

1480

PROPIEDAD
Sección Documentación
y Divulgación
CENTRO DE INVESTIGACIONES Y ESTADÍSTICAS

000086

1480

358.10.11
C718.112
1980
E.1

000086



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

HUMBERTO AVILA MORA

MEMORIA
1980

000086

**MINISTERIO DE MINAS Y
ENERGIA**

| | |
|--------------------------------|--------------------|
| DR. HUMBERTO AVILA MORA | MINISTRO |
| DR. LUIS ENRIQUE GIRALDO NEIRA | VICEMINISTRO |
| DR. HERNANDO MEDELLIN FORERO | SECRETARIO GENERAL |

PERSONAL DIRECTIVO

| | |
|-------------------------------|-----------------------------|
| DR. EDUARDO GALVEZ ABELLO | ASESOR JURIDICO |
| DR. PEDRO FERNANDEZ OROZCO | ASESOR DE PETROLEOS |
| DR. ENRIQUE RODRIGUEZ VARGAS | JEFE OFICINA DE PLANEACION |
| DR. AURELIO VILLATE RODRIGUEZ | JEFE DIVISION LEGAL |
| DR. JAIRO CUEVAS BUSTOS | JEFE DIVISION MINAS |
| DR. JAIME DURAN GONZALEZ | JEFE DIVISION HIDROCARBUROS |
| DR. ALBERTO DALLOS BOHADA | SECRETARIO PRIVADO |

CARTA DE PRESENTACIÓN

Ministerio de Minas y Energía
Gabinete

Bogotá, 29 de julio de 1980

Honorables Senadores y Representantes:

Para dar cumplimiento al honroso mandato constitucional de informaros sobre el estado de los negocios adscritos al Ministerio a mi cargo y sobre los cambios e iniciativas que se hacen indispensables en los asuntos atinentes al orden minero y energético, me es grato presentar a vuestra ilustrada consideración la presente Memoria que cubre el lapso del 20 de julio de 1979 al 20 de julio de 1980 y muestra las excelentes realizaciones del Gobierno del Señor Presidente, doctor Julio César Turbay Ayala, durante el segundo año de su mandato.

Respetuoso saludo;


HUMBERTO AVICA MORA
Ministro de Minas y Energía

ENERGIA

A -- HIDROCARBUROS

1 - ECOPETROL

I - EXPLORACION Y EXPLOTACION

1. EXPLORACION DE SUPERFICIE

La exploración de superficie constituye la herramienta básica en la búsqueda del petróleo y está fundamentada primordialmente, por la prospección sísmo-gráfica. Esta actividad tiene como indicador la cantidad de kilómetros registrados.

Los cuadros siguientes presentan un resumen tanto de la actividad sísmica realizada, como las inversiones efectuadas en los últimos cinco (5) años y primer semestre de 1980.

ACTIVIDAD SISMICA REALIZADA: KILOMETROS

| <u>Año</u> | <u>Ecopetrol</u> | <u>Asociación</u> | <u>Total</u> |
|--------------------------|------------------|-------------------|---------------|
| 1975 | 1.300 | 4.840 | 6.140 |
| 1976 | 2.900 | 2.300 | 5.200 |
| 1977 | 4.285 | 6.770 | 11.055 |
| 1978 | 3.480 | 5.800 | 9.280 |
| 1979 | 6.345 | 7.575 | 13.920 |
| 1er. Sem. 1980 | 922 | 3.139 | 4.061 |
| TOTAL | 19.232 | 30.424 | 49.656 |
| o/o Participación | 38.7 | 61.3 | 100.0 |

INVERSIONES EN EXPLORACION DE SUPERFICIE
Millones de Dólares

| <u>Año</u> | <u>Ecopetrol</u> | <u>Asociación</u> | <u>Total</u> |
|--------------------------|------------------|-------------------|--------------|
| 1975 | 1,50 | 8,55 | 10,05 |
| 1976 | 4,00 | 5,32 | 9,32 |
| 1977 | 4,50 | 10,74 | 15,24 |
| 1978 | 7,00 | 11,95 | 18,95 |
| 1979 | 10,00 | 18,07 | 28,07 |
| 1er. Sem. 1980 | 2,40 | 13,60 | 16,00 |
| TOTAL | 29,40 | 68,23 | 97,63 |
| o/o Participación | 30,1 | 69,9 | 100,0 |

2. PERFORACION DE POZOS

La cantidad de pozos exploratorios perforados es el indicador más real y práctico para cuantificar la actividad exploratoria.

