación a las térmicas de carbón, y su efecto sobre el medio ambiente menos negativo. Al mismo tiempo, las necesidades de importación de petróleo arrojan un posible déficit en la balanza de pagos energética que justifica pensar en exportar la mayoría del carbón que podrá estar explotándose en la década del noventa.

La fusión nuclear, la producción de crudos sintéticos en base a carbón, y la energía de mares son tecnologías del futuro. La más interesante puede ser la fusión. Las otras parecen tener costos excesivos, que no las hacen competitivas ni siquiera con el petróleo costoso del futuro. En general son tecnologías para el siglo XXI, que serán desarrolladas esencialmente en los países industrializados y a muy altos costos.

Otras tecnologías como la calefacción solar, el uso de metanol y etanol en la gasolina, la energía geotérmica y de desechos son fuentes de energía que sí se pueden desarrollar en el país, aunque no afectaran grandemente la demanda por carbón, hidroeléctricidad y derivados del petróleo.

En el país debe fomentarse el uso de calentadores solares de agua para ahorrar energía eléctrica. También debe investigarse el uso de molinos de viento de bajo costo y fácil reparación en áreas rurales, así como el uso de estiércol para generar gas

en explotaciones agrícolas dispersas. Los desechos municipales también se pueden usar en ciertos casos para generar electricidad, y al mismo tiempo solucionar problemas ambientales.

Finalmente, se recomienda seriamente estudiar la instalación de una fábrica de alcohol etílico en base a los desechos del banano para mezclar con gasolina en el área de Urabá. También se recomienda analizar muy cuidadosamente la posibilidad de construir una planta de metanol en base al gas natural de la Costa Atlántica para mezclar este producto con gasolina dentro de un programa de ahorro de combustibles derivados del petróleo. Este programa podría ser atractivo en términos económicos y ahorrar un monto importante de divisas que tendrían que utilizarse en la importación de gasolina o crudo. Respecto al metanol, sería necesario investigar los problemas de salud pública que podrían surgir a los diferentes niveles de dilución.

En este estudio no se analizó la demanda por carbón que podría generar la carboquímica, entre otras razones debido a que dentro del balance energético total dicha demanda sería muy pequeña, de la misma manera que la petroquímica en la actualidad demanda una proporción pequeña del consumo de petróleo total.

## CAPITULO XIX

### FISION Y FUSION NUCLEAR

#### I. FISION NUCLEAR

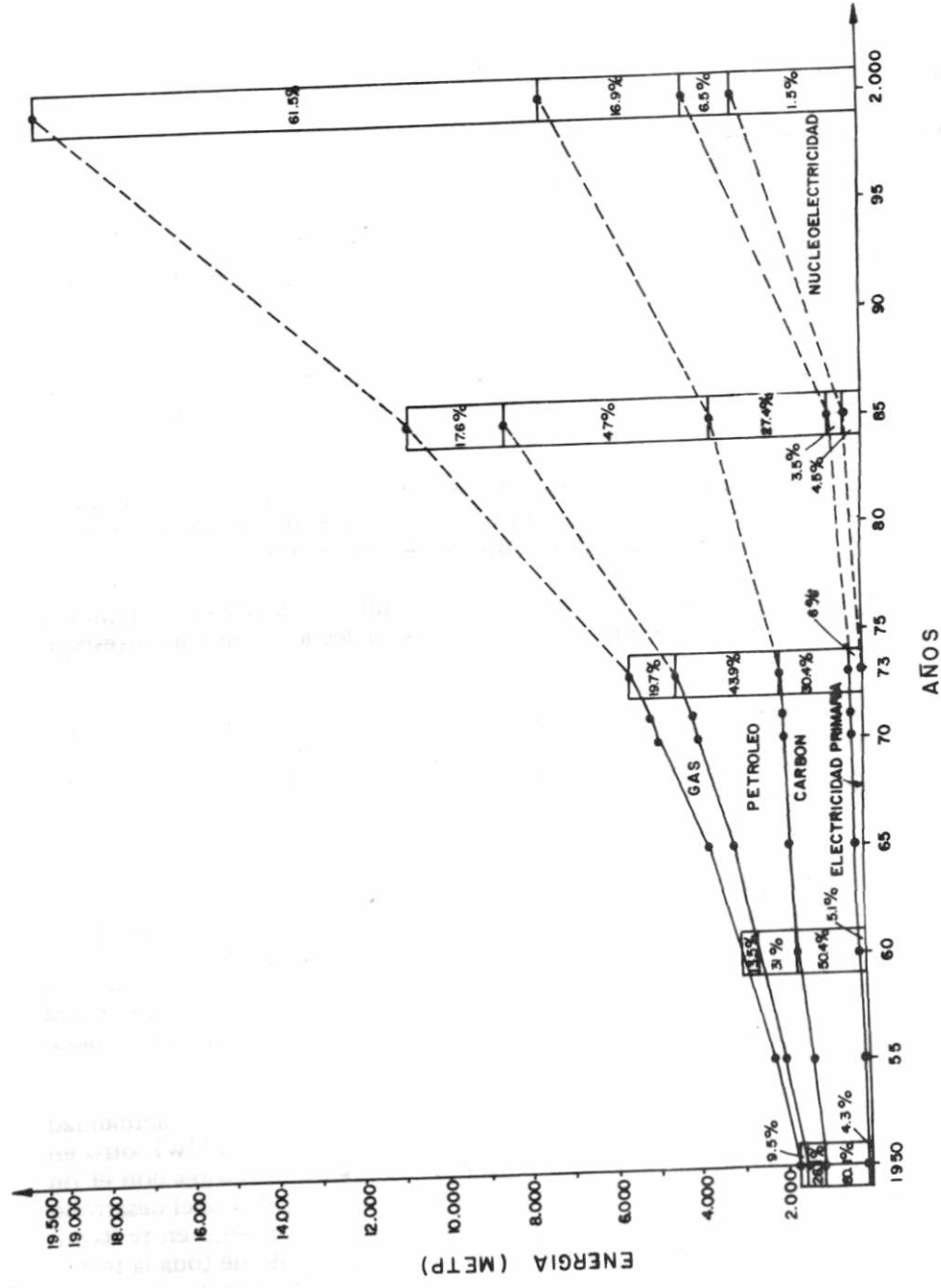
##### Consumo Mundial de Energía

En la figura 8 se proyecta lo que ha sido el consumo de energía en millones equivalentes de toneladas de petróleo, desde 1950 hasta el presente año y lo que se espera que sea entre el presente y el año 2000. Se destacan las siguientes observaciones:

- a) Puesto que el petróleo y el gas presentan un pico de consumo antes del año 2000 (debido al agotamiento de los depósitos conocidos) es necesario encontrar sustitutos para esta energía.
- b) En un futuro, un mayor porcentaje de consumo energético se hará a través de la generación eléctrica. Por lo tanto, el porcentaje de energía consumida como electricidad pasaría del 20% al 35% en el año 2.000.
- c) Durante el año 1975 se consumieron unos 5 millones de MW-a en el mundo (0.9 millones MW-a como electricidad) de los cuales a Colombia correspondió menos de la milésima parte.
- d) La única solución viable a este problema energético se considera que es el carbón en los próximos años y la energía nuclear a partir de la fisión en las próximas décadas. A partir de las primeras décadas del próximo siglo, otras tecnologías como la fusión nuclear y la energía solar deberán entrar a resolver gran parte del problema energético.

Como se mencionó al comentar el cuadro anterior, la mayor parte de los países industrializados y gran número de países en desarrollo han encontrado que la energía nuclear es la única solución viable (además del carbón) durante lo que resta del presente siglo. En la tabla 1 se muestra la capacidad instalada nuclear en la actualidad (86.000 MW, de los cuales un 3% en países en desarrollo), que deberá multiplicarse por un factor de 12 a 20 (de acuerdo a un crecimiento mínimo/máximo calculado) para fines de siglo.

Es interesante referirse al caso latinoamericano en donde en la actualidad la Argentina posee el único reactor comercial en operación (300 MW), otro en construcción y otro contratado. El Brasil está construyendo reactores con el fin de poseer una capacidad instalada de 5.000 MW para 1985, mediante el desarrollo del convenio comercial más grande firmado en la historia (Convenio entre República Federal Alemana y el Brasil). Además, Brasil será proveído de toda la tecnología del ciclo. México está construyendo dos reactores y posee un programa nuclear definido. Cuba podrá ser el cuarto país latinoamericano en poseer una planta nuclear antes del año 90.



**TABLA I**

**PREVISIONES DEL CRECIMIENTO NUCLEAR DE OIEA**

REGION	Marzo 1977 Actual	1980		1985		1990		1995		2000	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
América Latina	0.3	1	2	4	6	15	27	39	66	85	132
Medio Este Africa				0	2	3	9	10	18	20	34
Asia, Lejano Este	0.7	4	5	12	15	29	48	60	91	98	139
Europa Oriental	1.0	2	5	10	16	29	41	53	78	84	120
Otros países en Desarrollo		1	13	0	1	2	4	4	6	8	12
<b>Paises Industrializados</b>	<b>84.0</b>	<b>155</b>	<b>194</b>	<b>279</b>	<b>420</b>	<b>480</b>	<b>780</b>	<b>770</b>	<b>1260</b>	<b>1110</b>	<b>1790</b>
<b>Mundo Total</b>	<b>86.0</b>	<b>162</b>	<b>207</b>	<b>305</b>	<b>460</b>	<b>558</b>	<b>909</b>	<b>936</b>	<b>1519</b>	<b>1403</b>	<b>2227</b>
Paises en Desarrollo (% del total)	3	5	9	14	18	20					

### Uranio requerido por una Planta Nuclear

El mineral bruto de uranio que se encuentra en la naturaleza presenta una concentración muy baja del elemento que nos interesa, como se explicará más adelante. Una planta típica de 1.000MW (las plantas nucleares comerciales por lo regular poseen una capacidad mayor a 600 MW) requiere unas 33 toneladas de uranio durante un año de operación con un factor de carga del 100%. En la mayor parte de los reactores actuales (de agua ligera) para obtener estas 33 toneladas se requieren aproximadamente 77.000 toneladas de mineral bruto, como se muestra en la figura 9. De estas 33 toneladas el reactor consume durante el año aproximadamente una tonelada, por lo que las 32 que se extraen a fin de año son reprocesadas con el objeto de obtener el uranio no quemado y otros productos de fisión generados a través de la operación del reactor.

Es bueno advertir que el mineral bruto de uranio no tiene valor comercial, sino que este valor se presenta por primera vez al obtener a través de un tratamiento lo que se denomina "torta amarilla" (que posee de un 70 a 80% de óxido de uranio). Como se muestra en el mismo diagrama, aproximadamente 153 toneladas de torta amarilla son necesarias para que una planta opere durante el año.

Tomando en cuenta las previsiones del crecimiento nuclear, y de la cantidad de uranio requerido por cada 1.000 MW, las necesidades del mineral hasta el año 2000 se estiman en la figura 10.

### Demanda Mundial de Uranio

Se ha calculado que las inversiones requeridas en exploración durante los próximos 23 años serán de 20 mil millones de dólares, y que otro tanto se necesitará para el montaje de las plantas de tratamiento que producen la torta amarilla.

En la figura 10 que hemos mencionado se muestran cuatro curvas: las dos superiores se relacionan con el pronóstico de crecimiento nuclear máximo, mientras que las dos inferiores con el crecimiento nuclear mínimo. La razón de la existencia de dos curvas en cada caso se debe a la época en que se inicie el reprocesamiento del combustible extraído del reactor, lo cual dará la posibilidad de obtener uranio y plutonio que pueda ser empleado de nuevo en los reactores. Sin embargo, el reprocesamiento permite la obtención del plutonio que podría ser empleado con fines bélicos y por lo tanto la fecha de introducción de tal proceso no ha sido definida todavía. La política de Estados Unidos en la actualidad es demorar ese desarrollo.

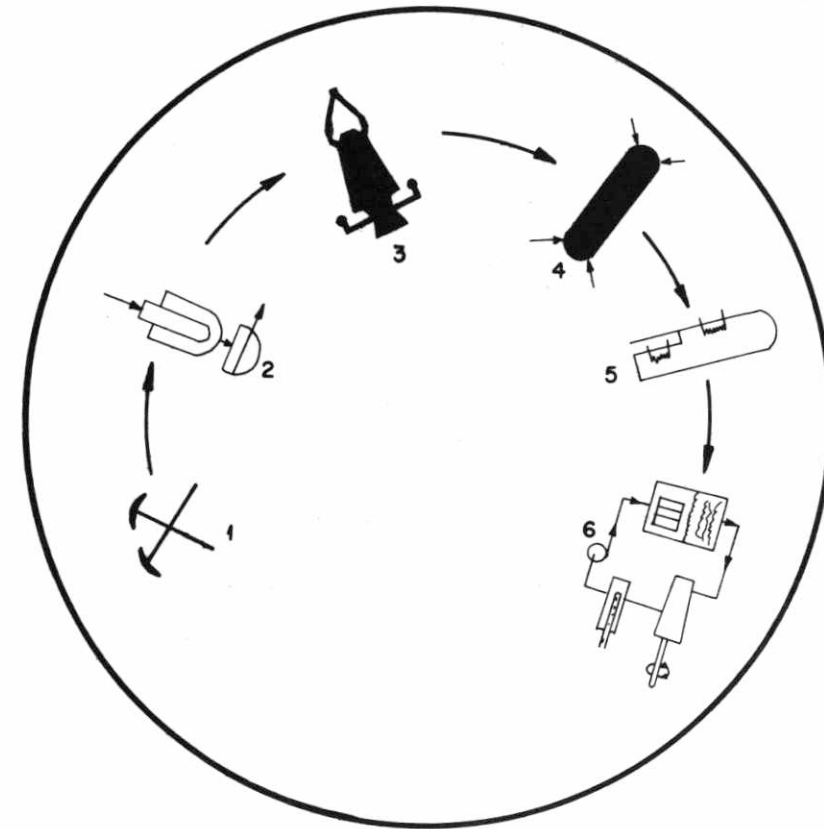
Conociendo las necesidades de uranio u suponiendo que aproximadamente unos 12 años pueden transcurrir desde el momento en que se descubre el mineral hasta su llegada al reactor nuclear, se puede estimar la oferta de uranio a nivel mundial.

### Reservas y Reproducción de Uranio

En la tabla 2 se muestra la distribución por países de las reservas de uranio. A diferencia de lo que ocurre con el petróleo, la mayor parte de las reservas conocidas se sitúan en los países industrializados, los cuales aparentemente trataron

FIGURA 9

URANIO REQUERIDO ANUALMENTE POR UNA PLANTA DE 1000 Mw (e)

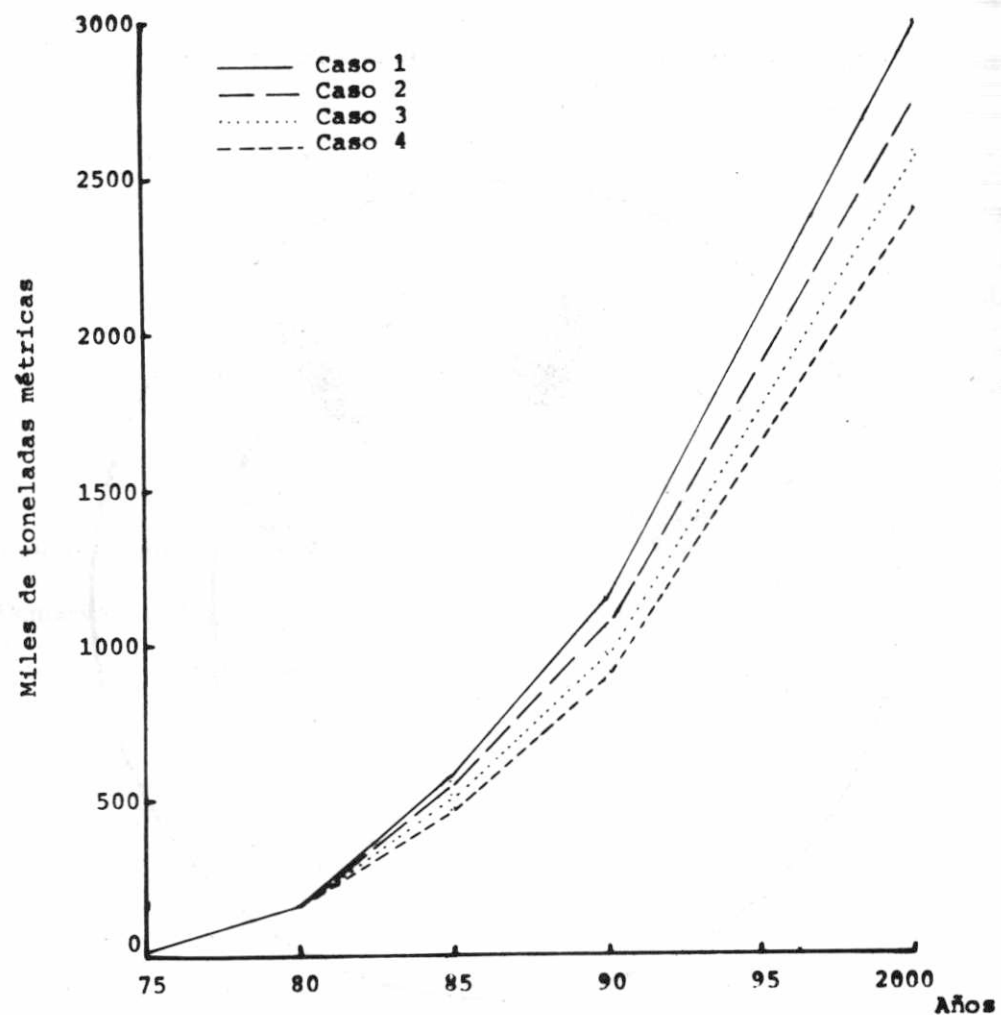


- |  |   |
|--|---|
| 1. Mina 77000 t                                    | 4. Enriquecimiento 40 t UF <sub>6</sub> al 3% |
| 2. Tratamiento 153 t U <sub>3</sub> O <sub>8</sub> | 5. Fabricación 33 t                           |
| 3. Fluorinación 129 t UF <sub>6</sub>              | 6. Planta de generación eléctrica             |

s.g.s

FIGURA 10

NECESIDADES ACUMULATIVAS DE URANIO EN EL MUNDO ENTERO



- Caso 1: Pronóstico elevado, sin reciclado hasta 1990, reciclándose el Uranio después de 1990;
- Caso 2: Pronóstico elevado, reciclado de Uranio y de Plutonio desde 1981 en adelante;
- Caso 3: Pronóstico bajo, sin reciclado hasta 1990, reciclado del Uranio después de 1990;
- Caso 4: Pronóstico bajo, reciclado del Uranio y del Plutonio desde 1981 en adelante.

TABLA 2

RESERVAS MUNDIALES DE URANIO  
Miles de toneladas de U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>

RAZONABLEMENTE SEGURAS  
(Hasta US\$ 30/lb.  
(10<sup>3</sup> toneladas U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>)

PAIS:

Australia	430
Suecia	390
Sur y Suroeste de Africa	359
Canadá	225
Francia	71
Nigeria	65
Algeria	36
España	30
Argentina	27
Otros	150
Estados Unidos	640
<b>TOTAL</b>	<b>2.423</b>

Producción mundial en 1975 : 26.500 ton. U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>

Nuclear Power: Issues & Problems, Ballinger  
Publishing Co., 1977

de formar un cartel de productores de uranio. Además, la disponibilidad de estas reservas conocidas está condicionada a decisiones políticas (caso de Australia y el Canadá), a la producción de otros minerales de los que se obtiene el uranio como subproducto (caso de Suráfrica, Namibia), etc.

A título de información se ha calculado que el empleo de estos 2.4 millones de toneladas en los reactores de fisión actuales (térmicos) equivale a una disponibilidad de energía equivalente a unos 20 mil millones de toneladas equivalentes de petróleo, mientras que el empleo de las mismas reservas en un programa de reactores rápidos (de los que ya existen prototipos y uno de 1.200 MW en construcción) equivaldría a una disponibilidad de 1.2 billones de toneladas equivalentes de petróleo.

La producción mundial de uranio durante el año 1975 fue de 26.500 toneladas de óxido. Se espera que para el año 85 llegue a ser de 70.000 toneladas.

Todas las consideraciones hechas hasta ahora, además de la evolución de los precios del uranio durante los últimos años, ha dado como resultado un incremento considerable en las labores de exploración en los países productores y la iniciación de la exploración en países como Colombia que habían hechos relativamente poco al respecto.

El magma contenido en el interior de la tierra posee relativamente altos contenidos de uranio, los cuales se van desprendiendo hacia la superficie terrestre a través de las fallas o intrusiones que posee la corteza de nuestro planeta. En la figura 11 se muestra los dos tipos usuales de depósitos que se encuentran. El primero de ellos consiste en depósitos de uranio que no han aflorado o lo han hecho en una forma mínima, son pequeños y poseen concentraciones relativamente altas de uranio (hasta de un 5%). Este tipo de depósitos se encuentra, por ejemplo, en Canadá y Sur Africa. El otro tipo de formaciones es el que se realiza por la sedimentación del uranio que aflora a la superficie. Son depósitos más grandes que los anteriores y poseen concentraciones de unas pocas unidades por mil; se han encontrado estos depósitos en Canadá, Estados Unidos y Australia.

En general los depósitos que se encuentran en exploración son de éste último tipo, por lo que hay que someter el mineral bruto a un proceso físico o químico extenso que tiene por objeto la obtención de la primera forma comercial del mineral de uranio: la Torta Amarilla.

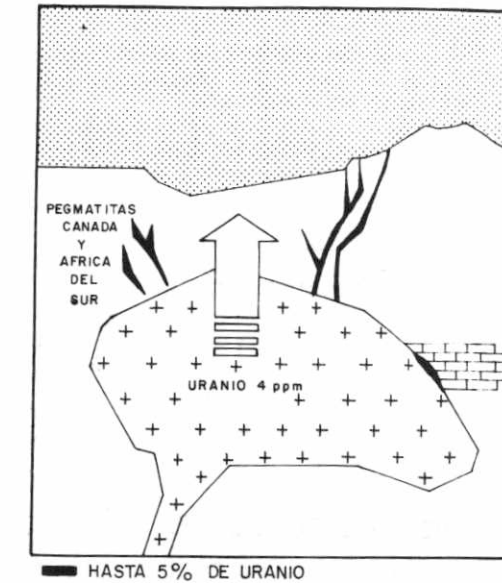
Debido a la propiedad de la radiactividad que presenta el uranio, la búsqueda del uranio y demás minerales radiactivos se basa en la detección de esa radiactividad natural.

Mediante labores de geología aérea, vial y terrestre, geoquímica y fotografía aérea se inicia la prospección a gran escala de áreas que hayan sido seleccionadas como favorables desde el punto de vista geológico.