Se presenta a continuación un resumen de los pozos iniciados, terminados y que estaban en perforación durante el primer semestre del presente año:

| | <u>No. de Pozos Iniciados</u> | <u>No. Pozos Terminados</u> | <u>No. Pozos en Perforación</u> |
|--------------|-----------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|
| Ecopetrol | 3 | 2 | 2 |
| Asociados | 15 | 16 | 5 |
| Total | 18 | 18 | 7 |

Para definir los pozos realmente perforados en el período, se aceptan aquellos que fueron terminados; por tanto, se puede afirmar que durante los primeros seis (6) meses del presente año, se perforaron 18 pozos exploratorios.

Al comparar, este primer semestre con el correspondiente del año de 1979, se aprecia un aumento de la actividad por parte de los contratos de asociación y una notoria disminución en las operaciones directas de la empresa. La actividad total fue la misma para los dos períodos analizados:

NUMERO DE POZOS EXPLORATORIOS TERMINADOS

| | <u>1er. Semestre 1979</u> | <u>1er. Semestre 1980</u> |
|--------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Ecopetrol | 6 | 2 |
| Asociados | 12 | 16 |
| Total | 18 | 18 |

Las actividades de perforación llevadas a cabo, tanto por Ecopetrol como por las compañías extranjeras, en asociación y concesión en los últimos cinco (5) años, se presentan a continuación:

POZOS EXPLORATORIOS Y MILES DE PIES PERFORADOS EN COLOMBIA

| <u>Año</u> | <u>Ecopetrol</u> | | <u>Asociación</u> | | <u>Concesión</u> | | <u>Total</u> | |
|--------------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| | <u>No. Pozos</u> | <u>Miles Pies</u> | <u>No. Pozos</u> | <u>Miles Pies</u> | <u>No. Pozos</u> | <u>Miles Pies</u> | <u>No. Pozos</u> | <u>Miles Pies</u> |
| 1975 | 2 | 17,4 | 12 | 59,2 | — | — | 14 | 76,6 |
| 1976 | 6 | 37,0 | 9 | 58,6 | 3 | 24,4 | 18 | 120,0 |
| 1977 | 5 | 52,5 | 8 | 81,8 | 7 | 64,6 | 20 | 198,9 |
| 1978 | 7 | 61,1 | 13 | 122,0 | 6 | 44,5 | 26 | 227,6 |
| 1979 | 12 | 93,4 | 16 | 152,7 | 1 | 10,0 | 29 | 256,1 |
| 1er. Sem. 1980 | 2 | 36,4 | 16 | 125,5 | — | — | 18 | 161,9 |
| TOTAL | 34 | 297,8 | 74 | 599,8 | 17 | 143,5 | 125 | 1.041,1 |
| o/o Participación | 28,6 | 57,6 | 13,8 | 100,0 | | | | |

La cantidad de pies perforados demuestra el incremento de la actividad exploratoria al pasar de 76,6 Miles de pies en 1975, a 256,1 Miles de pies en 1979.

Es conveniente resaltar la mayor participación del sistema de asociación, en comparación con la operación directa de la empresa y el contrato de asociación.

Se estima que la actividad para el año de 1980 terminará con un total de

33 pozos, de los cuales ya se han perforado 18 y se encuentran en proceso de perforación 7 pozos. De estos 33 pozos, 26 serán perforados por la industria privada y 7 por Ecopetrol.

Los resultados de la actividad exploratoria en los últimos cinco (5) años se concretan actualmente en los descubrimientos de petróleo en los pozos (de asociación) de Trinidad, Caño Garza y Tocaría, por cuenta de Aquitaine y del pozo Arauca, a cargo de Intercol, en los Llanos Orientales, los cuales se encuentran en evaluación. En el área de la Guajira se efectuaron dos descubrimientos de gas en los pozos Santa Ana No. 1 y Aruchara No. 1, de las compañías Mobil y Texpet, asociadas de Ecopetrol, cuyas reservas se encuentran, igualmente, en proceso de evaluación.

Las inversiones efectuadas por concepto de pozos exploratorios, por Ecopetrol y las compañías extranjeras asociadas, se presentan en el cuadro siguiente:

INVERSIONES EFECTUADAS EN PERFORACION EXPLORATORIA

Miles de Dólares

| Año | Ecopetrol | Asociación | Total |
|-------------------|-----------|------------|--------|
| 1975 | 3,01 | 15,96 | 18,97 |
| 1976 | 3,97 | 14,88 | 18,85 |
| 1977 | 5,93 | 19,73 | 25,66 |
| 1978 | 11,53 | 41,04 | 52,57 |
| 1979 | 18,70 | 91,99 | 110,69 |
| 1er. Sem. 1980 | 6,40 | 63,00 | 69,4 |
| TOTAL | 49,54 | 246,60 | 296,14 |
| o/o Participación | 16,7 | 83,3 | 100,0 |

Se aprecia el incremento de las inversiones en la perforación de pozos exploratorios, como una consecuencia de la mayor actividad y el aumento de costos de equipos, materiales y servicios que aumentaron en forma apreciable en el año de 1979 por motivo del mayor número de pozos perforados fuera de costa.

3. CONTRATOS DE ASOCIACION

Las actividades de asociación se pueden sintetizar en cuanto a la cantidad de contratos, compañías contratantes y área contratada para las fechas límites del primer semestre del presente año.

MOVIMIENTO DE LOS CONTRATOS DE ASOCIACION

| | Diciembre 31/79 | Junio 30/80 |
|--------------------|-----------------|-------------|
| No. de Compañías | 24 | 24 |
| No. de Contratos | 26 | 35 |
| Area Contratada | | |
| Miles de Hectáreas | 6.753 | 15.061 |

Se destaca el notable crecimiento que tuvieron los contratos de asociación en esta primera parte del año. Aunque no se registró el ingreso de nuevas compañías, el área contratada pasó de 6,75 millones de hectáreas a 15,06 millones de hectáreas en Junio 30 de 1980. El aumento, tanto de contratos como de área, tuvo lugar en su totalidad en los Llanos Orientales y estuvo a cargo de las compañías Intercol y Occidental, seguramente como consecuencia de los descubrimientos efectuados el año pasado y al principio del presente en los pozos de Trinidad, Caño Garza y Tocaría, de Aquitaine; y Arauca de Intercol.

4. PRODUCCION PROMEDIA DE PETROLEO

La producción petrolera nacional proviene de los antiguos campos adquiridos por el Estado y administrados por Ecopetrol, por las concesiones aún no revertidas y operadas por compañías extranjeras y por la producción de los contratos de asociación.

La producción nacional promedia, para el primer semestre del presente año, alcanzó un nivel de 122.947 barriles por día. Esta producción está distribuida de acuerdo con los campos y empresas productoras y se compara con la producción obtenida en el primer semestre de 1979:

PRODUCCION NACIONAL DE PETROLEO Por Empresas Productoras

| Empresa Campo | 1er. Semestre | 1er. Semestre | Variación | |
|------------------------------|---------------|---------------|-----------|---------|
| | 1979 | 1980 | Absoluta | o/o |
| Ecopetrol De Mares | 24.569 | 25.667 | + 1.098 | + 4,4 |
| Ecopetrol Yondó | 13.855 | 14.918 | + 1.063 | + 7,6 |
| Ecopetrol Tibú | 9.441 | 8.921 | - 520 | + 5,5 |
| Ecopetrol Orito | 23.020 | 20.362 | - 2.658 | - 11,5 |
| Calcitco Payoa (Asoc.) | 6.182 | 5.838 | - 344 | - 5,5 |
| Chevrón Castilla (Asoc.) | 1.063 | 2.265 | + 1.202 | + 113,0 |
| Texpet Velásquez (Xonces.) | 13.633 | 13.254 | - 379 | - 2,7 |
| Intercol Provincia (Conces.) | 11.403 | 10.387 | - 1.016 | - 8,9 |
| Hocol Dina (Conces.) | 13.012 | 15.263 | + 2.251 | + 17,2 |
| Terra Burdine (Asoc.) | 1.484 | 1.180 | - 304 | - 20,4 |
| Chevron Zulia (Conces.) | 6.572 | 4.892 | - 1.680 | - 25,5 |
| TOTAL | 124.234 | 122.947 | - 1.287 | - 1,0 |