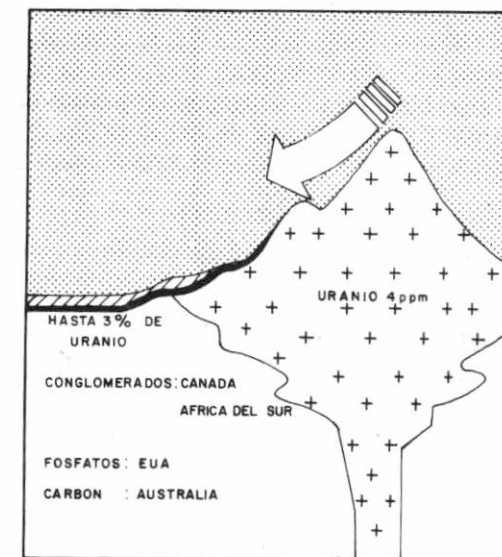
Una vez determinadas las áreas potenciales, se prosigue con las tareas de geofísica, geoquímica, perforaciones, trincheras y geología, con el objeto de determinar los grupos mineralizados.

FIGURA 11

DEPOSITOS POR CONCENTRACION MAGMATICA



DEPOSITOS POR SEDIMENTACION





Una vez determinadas las mineralizaciones se procede a la cuantificación de reservas, análisis químicos y físicos del mineral, tratamiento a escala piloto, estudios de infraestructura, mercado y estudios de diseño. El resultado de estas labores es el de producir un estudio de factibilidad para decidir si el depósito es económicamente explotable.

Se calcula que explotar unos 50.000 kilómetros cuadrados y llevar el proceso hasta la producción de estudios de factibilidad puede valer entre unos 20 y 50 millones de dólares. Si el resultado de estudio de factibilidad es positivo, la inversión durante el período de desarrollo (planta de tratamiento, mina, etc.), puede ser de 100 a 200 millones de dólares.

#### Desarrollo de la Minería de Uranio en Colombia.

Teniendo en cuenta las consideraciones hasta ahora mencionadas, se han efectuado los siguientes desarrollos en Colombia.

1. Mediante el Decreto 137 de 1975 se declararon de reserva especial las zonas del país más promisorias para contener uranio.
2. Mediante los Decretos 257 y 258 de 1976 se desarrolló la Ley Minera, y se modificaron los Estatutos del IAN. Es ahora posible para Institutos descentralizados recibir áreas en aporte para adelantar tareas de exploración de minerales, y es posible para el IAN recibir áreas en aporte y explotarlas por sí solo o en asociación con terceros.
3. Mediante el Decreto 625 de 1976 se ampliaron las áreas de reserva a ser exploradas por el Instituto para que comprendan la mayor parte del territorio nacional.
4. Se invitó compañías extranjeras a adelantar trabajos iniciales de prospección con el IAN: estas compañías fueron AGIP de Italia, ENUSA de España, TOTAL de Francia y URANGESELLSCHAFT de Alemania Occidental.
5. Se pidió asesoría a las Naciones Unidas y al Organismo Internacional de Energía Atómica para diseñar programas de exploración de uranio y dar asesoría en el establecimiento de una política de exploración y posible explotación en Colombia.
6. Se acordó una política de contratos de asociación en base a contratos negociados en otros países y a los que desarrolla el Gobierno Nacional en petróleo y en carbón. El contrato modelo preve un período de exploración hasta de ocho años, un período de desarrollo hasta de cuatro años y un período de exploración hasta de veinte años. Se pone gran énfasis en la participación de personal colombiano, y se espera que el Operador sea la parte colombiana durante los últimos diez años del período de explotación.
7. Se firmó el primer Contrato de Asociación el 13 de diciembre de 1976 con la Compañía TOTAL, el cual fue cedido el 28 de febrero de 1977 a la firma francesa MINATOME. En desarrollo de este contrato el IAN trabaja en aso-

ciación con MINATOME en la región central del país (Huila, Tolima, Cundinamarca, Antioquia), con inversiones de la sociedad extranjera de dos millones de dólares en este año.

8. El 22 de julio de 1977 se firmó el segundo Contrato de Asociación con la firma española ENUSA (para adelantar tareas de exploración en los Santanderes, Boyacá, Cundinamarca, Meta).
9. Algunas zonas que fueron consideradas como promisorias en 1974 (Zapatoca, California) han sido reservadas para ser exploradas por cuenta del IAN o a través de firmas nacionales que conozcan sobre la exploración del uranio. En Zapatoca se espera reiniciar los trabajos de exploración durante el año 1978.
10. Se espera crear en 1977 con la participación del IAN, Ecopetrol, ISA, Corelca, Ecominas e Ingeominas una empresa industrial y comercial del Estado para la exploración y explotación de Uranio. Esta empresa sería la contraparte de los socios extranjeros en un principio, y la responsable de la explotación y el desarrollo del ciclo del uranio posteriormente.

#### Generación Nucleoeléctrica.

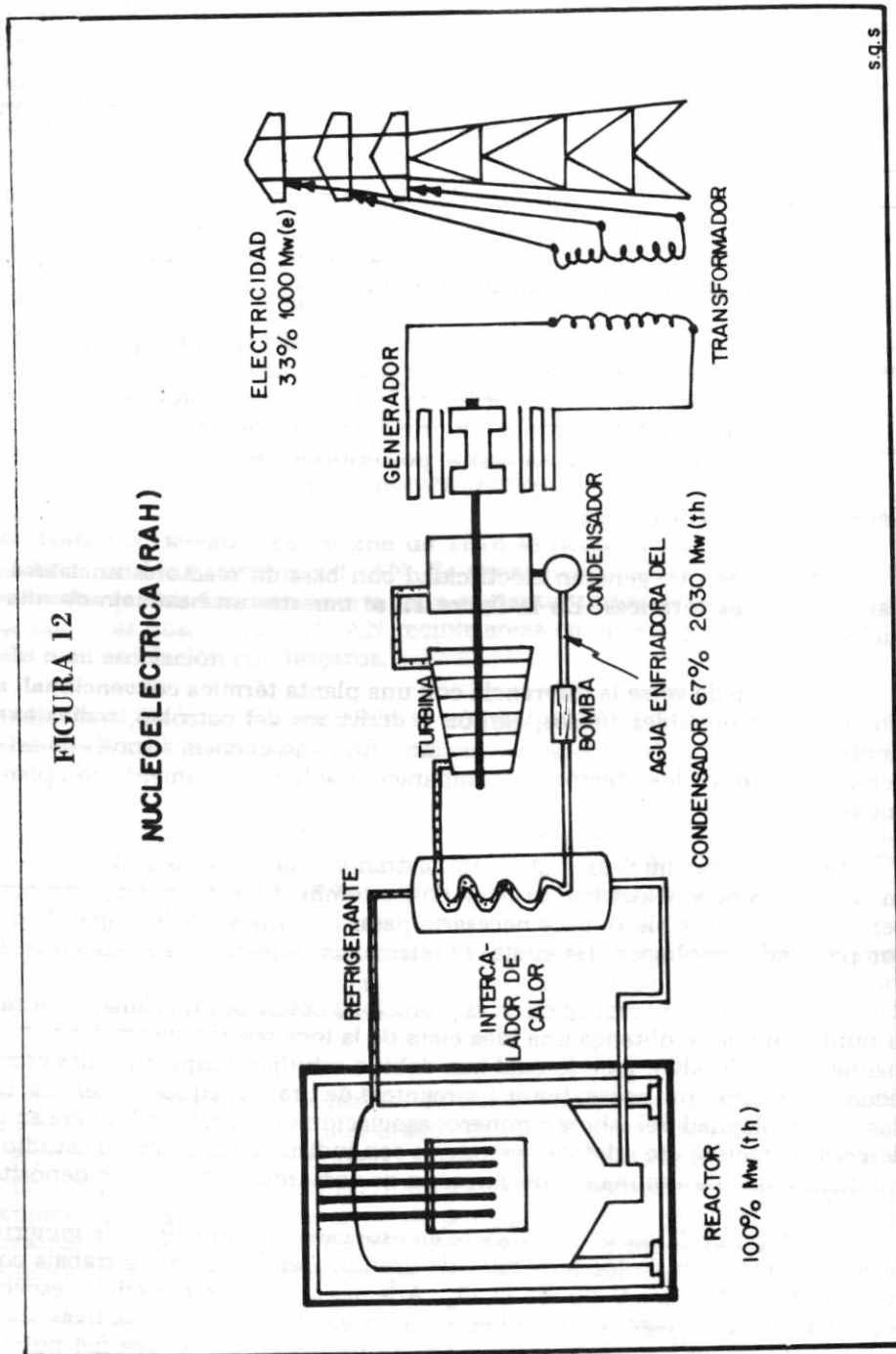
Las plantas que generan electricidad con base en reactores nucleares son en realidad plantas térmicas. En la figura 12 se muestra un bosquejo de una planta nucleoeléctrica.

Como puede verse la diferencia con una planta térmica convencional, alimentada con combustibles fósiles, carbón o derivados del petróleo, radica exclusivamente en la fuente de generación de calor. En consecuencia a través de esta exposición, para todos los efectos, la comparación se hará únicamente con plantas térmicas.

Los reactores nucleares que suministran el calor para la generación eléctrica en las plantas nucleoeléctricas utilizan como combustible el uranio. Pero para obtener dicho combustible se hace necesario pasar por una serie de etapas de diferente complejidad tecnológica, las cuales se relacionan esquemáticamente en la figura 9.

Las etapas de prospección y exploración, descritas previamente, llegan hasta el punto en que se obtenga una idea clara de la localización de un depósito comercialmente explotable, para lo cual han debido estudiarse aspectos tales como: cantidad de reservas probadas; tenor (porcentaje de uranio) en los minerales; factibilidad o complejidad del laboreo minero; asociación de los minerales para su proceso de concentración, etc., detalles estos que son indispensables para el estudio de factibilidad y que determinan la declaratoria de comerciabilidad de un depósito.

La etapa de Minería solo difiere en este caso de otros tipos de minería por la baja concentración de los minerales de uranio. Generalmente se trabaja con tenores del orden de 0.1 a 0.3% en  $U_3O_8$ . Además se requieren medidas especiales de seguridad para proteger a los mineros de las emanaciones radioactivas, particularmente del "radon", cuya incidencia en la producción de cáncer del pulmón, a la luz de los conocimientos actuales, es mayor que la inhalación de polvos en labores mineras.



Por su baja concentración los minerales de uranio requieren de una planta de tratamiento que conduzca a la obtención del producto comercial conocido internacionalmente como "pasta amarilla" o "Yellow cake", cuya concentración en  $U_3O_8$  es mayor del 70%. Se trata especialmente de un proceso de lixiviación ácida o alcalina dependiendo de la asociación del uranio en los minerales. Esta etapa requiere igualmente normas especiales de seguridad, aún para determinar la localización de la planta.

Se requiere posteriormente una instalación de conversión del óxido de uranio en hexafluoruro, material este que se utilizará bien para la fabricación de elementos combustibles para los reactores de uranio natural, o para su enriquecimiento y posterior fabricación de combustibles para los reactores de agua liviana.

Como es bien sabido, el uranio se encuentra en la naturaleza en la siguiente concentración: U-238: 99.27; U-235: 0.711% y U-234: 0.006%. Los reactores de agua liviana utilizan uranio cuya proporción del isótopo U-235 es aproximadamente del 3%. Para llevar el uranio natural a estas concentraciones se requiere una etapa de enriquecimiento, que en la actualidad usa el método denominado de "Difusión Gaseosa". El uranio así enriquecido se lleva a la planta de Fabricación de elementos combustibles, cuya composición depende del tipo de reactor en que sean utilizados.

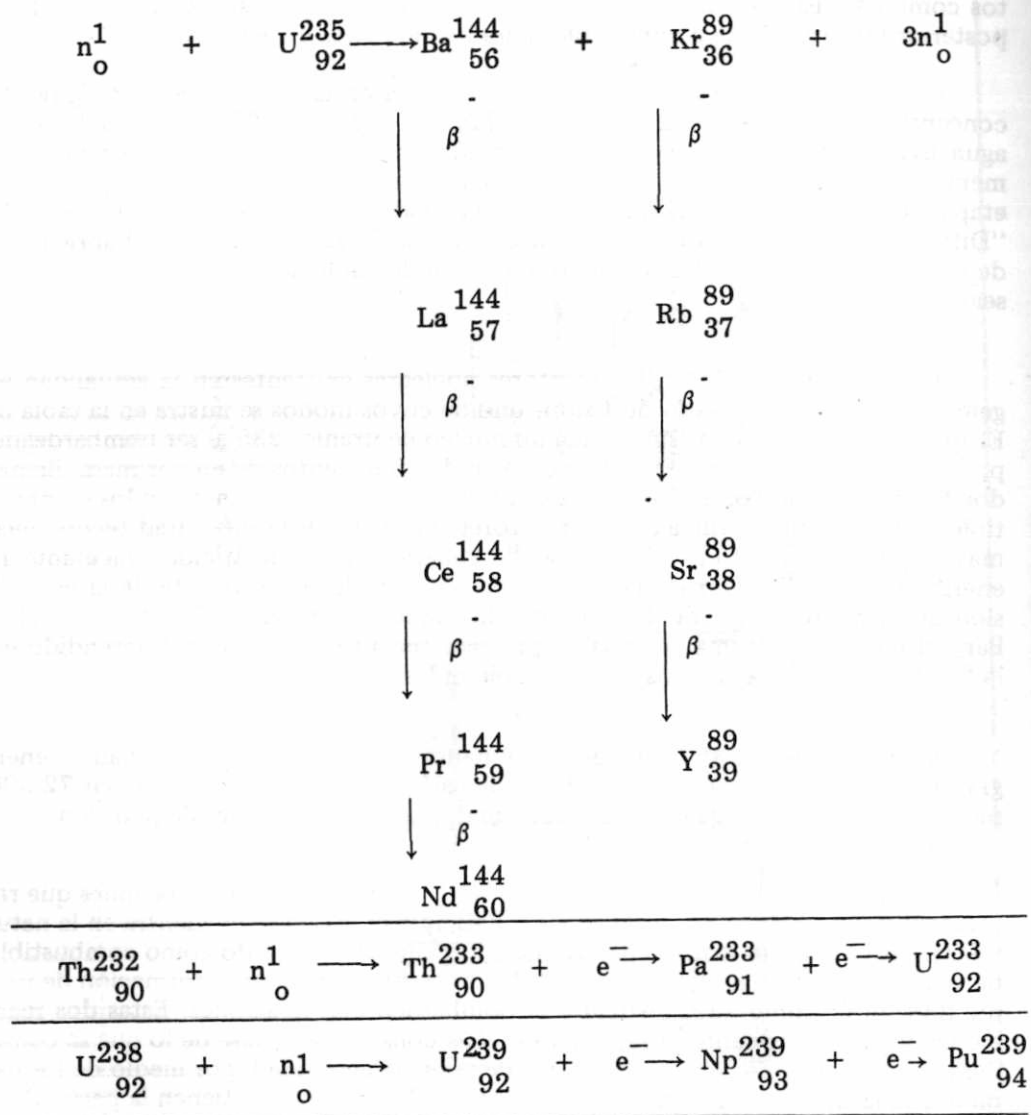
El calor producido en los reactores nucleares existentes en la actualidad se genera mediante el proceso de fisión, uno de cuyos modos se ilustra en la tabla 3. El proceso de fisión consiste en que un núcleo de uranio -235 al ser bombardeado por un neutrón se parte ordinariamente en dos fragmentos de menor masa, llamados fragmentos de fisión, los cuales son radiactivos y cuyo manejo en los combustibles que han sido utilizados en reactores constituyen la dificultad tecnológica más importante en todo el proceso de generación de electricidad mediante la energía nuclear. El calor generado en este proceso de fisión resulta de la conversión de masa en energía de acuerdo con la conocida fórmula de Einstein,  $E=MC^2$ . Para visualizar en forma sencilla la inmensa magnitud del calor desprendido en la fisión del uranio se dan los siguientes ejemplos:

Un gramo de U-235 totalmente fisionado produce la misma cantidad de energía que la combustión de 2.9 toneladas de carbón; o la misma que quemar 72.000 pies cúbicos de gas; o igual a la que resulta de quemar 13 barriles de petróleo.

En la parte inferior de la tabla que se comenta figuran las ecuaciones que representan la transformación de Torio - 232, que es el que se encuentra en la naturaleza, en U-233, un isótopo del uranio susceptible de ser usado como combustible de reactores nucleares. Igualmente se ilustra la reacción de transformación de uranio-238 en plutonio-239, mediante el bombardeo con neutrones. Estas dos reacciones y particularmente la segunda de ellas constituye la base de lo que se considera el próximo paso en la generación de nucleoelectricidad, por medio de los llamados reactores de reproducción (o rápidos). Estos reactores tienen la particularidad de que a medida que van operando generan más combustible, aumentando así la extracción de energía del uranio y del torio disponibles en la actualidad.

TABLA 3

PROCESO DE FISION



Tipos de Reactores y Potencia Eléctrica

Con estas bases teóricas generales pasamos a analizar la tabla 4 denominada "Tipos de Reactores y Potencia Eléctrica Neta en Operación", en la cual se relacionan el número de reactores de potencia que se encuentran operando en 19 países, en marzo de 1977. En la tabla 4 se observa en primer lugar que en la actualidad existen en operación 197 plantas nucleoelectricas con una capacidad instalada tota de 88.248 megavatios eléctricos, cantidad que representa aproximadamente un 9% de la capacidad eléctrica total instalada en el mundo occidental, y un poco más de 20 veces la capacidad instalada en Colombia.

Los reactores nucleares se clasifican de muy diversas formas, pero principalmente de acuerdo al material que sirve de moderador o sea para rebajar la energía de los neutrones. También se clasifican por la naturaleza del refrigerante o por las características del combustible.

En la tabla se presentan los diversos tipos de reactores que están en operación y es bueno notar que los diferentes países desarrollados optaron inicialmente por tipos de reactores que se adaptaban de mejor forma a su desarrollo tecnológico. Es así como Estados Unidos se dirigió hacia los reactores de agua liviana y uranio levemente enriquecido (3% de U-235), concretamente los denominados de agua a presión (PWR) y agua en ebullición (BWR). Esta orientación se debió muy posiblemente a que dicho país disponía de los medios de enriquecimiento de combustible. Francia y el Reino Unido optaron por los reactores enfriados por gas (GCR) y (AGR), moderados por grafito y basados en uranio natural como combustible. Canadá por reactores de agua pesada a presión (PHWR) y uranio natural.

También conviene resaltar que para esta época ya se encuentran en operación Reactores de Reproducción, a escala de prototipo, en Inglaterra, Francia y la Unión Soviética.

La Tabla 5, tomada de la misma publicación del OIEA, muestra los reactores de Potencia Eléctrica Planeados y en Ejecución en 33 países para entrar en operación antes de 1985. Para esa fecha entrarán 367 reactores más, con una capacidad instalada total de 340.350 megavatios eléctricos, con lo que se llegará a una capacidad total nucleoelectrica que representará más del 20% de la electricidad instalada por todo concepto en el mundo occidental. Contrasta esta tabla con la anterior, en el sentido de que hay ya una orientación más o menos definida en cuanto al tipo de reactores que ha demostrados mejores características tanto desde el punto de vista técnico como económico. Francia por ejemplo se cambió hacia los reactores de agua liviana a presión (PWR). Todo parece indicar que la alternativa se encuentra entre los reactores de agua liviana y uranio enriquecido y los reactores de agua pesada a presión (PHWR) y uranio natural.

Es importante resaltar en esta tabla la orientación tomada para su desarrollo nucleoelectrico por los países latinoamericanos. Brasil, Cuba y México se han dirigido hacia los reactores de agua liviana y uranio ligeramente enriquecido; mientras que la Argentina que ya tiene en funcionamiento la Central de Atucha sigue con la política, para sus nuevas plantas, de utilizar reactores de agua pesada y uranio natural.

TABLA 4  
TIPOS DE REACTORES Y POTENCIA ELECTRICA NETA EN OPERACION  
(Marzo 1977)

PAIS	PWR	BWR	GCR	AGR	PHWR	HWGCR	LWGR	HTGR	FBR	TOTAL
Argentina					1-319					1-319
Bélgica	4-1676									4-1676
Bulgaria	2-837									2-837
Canadá					8-3751					8-3751
Suecia	2-700	1-306				1-110				3-1006
Checoslovaquia										1-110
Alemania Dem.	3-879									3-879
Alemania Fed.	5-4032	6-2788			1-52			1-1350		13-6886
España	1-153	1-440	1-480						1-250	3-1073
Francia	1-270		7-2133			1-70				10-2723
Reino Unido (GB)			26-4164	5-2496					2-244	33-6904
India		2-396			1-207					3-603
Italia	1-242	1-150	1-150							3-542
Japón	7-4197	7-3263	1-154							15-7614
Holanda	1-447	1-52								2-499
Pakistán					1-126					1-126
Suiza	1-822	4-2362								5-3184
URSS	7-2494	5-94							2-146	26-6616
USA	35-25474	25-17097					12-3882	1-330		61-42901
TOTALES	70-42222	53-26948	36-7081	5-2496	12-4455	2-180	12-3882	2-344	5-640	197-88248

OIEA Power Reactors in member states, 1977.