Al comparar la producción de petróleo obtenida durante estos dos períodos se aprecia una disminución del 1,00/o, lo cual es muy significativo si se tiene en cuenta que esta producción venía declinando en los últimos cuatro (4) años a tasas promedias del 5,00/o anual. Los mayores aumentos de producción se han registrado en el Campo de Castilla, en asociación con Chevron, en los Llanos Orientales, cuya producción se está utilizando como sustituto de combustible en el área de la Sabana de Bogotá y Paz de Río; el Campo de Dina, en Neiva, de la Compañía Houston Oil & Minerals, presenta un aumento equivalente al 17,20/o, como consecuencia del desarrollo acelerado de sus campos; ésta producción se transporta por vía férrea y carretera hasta Barrancabermeja. De otra parte, la mayor disminución de producción se ha registrado en los campos de Chevron en Río-Zulia, Terra Resources en Nancy - Burdine y los yacimientos de Orito de Petróleo en el Putumayo, ésta última con una declinación del 11,50/o.

La relación histórica de la producción nacional en los últimos cinco (5) años, se presenta a continuación:

PRODUCCION NACIONAL DE CRUDOS

| Empresa | Campo | Producción Promedia en Miles de Barriles por Día | | | | | |
|-----------------------------|-----------|--|-------|-------|-------|-------|----------------|
| | | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1er. Sem. 1980 |
| Ecopetrol | De Mares | 26,6 | 26,5 | 24,9 | 24,6 | 24,9 | 25,7 |
| Ecopetrol | Yondó | 15,5 | 15,2 | 14,1 | 13,5 | 14,1 | 14,9 |
| Ecopetrol | Tibú | 12,7 | 11,8 | 10,0 | 9,3 | 9,5 | 8,9 |
| Ecopetrol | Orito | 41,5 | 33,5 | 29,3 | 25,3 | 22,0 | 20,4 |
| Colcitco | Payoa | 5,1 | 4,3 | 4,4 | 6,5 | 6,2 | 5,8 |
| Chevron | Río-Zulia | 11,8 | 11,6 | 10,2 | 8,1 | 6,2 | 4,9 |
| Chevron | Castilla | — | — | 0,5 | 0,6 | 1,1 | 2,3 |
| Texpet | Velásquez | 17,9 | 15,6 | 14,6 | 13,8 | 13,4 | 13,2 |
| Intercol | Provincia | 17,4 | 16,5 | 14,7 | 13,0 | 11,5 | 10,4 |
| Terra | Burdine | — | 1,9 | 1,9 | 1,7 | 1,3 | 1,2 |
| Houston Oil | Dina | 6,9 | 7,8 | 11,7 | 13,3 | 13,2 | 15,2 |
| TOTAL | | 155,4 | 144,7 | 136,3 | 129,7 | 123,4 | 122,9 |
| Declinación o/o | | 6,9 | 5,7 | 4,9 | 4,8 | 0,4 | |
| Participación Ecopetrol o/o | | 43,3 | 44,0 | 42,8 | 43,7 | 46,2 | 59,6 |

Del análisis del cuadro anterior se destaca la disminución del ritmo de declinación en los últimos años, en especial, por el mantenimiento de una producción casi constante en los campos de De Mares y Yondó y el aumento de la participación de Ecopetrol en la producción nacional por la adquisición de los campos del Putumayo.

A partir del 21 de mayo de 1980, la Comisión Nacional de Precios autorizó, por medio de la Resolución 58, el aumento de los precios del crudo básico e incremental y se estableció un mecanismo de ajuste automático anual, para los crudos de antiguas concesiones; se espera mediante este incentivo que se logre disminuir aún más las tasas de declinación de estos crudos.

Con el objeto de resaltar la influencia de la Empresa en la producción nacional de crudo, se presenta a continuación una comparación del primer semestre de 1979 con respecto al primer semestre de 1980, de la producción nacional agrupada en los tres sistemas existentes: Ecopetrol, Extranjeras en Concesión y Extranjeras en Asociación.