TABLA 5

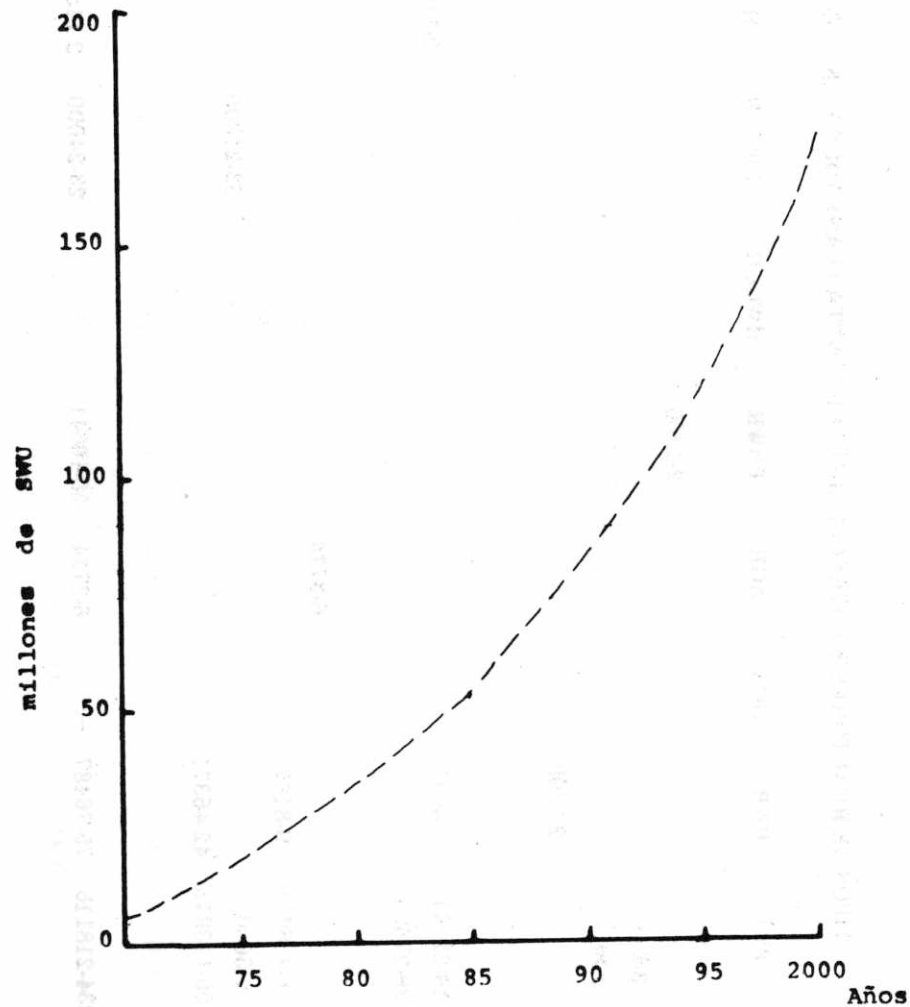
TIPOS DE REACTORES Y POTENCIA ELECTRICA NETA PLANEADOS Y EN EJECUCION

PAIS	PWR	BWR	GCR	AGR	PHWR	HWGCR	LWGCR	HTGR	FBR	TOTAL
Argentina					2-1200					2-1200
Brasil	3-3116									3-3117
Cuba	2-880									2-880
Méjico		2-1308								2-1308
Alemania										
Federal	19-22244	4-4612						2-1450	2-2292	27-30598
Francia	29-27620							1-1200		30-28820
Reino Unido (G.B.)				6-3714					1-1250	7-4964
Japón	6-4687	9-8167							1-250	16-13104
U.R.S.S.	7-3600					23-24000			1-600	31-28200
U.S.A.	105-113946	42-46371							1-350	148-160667
TOTAL EN	234-218115	75-76487	—	6-3714	20-10641	—	23-24000	2-1450	7-5941	367-340350
30 PAISES										

OIEA Power reactors in member states, 1977

FIGURA 13

NECESIDADES ANUALES DE TRABAJO DE SEPARACION  
EN EL MUNDO ENTERO



No se incluyen los países de economía centralmente planificada.

Como comentario final de esta tabla vale la pena señalar la importancia que reviste para un país que tenga intención de entrar en programas de generación nucleoelectrónica, disponer de una infraestructura tecnológica que le permita tomar la decisión más acertada en cuanto al tipo de reactor que se seleccione para sus plantas nucleares, decisión que, como fácilmente puede inferirse, es de significativa importancia. Ni el Instituto de Asuntos Nucleares, ni el país, disponen en el momento del personal técnico para tomar una decisión de este tipo, y por lo tanto se propone que se adelanten programas tendientes a crear esta capacidad lo más pronto posible.

Como se ha visto en las tablas anteriores los programas modernos se orientan hacia las plantas nucleares basadas en reactores de agua liviana y uranio ligeramente enriquecido. Por tal motivo se adjunta la figura 13: "Necesidades Anuales de Trabajo de Separación en el Mundo Entero". En la actualidad la capacidad de enriquecimiento instalada en el mundo es de 20 millones de Unidades de Trabajo de Separación (UTS). De la figura se desprende que para 1990 se necesitarán entre 55 y 80 millones de UTS. La importancia de esta información radica en que si no se cubren dichas necesidades oportunamente, los países que orientan su política nuclear hacia reactores de agua liviana podrían tener dificultades en el futuro para el aprovisionamiento de combustible.

Costo de Generación Nuclear.

En la figura 14 tomada de estudios realizados por seis prominentes compañías de la industria nuclear, ilustra el costo de generación de electricidad en milésimos de dólar (MILLS) por kilovatio-hora, para tres tipos de plantas térmicas diferentes, alimentadas por petróleo, carbón y energía nuclear. Puede observarse que si bien los costos de capital son superiores para las plantas nucleares que para las de carbón o petróleo los costos de combustibles para las primeras son muy inferiores, lo que las hace muy atractivas económicamente. Sin embargo, la información que se presenta debe tomarse con las debidas reservas, en virtud de que esos datos son válidos únicamente para países desarrollados con alta tecnología y por lo tanto pueden tener variaciones muy significativas al aplicarse los términos de comparación en países que, como Colombia, tiene escaso desarrollo tecnológico.

Continuando con los aspectos de costos de generación en mills/kwh se presenta en la Tabla 6: "Proyección de Costos de Generación de Electricidad en el Medio Oeste de los Estados Unidos 1985". Allí se presenta la comparación entre costos de generación de electricidad entre plantas nucleares y plantas térmicas de carbón con o sin desulfurizadores. El cuadro muestra de nuevo ventajas económicas de generación de electricidad para las plantas nucleares. Vale la pena relatar que, debido a que los costos del combustible nuclear son influidos en más de un 50% por las operaciones tecnológicas indispensables para ponerlo en condiciones de utilización, hay una mayor garantía de estabilidad en los precios ya que el aumento de precio de la materia prima o sea el uranio no influye tan determinadamente en los costos de generación como en el caso de las plantas de petróleo o carbón.

Cronograma para una Planta.

A continuación se presenta un esquema aproximado (Figura 15) del tiempo para el primer proyecto nuclear. Se sabe que el tiempo necesario para las diferentes

FIGURA 14

COSTO TIPICO DE GENERACION EN MILLS (KWH)

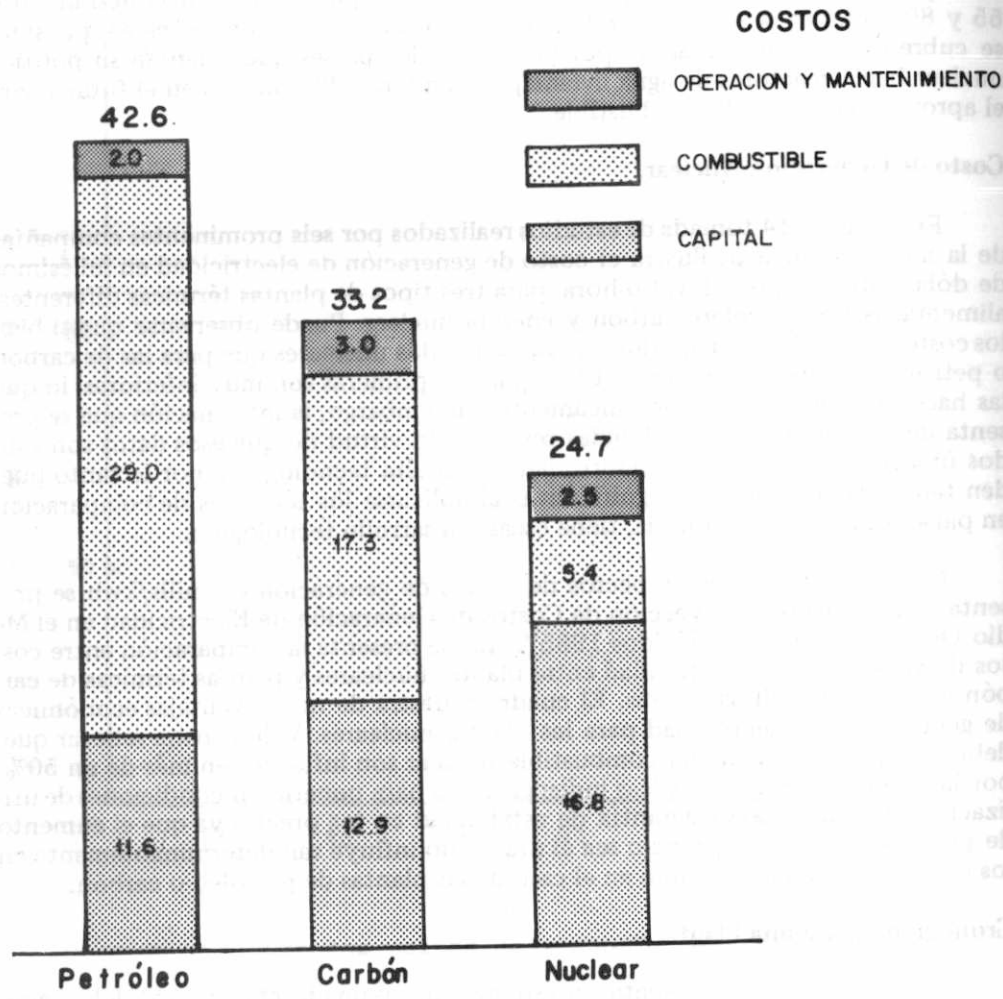
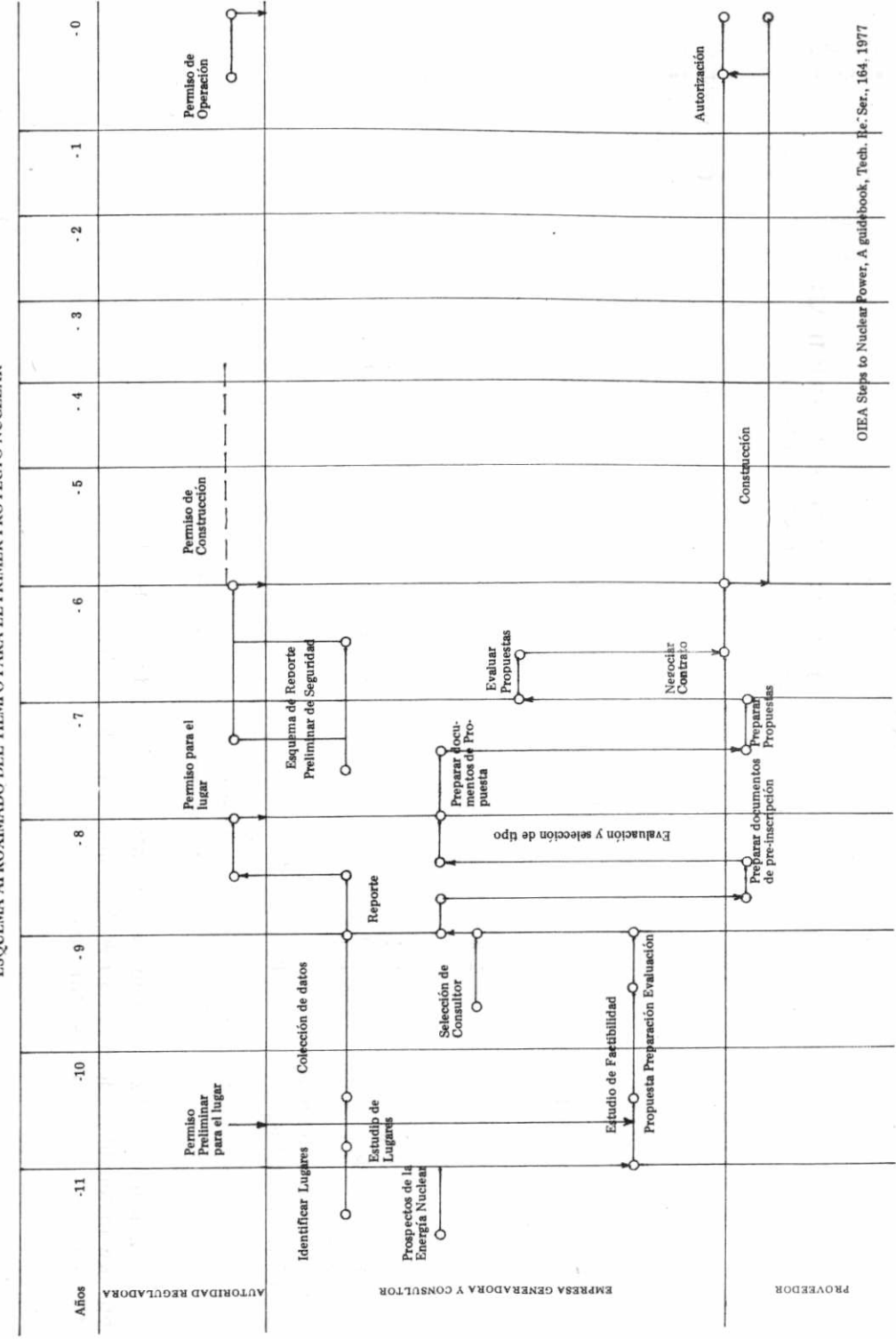


FIGURA No. 15  
ESQUEMA APROXIMADO DEL TIEMPO PARA EL PRIMER PROYECTO NUCLEAR



OIEA Steps to Nuclear Power, A guidebook, Tech. Rep. Ser., 164, 1977

TABLA No. 6

PROYECCION DE COSTOS DE GENERACION DE ELECTRICIDAD  
EN EL MEDIO OESTE DE LOS ESTADOS UNIDOS 1985  
(mills/kwh en dólares de 1.976)

	NUCLEAR	CARBON CON DESULF.	CARBON SIN DESULF.
<b>CAPITAL</b>			
Operación de mantenimiento	16.5	13.7	10.3
Combustible	2.0	2.8	1.6
	5.4		
<b>U<sub>3</sub>O<sub>8</sub></b>	2.5		
		10.0	4.0
Carbón en boca mina			
Transporte		2.0	11.3
<b>Conversion a UF<sub>6</sub></b>	0.1		
Enriquecimiento	2.0		
Fabricación	0.4		
Acumulación y desecho de combustible gastado	0.4		
	23.9	28.5	27.2

Los cargos de capital se basan en los siguientes valores en dólares de 1.976:  
667/kw instalado nuclear: 555/kw para carbón con desulfurizadores  
465/kw para carbón sin desulfurizadores.

Nuclear Power: Issues & Problems, Ballinger Publishing Co., 1977.

etapas en un primer proyecto nuclear, desde que se toma la decisión de emprenderlo hasta que la planta entra en operación, es de aproximadamente 11 años. De nuevo esto debe tomarse simplemente a título de ejemplo, porque este tiempo es muy variable para los diferentes países.

Para poder hacer algunas consideraciones, desde luego muy preliminares, sobre la posibilidad de programas nucleoelectricos en Colombia, hemos incluido la tabla 7: "Previsión del Crecimiento de la Energía en Colombia". Vemos como el crecimiento de la demanda del 9% anual implica una duplicación, cada ocho años, de la capacidad instalada. Para el período comprendido entre el año 1993 y 2001 habrá que instalar en Colombia un total de 14800 megavatios eléctricos.

TABLA No. 7

PREVISION DEL CRECIMIENTO DE LA ENERGIA ELECTRICA EN COLOMBIA  
En miles de megavatios

1977	1985	1993	2001
3,7	7,4	14,8	29,6

9 Crecimiento anual-8 años para duplicar capacidad instalada.

COMBUSTIBLE NECESARIO PARA ALIMENTAR UNA PLANTA DE  
1000 Megavatios durante un año

REACTOR NUCLEAR

(agua liviana) ..... 30 toneladas de uranio enriquecido

CENTRALES ..... 1.5 millones de toneladas de petróleo en flujo continuo

CONVENCIONALES ..... 2 millones de toneladas de carbón

1 gr. U-235 = 2.9t. carbón = 72.000 ft<sup>3</sup> gas natural  
= 13 bar. petr. = 70.000.000 gal. agua (100 ft.) = 7.300 kw-hr.

Si se conserva la proporción de aporte térmico al sistema eléctrico nacional, según datos del último informe de ISA, la generación térmica será por lo menos del 12.6%. Se concluye entonces que de los 14800 megavatios antes mencionados, cerca de 2000 tendrán que ser de origen térmico. Si continúan las dificultades actuales del país en cuanto a la producción de petróleo y se tiene en cuenta la riqueza conocida del país en carbón, se obtiene como consecuencia que para el período mencionado, el aporte térmico necesario debe ser cubierto preferencialmente con carbón. Como alternativa sería conveniente pensar en suplir parte de la demanda con un proyecto nuclear.

Ciertamente las plantas nucleares empiezan a ser competitivas desde el punto de vista económico, cuando su capacidad es igual o mayor a los 600 megavatios. También es bueno indicar que, de acuerdo con los expertos en la materia, ninguna planta debe tener una mayor capacidad que el 10% de la total instalada en un país.

Dentro de la misma tabla en su parte inferior, se comparan los requerimientos de combustible para las plantas nucleares y centrales térmicas convencionales. Se observa que, mientras que para alimentar una planta nuclear tipo PWR de una potencia de 1000 megavatios durante un año, se requieren 30 toneladas de combustible de uranio, con un enriquecimiento del 3% aproximadamente, para alimentar una planta de igual potencia con carbón se necesitarían 2 millones de toneladas anuales de carbón con un poder calorífico de 7000 kilocalorías por kilogramo. Para una planta de la misma potencia se necesitaría igualmente 1.5 millones de toneladas de petróleo o sea, aproximadamente, 10 millones de barriles por año. La diferencia de calor generado por el uranio por unidad de masa es enorme comparada con los combustibles convencionales. Esta propiedad ha inducido a los países como el Japón, Francia y aún los mismo Estados Unidos a promover grandes programas nucleoelectricos. Cosa semejante se esta viendo en la mayoría de los países latinoamericanos. Creemos así mismo que es el momento de que Colombia haga estudios concienzudos que permitan determinar la oportunidad de abocar el primer proyecto nuclear. Téngase en cuenta que apenas se dispone del tiempo necesario para formar la infraestructura tecnológica para cumplir tan importante cometido con idoneidad e independencia.

Para terminar se incluye la tabla 8: Comparación Económica entre Centrales Técnicas a Carbón y a Uranio, elaborada por el ICEL. Sobre los supuestos que se anotan en la parte inicial de la misma, resulta que los costos de generación de electricidad en una planta térmica, localizada hipotéticamente en zona cercana a los yacimientos de carbón de Cerrejón, serían en mills por kilovatio/hora los siguientes: 27.5 para uranio, 26.5 para carbón a precio de US\$ 26.00 por tonelada y 21.5 para carbón de US\$ 10.00 por tonelada.

A pesar de que los términos de comparación son los más desfavorables para el uranio, puesto que se ha partido de la base de que no hay costo de transporte para carbón, los costos de generación entre uranio y carbón de US\$ 26.00 por tonelada (precio internacional) están muy cerca de ser competitivos. Por otra parte las plantas de carbón no han tenido en cuenta para los costos de capital, la implantación de los desulfurizadores, como sería el caso cuando se tratara de carbones que tienen altos contenidos de azufre. Si hubiera igualmente que adicionar los costos de transporte de magnitudes tan grandes de carbón, estamos seguros de que la producción de electricidad con base en centrales nucleares llegará a ser atractiva en términos económicos.

De todas maneras no debe olvidarse los beneficios adicionales que trae para el desarrollo de la tecnología de un país (Infraestructura, química, industria pesada, etc.), la introducción de la nucleoelectricidad, ni tampoco el beneficio que implica poder exportar el carbón con el fin de equilibrar una balanza de pagos energética tan negativa como la que se ha presentado en este estudio. Esta consideración de balanza de pagos es la consideración más fuerte en apoyo de iniciar un programa nucleoelectrico.

## II FUSION NUCLEAR

Los trabajos sobre fusión nuclear como fuente de energía comenzaron independiente en los Estados Unidos y la Unión Soviética hacia los años de 1950, y actualmente estos mismos países junto con el Japón y algunas naciones de Europa

TABLA 8

COMPARACION ECONOMICA ENTRE CENTRALES  
TERMICAS A CARBON Y A URANIO

SUPOSICIONES BASICAS

- Capacidad de la Central	1000 MW
- Capacidad de la Unidad nuclear	1000 MW
- Capacidad Unidades de carbón	200 MW
- Factor de Planta	0.65
- Eficiencia Térmica (carbón)	39.4
- Eficiencia Térmica (nuclear)	33
- Poder Calorífico Carbón	6960 K Cal/kg.
- Generación Anual	5694 GWH
- Costo de Capital	9%
- Depreciación Anual	4%
- Período de construcción	6 años
- Vida útil	25 años
- Precio Carbón	10 US\$/ton (precio interno) 26 US\$/ton (precio internal)
- Precio Uranio (U <sub>3</sub> O <sub>8</sub> )	40 US\$/lb. (precio internal)
- Tipo de Reactor	PWR
- Costo de Administración, Operación y Mantenimiento anual	1.1% de la inversión total

	COSTO US\$ MILLS/KWH		
	US\$10/ton	Carbón a US\$26/ton	Nuclear
Inversión Total (US\$ x 10 <sup>6</sup> )*	748.7	748.7	881.6
Costo anual combustible (US\$ x10 <sup>6</sup> )	17.7	46.1	32.4
Costo anual de Administración, Operación y Mantenimiento (US\$ x 10 <sup>6</sup> ))	8.2	8.2	9.7
Costo anual de capital	17.1	17.1	20.1
Costo anual de combustible	3.1	8.1	5.7
Costo anual de U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	1.4	1.4	1.7
Costo total de generación	21.6	26.6	27.5

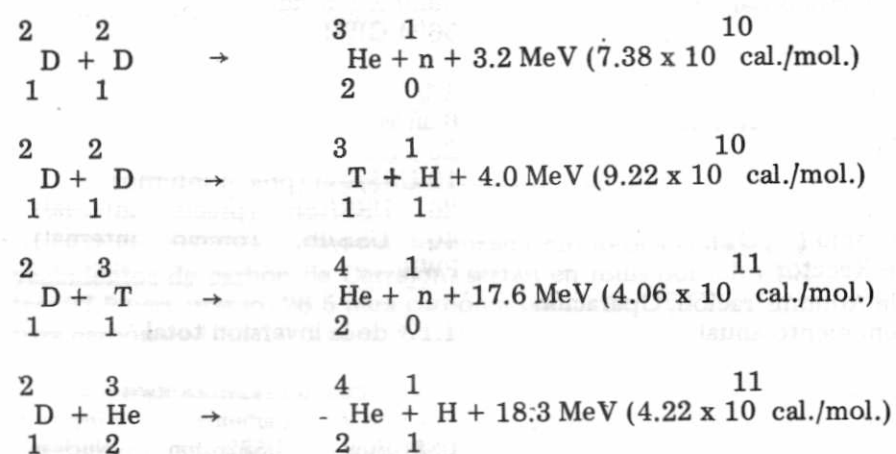
\* Incluye: el valor de los equipos, el valor del transporte al sitio de instalación, el valor de la ingeniería, el costo de las obras civiles, de los materiales y de la mano de obra, los imprevistos, terrenos, reajuste de precios e intereses durante la construcción.



Occidental están trabajando cooperativamente con el ánimo de demostrar la aplicación práctica de la fusión antes de comienzos del próximo siglo.

La tecnología de fusión es considerada como uno de los mayores desafíos científicos actuales. La explicación de la misma y el detalle de los avances científicos logrados están fuera del alcance de este informe, pero básicamente el proceso de fusión nuclear se produce cuando dos núcleos de poco peso se combinan para formar uno más pesado. Esto en contraposición a la fisión nuclear, en la cual un núcleo pesado se divide en dos más livianos. Los dos procesos liberan enormes cantidades de energía.

Las reacciones más factibles a ocurrir en la fusión nuclear son:



Los términos en mega-electrón-voltio de cada reacción corresponde a la energía liberada por el núcleo reaccionante, la cual corresponde a los valores en calorías por mol indicados en paréntesis.

Como base comparativa de la magnitud de producción de energía por fusión se tienen que mientras la energía total liberada por la combustión de una libra de gasolina es de 20.000 BTU, la energía liberada mediante fusión de deuterio siguiendo la primera reacción es del orden de 70.000.000.000 BTU/lb. Similarmente la reacción entre Deuterio y Tritio que se indica en la tercera ecuación produce una energía total de una magnitud correspondiente a los 365.000.000.000 BTU/lb. Esta reacción, la más promisoría entre las reacciones de fusión, produce entonces por unidad de masa unos 18 millones de veces más energía que la gasolina.

Fusionar núcleos, aún de elementos livianos, se hace muy difícil considerando que estos núcleos están compuestos por cargas eléctricas positivas que se repelen con gran intensidad. Así pues, para lograr su unión se requiere que ellos se aproximen con suficiente energía para lograr sobrepasar su repulsión natural. Lograr la fusión de un buen número de núcleos para generar cantidades sustanciales de energía requiere tres condiciones:

- 1) Altísimas temperaturas para impartir gran velocidad a los núcleos.
- 2) Alta densidad de núcleos con el fin de incrementar la probabilidad de las colisiones nucleares y
- 3) Un tiempo de confinamiento adecuado para lograr que estos núcleos altamente acelerados y densamente aglomerados sean capaces de producir reacciones de fusión mantenidas sin requerimientos externos de energía.

Según las diferentes reacciones de fusión, el combustible debe ser calentado a diferentes temperaturas. Para la reacción D-D un nivel de temperatura del orden de los 400 millones de grados kelvin, para D-He, 350 millones, y para la reacción D-T, 50 millones, de grados kelvin. El plasma, o sea los iones resultantes, debe ser sostenido en una configuración donde su densidad sea del orden de  $10^{15}$  iones/cc, y finalmente el tiempo de confinamiento debe ser del orden de décimas de segundo.

El producto de la densidad  $n$  por el tiempo de confinamiento  $t$  es un parámetro más significativo que cada uno de ellos independientemente. De acuerdo al criterio de Lawson la autosuficiencia energética de la fusión requiere superar un  $(n t)$  de  $10^{14}$  iones seg/cc a las temperaturas mencionadas.

A causa de las altas temperaturas requeridas, es claro que no se pueda utilizar un recipiente de paredes materiales para confinar el plasma que se someta a fusión. Hay tres posibilidades técnicas para tal confinamiento; utilizando gravedad, un campo magnético o el confinamiento inercial.

El método gravitacional requiere un campo creado por una masa varios cientos de veces superior a la de la tierra. Este es un método impráctico para una planta en la tierra. Este método, sin embargo, es el que impulsa una reacción de fusión aún más exigente H - H (hidrógeno-Hidrógeno), la cual se presente en el sol.

El segundo método es el confinamiento inercial mediante el cual la temperatura y la densidad se elevan tan rápidamente que una fracción significativa de material ha reaccionado antes de tener tiempo de dispersarse. Sobre este principio se basa el uso de rayos laser o rayos de electrones - (electrón beams) - para concentrar y calentar extremadamente rápido los gránulos de combustible D-T para crear la fusión. La intensa energía de los rayos vaporiza la superficie del gránulo y las partículas que escapan de la superficie comprimen lo que queda del combustible a valores varias veces superior a su densidad inicial. Esto junto con el calentamiento producido induce la reacción de fusión. Este principio parece de directa aplicación, pero en la práctica es difícil. El poder de los laser o del rayo de electrones debe ser inmenso y enfocarse sobre una superficie del orden de 100 micrones por un período del orden  $10^{-9}$  segundos. Lo anterior requiere aún un tremendo avance en la tecnología laser y el desarrollo de sistemas eficientes. En la actualidad ya se ha logrado fusión nuclear por este método, utilizando un laser de dióxido de carbono.

El tercer enfoque es el uso de poderosos campos magnéticos para confinar el combustible a las temperaturas necesarias en la forma de un gas completamente ionizado -"un plasma-". Con el objeto de confinar el plasma se han utilizado campos magnéticos en forma toroidal. Los Tokamaks son aparatos de desarrollo soviético basados en un fuerte campo magnético toroidal que en el presente constituyen quizá la opción más promisoría para el desarrollo de la energía de fusión nuclear.

## Avances sobre Fusión Nuclear:

Se puede deducir de lo dicho anteriormente que antes de desarrollar la fusión nuclear a nivel comercial se deben estudiar y entender un buen número de problemas físicos, los cuales una vez superados dejarán el programa en fase de desarrollo y diseño del reactor de fusión.

El año de 1976 ha sido un año de nuevos e importantes avances en fusión. El perfeccionamiento en la utilización de rayos laser de  $\text{CO}_2$ , de rayos de electrones y de Tokamaks de alta intensidad permitieron llegar cerca al vencimiento de la barrera tecnológica de la fusión nuclear. Los resultados experimentales obtenidos en el mundo recientemente han permitido a algunos científicos afirmar que las proyecciones previas a la utilización comercial de la fusión nuclear, estimadas para las primeras décadas del siglo 21, pueden reducirse en 10 a 20 años.

El futuro desarrollo de la energía de fusión se puede resumir en las palabras de E. E. Kintner, de ERDA, a la conferencia internacional de Energía Nuclear realizada en Salzburg-Austria- en mayo de 1977. "Después de desarrollada y demostrada la fusión nuclear vendrá un período de incremento en su madurez y utilización. La tasa a la cual ésta penetración ocurra dependerá de muchos factores políticos, teóricos ambientales, sociológicos y económicos, los cuales solamente un tonto desearía estimar hoy día. Pero de dos cosas si estoy seguro:

1. La fusión será desarrollada hasta usos prácticos.
2. Si lo anterior no es cierto, este planeta pasará duras penalidades ambientales, sociales y económicas antes del año 2.050, o quizá mucho más temprano".

Una planta de fusión nuclear tendría el propósito primordial de generar vapor para generación eléctrica. La eficiencia térmica global del sistema se evalúa superior a un 60%. En el sistema deuterio-tritio, por ejemplo, parte de la energía eléctrica generada se utilizará para operar las bombas de circulación de litio y potasio, como también para proveer el intenso campo magnético que circunda la cámara de reacción. Nótese que el tritio producido se constituye en combustible para el mismo u otro reactor. Los cálculos indican que la producción de tritio es mayor que su consumo.

Algunas condiciones ventajosas del reactor de fusión son:

- 1) Las plantas de fusión no producirán grandes cantidades de residuos radiactivos. Si bien la estructura interna del reactor llega a ser altamente radiactiva, los productos propios de la fusión no son radiactivos.
- 2) Las plantas de potencia por fusión operan a altas eficiencias de conversión más del 60% - reduciendo así los problemas asociados con residuos térmicos y contaminación por calor.
- 3) Los reactores de fusión serán altamente seguros, sin posibilidades de salida por no tener simultáneamente altas masas de combustible bajo condiciones de ignición. Se verá el día en que estas plantas puedan estar instaladas en centros urbanos, disminuyendo las pérdidas de energía asociadas con transmisión de potencia y quizá permitiendo el uso del calor residual en acondicio-

namiento de aire doméstico, y para utilización en procesos industriales de baja temperatura.

- 4) En las plantas de fusión se elimina la consideración de salvaguardia de materiales aptos para la utilización bélica o de sabotaje.

## BIBLIOGRAFIA

### SECCION FUSION NUCLEAR

- 1) Seaborg T. Glenn. "Fisión and Fusión Developments and Prospects", Com-bustions, Dic. 1970
- 2) Kintner E. E. "The Role of Fusión as a Future Power Soucre", Informe presentado a la Conferencia Internacional de Energía Nuclear, Salzburg-Aus-tria, Mayo 1977.
- 3) Internacional Journal of Fusion Energy; Vol. 1, No. 2, Junio, 1977
- 4) Fusión Energy Foundation Newsletter; Mayo de 1977.
- 5) Fusión: Magazzine of the Fusion Energy Foundation; Julio Agosto, 1977
- 6) Sputnik of the Seventies, ed. Us. Labcr Party, Mayo 1977.
- 7) Hirsch L. Robert, "Fusión Powe; Past, Present and Future", Combustion, Ju-nio, 1973.
- 8) Walters A. Edward, "An Overview of the Energy Crisis", J. of Chem. Educa-tion; v. 52, No. 5 mayo, 1975.
- 9) "The Great Nuclear Fusión Race", Time. Junio 6, 1977.
- 10) Carroll L. Wilson. Energy: Global Prospects 1985-2000; Mc Graw-Hill, 1977.

## CAPITULO XX

### ENERGIA SOLAR

#### Potencial Disponible

La energía disponible del sol parece ser una de las fuentes de mayor potencial para el futuro por ser una energía aparentemente inagotable, limpia y conceptualmente simple de aplicar.

El sol, es bien sabido, es una estrella con una masa de 2.200 billones de toneladas, un diámetro de 864.000 millas, su temperatura promedio exterior es del orden de 10.000° F y la temperatura interior se estima en unos 30 millones de grados Fahrenheit. Su energía proviene de una reacción de fusión nuclear, por medio de la cual unos 4 millones de toneladas de hidrógeno por segundo se convierten en helio.

La radiación emitida constantemente por el sol se evalúa en  $3.8 \times 10^{20}$  KW de la cual solo una pequeña fracción llega a la superficie terrestre. Esta pequeña fracción sin embargo equivale a unos 500 billones de barriles de petróleo equivalente por año —cerca de 1.000 veces las reservas mundiales conocidas de petróleo— pero el uso de esta abundante energía es difícil. Es una energía muy diluida ( $0.003$  BPE/m<sup>2</sup>-día ó  $200$ Watt/m<sup>2</sup>), disponible de forma discontinua y varía grandemente con la situación climática y estacional de las regiones.

#### Tendencias Tecnológicas para el aprovechamiento de la energía solar

Los usos actuales de la energía solar se pueden reducir al uso térmico de esta energía en aplicaciones tales como:

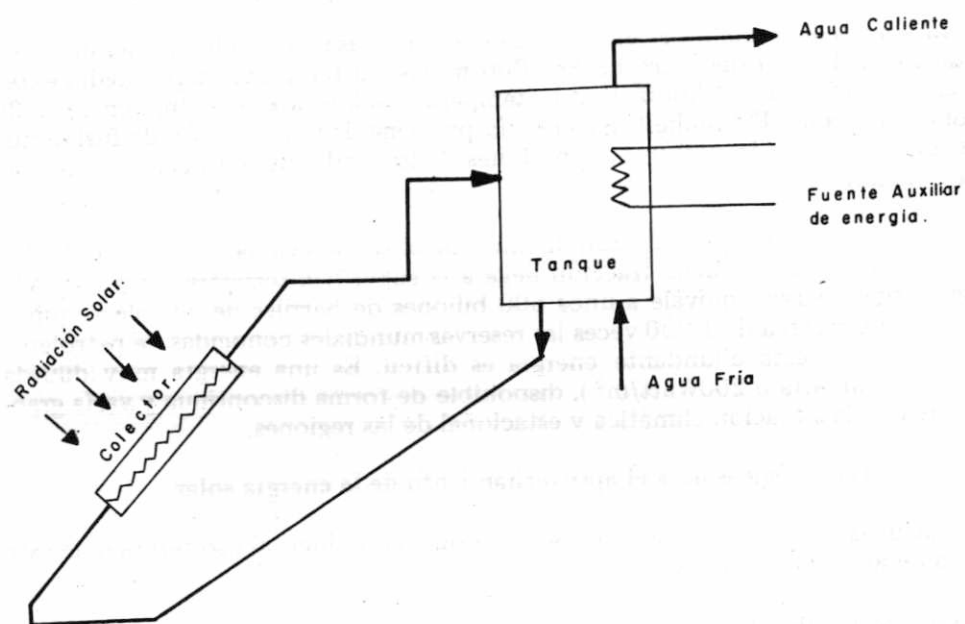
- Calentamiento de agua.
- Acondicionamiento térmico de vivienda.
- Secado de productos agrícolas y animales.
- Evaporadores de aguas salinas.
- Estufas solares.

El aporte de la energía solar en este tipo de aplicaciones no parece ser significativo. A nivel mundial se estima que en el año 2.000 no representará un 1% del consumo energético.

La tecnología de estos sistemas está suficientemente desarrollada pero los costos no hacen todavía muy llamativo su uso. Los equipos comercialmente disponibles tienen por lo general la doble instalación para energía solar y energía eléctrica y sus costos son 2 a 3 veces mayores que los de los equipos convencionales.

Entre los dispositivos mencionados, los calentadores de agua solares son los de mayor uso tanto por su simplicidad en operación como por costo. La figura No. 16 muestra esquemáticamente un sistema de calefacción que opera por termosifón. Básicamente consiste de un colector de plato-plano, y un tanque aislado de almacenamiento de agua. El colector es comunmente una caja negra aislada tér-

FIGURA 16



3m<sup>2</sup> de área recolectora puede producir 50 galones de agua a 60° C por día.

Figura No 16 ESQUEMA DE UN CALENTADOR DE AGUA SOLAR DE CIRCULACION NATURAL.

micamente y cubierta con vidrio. Internamente se dispone un haz de tubos metálicos para calentamiento de agua que circula por ellos. La tubería del colector se conecta al tanque de almacenamiento. El colector recibe radiación solar que se transmite al agua para su calentamiento. El tanque se coloca en un nivel superior al colector resultando una convección natural y una circulación de agua sin requerimientos de bomba.

Un colector de unos 3 a 4 m<sup>2</sup> en combinación con un tanque de 50 a 80 galones puede alcanzar en un día soleado a generar 50 a 80 galones de agua a unos 60° C, suficiente para el baño de una familia de 3 ó 4 miembros. En el país se construyen los calentadores descritos en forma rudimentaria a costos cercanos a los \$ 10.000 pesos. Próximamente el Centro Gaviotas, construirá bajo contrato 60 de estas unidades para ser probadas en Bogotá, Cali y Barranquilla.

El costo inicial de un panel de 2 m<sup>2</sup> y un tanque de almacenamiento de 55 galones (208 litros) se estima en \$ 10.000,00 incluyendo su instalación. Sin embargo, para establecer el costo total de una instalación completa se requiere de un estudio particular de cada caso ya que este depende del sitio del país donde se quiera instalar el calentador y del número de personas que hagan uso de él.

Por ejemplo, en Bogotá no es recomendable utilizar menos de un metro cuadrado de colector por persona, lo cual significa que el costo total de calentador y su instalación para una familia de 4 personas sea aproximadamente de \$16.000.00.

En las zonas de alta densidad de radiación como la Costa Atlántica, la instalación completa para 4 personas tiene un costo aproximado de \$ 10.000,00. Cada panel adicional tendrá un valor de \$ 5.000 pudiéndose conectar al mismo circuito varios paneles si las familias son numerosas.

Las cifras anteriormente mencionadas se basan en el proyecto ICEL-GAVIOTAS, consistente en la fabricación de 60 unidades para demostración.

De acuerdo a los últimos informes, el costo de un calentador solar importado es de US\$ 260 FOB más un gravámen del 65%, lo que equivale a un costo un poco mayor al que tendrá el que se pretende fabricar en Colombia.

El precio actual para un calentador eléctrico de 30 galones es de \$ 6.000. Una familia de 4 personas que tenga un calentador eléctrico a una temperatura ambiente de 18° C, consume diariamente 30 galones de agua a 60° C, lo que supone un gasto de 210 kwh/mes.

Es necesario aclarar que en este caso no se ha tenido en cuenta el costo de la instalación de los 2.5 kw adicionales que requiere un calentador eléctrico, cuyo costo se estima en \$ 3.000.00 para las empresas del sector eléctrico. Un programa de 10.000 calentadores al año le ahorraría inversiones de \$ 30 millones al sector eléctrico. Aunque la suma no es significativa dentro del flujo de fondos del sector, el programa vale la pena.

Tomando como base la duración del crédito que tentativamente se ha establecido para el financiamiento de un calentador solar, se procedió a estimar los

costos correspondientes para la utilización de un calentador eléctrico.

El consumo mensual de energía de este aparato electrodoméstico se estimó, como se indicó anteriormente en 210 kwh/mes al cual se le aplicó la tarifa promedio nacional (89.7 cvs./kwh/mes) con incremento anual del 26% para los demás años.

El costo de un calentador eléctrico para el período tomado como base con el incremento tarifario mencionado alcanza a un valor de \$ 29.385.

En lo referente a la utilización del calentador solar, se estimó una cuota inicial de \$ 6.000, similar al precio del calentador eléctrico. El resto del valor se financiará a 7 años con intereses del 24% anual sobre saldos. El calentador solar con esta clase de financiación tendría un valor de \$ 13.289 para un solo panel y de \$ 26.722 para dos paneles en caso de ser instalado en Bogotá.

Como se indica, en la comparación de costos, el costo del calentador solar tanto de un panel como de dos es inferior al costo total del calentador eléctrico incluyendo el valor del consumo de energía durante los 7 años, poniendo énfasis en que este último seguirá consumiendo energía y por lo tanto aumentando su costo por el tiempo de vida útil del calentador. De otra parte en el caso de calentadores solares, su costo no se recargará con gastos adicionales al valor estimado inicialmente.

En resumen, para el consumidor individual y para las empresas eléctricas, los calentadores solares implican un ahorro financiero interesante. Por lo tanto, se propone abrir una línea de crédito especial en el Banco Central Hipotecario para financiar estas instalaciones, y se propone que las empresas eléctricas den un estímulo en las cuotas de conexión a las viviendas nuevas que instalen calentadores solares.

Las otras aplicaciones convencionales de la energía solar, mencionadas anteriormente, se hacen menos llamativas que el calentador de agua por sus costos. Actualmente el acondicionamiento del aire por energía solar para una vivienda se evalúa entre 6.000 y 8.000 dólares en los Estados Unidos, lo cual hace la tecnología poco atractiva.

#### **Aprovechamiento de la Energía Solar para Generar Electricidad en Gran Escala.**

La utilización masiva de la energía solar proyectada para décadas subsiguientes al año 2.000, implica el pleno desarrollo de tecnologías que permitan la generación adecuada de electricidad a partir de la radicación solar.

La magnitud de participación de la energía solar en un futuro, aunque se predice considerable, es algo incierta por problemas de índole técnica y económica. En esencia, la generación de energía eléctrica solar mediante grandes centrales eléctricas involucra dos clases de tecnologías que están bajo consideración: generación térmica y generación fotovoltaica.

El concepto de generación de energía eléctrica a partir del sol consiste en la concentración de la energía solar por medio de grandes superficies reflectoras que rodean una torre, en cuya cima hay un colector absorbedor de calor en el cual se genera vapor, que se utilizará directamente en la turbogeneración de energía eléctrica.

La superficie reflectora consiste de una serie de espejos (heliostatos) montados sobre una plataforma móvil que deberá responder a señales generadas por computador para mantener la más exacta orientación de la gran superficie reflectora y lograr la mayor concentración continua de la luz solar sobre el colector.

Cálculos iniciales para una planta experimental de 10 MW (e) indican la necesidad de instalar 2000 heliostatos, cada uno con una superficie reflectora de 40 m<sup>2</sup>. Los diseños preliminares estudiados indican el requerimiento de 40 hectáreas (400.000 m<sup>2</sup>) de área total para la planta de la cual alrededor de un 40% (160.000 m<sup>2</sup>) debe estar recubierto por superficie reflectora.

La energía reflejada por estos heliostatos será absorbida por el colector de calor colocado en una torre de unos 150 m de altura. La superficie de este colector debe ser capaz de recibir flujos solares concentrados que oscilan entre 0.3 a 0.7 MW/m<sup>2</sup>. La generación de vapor en estos colectores (a temperaturas superiores a los 500°C) parece ser la tecnología a usar en la planta piloto considerada. Sin embargo, el desarrollo de otras tecnologías tales como receptores que usan metales líquidos o sales fundidas pueden resultar más efectivos.

El acoplamiento del colector-generador de vapor a una turbina de vapor introduce problemas, entre otros el de suspensión de la generación durante la noche, así como pérdidas y reanudaciones repentinas por el paso de nubes. Lo anterior hace estimar un factor de planta en el mejor de los casos de sólo un 30%.

Las consideraciones presentadas hacen indudable que la aceptación comercial de la generación eléctrica termo-solar está ligada directamente a la habilidad que se desarrolle para el almacenamiento de grandes cantidades de energía. Los costos de almacenamiento se estiman que pueden corresponder a un 30% del costo total, y los conceptos considerados para tal efecto giran alrededor del almacenamiento de energía por cambio de fase, por calor sensible en materiales adecuados, o por almacenamiento químico con base en la producción de hidrógeno por electrólisis del agua.

Otra posibilidad considerada para evitar el almacenamiento de energía es la operación del sistema híbrido en el cual la energía solar se usaría como fuente suplementaria en una central que usaría como base combustible fósil.

En el estado actual de avance de los proyectos se hace fácil evaluar costos comerciales de esta forma de energía. La predicción de costos para la planta piloto iniciada por ERDA está en el orden de US\$ 10.000/KW (e) instalado. A estos niveles de costos se hace necesario una drástica reducción de éstos para hacer el concepto económicamente competitivo.

## Concepto de Generación Fotovoltaica

El llamado efecto fotovoltaico permite que la luz estimule el flujo de electricidad en ciertos materiales. Este efecto permaneció como curiosidad científica hasta 1954 cuando los científicos de los laboratorios Bell crearon las primeras baterías solares, en base a semi-conductores de silicio, capaces de producir una corriente útil.

Las baterías solares comercializadas típicamente consisten de finas laminillas de cristal de silicio puro al cual se le mezclan pequeñas impurezas como boro o fósforo. Cuando los fotones de luz chocan con la batería producen cargas positivas y negativas que originan el flujo de la corriente eléctrica. Este tipo de baterías solares son altamente costosas y de difícil producción masiva, pero se espera que otro tipo de materiales como sulfuro de cadmio o telurio de cadmio, permita en un futuro superar estos inconvenientes.

En forma general se pueden considerar 3 tipos de generación fotovoltaica:

- 1) El cubrimiento de los techos de las viviendas con celdas solares combinadas con sistemas de recolección térmica de energía solar. Este sistema se considera ventajoso porque reduce la demanda de redes de distribución eléctrica.
- 2) El segundo criterio es la instalación de sistemas centrales de generación de potencia mediante el recubrimiento de extensas áreas en material fotovoltaico.
- 3) El tercer sistema está basado en una audaz idea propuesta por el científico Peter Glaser de los Estados Unidos. El concepto consiste en contruir una estación central satélite colocada a unos 40.000 km de distancia de la tierra, generando potencia por medio de celdas solares y transmitiendo a tierra, por medio de micro-ondas.

Este sistema tiene la ventaja de que el satélite está expuesto a radiación solar más intensa durante las 24 horas del día, evitando así los problemas de almacenamiento de energía. Además, se estima que el rendimiento diario de recepción de potencia puede llegar a ser 15 veces mayor, comparado con la captación en tierra.