PRODUCCION NACIONAL DE PETROLEO

Miles de Barriles por Día

| | 1er. Semestre 1979 | o/o | 1er. Semestre 1980 | o/o |
|-----------------------------------|--------------------|-------|--------------------|-------|
| Ecopetrol Operación Directa | 47,8 | 38,5 | 49,4 | 40,2 |
| Orito en trámite de incorporación | — | — | 20,4 | 16,6 |
| Ecopetrol en Asociación | 8,8 | 7,1 | 3,4 | 2,8 |
| Sub-Total Ecopetrol | 56,6 | 45,6 | 73,2 | 59,6 |
| Extranjeras en Concesión | 61,9 | 49,8 | 43,8 | 35,6 |
| Extranjeras en Asociación | 5,7 | 4,6 | 5,9 | 4,8 |
| Sub-Total Cías. Extranjeras | 67,6 | 54,4 | 49,7 | 40,4 |
| TOTAL PAIS | 124,2 | 100,0 | 122,9 | 100,0 |

Del resumen anterior, se resalta el incremento de la participación de Ecopetrol en la producción nacional, al pasar del 45,60/o al 59,60/o, como consecuencia de la incorporación en trámite, de los campos del Putumayo a la Empresa.

Con respecto al desarrollo de nuevos campos, se destacan las negociaciones iniciadas durante el último semestre de 1979, tendientes a definir el desarrollo de las reservas de petróleo pesado del campo de Cocorná. El estado de las negociaciones se encuentran en su etapa final y se estimó que la firma del contrato se lleve a cabo próximamente.

De otra parte, se llevaron a cabo estudios para el aprovechamiento de los crudos descubiertos en los Llanos Orientales. Actualmente, se analizan aspectos relacionados con su financiación, suministro confiable de crudos y posibles alternativas, como la de plantas pequeñas, o el transporte de estos crudos hasta otros centros de refinación existentes.

5. GAS NATURAL

a) Producción

Se muestra en el cuadro siguiente la evolución de la producción del gas natural, discriminada por campos productores en donde se identifican dos áreas perfectamente definidas: Area de la Costa Norte, constituida por los Campos de Guajira, Difícil, Cicuco, Jobo-Tablón y Sucre y el Area Central, integrada por los Campos de Payoa, Provincia y Zulia.

Se aprecia el desarrollo de los nuevos campos de Guajira y Sucre, los cuales, en 1979, promediaron aproximadamente 110 millones de pies cúbicos por día, que representan un 42,5 por ciento de la producción nacional.

b) Consumo Sectorizado

En el año de 1977 y de acuerdo con políticas del Gobierno Nacional, se inició la sustitución de combustibles líquidos por gas natural en el sector de generación térmica del área de la Costa Norte. Por este motivo principalmente, el consumo de gas pasó de 163,4 millones de pies cúbicos diarios en 1977, a 258,8 millones en 1979, lo que representa un incremento del 58,4 por ciento, con gran beneficio en la economía de Ecopetrol al disponer de un mayor volumen de combustible hacia el mercado de exportación.

A través de Colgás y sus filiales, Ecopetrol ha impulsado el uso de gas natural para consumo domiciliario en varias ciudades del país. En la ciudad de Barranquilla se han puesto en operación 9 mil instalaciones, en Santa María se encuentran 1.500 instalaciones en servicio, en Bucaramanga se han hecho 600 instalaciones, en el barrio El Poblado y 1.000 instalaciones adicionales en otros sectores de la ciudad; en la ciudad de Neiva, además de la construcción del gasoducto entre Dina-Tello y esa ciudad, se han puesto en servicio 2.000 instalaciones para el consumo doméstico. También existen planes para desarrollar este servicio en otras ciudades de la Costa, como Cartagena y Riohacha.