Los mayores impedimentos para la aplicación en gran escala de la generación fotovoltaica de electricidad son los costos de las celdas fotovoltaicas, su producción masiva, su eficiencia de conversión y el período de vida útil.

La primera utilización práctica de celdas solares se realizó en las instalaciones de los laboratorios espaciales (Skay-Lab) con instalaciones de 10 KW (e) a costos del orden de US\$ 300.000/KW (e) (US\$ 7.000/m<sup>2</sup> de celda de silicio). Baterías solares menos sofisticadas destinadas al uso terrestre cuestan alrededor de US\$20.000/KW (e) lo cual sigue siendo un costo prohibitivo. Sin embargo los peritos en el tema estiman que en los próximos 10 años los costos continuarán bajando hasta llegar a niveles de US\$ 500 por kilovatio, y a un costo inferior al de la generación convencional eléctrica del presente.

## Situación Nacional

En el país, el uso de la energía solar ha inquietado a un buen número de personas y centros de estudios.

En varias universidades del país han operado centros para el estudio de la utilización de la energía solar, enfocados al estudio y diseño de equipos experimentales para la utilización convencional de esta energía. Los calentadores de agua al parecer han sido los equipos más exitosos y los de menor costo, pero lógicamente dentro del panorama global energético del país su participación en sustitución energética es poco significativa.

Otro posible uso de energía solar es en el secamiento de productos agrícolas, particularmente café, lo cual podría llevar a ahorros interesantes de fueloil, ACPM, y gas.

## BIBLIOGRAFIA

- 1) Zoschak, R. J., "Aprovechamiento de la Energía Solar para Generar Electricidad en Gran Escala"; Desarrollo Nacional, Abril, 1977.
- 2) Hafele, W., "Energy Options Open To Mankind Beyond the Turn of the Century". International Conference on Nuclear Power and its Fuel Cycle; Salzburg-Austria; mayo, 1977.
- 3) Walters, S., "Power in the year 2.001"; Mechanical Engineering; Nov. 1971.
- 4) Lammartino N.R., "Energy Experts Focus on Solar Heating and Power" Chemical Engineering Sep. 1973.
- 5) Wilhelm, L.J., "Energía Solar de la Fuente Suprema de Energía" Perspectivas Económicas: Nov. 16, 1976.
- 6) Nilsen, J.M., "Is Solar Energy Ready to Soar?"; Chemical Engineering, Oct. 1, 1973.
- 7) Hay, H. R., "Energy Technology and Solar chitecture" Mechanical Engineering, Nov. 1973.
- 8) Wolf, M., "Solar Energy Utilization by Physical Methods" Science, Vol.184, Abril, 1974.
- 9) Aronson, B.R., Zimmerman, D.M., "Solar Energy" The Seven-percent Solution; Machine Design: Junio 9, 1977.
- 10) Energy for Rural Development, National Academy of Science, Washington, D.C., 1976.
- 11) Wilson, L.C. Energy: Global Prospects 1985 - 2000, McGraw Hill, 1977.

## CAPITULO XXI

### METANOL Y ETANOL: COMPONENTES Y/O SUSTITUTOS DE LA GASOLINA MOTOR

#### INTRODUCCION

Una tecnología de relativa fácil aplicación en un programa de ahorro de derivados del petróleo es la mezcla de etanol o metanol en la gasolina. Parece que la mezcla de estos elementos en proporciones inferiores a 20% no disminuye la eficiencia de los motores de combustión, y no requiere ajustes o modificaciones especiales de dichos motores. Por esa razón es particularmente atractivo analizar la producción de etanol y metanol como aditivo a la gasolina dentro de un proceso de ahorro de consumo de derivados del petróleo y de ahorro de divisas por importación de crudo y productos blancos.

#### **El Alcohol Etílico (Etanol) en Motores de Combustión Interna.**

Desde la invención del motor de combustión interna y el estudio de los primeros ciclos de potencia por el año 1860, ya se utilizaba el alcohol etílico, solo o en mezcla con otras sustancias, como combustible en estos motores rudimentarios.

Posteriormente, y de manera especial en los países europeos que además de importar petróleo tenían excedentes agrícolas convertibles en alcohol (uva, papa, remolacha, etc.), se procedió a mezclar alcohol con gasolina en proporciones variables. De este modo en 1923 en Francia el importador de petróleo y benceno debía comprar alcohol en una cantidad equivalente al 10% de las importaciones de los mencionados hidrocarburos. En 1935 esta proporción se elevó al 15%. En Alemania, una ley de 1923 también obligaba a los importadores a comprar un determinado porcentaje de sus importaciones de petróleo en alcohol. Lo mismo sucedió por la época de los años veinte en Austria, Hungría, Estonia y Lituania. En Polonia el gobierno hizo una campaña muy activa para incorporar alcohol en la gasolina. La India ha utilizado el alcohol etílico solo y en mezclas con gasolina desde hace varias décadas.

En nuestro país, así como en los Estados Unidos y el resto de la América, no se pensó seriamente en utilizar el alcohol etílico como sustituto parcial de la gasolina debido al precio mucho más bajo de ésta. Aún el alcohol industrial obtenido por fermentación no podía competir en precio con el resultante de la deshidratación del etileno (vía petroquímica). Esta situación ha cambiado completamente debido a los mayores costos de petróleo y etileno y a las sombrías perspectivas sobre el suministro mundial y local de petróleo y sus derivados hacia finales del siglo XX. En la actualidad el alcohol producido por fermentación principia a competir en costos con la gasolina. Su producción tendrá un efecto notable en la balanza comercial de los países que deben importar hidrocarburos y constituirá un recurso energético renovable sustitutivo de los combustibles fósiles no renovables.

El plan más ambicioso de sustitución parcial de gasolina por alcohol etílico lo está emprendiendo el Brasil desde la expedición del Decreto Presidencial 76.593 de Noviembre de 1975. Este programa tiene por objeto llegar a producir suficiente alcohol para mezclarlo en la proporción de un 20% a toda la gasolina

consumida en el Brasil. Como primera etapa se están ampliando las instalaciones existentes y montando nuevas destilerías para producir cinco mil millones de litros por año al iniciarse la década de los ochenta, de los cuales tres mil millones de litros por año (cincuenta mil barriles por día) irán a gasolina. Los restantes dos mil millones de litros por año se utilizarán en la industria química. Actualmente la gasolina que se expende en varias ciudades del Brasil ya contiene cantidades variadas de etanol dependiendo de su disponibilidad.

#### Mezcla Alcohol Etílico - Gasolina

Si se analizan los aspectos de potencia, rendimiento y consumo volumétrico se encuentran ventajas y desventajas en el uso del alcohol etílico comparado con la gasolina.

Las mezclas de etanol con gasolina tienen mucho más ventajas. El alcohol debe ser anhidro, ya que un contenido aún muy bajo de agua presenta problemas de separación de fases que afectan adversamente el funcionamiento del motor.

El alcohol etílico anhidro, destinado a ser mezclado con gasolina, es el que se considera de mayor importancia dentro de un plan de sustitución parcial de gasolina motor puesto que, como veremos a continuación, volumen por volumen equivale a gasolina de 120 octanos (gasolina premium).

Hasta el momento, todas las experiencias hechas a nivel de ensayos muy controlados sumadas a los resultados obtenidos en los países que en una u otra época de manera regular han empleado mezclas de etanol con gasolina, se puede resumir como sigue:

- a) El alcohol etílico anhidro es soluble en gasolina motor en todas proporciones. Con mezclas de hasta un 20% de alcohol no se requieren cambios en el motor. De veinte por ciento en adelante, se deben utilizar calibres más amplios en el carburador y de treinta por ciento en adelante, se puede incrementar la relación de compresión.
- b) Con mezcla hasta del veinte por ciento de etanol, el consumo volumétrico en litros por kilómetro es el mismo que si se utiliza gasolina.
- c) En mezclas del veinte por ciento de alcohol se reduce notablemente la carbonización y se impide la deposición de gomas y depósitos en el carburador, culata y cilindros.
- d) El mayor octanaje del alcohol etílico, del orden de 120-125, mejora en cerca de doce números el octanaje de la gasolina con la cual se mezcla en proporción del 20%. Esto elimina la necesidad de añadir tetraetilo de plomo y reduce o hace innecesaria la mezcla de fracciones de alto octanaje (aromáticos reformados, gasolina polímera, alquilatos etc.,) al "pool" de naftas.
- e) No se observa desgaste en el motor. Utilizando plásticos adecuados no se afectan los empaques del carburador ni del circuito del combustible.
- f) Hay reducción en la emisión de CO y de NOx.

- g) El etanol forma mezclas de mínimo punto de ebullición con la gasolina, y reduce la temperatura en el cilindro.

#### Mezclas Etanol-Diesel.

Se han ensayado con éxito proporciones del 50% de combustible Diesel y 50 de etanol (al 95%) en motores Diesel, pero inyectando separadamente el alcohol etílico. De esta manera el Diesel enciende y entonces el etanol entra al cilindro y se quema.

La inyección directa de la mezcla Diesel-etanol no trabaja bien en el cilindro de un motor Diesel debido a la gran cantidad de calor que absorben el alcohol etílico y el agua para vaporizarse. En el sistema de inyección separado del etanol debe tenerse en cuenta la capacidad nula de lubricación del alcohol etílico. Para evitar daños en los inyectores y bombas, debe añadirse una pequeña cantidad (1%) de aceite lubricante.

#### Producción Industrial de Alcohol Etílico por Fermentación.

Considerando todo el proceso de transformación de una materia prima a alcohol etílico, la relación de energía del alcohol dividida por la energía consumida en la transformación, es del orden de 8:1 como mínimo. Esta relación es aproximadamente la misma que existe entre la energía contenida en la gasolina y la requerida para extraer, transportar y refinar el petróleo.

El alcohol etílico se obtiene por fermentación de tres monosacáridos: la glucosa o dextrosa, la fructosa o levulosa y la galactosa. De esta manera, cualquier hidrato de carbono que corresponda a las anteriores sustancias o que por hidrólisis las produzca, puede ser una materia prima adecuada para este proceso.

De esta manera podemos clasificar las materias primas en tres clases:

- a) Los materiales que contienen azúcar: melazas, remolachas, etc.
- b) Materiales que contienen almidón: papa, yuca, mijo, maíz, arroz, etc.
- c) Materiales que contienen celulosa:

La celulosa es un polisacárido consistente en muchas unidades de glucosa, que por diferentes medios hidrolíticos deja glucosa para ser fermentada: se puede emplear como fuente celulosa el bagazo, el papel de desecho, la parte no comestible de los cereales, (tusas de maíz, cascarillas, etc.), desechos de algodón y madera. La madera, bagazo, y tusas, además de glucosa, contienen pentosonas y lignina.

La materia prima en solución y ya tratada para que los hidratos de carbono se encuentren en forma de sacarosa o de glucosa y/o fructosa, se clarifica (sin utilizar cal), se ajusta a la concentración conveniente de azúcar, de nutrientes y de pH, se esteriliza y se envía a fermentación.

En la fermentación es en donde está la clave de la economía del proceso. Se debe emplear técnicas muy cuidadosas de control de variables (pH, temperatura,



concentración de azúcar, concentración de alcohol, etc.). Además, se debe emplear cultivos puros de levadura con cepas seleccionadas de muy alto rendimiento para cada tipo de materia prima y para las condiciones particulares de la fermentación. Por recirculación de las levaduras (con lavado y tratamiento intermedio), se mantiene una concentración adecuada de células vivas (enzimas, catalizadores) en el medio. Todo esto resulta en rendimientos mayores y en menor tiempo para completar la fermentación.

La destilación es un paso muy sencillo en el caso de producir alcohol combustible, puesto que eliminando los aldehídos y manteniendo los ácidos totales bajo especificaciones, no es necesario separar los demás congéneres (ésteres, furfural, metanol, etc.), ya que estos se encuentran en pequeñas concentraciones y contribuyen a la buena combustión del etanol. En este caso basta una torre en acero inoxidable que actúe como agotadora, con una pequeña sección rectificadora para eliminar aldehídos. Acoplada a esta torre habrá otra en lámina de acero que actúe como rectificadora para elevar la concentración del alcohol hasta cerca a su punto azeotrópico (97 vol. %). En esta columna se tendrá un control de pH para evitar su corrosión.

Los procesos conocidos, por último, generan subproductos valiosos económicamente. Entre los subproductos de una planta de alcohol que tienen un valor apreciable en el mercado se pueden citar:

- a) El CO<sub>2</sub>: en la práctica se producen más o menos 45 kilos de CO<sub>2</sub> por cada 100 kgr de sacarosa. Este CO<sub>2</sub> se puede licuar y venderlo para la industria de gaseosas. En forma de hielo seco se emplea en la refrigeración y conservación de alimentos.
- b) Concentrados alimenticios para ganado:

Los residuos de la fermentación, que contienen almidones y azúcares no transformados, proteínas y grasas solubles, sales, fibras, etc., se pueden mezclar con las colas de la columna agotadora (azúcares y sales), y someterse a un secado. Al producto resultante se pueden añadir partes de algunas materias primas como hojas, tallos, cáscaras, envolturas vegetales, etc. debidamente tratadas. El resultado es un concentrado rico en proteínas para ser utilizado en las formulaciones de alimentos para animales (ganado especialmente).

- c) Combustibles: Una planta de alcohol con base en caña de azúcar es auto-suficiente energéticamente, puesto que el bagazo seco (calor de combustión 7000-8000 BTU/lb) y que produce en relación de más o menos 1 kgr por cada kgr de sacarosa, es más que suficiente para generar la energía requerida.

Como en el caso de fermentar yuca no se cuenta con este recurso energético, (algo se aprovecha de los tallos de las plantas de yuca), se calcula que una planta de alcohol que emplee como materia prima 60% de caña y 40% de yuca, es autosuficiente energéticamente.

#### **Inversión Requerida (A valores de 1975 - 1976).**

Las siguientes cifras se dan como órdenes de magnitud, puesto que no existen datos para calcular la inversión requerida en una destilería tipo alcohol com-

bustible a volúmenes de 100.000 litros/día de producción. Las destilerías existentes en el país no sirven como referencia pues están diseñadas para producir alcohol potable y además son muy pequeñas (5.000 a 50.000 litros/día).

Se pueden escoger entre dos tipos de instalación:

- 1) Planta de alcohol para producir 100.000 litros por día de etanol anhidro a partir de caña de azúcar o mezcla completa, con servicios, almacenamiento, equipo de molienda y aprovechamiento de subproductos (CO<sub>2</sub> y concentrados alimenticios), US\$ 12.000.000.
- 2) Planta para producir 100.000 litros/día de alcohol etílico anhidro a partir de azúcar de caña, melazas y materiales con almidón (yuca, papa, etc.), completa con equipo de molienda trituración, hidrólisis, servicios y aprovechamiento de sub-productos, US\$ 16.000.000.

Con respecto a esta inversión se debe tener en cuenta un factor muy importante para el país: toda la ingeniería conceptual, de diseño y detallada, obras civiles, construcción y puesta en marcha, se puede hacer en Colombia. Ecopetrol, para poner un ejemplo posee la tecnología requerida para el diseño y construcción de todo el proceso y servicios. Los conceptos especializados de hidrólisis enzimática y fermentación también son muy conocidos en el país. La industria cervecera, por ejemplo, domina ampliamente el manejo de agentes enzimáticos (malta) y de cultivos puros. Los bienes de capital, salvo contadas excepciones (instrumentos), pueden ser diseñados y construídos en el país.

#### **Costos de Producción Aproximados (a valores de 1975 - 1976)**

La materia prima representa cerca del 90% de todos los costos de producción del alcohol etílico. Por este motivo, cualquier reducción en el precio de ésta y también un aumento en los rendimientos de transformación a alcohol son críticos en el precio final del etanol.

#### **Caña de azúcar**

Los grandes zonas de cultivo de caña del país (Valle del Cauca y Cauca), tienen una siembra y corte de caña no estacional y se puede contar con esta materia prima unos 250 días de operación por año. En la Costa Atlántica la siembra y corte si es estacional. Los rendimientos en Colombia son del orden de 110 toneladas de caña por hectárea. Para una conversión de 65 litros de etanol anhidro por tonelada de caña, se tiene una producción de 7.000 litros por hectárea. Si se hace un corte cada 15 meses, la producción es de aproximadamente 6.600 litros de etanol por hectárea de caña por año.

Para una producción de, por ejemplo, 500.000 litros/día de alcohol (3.150 barriles/día), en 250 días de operación por año, se obtendría 125.000.000 litros/año (785.000 barriles/año) y se requerirían para su cultivo unas 22.500 hectáreas, que representan cerca de un 15% de la superficie destinada a este cultivo en el país.

El costo de la caña se puede considerar en unos \$450/tonelada. Con base

en este precio, el costo del alcohol etílico causado por materia prima es del orden de los \$ 7/litro (\$26,50/galón). Debido a este costo y teniendo en cuenta que se proyecta en el país un déficit de producción de azúcar, lo cual sugiere que al entrar áreas marginales en producción subirá la materia prima, es poco probable que sea eficiente reemplazar gasolina en base al alcohol de caña.

### Yuca

Para variedades adecuadas se puede esperar una producción promedia de 40 ton./ha. Para una conversión de 180 litros de etanol anhidro por tonelada de yuca, se obtendrían 7.000 litros de etanol por hectárea, cifra sensiblemente igual, bajo los promedios considerados, al caso de la caña.

Si se piensa en una producción de 500.000 litros/día de etanol (3.150 barriles/día), en 250 días de operación por año, la producción sería de 125.000.000 litros/año (785.000 barriles/año). Para esta producción se requieren cerca de 22.500 hectáreas, algo menos del 10% de la superficie total dedicada al cultivo de la yuca en los últimos años en el país.

El costo de la yuca no se puede deducir de los costos actuales de producción, ya que no se está haciendo siembra intensiva y además se trata de un producto alimenticio valorado como tal. Suponiendo siembras en las que entre a jugar la economía de escala, podríamos suponer un costo de unos \$ 500/ton. en planta. El costo por materia prima de alcohol obtenido sería de \$ 7,70/litro (equivalente a \$ 29/galón).

### Banano

El banano de rechazo en la zona bananera se puede estimar en unas 200.000 ton/año.

La conversión a alcohol etílico por fermentación de unos 100 litros/tonelada. El potencial de producción de etanol con base en este banano de rechazo es entonces del orden de los veinte millones de litros/año (125.000 barriles/año), equivalente a una producción de 5.000 litros/día (30 barriles/día) en 250 días de operación/año.

El costo de este banano de rechazo puede ser el de rápida recogida y transporte a la planta, digamos \$ 100/ton. Por concepto de materia prima el alcohol valdría sobre esta base \$ 1/litro (\$3,80/galón). Es claro que la producción de alcohol en base a esta materia prima económicamente viable, y se considera que debe hacerse una planta piloto.

### Conclusión

Ante todo, se debe repetir que el alcohol etílico anhidro, concebido para ser mezclado con gasolina en proporciones hasta un 20%, equivale galón por galón a gasolina "Premium".

Indudablemente, a los costos actuales de la gasolina extra, el alcohol etílico resulta más costoso. No obstante el proceso tiene varios atractivos, y debe ensayar-

se una planta piloto para introducir la tecnología a un país con un gran potencial agrícola, y que con el tiempo talvez pueda producir materia prima como yuca a precios que hagan el alcohol competitivo con la gasolina.

Los inmensos volúmenes de producción para mezclar un 10% de alcohol a la gasolina, (un millón de litros por día), y la comparación con la capacidad de plantas existentes en el mundo, del orden de los 100.000 litros/día (la instalación más grande y moderna de Colombia es la Fábrica de Licores de Antioquia es de 50.000 litros/día), deja ver que el programa se puede desarrollar en etapas. En este caso existe una ventaja, puesto que, dentro de ciertos límites, la economía de escala no es muy significativa en el caso de las destilerías de alcohol etílico debido a la inmensa incidencia sobre los costos de la materia prima y a una tecnologías relativamente sencilla.

Como ejemplo se puede citar la moderna destilería de alcohol etílico anhidro que se inaugurará en enero de 1978 en Belo Horizonte. Esta destilería está siendo construída por Petrobrás en asocio con el Ministerio de Industria y Comercio del Brasil para producir 66.000 litros/día de etanol dentro de un complejo agro-industrial integrado en el cual cinco empresas agrícolas estatales y una privada suministrarán 330 toneladas por día de yuca requeridas para la producción. Además se venderán 10.000 ton/año de CO<sub>2</sub> para gaseosas y en forma de hielo seco y 5.000 ton/año de residuos sólidos para la alimentación del ganado. La cáscara de la yuca se aprovechará para fabricar aislantes térmicos en la producción de madera prensada. Como el estado de Minas Gerais tiene un consumo de gasolina del orden de los 36.000 barriles por día, los 66.000 litros/día de alcohol representan el 4,5% de este consumo.

Existe no obstante, una limitación institucional para el desarrollo de un plan piloto. En Colombia la producción y el mercadeo de alcohol etílico es un monopolio de los Departamentos, lo mismo que la producción y mercadeo de los licores destilados. El montaje de fábricas de alcohol por particulares está sujeta a la aprobación de Asambleas Departamentales, Gobernadores o Secretarios de Hacienda de acuerdo con las disponibilidades vigentes en cada Departamento. Para permitir el desarrollo de un plan agro-industrial integrado a nivel nacional con participación de la empresa privada, sería deseable exceptuar el etanol anhidro combustible del mencionado monopolio.

En resumen, a corto plazo se considera que es recomendable la instalación de una pequeña planta piloto de alcohol etílico utilizando banano de rechazo en la región de Urabá. Esta planta producirá alcohol para ser mezclado con gasolina en bajas proporciones para el consumo de automotores en esa región del país. Fuera de implicar un ahorro en divisas, el programa piloto mejoraría los ingresos de los agricultores en una de las regiones más pobres del país.

### EL ALCOHOL METILICO (METANOL) COMO COMPONENTE Y/O SUSTITUTO DE LA GASOLINA MOTOR

Una de las posibles utilidades del metanol es como aditivo y/o sustituto de la gasolina, posibilidad esta que se está estudiando intensamente en la actualidad ya que sus perspectivas son muy prometedoras. En los Estados Unidos (General Motors), Suecia (Volvo), Alemania (Volkswagen) y Polonia (Polski-Fiat y Volvo) se

están efectuando pruebas con Metanol puro y mezclado con gasolina. La ciudad de Seattle, Washington, esta estudiando la posibilidad de transformar los residuos municipales en metanol o amoniaco. En el caso de producir metanol, los vehículos municipales de Seattle consumirían 5 millones de galones anuales de metanol puro (sustitución de la gasolina) y se venderían 30 millones de galones con el mismo fin. En el mismo sentido, el Estado de California presentó a su Congreso hace 2 años (1975) una propuesta para construir plantas de metanol a partir de residuos municipales, agrícolas y forestales y mezclar el metanol con la gasolina vendida en el Estado, comenzando en 1980 con un 5%.

Desde luego que este punto actualmente en estudio ha tenido sus seguidores en uno u otro sentido. Muchos investigadores le ven más y mejores perspectivas a la utilización del metanol puro, es decir como sustituto de la gasolina, mientras otros se la ven al uso de mezclas.

Uno de los inconvenientes que tiene la utilización del metanol puro es su bajo calor de reacción volumétrico, comparado con la gasolina, pues mientras un galón de ésta produce entre 115.000 y 125.000 BTU, un galón de metanol puede liberar durante su combustión solo el 50% de cifra mencionada. Lo anterior quiere decir que, al utilizar metanol puro como combustible en los automotores, para tener una misma autonomía, se tendría que aumentar el tamaño y capacidad de los tanques de almacenamiento, o hacer más frecuente el abastecimiento de combustible. Por otra parte se tendrían problemas con la distribución de combustibles, al tenerse que movilizar y almacenar volúmenes mayores. También cabe anotar que se tendría que efectuar algunos cambios en los motores de los vehículos principalmente en la bomba de combustible y el carburador, con el fin de permitir reducir la relación aire-combustible, recircular más calor del escape al carburador y facilitar la prueba en marcha del motor frío.

Una ventaja muy importante que presenta la utilización del metanol en motores de combustión interna en su alto calor de evaporación, lo cual impide el calentamiento de los motores, por lo cual es importante su utilización en automóviles de carreras.

La utilización de mezclas gasolina-metanol, también presenta en la actualidad problemas, pero todos están en vías de solución. Los principales problemas que se mencionan con respecto a la utilización del metano en mezclas con gasolina, son los siguientes:

- Miscibilidad con el agua: Siendo el metanol miscible en agua éste se perdería al retirar el agua presente en la gasolina, problema agravado en épocas lluviosas y frías.
- Miscibilidad con la gasolina: Algunas gasolinas aceptan únicamente mezclas muy pequeñas con metanol debido a la presencia de ciertos compuestos nafténicos y parafínicos inmiscibles en metanol. Este problema también es agravado por las bajas temperaturas y el agua, pues la solubilidad del metanol en la gasolina se disminuye y se presenta la separación de la mezcla en dos fases.
- La separación en fases de la mezcla gasolina - metanol tiene problemas en el encendido del motor.

- Vaporización del Metanol: Al mezclarse el metanol con la gasolina se pierden las fuerzas de la unión hidrógeno quemanténian baja la tensión de vapor del metanol. Al aumentar la tención de vapor (disminuir el punto de ebullición) se presenta la tendencia de taponamiento del sistema por vapor ("vapor lock").

Parte de estos problemas se solucionan retirando los compuestos más volátiles de la gasolina, o mezclando el metanol con alcoholes superiores, por ejemplo utilizando gasolina reformada.

Se ha mencionado que el metanol se puede mezclar a la gasolina en un 15-20%, sin tener problemas mayores y si se utiliza una mezcla con alcoholes superiores (por ejemplo 67% metanol, 1% etanol, 3% n-propanol, 20% isobutano y 9% alcoholes superiores) se puede mezclar hasta el 30%.

Otros problema que presenta actualmenté la utilización del metanol como combustible en motores de combustión interna es su alta corrosividad a partes de plomo, aluminio, magnesio y algunos plásticos. Estos problemas de corrosión están aún por resolver.

Las principales ventajas de la utilización del metanol en mezclas con gasolina son:

- Se reemplaza el consumo de gasolina por metanol (en última instancia por gas natural).
- Debido a tener el metanol un alto octanaje, mayor de 105 RON, pueden sustituirse el plomo y aromáticos de la gasolina.
- El metanol, debido a su alto contenido de oxígeno, tiene una combustión más eficiente que la gasolina, dando así un mayor recorrido por BTU.

Algunos investigadores han reportado que en ensayos con mezclas de metanol en gasolina (5-30%) en automóviles sin modificar se han obtenido las siguientes ventajas:

- Economía entre 5 y 13% de combustible.
- Disminución entre 14 y 72% de las emisiones de monóxido de carbono.
- Menor temperatura de escape.
- Aumento en un 7% en la aceleración.

Según los últimos ensayos realizados parece que con la mezcla de 15% de metanol se obtienen los mejores resultados.

Si aceptamos que el consumo diario de gasolina en el país es de 60.000 barriles, y que el metanol se puede mezclar con esta en una proporción del 15%, éste podría reemplazar un promedio de 9.000 barriles de gasolina al día, los cuales de tenerse que importar le valdrían al país no menos de US\$ 40-50 millones anuales. Una planta de Metanol suficiente para abastecer volumétricamente este mercado,

sería de 1.200 a 1.500 tons/día, tendría un consumo de gas del orden de los 45-50 millones de pies cúbicos diarios y podría costar unos US\$ 50-60 millones. La mezcla gasolina - metanol resultante tendría un poder energético del 92.5% de la gasolina original, pero una mejor eficiencia de combustión.

Dadas estas cifras, es clara la importancia que podría tener la producción de metanol en el país, pues este sustituiría crudo por gas natural, del cual tenemos grandes reservas.

Hay necesidad de tener en cuenta los diferentes problemas que en la actualidad se presentan para la utilización del metanol en mezcla con gasolinas y los cuales fueron anteriormente citados, pero también hay que tener claro que se están adelantando en el mundo amplias investigaciones al respecto y lo más seguro es que en un tiempo corto se tendrá la solución a todos ellos.

Los costos de producción del metanol combustible, considerando el gas a un precio de US\$ 1/millón de BTU, sería del orden de US\$ 7 a US\$ 8 por barril y ascenderían a los US\$ 13 - 15/Bbl. para gas a US\$ 2 por millón de BTU. Al tener en cuenta una rentabilidad del 10% se tendría un incremento en los costos de producción del orden de los US\$ 1,50/barril. Como el gas de la Guajira tiene un precio cercano a US\$ 1/millón de BTU, el barril de metano resultaría bastante más barato que el barril de petróleo. Por esta razón se justifica investigar seriamente la posibilidad de mezclarle metanol a la gasolina en Colombia.

#### El Metanol como Producto Químico.

Este ha sido el uso tradicional de metanol, a partir del cual se obtienen entre otros compuestos los siguientes: formaldehído, ácido acético, etilenglicol, etc., y entra también como materia prima importante en la producción del dimetiltereftalato (DMT).

El principal uso como producto químico es en la fabricación del formaldehído, donde se consume casi el 50% del metanol grado químico producido. En la producción de DMT y etilenglicol se consume un 15%, en la fabricación de otros productos químicos entre los cuales pueden citarse; poliformaldehído, metacrilatos, metilaminas, haluros de metilo, etc., un 20 a 30% y el resto se consume como solvente y en varias aplicaciones menores.

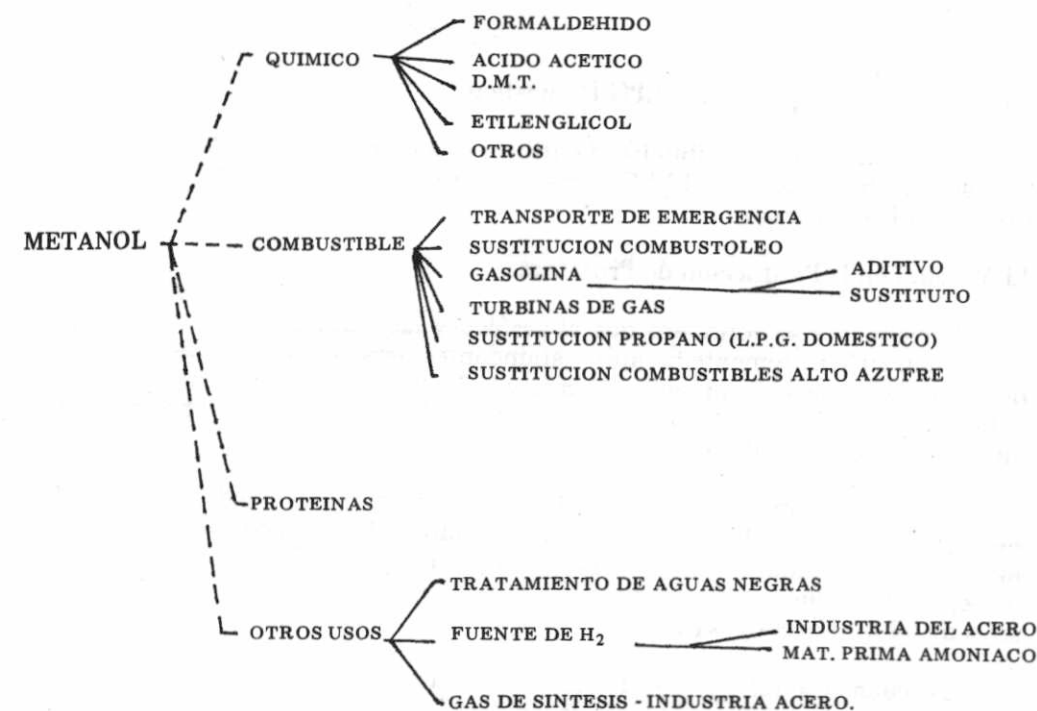
#### Metanol como medio de transporte de energía

En algunas áreas, y principalmente en regiones altamente industrializadas, se está presentando escasez de gas natural, al agotarse las reservas locales y por consiguiente deben importarse cantidades cada día mayores para abastecer el consumo.

El gas natural como gas es prácticamente imposible de llevar desde los campos de producción hasta aquellas zonas de alto consumo, por ejemplo, desde el Medio Oriente a los Estados Unidos o Japón.

Una alternativa al transporte directo de Gas Natural Licuado (LNG), es su conversión a metanol el cual puede ser fácilmente transportado en tanqueros y reconvertidos a Gas Natural en sitios cercanos al consumo. El metanol combustible es conocido también bajo la denominación de combustible químico licuado o LCF.

#### UTILIZACION DEL METANOL



A pesar de no existir en el momento plantas de metanol para este uso, durante los últimos meses se ha hablado insistentemente e inclusive en algunas regiones se tienen planes para el montaje de plantas de metanol con capacidades entre las 10.000 y 20.000 ton/día.

Teniendo en cuenta las dificultades del transporte y pérdidas durante el mismo para el caso del LNG y las desventajas del LCF (metanol) referentes a la menor eficiencia energética comparativa, se ha estipulado que el metanol es solo alternativa para el LNG cuando se trata de transporte a distancias superiores a las 6.000 millas (2), caso en el cual es más económico el empleo del metanol.

#### El Metanol como Combustible Sustitutivo del Combustóleo

Principalmente en áreas urbanas o suburbanas, la utilización de combustóleo en plantas de generación de energía eléctrica presenta problemas debido a contaminación atmosférica. Se estima que la alternativa al combustóleo es el metanol, compuesto éste que da una combustión limpia con la mínima contaminación (8).

### El Metanol en Turbinas de Gas

El metanol puede utilizarse directamente en turbinas de gas, lo cual tiene gran importancia para el normal funcionamiento de estas unidades en horas pico, puesto que al poderse almacenar fácilmente y en poco espacio, permite su empleo como combustible suplementario en las horas de mayor consumo (2).

### Sustitución del Propano en el LPG Doméstico

Existe también la posibilidad de utilizar el metanol como sustituto parcial del propano, o del butano en el LPG doméstico, uso éste muy importante en regiones donde el LPG es escaso.

### El Metanol en la Producción de Proteínas

Inicialmente se consideró que el gasóleo y las parafinas normales eran materias primas suficientemente baratas y abundantes para pensar en obtener proteínas de ellos. Al iniciarse la presente década y cuando ya se vislumbraba la crisis energética mundial, las investigaciones se dirigieron en forma intensiva hacia la utilización del metano y su derivado el metanol.

Se ha considerado que una tonelada de petroproteínas puede sustituir 3.5 toneladas de granos en la alimentación de vacunos y 9 toneladas de leche en la alimentación de animales de cría y por otra parte, se estima que una planta con capacidad de producir 100.000 ton/año de petroproteínas equivale a un cultivo de soya de 57.000 hectáreas (6).

En cuanto se refiere específicamente a la utilización del metanol como materia prima para la producción de petroproteínas, los investigadores y los productores actuales reclaman las siguientes ventajas sobre las demás materias primas:

- La producción de metanol a partir del Gas Natural es fácil, bien conocida y su materia prima es fácilmente disponible principalmente en las zonas más necesitadas de proteínas (15).
- En algunas regiones la producción del metanol y proteínas es la alternativa a quemar el gas natural del metano disponible y por tanto su única utilización razonable (15).
- El metanol es un líquido, soluble en agua y por tanto los problemas de transferencia de masa durante la fermentación (oxigenación) son mínimos, lo cual no sucede al emplear el metano (gaseoso) o los otros hidrocarburos viscosos e inmiscibles en agua.
- El metanol no contiene aromáticos policíclicos (15).
- En la fermentación con metanol se necesita menos oxígeno que en los otros casos (15).
- El bajo punto de ebullición del metanol facilita la separación de las proteínas (15).

- Durante la fermentación del metanol se alcanza un mayor crecimiento de las bacterias por unidad de tiempo y así se logra una mayor concentración de proteínas (7).
- Los costos de inversión en una planta de petroproteínas derivadas del metanol son entre 10-15% menores que las correspondientes a una planta que utilice parafinas normales (15).

### Tratamiento de Aguas Negras

En algunas plantas de tratamiento de aguas negras, se ha venido empleando en los últimos años el metanol como fuente de carbón para los microbios anaeróbicos, usados para transformar el nitrógeno amoniacal de las aguas negras en nitrógeno gaseoso (4).

Este sistema es empleado actualmente en los Estados Unidos y el Japón y se espera que el consumo de metanol para estos fines sea de gran importancia en el futuro próximo.

### El Metanol como Fuente de Hidrógeno y de Gas de síntesis

La oficina de estudios Industriales y de Cooperación (Bureau d'Etudes Industrielles et Cooperation, BEICIP), del Instituto Francés del petróleo, recientemente hizo un estudio sobre la producción de hidrógeno a partir del metanol y al comparar los costos de producción de éste por las diferentes rutas posibles encontró que el producido por la vía del metanol es más económica (1).

La comparación citada fue realizada para una planta con capacidad de producir 50 millones de pies cúbicos normales de hidrógeno por día, y utilizando los precios corrientes, alto y bajo para las diferentes materias primas, materiales y servicios llegaron a las cifras dadas en la tabla siguiente:

Materia Prima Empleada	Costo de Hidrógeno en	
	US\$	MM BTU (1)
	Precio Bajo	Precio Alto
Metanol	3.19	3.52
Gas Natural	4.09	4.41
LNG	4.18	4.52
Nafta	4.50	4.92
Electrólisis del agua	7.87	10.00

El bajo costo del hidrógeno producido por la vía del metanol se debe en primer lugar, al bajo costo de producción del metanol y en segundo lugar, a que las condiciones de la conversión de éste a hidrógeno son moderadas, 400°C y baja presión, obteniéndose un alto rendimiento (94%), mientras en el caso del reformador del Gas Natural o la Nafta se necesitan condiciones más severas (800°C y mayor presión) y el rendimiento es menor (85%) (1).

De cumplirse los precios relativos calculados por el BEICIP, son realmente muy amplias las perspectivas del metanol como fuente de hidrógeno. Uno de los usos promisorios del hidrógeno generado a partir del metanol es en la industria del acero, en el cual BEICIP estima que para 1985 se puede tener un consumo de 74 a 95 millones de toneladas de metanol por año. Otro uso importante será en la síntesis del amoníaco en el cual BEICIP estima se tendrá un consumo para 1985 entre 4 y 5 millones de toneladas de metanol.

#### Demanda Futura del metanol

Según el estudio del BEICIP anteriormente citado (1), el consumo mundial de metanol para 1985 puede llegar a las cifras dadas a continuación:

	Demanda estimada de Metanol para 1985 Millones de toneladas	
	Pesimista	Optimista
Usos Actuales	17	17
Industria de Acero	74	95
Combustible para motores	10	80
Otros Combustibles	5	15
Síntesis amoníaco	4	5
Proteínas	2.5	5
<b>TOTAL</b>	<b>112.5</b>	<b>217</b>

Por otra parte, Bechtel (12) ha estimado que si el metanol tomara el 10% del mercado de combustibles en la generación de energía eléctrica, en los Estados Unidos, esto significaría un mercado de 50.000 ton. diarias de metanol para 1985 y si se utilizara en mezclas de gasolina motor en proporción del 15% con una penetración del mercado de solo el 10%, el mercado potencial de los Estados Unidos, sería para 1985 del orden de las 17.000 ton/día. Estos consumos solamente, representarían un mercado en los Estados Unidos del orden de los 24 millones de toneladas anuales cuando el consumo actual es cercano a los 3 millones de toneladas.

Por las cifras anteriores puede observarse que el mercado potencial de metanol para 1985 es de una importancia inmensa, y que los países productores de gas y metanol tienen así abiertas las puertas para convertirse en los suministradores de este importante material.

#### Posibilidades de Colombia en el campo del Metanol

A continuación se analizan en forma muy breve las perspectivas que las diferentes posibilidades de metanol presentan para el país.

Dentro de las negociaciones del Acuerdo de Cartagena, específicamente por la decisión 91, el metanol le ha sido asignado en forma exclusiva a Venezuela. Colombia podría fabricar metanol solamente en el evento de destinar la totalidad de la producción a abastecer mercados de terceros países como lo especifica el artículo 41 de la Decisión 91, pero no para abastecer el local o subregional (11). Por lo

tanto no se ve muy alagüeña la producción de metanol químico en Colombia, sobre todo al tener que vender el 100% de la producción en el mercado de terceros países.

Las perspectivas del metanol combustible son muy llamativas y en este campo si hay posibilidades amplias a la posible producción nacional. El metanol como aditivo y sustituto de la gasolina es donde presenta quizá un panorama más atractivo para el caso colombiano, como ya se mencionó.

Otra perspectiva del metanol que podría ser también de gran interés nacional, su utilización como sustituto parcial del propano en el LPG, del cual está el país escaso y periódicamente se presentan crisis en su abastecimiento.

Al contrario, en caso de encontrarse conveniente la exportación de Gas Natural, el metanol como forma alternativa de transporte, no sería viable dado que el mercado lógico del gas natural sería la costa este de los Estados Unidos, región que por estar a menos de 6.000 millas de las costas colombianas, sería más económica de abastecer con LNG.

El metanol, como sustituto del combustóleo, y combustibles de alto azufre y como combustible de turbinas de gas, parece que no tiene en el momento un interés nacional tan prioritario dado que los combustóleos colombianos se presentan con contenido relativo bajo de azufre.

La utilización del metanol para producir proteínas es un campo que hay necesidad de vigilar y analizar muy cuidadosamente, pues si bien hoy día no ha tomado un auge muy grande y las petroproteínas son producidas en muy baja escala, la escasez de alimentos hace prever que tendrán en corto tiempo una importancia significativa.

Colombia actualmente importa harina de pescado que utiliza como fuente de proteínas para alimentación animal. La producción de petroproteínas podría sustituir estas importaciones, y ser fuentes de divisas a través de la exportación de carne y derivados, productos de mejor precio en el mercado internacional.

En la actualidad los otros usos del metanol son restringidos, pero se prevé que en el futuro adquirirán una importancia muy grande. Para el caso específico de Colombia, sus perspectivas se ven hoy día a muy largo plazo.

#### Referencia Bibliográficas Utilizadas en este Artículo

1. Alcool Carburante os Riscos e as Vantagens do Brasil, Revista Engenharia, 392.
2. Alcool o Combustível 100% Brasileiro, Revista Engenharia, 392.
3. Alcool, La Futura Gasolina del Brasil, Progreso, Junio 1977.
4. Alviella, G., Les Carburants Nationaux en Belgique, Paris, Dunod, 1937.
5. Berthelot, C, Carburants de Synthèse et de Remplacement, Paris, Dunod 1936.

6. Destilerías: Fábricas de Combustibles para sustituir la Gasolina, Brasil-Comercio e Industria, Abril-Mayo 1977.
7. Fotossintese como Fonte Energetica, Associgas, Brasil, Abril 1974.
8. Globus, A.R., Utilization of Hydrocarbon - Complex Formation in the Production of Hydrofuel, 1975 National Fuels and Lubricants Meeting, Houston, Sep. 1975.
9. Guzmán, G., Universidad del Valle, Comunicación IQ-192A, Junio 1975 a Ecopetrol, CIB.
10. Hampton, W., and Iammartine, N. R., Will Autos Go Alcoholic, Chem. Eng July 1975.
11. Humphrey, A. E., Current Developments in Fermentation, Chem Eng December 1974.
12. Jackson, A., Brazil's National Alcohol Programme, Process Biochemistry, June 1976.
13. Kirk, R. E., y Othmer, D. F., Enciclopedia de Tecnología Química, UTEHA, 1961.
14. Kujata, P., et al., Alcohol de Melaza como Combustible, Sugar y Azúcar, 1976.
15. Las Industrias Azucarera y Panelera en Colombia, Fedesarrollo, 1976.
16. Major Use of New Alcohol-based Fuel Foubted, Oil and Gas Journal, September 1975.
17. Mehta, T.N., Power Alcohol for India, Universidad de Bombay, 1945.
18. Miller, D.L., Fermentation Ethyl Alcohol, Northern Regional Research Center, U.S., Departament of Agriculture, Peoria, III, 1976.
19. Humphrey, A.E., Current Developments in Fermentation, Chem, December 1974.
20. Montes, J.M., Alcool, Opcao que se Apresenta ao Brasil, Bolsa, 1976.
21. Navarro Serrano A., Estudio de los Métodos de Producción en la Empresa Licorera de Santander, Proyecto de Grado, Universidad Nacional de Colombia, 1957.
22. Naves, Luiz M., Tehnologia da Fabricacao do Alcool, Sao Paulo, Revista Brasileira de Química, 1938.
23. O Primeiro Onibus 100% a Alcool, Revista Engenharia, 392.
24. Powell, T., Racing Experience with Metanol-and Ethanol based Motor Fuel Blends, Society of Automotive Engineers, Automotive Engineeing Congress, Detroit, 1975.
25. Prescott, S.C., and Dunn, C.G., Industrial Microbiology, 3rd. Edition, McGraw-Hill (Kogakuska), 1959.
26. Rendón, J. y Comenares, J., Agroquímica, Petroquímica y Sucroquímica, un Programa de Desarrollo Integral, Sucromiles S.A., 1977.
27. Rocha de Almeyda, J., Fermentation of Banana, Brasil Acucareiro, 17, 1949.
28. Rocha Ramírez, D., La Industria Licorera Colombiana y su Potencial para Producción de Alcohol Etílico. Presentado a Proexpo, Febrero 1976.
29. Scheller, W. A. and Mohr, B.J., Production of Ethanol and Vegetable Protein by Grain Fermentation, Dept. of Chem. Eng., University of Nebraska, 1975.
30. Scheller, W. and Mohr, B.J., Performance of an Ethanol gasolina Blend in automobiles and Light Trucks, Departament of Chem. Eng., University of Nebraska, 1974.
31. Scheller, W. A., Agricultural Alcohol as Automotive Fuel, Dept. of Chem. Eng., University of Nebraska, 1974.
32. Shreve, N.R., Chemical Process Industries, McGraw-Hill (Kogakusha), 1967.
33. Stumpf, U.E., Alcool Carburante em Mistura de Combustivel, Encontro Nacional dos Promotores de Acucar, Brasil, 1975.
34. Stumpf, U.E., O Alcool Etílico Combustivel de Motores, Setembro 1975.
35. Teste Alcool-gasolina, Quatro Rodas, Jan 1976.
36. Usina de Alcool, Noticias de Petrobras, 12, Julho 1977.
37. Rogowski, A. R., Internal Combustion Engines, McGraw-Hill, 1953.
38. Livage, J., Les Tamins Moléculaires Adsorbants Modernes, L'Usine Nouvelle, Jan, 1967.
39. Petrobras, Divisao de Informacao Técnica e Propiedade Industrial, Comuniación a Ecopetrol (DET), CENPES - 3793, Sep., 1977.