GAS NATURAL PRODUCCION NACIONAL POR CAMPOS MILLONES DE PIES CUBICOS POR DIA

| Campos de Producción | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1er. Sem. 1979 | 1er. Sem. 1980 | % Variación | |
|----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|
| | | | | | | | | 1er. Sem. 79/80 | 1er. Sem. 79/80 |
| Guajira | — | — | 17,3 | 77,7 | 100,4 | 98,5 | 114,5 | 16,2 | |
| Difícil | 43,6 | 40,0 | 35,5 | 34,5 | 32,7 | 34,7 | 28,5 | (17,8) | |
| Cicuco | 12,9 | 11,8 | 9,1 | 5,3 | 2,5 | 2,2 | 3,6 | 63,8 | |
| Jobo-Tablón | 28,7 | 31,3 | 37,6 | 41,0 | 39,4 | 43,2 | 32,7 | 24,2 | |
| Sucre | — | — | — | — | 9,3 | 4,0 | 17,0 | 330,0 | |
| Payoa - Provincia | 71,9 | 69,9 | 59,4 | 66,5 | 73,1 | 68,0 | 81,0 | 19,2 | |
| Zulia | 4,7 | 4,7 | 4,5 | 3,2 | 1,4 | 2,1 | — | — | |
| TOTAL | 161,8 | 157,7 | 163,4 | 228,2 | 258,8 | 252,7 | 277,3 | | |

GAS NATURAL
CONSUMO POR AREAS Y SECTORES INDUSTRIALES
MILLONES DE PIES CUBICOS POR DIA

| AREA/SECTOR | 1975 ⁽¹⁾ | 1976 ⁽¹⁾ | 1977 | 1978 | 1979 | 1er. Sem. 1979 | 1er. Sem. 1980 | % Variación 1er. Sem. 79/80 |
|---------------------------------|---------------------|---------------------|-------|-------|-------|-------------------|-------------------|--------------------------------|
| 1. AREA CARTAGENA | | | | | | | | |
| Termoeléctricas | | 15,8 | 23,6 | 43,9 | 42,1 | 51,0 | 20,9 | |
| Ecopetrol | | 4,0 | 9,1 | 10,5 | 9,6 | 11,0 | 15,2 | |
| Industrias | | 17,8 | 24,2 | 27,1 | 20,9 | 28,9 | (3,2) | |
| Total Cartagena | | 37,6 | 56,9 | 81,5 | 81,6 | 90,9 | 11,4 | |
| 2. AREA DE B/QUILLA | | | | | | | | |
| Termoeléctricas | | 39,9 | 64,9 | 66,6 | 64,7 | 67,9 | 4,9 | |
| Ecopetrol | | — | — | — | — | — | — | |
| Industrias | | 24,7 | 36,3 | 33,4 | 33,6 | 34,2 | 2,2 | |
| Total Barranquilla | | 64,6 | 101,2 | 100,0 | 98,3 | 102,1 | 4,0 | |
| 3. AREA DE B/CABERMEJA. | | | | | | | | |
| Termoeléctricas | | 10,1 | 14,1 | 14,4 | 15,0 | 14,8 | (1,1) | |
| Ecopetrol | | 37,0 | 44,2 | 53,1 | 47,5 | 61,0 | 28,5 | |
| Industrias | | 7,5 | 8,1 | 5,5 | 5,3 | 5,2 | (2,7) | |
| Total Barrancabermeja | | 54,6 | 66,4 | 73,0 | 67,8 | 81,0 | 19,5 | |
| 4. OTRAS TERMOELECTRICAS | | — | — | — | — | 3,3 | (33,3) | |
| TOTAL | | 161,8 | 157,7 | 163,4 | 258,8 | 252,7 | 277,3 | 9,9 |

(1) No se tienen datos confiables sobre el consumo de gas por sectores en los años 1975 y 1976.

GAS NATURAL
CONSUMO SECTORIZADO
MILLONES DE PIES CUBICOS POR DIA

| SECTOR | 1977 | 1978 | 1979 | 1er. Semestre 1979 | 1er. Semestre 1980 |
|-----------------|-------|-------|-------|-----------------------|-----------------------|
| Termoeléctricas | 72,4 | 106,3 | 129,2 | 126,8 | 137,0 |
| Industria | 50,0 | 68,5 | 66,0 | 68,8 | 68,3 |
| Ecopetrol | 41,0 | 53,4 | 63,6 | 57,1 | 72,0 |
| TOTAL | 163,4 | 228,2 | 258,8 | 252,7 | 277,3 |

c) Posibilidades de Utilización del Gas Natural

Con respecto a la plena utilización del potencial de producción de los yacimientos de la Guajira, se continúan estudiando varias posibilidades, entre las cuales se destacan la producción de metanol como combustible, la producción de fertilizantes nitrogenados (amoníaco - urea) y el consumo doméstico e industrial en el interior del país.