## METANOL

- 1) Anónimo, "Big New Markets is offering for Methanol", Chemical and Engineering News, Dic. 1, 1975 pag. 12.
- 2) "Methanol, what is the score now?", "Record", Davy Power Gas, Vol. 1 4, 1975 pag. 15.
- 3) "Methanol", publicación No. 3-14274 de Davy Power Gas, Inglaterra.
- 4) "Methanol application to Protein advancing", Japan Chemical Week, mayo 2, 1974 pag. 2.
- 5) "Study group sees no future in methanol - petrol blends", European Chemical New julio 4, 1975 pag. 28.
- 6) "The Toprino Cycle" publicación de BP Proteins Ltda. (Sin fecha).
- 7) "Kanegafuchi develops two new synthetic protein Processes", European Chemical New, Marzo 1, 1974 pag. 18.
- 8) "Oil Switch from energy to chemicals will be slow", European Chemical News Febrero 14, 1975 pag. 10.
- 9) "Methanol from coal seen as gas extender by Southwest Research", Chemical Marketing Reporter, Abril 19, 1976 pag. 36.
- 10) "Erda Joins Mobil in Testing Methanol to Gas Process", Petrochemical News, mayo 24, 1976 pag. 4.
- 11) "Programa Sectorial de Desarrollo de la Industria Petroquímica", publicación oficial de la Junta del Acuerdo de Cartagena, Lima, Perú, 1975.
- 12) Bechtel Inc., "Utilization of Colombian Gas", informe preparado para la Texas Petroleum Co., Junio, 1975.
- 13) Hampton W., y N.R. Iammartino, "Will autos go alcoholic?", Chemical Engineering Julio 21, 1975 pag. 58.
- 14) IPI, "Propuesta preliminar para la utilización de Gas Natural ubicado en el litoral y a lo largo de la Costa en el Departamento de la Guajira, República de Colombia, para la producción de Metanol, Septiembre 1975.
- 15) Rosenzweig, N. and S. Ushio, "Protein from methanol", Chemical Engineering. Enero 7, 1974 pag. 63.
- 16) Uribe M. Horacio, "Estudio Exploratorio sobre la Producción de Metanol en Colombia", Empresa Colombiana de Petróleos, Bogotá, Septiembre de 1976.

## CAPITULO XXII

### OTRAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGIA

#### Energía Geotérmica

La energía geotérmica o energía del calor de la tierra es una reserva de energía potencial almacenada en el interior de la tierra y conocida a través de la actividad de los volcanes, la lava fundida, los geysers de vapor y las aguas termales.

Por lo general esta fuente de energía se encuentra a miles de kilómetros de la superficie terrestre y está demasiado profunda para ser alcanzada por técnicas de perforación actuales.

Sin embargo existen lugares donde fracturas de la corteza terrestre permiten que grandes volúmenes de roca líquida llamada magma lleguen cerca de la superficie. Cuando este fenómeno coincide con mantos permeables o acuíferos, el calor es transferido al agua, obteniéndose así grandes volúmenes de vapor o agua caliente.

Estas masas de vapor o agua caliente son las que actualmente se han denominado fuentes de energía geotérmica, ya que pueden ser utilizadas en distintos ciclos térmicos, por ejemplo para generar energía eléctrica o para calefacción ambiental.

Por su importancia relativa, la forma más usual de utilización de esta energía procedente del interior de la tierra ha sido su conversión en energía eléctrica, utilizando el vapor que se obtiene de pozos profundos, perforados en forma similar a los de petróleo, expandido a través de una turbina, la cual a su vez está acoplada a un generador eléctrico.

Aunque desde 1904 se ha utilizado la energía geotérmica en las Fumarolas del Lardarello en Italia, tan solo recientemente se le ha considerado como una fuente práctica para la obtención de la energía que necesita el mundo.

Las razones principales que han llevado a ello han sido las siguientes:

- a) El agotamiento potencial de los recursos de combustible fósil.
- b) El aumento de costos ocasionado por la crisis energética del 74 ha demostrado que la energía geotérmica es también una fuente competitiva y puede tener considerables ventajas económicas tanto sobre fuentes de combustibles fósiles como nucleares.
- c) Consideraciones de tipo ambiental. Aunque existen problemas de ruido, olores y disposición de las salmueras que se producen al utilizar energía geotérmica, sus efectos pueden ser controlados y son relativamente menores comparados con las otras fuentes tradicionales de energía.



TABLA 9

COSTOS DE POTENCIA GEOTERMICA

	CAPACIDAD			
	20 MW	50MW	100 MW	200 MW
1. Número teórico de pozos	2.84	7.10	14.20	28.40
2. 20% de pozos de reserva	0.57	1.42	2.84	5.68
3. Número total teórico de pozos	3.41	8.52	17.04	34.08
4. Número total práctico de pozos	4	9	18	35
5. Costo de perforación a US\$90.000 x pozo	\$360.000	\$ 810.000	\$ 1.620.000	\$3.150.000
6. Costo de perforación por kW	\$ 18	\$ 16.2	\$ 16.2	\$ 15.7
7. Costo de exploración	\$3.000.000	\$3.000.000	\$ 3.000.000	\$3.000.000
8. Costo de exploración por kW	\$ 150	\$ 60	\$ 30	\$ 15
9. Acondicionamiento de pozo y tuberías de recolección (US\$ 299.000 por pozo)	\$ 1.196.000	\$2.691.000	\$ 5.382.000	\$10.465.000
10. Costos de acondicionamiento tuberías de recolección por KW	59.8	53.8	53.8	52.4
<b>RESUMEN DE COSTOS</b>	<b>\$/KW</b>	<b>\$/KW</b>	<b>\$/KW</b>	<b>\$/KW</b>
Exploración	150	60	30	15
Perforación	18	16.2	16.2	15.7
Acondicionamiento de pozos y tuberías de recolección	59.8	53.8	53.8	52.4
Costo de equipo de planta, etc.	160	140	125	110
	387.8	270	225	193.1
20% para intereses durante construcción e imprevistos.	77.6	54	45	39.5
<b>TOTAL</b>	<b>465.4</b>	<b>324</b>	<b>270</b>	<b>232.6</b>

Para poder hacer una utilización económica de la reserva de energía geotérmica es necesario que ésta tenga algunas características mínimas que permitan su adecuada explotación. Entre dichas características se pueden mencionar:

- Temperaturas superiores a 150° C.
- Profundidad de la reserva geotérmica inferior a 3.000 metros.
- Suficiente permeabilidad de las capas en las cuales se encuentra la reserva para permitir un flujo continuo de agua o vapor.
- Suficiente cantidad de agua para mantener la producción durante varios años.
- Bajo contenido de sólidos disueltos.

Instalaciones en el Mundo

Las instalaciones más antiguas que aprovechan la energía geotérmica se encuentran en Italia y este país cuenta hoy con cerca de 400 MW en plantas geotérmicas.

Otros países como Japón, Nueva Zelandia, Estados Unidos, Islandia y la Unión Soviética, tienen centrales geotérmicas en operación con una capacidad total instalada de cerca de 860 MW.

En Latinoamérica, México y El Salvador tienen ya cerca de 200 MW en operación y existen planes o se encuentran en construcción centrales en México, Nicaragua, El Salvador y Guatemala, con una capacidad instalada aproximada de 500 MW.

Como se observa en la tabla 9 a precios de 1973, el costo total por KW dependiendo del tamaño de las unidades, oscilaba entre 465 y 232 US\$/KW, cifras estas que están dentro de valores muy competitivos, comparados con las fuentes tradicionales de energía.

En la tabla 10 se muestra los costos de KWH también para 1973, los cuales se comparan muy favorablemente con los de otras fuentes de energía.

TABLA 10

COSTOS TEORICOS DE PRODUCCION

	CAPACIDAD			
	20 MW \$p.a./KW	50 MW \$p.a./KW	100 MW \$p.a./KW	200 MW \$p.a./KW
Intereses al 8	37.23	25.92	21.06	18.61
Amortización				
Perforaciones (10 años)	1.49	1.34	1.34	1.30
Sitios Acondicionamiento (25 años)	6.07	4.17	3.43	2.92
Operación y Mantenimiento	3.70	3.00	2.60	2.25
Alteración y acondicionamiento de pozos, etc.	0.30	0.27	0.27	0.26
<b>TOTAL</b>	<b>48.79</b>	<b>34.70</b>	<b>29.24</b>	<b>25.34</b>
Costo equivalente porKW/h en US\$ mils con factor de planta de 85	6.55	4.66	3.93	3.41

NOTA 1: Incluye 20% para intereses durante construcción e imprevistos.

## Energía de Los Mares

El mar representa un gran potencial energético renovable para el mundo, el cual ha recibido poca atención. La situación energética mundial ha inducido a un mayor interés sobre esta fuente, que a pesar de su gran potencial presenta dificultades técnicas y económicas para su aplicación. En esencia, los enfoques de aprovechamiento energético del mar son:

- 1) Utilización de los gradientes térmicos.
- 2) Utilización de la energía de las olas.
- 3) Utilización de la energía de las mareas.

### Gradientes Térmicos del Mar:

Las aguas profundas de los océanos son más frías que las aguas superficiales, lo que da la posibilidad de aprovechar estas diferencias de temperatura para generar energía. En los Estados Unidos el programa OTEC "Ocean Thermal Energy Conversion" se inició en 1974, bajo la responsabilidad de la Oficina de la Administración de Investigación y Desarrollo de la Energía ERDA.

Conceptualmente las diferentes entidades que trabajan en este proyecto han desarrollado los diseños preliminares para un prototipo basado en un ciclo Rankine como se ilustra en la figura No.17.

El fluido de trabajo utilizado en el ciclo puede ser amoniaco, propano o freones, el cual se evapora intercambiando calor en el evaporador con agua superficial del mar. Posteriormente el fluido se expande en una turbina para generar electricidad y luego se condensa por intercambio térmico con agua fría (35 a 40°F), la cual es bombeada de profundidades marinas de 1.000 a 2.000 pies.

La eficiencia estimada del ciclo es de 5 a 8% solamente. A causa de las pequeñas diferencias de temperatura, las etapas de evaporación y condensación requieren entre 4 a 6 millones de pies cuadrados de superficie de intercambio térmico para una planta de 100 MW de capacidad. Los costos de estos monstruosos equipos equivaldrían al 50 ó 60% de los costos de capital estimados en aproximadamente \$ 2.500 dólares el KW para los prototipos conceptuales. En la actualidad, se dirigen los esfuerzos a reducir las áreas y los costos de estos intercambiadores.

### Energía de las Olas:

Las olas marinas pueden ser consideradas como una forma de concentrar la energía de los vientos absorbida por el mar en miles de kilómetros cuadrados.

La energía de las olas se reporta en promedio anual en unos 70 KW por metro de frente de ola, energía que puede ser parcialmente utilizada. Sin embargo, la inconsistencia de las olas en su altura, frecuencia y dirección afectan grandemente los sistemas que pueden permitir la utilización de las mismas para generar energía.

Los sistemas ideados para producir energía de las olas se basan en la posibilidad de utilizarlas para producir pulsos hidráulicos que se transmitan a un gas el cual será comprimido y utilizado para mover turbinas. Igualmente se pueden utili-

El mar requiere un gran esfuerzo para ser aprovechado en el mundo, el cual ha recibido poca atención. Sin embargo, en los últimos años se ha dado un mayor interés en este tipo de energía, debido a las dificultades técnicas y económicas que presentan los métodos de aprovechamiento energético.

FIGURA 17

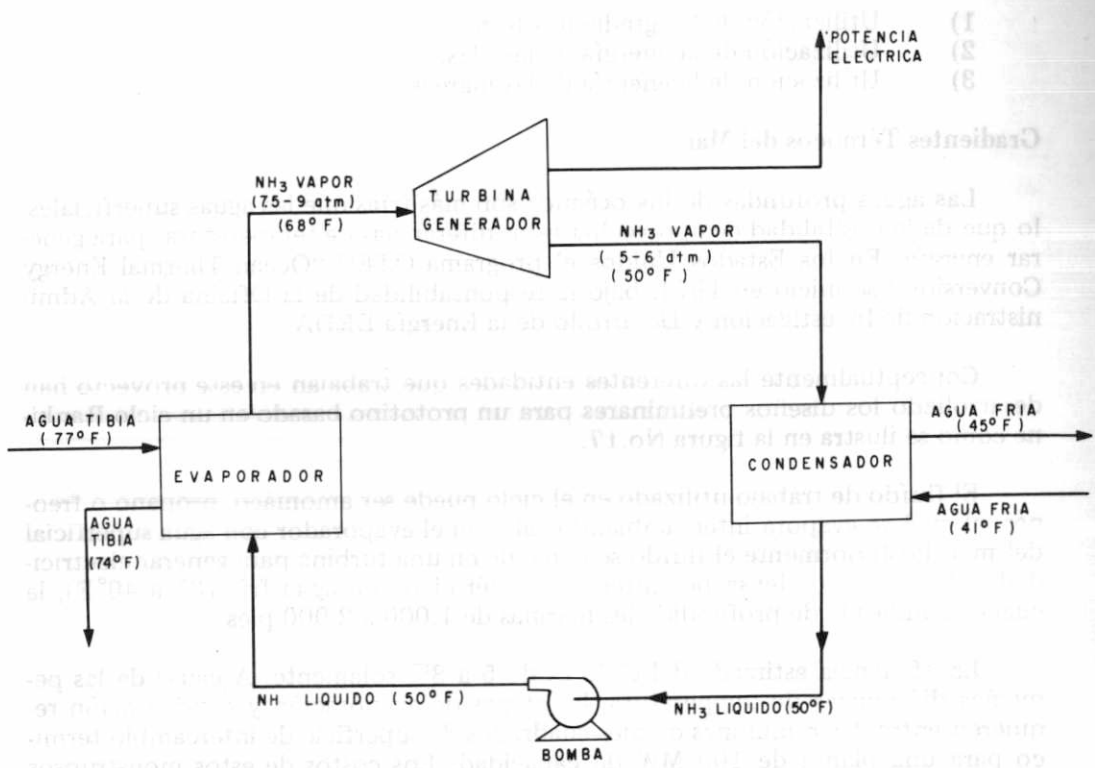


Figura 17 ESQUEMA DEL CICLO RANKINE PARA LA UTILIZACION DE LOS GRADIENTES TERMICOS DEL MAR

zar estos pulsos para bombear agua a mayores alturas con el fin de aplicarla en la generación hidroeléctrica.

A nivel mundial no parece que la energía de las olas tendrá una participación siquiera apreciable en el campo energético.

**Energía de las Mareas:**

La atracción gravitacional de la luna actúa sobre el mar para elevar dos veces por día sus aguas sobre las costas e igualmente dos veces diarias estas miles de toneladas de agua regresarán hacia el océano. Estos grandes movimientos de agua se acentúan cuando están canalizados en bahías o estuarios creando diferencia de niveles hasta de 50 pies.

Estos grandes flujos de agua pueden ser interceptados, al existir las condiciones geográficas adecuadas, mediante la construcción de presas para la generación de hidroelectricidad.

Actualmente existen dos plantas de generación eléctrica a partir de las mareas: Una de 240 MW (e) en La Rance - Francia y una de menor capacidad en Kislaya Guba - URSS.

Estas plantas han demostrado la factibilidad técnica y económica del sistema. Desafortunadamente se conocen pocos estuarios en el mundo que ofrezcan perspectivas aceptables para el aprovechamiento de la energía de las mareas, lo cual hace que esta forma de energía tenga una muy limitada participación y que además esté específicamente localizada.

**Otras Fuentes No Convencionales de Energía**

Entre las otras fuentes de energía no convencionales, la eólica y la de uso de residuos pueden tener alguna aplicación práctica en Colombia, en particular en el Sector Rural y en áreas con asentamientos humanos dispersos donde es costoso el transporte de electricidad o gas.

**Energía Eólica**

El viento ha sido una de las fuentes de energía más antigua conocida por la humanidad. Durante siglos el hombre usó la energía del viento para navegación a vela, para moler cereales, irrigar campos, bombear agua para fines domésticos, y en épocas más recientes para generar energía eléctrica.

Entre los años de 1850 y 1900 la energía eólica alcanzó a dar un aporte energético significativo en algunos países. Posteriormente, hacia los años sesenta, este aporte energético, localizado especialmente en el medio rural, se redujo considerablemente con el incremento en el uso de combustibles fósiles baratos y con la intensificación de la electrificación.

En la actualidad debido a la incidencia de la crisis energética se ha reanimado el interés en el uso de la energía eólica. Sin embargo, parece ser que las posibilidades de generación masiva de potencia es muy difícil, por lo cual la utilización de este tipo de energía se ha considerado de interés en aplicaciones a pequeña es-

cala, en conjunto con algunas aplicaciones de la energía solar, para el desarrollo armónico y adecuado de sectores rurales a donde las dificultades y los costos de instalación o transmisión eléctrica hidráulica o térmica hacen competitivo y conveniente el empleo de energía del viento.

La energía eólica, al igual que la energía solar y la energía de los mares, tiene serios inconvenientes en su utilización como son: las dificultades de ser almacenada, su variabilidad climática y estacional tanto en dirección como magnitud y su localización (muchas zonas de la tierra carecen de corrientes aéreas utilizables). Por ejemplo, en Colombia con excepción de la Guajira, la intensidad de los vientos es baja, lo cual hace difícil la aplicación de esta tecnología en usos diferentes al agrícola en asentamientos dispersos.

### Desarrollo y Costos de la Energía Eólica

En la actualidad los modelos y costos de los molinos de viento y turbinas de generación eléctrica son muy variados. Especialmente sobre estas últimas se está desarrollando investigación con el objeto de mejorar la eficiencia e incrementar su potencia.

La ERDA y la Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio de EE. UU. operan actualmente un generador turbina de 100 kilowatios en Ohio y con carácter experimental contrataron recientemente el diseño y construcción de un sistema para generar cerca de 1 MW (e) para los próximos dos años.

Actualmente, existen disponibles en el mercado diferentes unidades de generación eléctrica entre 50 W y 5 Kw a costos que van desde US\$ 1.000 a US\$ 4.000 en los Estados Unidos. Recientemente en el país, durante la pasada feria agropecuaria de Bogotá, se ofrecían estas unidades para la generación de 0.5 KW (e) a un precio de \$ 35.000.00.

El Centro Gaviotas también adelanta experimentos en este campo, y ha logrado diseñar molinos de viento de bajo costo para uso agrícola.

### Energía a Partir de Residuos de Ciudades, Agrícolas, Industriales, Ganaderos

A medida que estos desechos se convierten en problema-especialmente de contaminación, el uso de estos materiales en la generación de potencia se acentúa. Plantas de generación de energía basadas sobre estos desechos se encuentran operando, especialmente en los países industrializados.

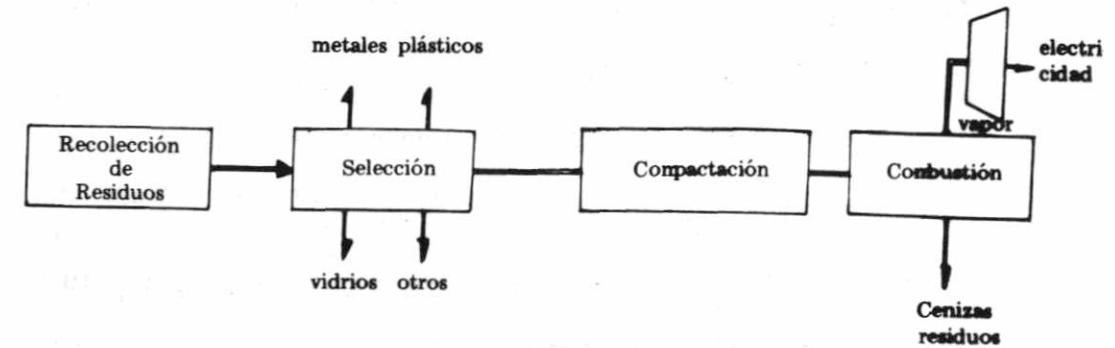
A nivel mundial, para el año 2.000 se espera un aporte energético de estas fuentes de un 1%. Sin entrar en detalles, esencialmente hay dos tendencias para generar energía a partir de residuos. El camino a seguir depende en gran parte del tipo de residuos a utilizar. (Ver figura 18).

En el país, aún dejando de lado el problema energético, existen centros urbanos en los cuales el problema de contaminación exige ya el montaje de plantas de tratamiento para sus desechos. El tratamiento sería óptimo si diera como resultado la producción de energéticos. Este tipo de generación de energía en muchos casos se convierte en un alivio a los costos de protección ambiental.

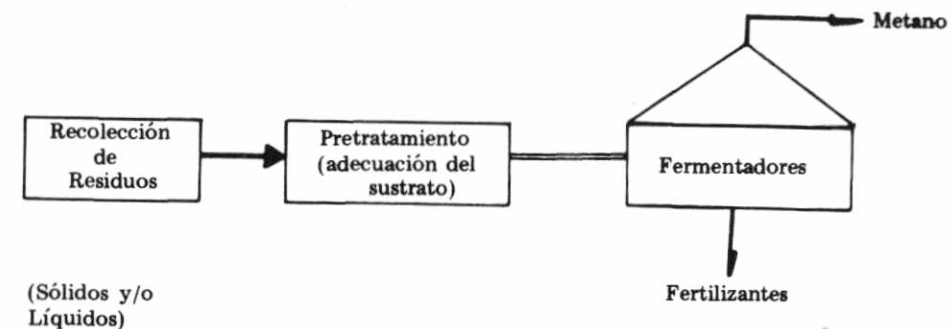
Fig. 18

### GENERACION DE ENERGIA A

#### PARTIR DE RESIDUOS - COMBUSTION



#### GENERACION DE ENERGIA - FERMENTACION



En algunos países como la India también se utilizan sistemas simples para producir gas combustible por fermentación anaeróbica del estiércol. Los pozos fermentadores caseros pueden producir gas para cocina en viviendas dispersas rurales, técnica que ayuda a defender los bosques naturales, al presentar una alternativa al uso de leña.

#### BIBLIOGRAFIA

- 1) Zimmerman, D.M., "Sea Water: The Energy Elixir", Machine Design; Julio 7, 1977.
- 2) Kahn, M.P., "Ocean Thermal Gradients Beckon Energy Planners", Chemical Engineering; Febrero 2, 1976.
- 3) Wilson, L.C., Energy: Global Prospects 1985-2000, McGraw-Hill, N. Y., 1977.
- 4) Energy for Rural Development, National Academy of Science, Washington D. C. 1976.
- 5) Wilson, L. C., Energy: Global Prospects 1985-2000, McGraw-Hill, 1977.
- 6) Inglis D. R., "Wind Power Now", Bulletin of the Atomic Scientists, Oct. 1975
- 7) Anónimo, "Las Fuentes que Pueden Sustituir al Petróleo", Progreso, Julio-Agosto, 1977.

## APENDICE 1

### 3. EL MODELO ENERGETICO NACIONAL

#### Introducción

Es apremiante la necesidad del país de contar con metodologías que le permitan conocer el comportamiento del sector energético, de tal manera que en forma rápida se puedan llevar a cabo estudios para su planificación y proyección.

El primer paso en el establecimiento de estas metodologías lo constituye la elaboración del Balance Energético, o sea el balance de Oferta - Consumo de cada uno de los productos energéticos utilizados en el país. Con anterioridad se han realizado ensayos en la materia, pero el presente proyecto pretende sistematizar los Balances Energéticos como un modelo de computador, adicionando los criterios de optimización que conviertan los balances parciales en un esquema global que los convierta en una herramienta más eficaz en los procesos de toma de decisiones.

En el momento de presentar este informe, se avanza en la estructuración del Modelo y la consecución y adecuación de la información. La información del sector eléctrico está recopilada casi totalmente, faltando la información de costos. La etapa de programación está para comenzar, habiendo terminado la configuración de tablas de datos para el programa.

#### Objetivo

Elaborar un sistema computarizado que calcule año por año el Balance de las diferentes formas de energía empleadas en el país, y de esta forma establecer el comportamiento del sector energético en el futuro.

Para cumplir con este objetivo se tienen los siguientes puntos de partida:

- Información histórica.
- Información sobre planes y proyecciones de las Empresas de Explotación y transformación de recursos energéticos.
- Información sobre proyecciones de demanda futura.
- Información sobre fuentes futuras de energía.
- Información sobre los procesos de transformación de energía.

El criterio principal que se ha establecido en la elaboración del balance es el de la optimización de recursos económicos o sea la minimización de los costos de explotación, transformación y transporte de energía.

Para adecuar el Modelo a este criterio se ha recurrido a la Programación lineal, técnica matemática que permite la optimización por medio de funciones lineales.

## Utilidad y Limitaciones

La utilidad del Modelo se puede resumir en los siguientes puntos:

- Estudios de planeación futura, ya que el Balance se efectúa año por año.
- Análisis de sustituciones, para lo cual el Modelo tendrá las facilidades para involucrar sustitución entre los productos energéticos.
- Generación de demanda de información estadística organizada uniformemente para todas las formas de energía; sin la cual el Modelo pierde su eficiencia.
- Constituye un punto de partida para la elaboración de Modelos más avanzados, tales como Modelos interindustriales de tipo económico y Modelos de evaluación de estructuras de precios e inversiones en el sector energético.

El Balance sistematizado en la forma prevista trae las siguientes ventajas:

- Las derivadas del uso de una función de optimización: en este caso ahorro de costos para el país.
- Da una visión clara de los problemas del sector: faltantes de energía, limitación de capacidades de plantas, etc.; ya que constituye una buena aproximación a la realidad.
- Es un procedimiento rápido y eficaz en la elaboración de los Balances.
- Ventajas derivadas del uso de un sistema de solución de Modelos de Programación Lineal: facilidad de programación, eliminación del estudio del proceso matemático de resolución, versatilidad y fácil manejo de las variables y elementos constitutivos.

Las limitaciones que se pueden anotar son:

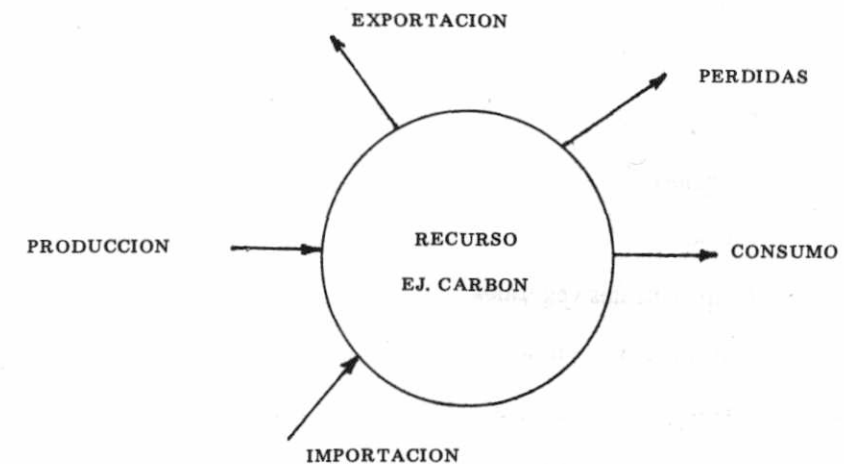
- Todas las funciones matemáticas deben ser lineales o susceptibles de linealizar.
- Los Balances se efectúan año por año independientemente, luego no se considera la influencia de un año sobre los demás.

## Descripción

El Balance comprende la producción, el consumo, la importación, la exportación, las pérdidas y la sustitución de los recursos y productos energéticos que se consideren. De este modo existirá un nodo (Figura 1) para cada uno de los recursos y los productos energéticos, en los cuales existirá el equilibrio de los factores mencionados. Este equilibrio es lo que en esencia constituye el Balance.

El balance es expresado por medio de ecuaciones lineales a las cuales se le adiciona una ecuación de costos, lo que constituye un problema de Programación Lineal.

FIGURA No. 1



Para programar el modelo se recurre a paquetes tecnológicos que son sistemas para computador que resuelven problemas de Programación Lineal en base a la construcción de un modelo matemático. Estos sistemas de los cuales se posee uno y que podrá ser usado por el Ministerio para el procesamiento del Modelo, constan de varias partes:

- Lenguaje adecuado para programar el modelo.

El Modelo así programado, consta de dos partes:

Datos de información organizados en forma de tablas y construcción de las ecuaciones lineales y la función de optimización.

- Algoritmos de resolución de las ecuaciones y de elaboración de análisis de sensibilidad.
- Lenguaje de programación del reporte de resultados. El reporte así programado presenta los resultados en una forma inteligible y a gusto de los usuarios.

## Configuración

Cuatro elementos integran básicamente el modelo:

### — Recursos primarios

Lo comprenden las formas de energía tal como se encuentran en la naturaleza, y se han previsto las siguientes:

R<sub>1</sub> = Potencial Hidroeléctrico

R<sub>2</sub> = Gas Natural

R<sub>3</sub> = Petróleo

R<sub>4</sub> = Carbón

R<sub>5</sub> = Combustibles vegetales

R<sub>6</sub> = Combustibles nucleares

R<sub>7</sub> = Otras fuentes futuras

### — Sectores de transformación :

Representan los procesos que transforman los recursos primarios en otras formas de energía, designadas productos energéticos. En caso de que el recurso primario no sufra transformación se supone una transformación unitaria.

T<sub>1</sub> = Centrales Hidroeléctricas

T<sub>2</sub> = Centrales Termoeléctricas

T<sub>3</sub> = Plantas de Gas Natural

T<sub>4</sub> = Refinación de Petróleo

T<sub>5</sub> = Coquerías

T<sub>6</sub> = Transformaciones unitarias

### — Productos Energéticos :

Son las formas de energía cuyo destino es el consumo.

P<sub>1</sub> = Energía Eléctrica

P<sub>2</sub> = Gas Natural

P<sub>3</sub> = Gas de Refinería

P<sub>4</sub> = Gas licuado

P<sub>5</sub> = Combustibles domésticos

P<sub>6</sub> = Gasolina motor

P<sub>7</sub> = Gasolina de aviación

P<sub>8</sub> = Petróleo

P<sub>9</sub> = Destilados medios (gas - oil, ACPM)

P<sub>10</sub> = Combustóleo o Fuel Oil

P<sub>11</sub> = No energéticos (lubricantes, asfaltos, disolventes)

P<sub>12</sub> = Carbón

P<sub>13</sub> = Coque

P<sub>14</sub> = Gas de coquería

P<sub>15</sub> = Combustibles vegetales

### — Sectores de Consumo :

Corresponden a los diferentes usos que se dan a los productos energéticos o a la actividad nacional que los utiliza.

S<sub>1</sub> = Residencial

S<sub>2</sub> = Público

S<sub>3</sub> = Transporte

S<sub>4</sub> = Industria

S<sub>5</sub> = Comercio

S<sub>6</sub> = Producción de Energía

S<sub>7</sub> = Consumo no energético y petroquímica

S<sub>8</sub> = Otros y no determinados

Estos elementos están interrelacionados tal como se aprecia en la Figura 2. Los círculos representan los nodos donde se establece el Balance. Hay dos series de nodos: una para los recursos y otra para los productos. Los sectores de transformación y consumo están representados por bloques. Estos contienen funciones matemáticas que constituyen la representación real.

- Los bloques de transformación contienen las ecuaciones que convierten los flujos de entrada en flujos de salida, o sea las ecuaciones que simulan el proceso de transformación.
- Los bloques de consumo contienen las funciones de proyección de las demandas sectorizadas.

El modelo contiene una serie de criterios de proyección tales como: producto interno bruto, ingreso per cápita, energía per cápita y tasa demográfica, como opción de cálculo en caso de que las proyecciones no se suministren al modelo.

### Ecuaciones

Las principales son:

- Ecuaciones de equilibrio en nodos de recursos y productos  $\text{Exportación} + \text{Consumo} - \text{Importación} - \text{Producción} + \text{Pérdidas} = 0$ .
- Ecuaciones de demanda de productos  
 $\sum (\text{Demanda sectorizadas}) - \text{Consumo} = 0$
- Ecuaciones de sustitución de productos y recursos  
 $\text{Sustitución} \leq (\text{Demanda sector}) = (\text{fracción a sustituir})$
- Ecuaciones de Capacidad de Plantas  
 $\text{Carga a planta} \leq \text{Capacidad}$
- Función Objetiva a optimizar  
 $\text{Costos de recursos} + \text{Costos de operación} + \text{Costos de transporte} = a$  minimizar.

### Vectores

De las ecuaciones anteriores se tienen que las variables son las siguientes:

- Vectores de utilización de plantas: indican la fracción de capacidad utilizada de las plantas de cada sector de transformación.
- Vectores de importación de recursos y productos.
- Vectores de exportación de recursos y productos.
- Vectores de pérdidas en recursos y productos.
- Vectores de sustitución.

- Vectores de consumo de recursos y productos.
- Vectores auxiliares de transferencia entre ecuaciones.

### Unidades

El modelo trabaja en base a dos tipos de unidades:

- La información de entrada y los resultados se expresan en las unidades corrientemente utilizadas para cada recurso y producto.
- Internamente el modelo trabaja en B. T. U. con el objeto de lograr la unificación de todas la formas de energía.

### Datos de Entrada

Se requiere año a año la siguiente información:

- Proyecciones de demanda por producto y sector
  - Información general de productos: precios de importación o exportación y fracción de pérdidas respecto a la producción total.
  - Producción de autoprodutores de energía. Es el caso de empresas que producen su propia energía eléctrica.
  - Criterios de sustitución: se expresan como fracciones de la demanda del producto y en el sector en que se desea hacer la sustitución.
  - Disponibilidad de recursos: se incluye la disponibilidad máxima de cada recurso, las reservas y el costo de explotación.
  - Información general de recursos: Precios de importación o exportación y fracción de pérdidas respecto a la producción total.
  - Criterios de sustitución: se expresan como fracciones de su producción o del flujo de entrada a las plantas de los sectores de transformación.
  - Factores de conversión de unidades de recursos y productos: Se especifica el factor de conversión de la unidad utilizada para cada uno, a B.T.U.
  - Información de los sectores de transformación:
  - Capacidad y costo de operación de plantas.
- Submodelos de los sectores de transformación.

Es la información necesaria para elaborar las funciones de conversión de recursos en productos. Puede ser tan compleja como se quiera.



En este modelo, los submodelos de transformación representan simplemente los rendimientos de las materias primas (recursos) en cada planta.

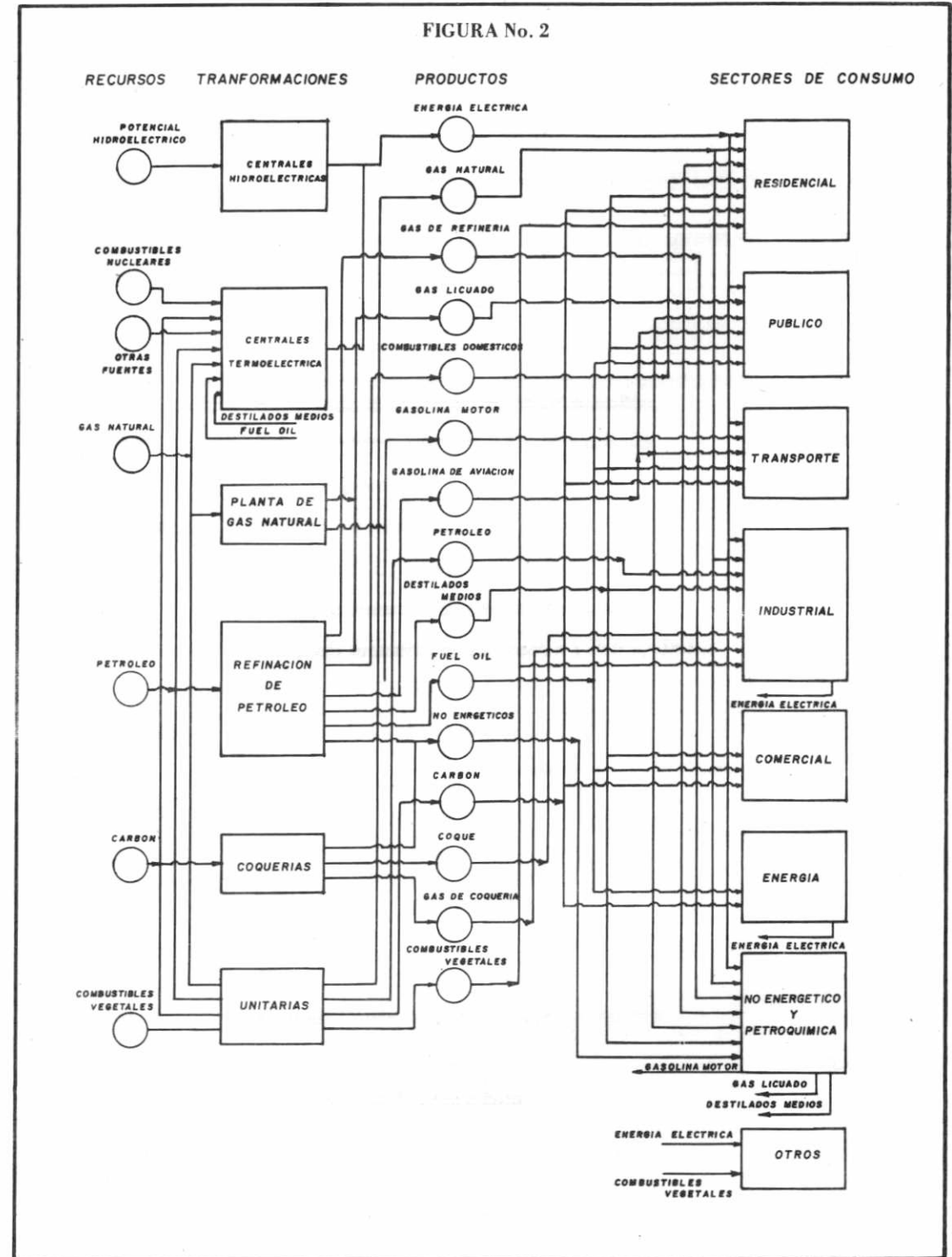
### Resultados

Básicamente los resultados del modelo son los valores de los vectores, lo que conforma el balance de energía.

Se obtendrán listados que contienen para un año:

- Producción y costo total de producción de cada recurso.
- Cantidad importada y exportada de cada recurso.
- Capacidad utilizada de cada sector de transformación, faltantes de capacidad y costo de manufactura.
- Producción de cada producto y su distribución a cada sector de consumo.
- Cantidad importada y exportada de cada producto.
- Costo total de operación del sector energético.

\*\*\*



## GLOSARIO DE SIMBOLOS Y SIGLAS

### 1. SECTOR HIDROCARBUROS

<i>ACPM</i>	<i>Aceite combustible para motor.</i>
<i>API</i>	<i>Instituto Americano del Petróleo.</i>
<i>°API</i>	<i>Grados API denominación de gravedad utilizada por la industria petrolera.</i>
<i>BL</i>	<i>Barril: unidad de capacidad volúmetrica equivalente a 42 galones.</i>
<i>BPD</i>	<i>Barriles por día.</i>
<i>B/D</i>	<i>Barriles por día.</i>
<i>BPDC</i>	<i>Barriles por día calendario.</i>
<i>BPC</i>	<i>Billones de pies cúbicos: un millar de millón.</i>
<i>BTU</i>	<i>Unidad térmica británica = 251.996 calorías</i>
<i>BTU/gl.</i>	<i>BTU por galón.</i>
<i>BTU/kwh</i>	<i>BTU por kilovatiohora.</i>
<i>CAR</i>	<i>Refinería de Cartagena.</i>
<i>CIB</i>	<i>Complejo Industrial de Barrancabermeja.</i>
<i>CIRP</i>	<i>Complejo Industrial de Refinación y Petroquímica.</i>
<i>CLD</i>	<i>Combustible liviano doméstico.</i>
<i>COLBRAS</i>	<i>Petróleos Colombo-Brasileros S.A.</i>
<i>CVC</i>	<i>Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca.</i>
<i>¢/MBTU</i>	<i>Centavos por millar de BTU.</i>
<i>CH<sub>4</sub></i>	<i>Metano</i>
<i>C<sub>2</sub>H<sub>6</sub></i>	<i>Etano</i>
<i>C<sub>3</sub>H<sub>8</sub></i>	<i>Propano</i>
<i>C<sub>4</sub>H<sub>10</sub></i>	<i>Butano</i>
<i>ECP</i>	<i>Empresa Colombiana de Petróleos -Ecopetrol-</i>
<i>FERTICOL</i>	<i>Fertilizantes Colombianos.</i>
<i>F. O. B.</i>	<i>"Free out board" libre a bordo.</i>
<i>FUEL-OIL</i>	<i>Combustóleo</i>
<i>GL</i>	<i>Galón</i>
<i>GLNS</i>	<i>Galones</i>

GLP	Gases licuados del petróleo
GNL	Gas natural licuado
KM <sup>2</sup>	Kilómetro cuadrado
KMTS	Kilómetros
LPG	Gases licuados del petróleo
LNG	Gas natural licuado
MBLS/D	Miles de barriles por día
MBPDC	Miles de barriles por día calendario
MG	Miles de galones
MMBLS	Millones de barriles
MMPCD	Millones de pies cúbicos por día
MMUS\$	Millones de dólares
M P C	Miles de pies cúbicos
MUS\$	Miles de dólares
NW	Nor-Oeste
ODECA	Oleoducto de Caldas
OLEOPAC	Oleoducto del Pacífico
PROMIGAS	Promotora para el transporte de gas en la Costa Atlántica
P S I	Libras por pulgada cuadrada
\$/GL	Pesos por galón
PS/GL	Pesos por galón
US \$	Dólares Americanos
US \$/GL	Dólares por galón
US \$/TON	Dólares por tonelada
WILD-CAT	Pozo exploratorio A-3

## 2. SECTOR ELECTRICO

B I D	Banco Interamericano de Desarrollo
BIRF	Banco Interamericano de Reconstrucción y Fomento.
D R I	Desarrollo Rural Integrado
CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas
CHIDRAL	Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá

CORELCA	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
DAINCO	Departamento Administrativo de Intendencias y Comisarías
E.A.A.B.	Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá.
E.E.E.B.	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá
EMCALI	Empresas Municipales de Cali
E.P.M.	Empresas Públicas de Medellín
ICEL	Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
I.S.A.	Interconexión Eléctrica S.A.
MINENERGIA	Ministerio de Minas y Energía
KV	Kilovatios = 1000 Voltios
KW	Kilo Watt = 1000 Watt.
KWH	Kilo-Watt-Hora
MW	Mega-Watt = 1000 KW
MWH	Mega-Watt-Hora = 1000 K.W.H.
G.W.	Gega-Watt-Hora = 1'000.000 Watt.
G.W.H.	Gega-Watt-Hora = 1'000.000 M.W.H.

## 3. SECTOR DEL CARBON

B O E	Barriles de petróleo equivalente
CARBOCOL	Carbones de Colombia S.A.
C F	Carbón Fijo
CO	Monóxido de carbono
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
D N P	Departamento Nacional de Planeación
° F	Grados Fahrenheit
H <sub>2</sub>	Hidrógeno
I F I	Instituto de Fomento Industrial
M V	Material Volátil
SASOL	Empresa Estatal Sudafricana
S C F	Pies cúbicos a condiciones normales
S N G	Gas natural sintético
TONS	Toneladas

URSS Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas

4. SECTOR DE RECURSOS ENERGETICOS NO CONVENCIONALES

A G R Reactor enfriado por aire  
B P E D Barriles de petróleos equivalente por día  
BEICIP Oficina de estudios industriales y cooperación de Francia  
BTU/lb. BTU por libra  
BWR Reactor de agua en ebullición  
° C Grados centígrados  
CO<sub>2</sub> Bióxido de carbono  
D Deuterio  
D M T Dimetiltereftalato  
ENEL Ente Nacional de Electricidad de Italia  
ENUSA Empresa Nacional de Uranio S.A de España  
ERDA Oficina de la Administración de Investigación y Desarrollo de la Energía  
F T Pie  
FT<sup>3</sup> Pie cúbico  
GCR Reactor enfriado por gas  
gr Gramo  
He Helio  
IAN Instituto de Asuntos Nucleares  
Kcal/kg Kilocalorías por kilogramo  
L C F Combustible químico licuado  
MBPED Miles de barriles de petróleo equivalente por día  
M E T P Millones equivalentes de toneladas de petróleo  
MILLS Milésimos de dólar  
MMBTU Millones de BTU  
M<sup>2</sup> Metros cuadrados  
NH<sub>3</sub> Amoniáco  
NO<sub>x</sub> Oxidos de Nitrógeno  
OIEA Organismo Internacional de Energía Atómica

OTEC Ocean Thermal Energy Conversion (Conversión térmica de Energía Oceánica)

PHWR Reactores de agua pesada a presión

P W R Reactor de agua a presión

P H Índice de Acidez

R A H Reactor de agua hirviente

T Tritio

U T S Unidades de Trabajo de Separación

US \$/lb. Dólares por libra

\*\*\*

Bases para un plan energético  
nacional/Ministerio de Minas y Energía

333.7932 C718b Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA

PRESTADO A

FECHA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01004421

BIBLIOTECA