II - OPERACIONES INDUSTRIALES

1. REFINACION

Se muestra a continuación el volumen de petróleo crudo procesado en las refinerías del país, durante los años comprendidos de 1975 a 1979:

| Petróleo Crudo Procesado | Miles de Barriles por Día MBPD | | | | |
|-------------------------------------|--------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 |
| Complejo Industrial Barrancabermeja | 103,9 | 102,0 | 100,7 | 98,9 | 97,5 |
| Refinería de Cartagena | 43,1 | 47,1 | 48,3 | 44,7 | 42,8 |
| Refinería de Tibú | 2,6 | 2,7 | 2,1 | 1,8 | 2,6 |
| Refinería de Orito | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| Refinería La Dorada | 4,8 | 4,6 | 5,1 | 5,1 | 5,0 |
| Refinería El Guamo | 2,0 | 1,9 | 2,1 | 2,1 | 2,1 |
| TOTAL | 157,5 | 159,4 | 159,4 | 153,7 | 151,1 |

El petróleo crudo procesado en Barrancabermeja muestra un descenso a partir de 1978 por la difícil situación mundial del mercado de crudos, cuyos altos precios de compra, unidos a nuestra limitación de procesarlos, han determinado que fuera económicamente más favorable para Ecopetrol, la importación de gasolina motor y la de ACPM que la de petróleo crudo en el mercado ocasional. Este mismo análisis es válido para la refinería de Cartagena a partir de 1978.

Las denominadas refinerías pequeñas han conservado su mismo nivel de carga durante el período 1975 a 1979, ya que su abastecimiento proviene exclusivamente de crudos nacionales de campos adyacentes a dichas refinerías. Cabe resaltar que en 1976 se adicionó la refinería de Tibú a la capacidad de procesamiento de Ecopetrol, como parte de los activos recibidos por concepto de la negociación con la Colpet, y en noviembre de 1979 la refinería de Orito en el Putumayo, mediante negociaciones con la Texas Petroleum Company.

Se muestra a continuación el volumen de petróleo crudo procesado en las refinerías del país en el primer semestre de 1979 comparativamente con el primer semestre de 1980:

| | Miles de Barriles por Día MBPD | | |
|--|--------------------------------|------------------|--------------|
| | 1er. Semestre/79 | 1er. Semestre/80 | Variación |
| Complejo Industrial de Barrancabermeja | 95,7 | 106,4 | + 10,7 |
| Refinería de Cartagena | 46,1 | 39,2 | - 6,9 |
| Refinería de Tibú | 2,1 | 3,3 | + 1,2 |
| Refinería de Orito | 1,1 | 0,9 | - 0,2 |
| Refinería de La Dorada | 5,2 | 4,5 | - 0,7 |
| Refinería de El Guamo | 2,1 | 2,0 | - 0,1 |
| TOTAL | 152,3 | 156,3 | + 4,0 |

El petróleo procesado en Barrancabermeja en 1980 incluye el reprocesamiento de 8,4 MBPD de la mezcla de asfalto y nafta vírgen (crudo reconstituido), de 3,8 MBPD de los fondos de destilación atmosférica de las refinerías de Tibú y La Dorada, 3,8 MBPD de gasóleos atmosféricos y de vacío importados por el puerto de Pozos Colorados y 0,1 MBPD de parafina aceitosa importada.

El reprocesamiento permite la máxima producción de gasolina motor con las nuevas instalaciones de la Refinería de Optimización y Balance de Barrancabermeja inauguradas en diciembre de 1979.

La capacidad de refinación del país aumentó a finales de 1979 en 30 mil barriles por día, por la puesta en marcha de la nueva Refinería de Optimización y Balance como se muestra a continuación:

| Capacidad de Diseño | Compañía | Miles de Barriles por Día MBPD | |
|--|-----------|--------------------------------|----------------|
| | | Diciembre/78 | Diciembre / 79 |
| Complejo Industrial de Barrancabermeja | Ecopetrol | 105,0 | 135,0 |
| Refinería de Cartagena | Ecopetrol | 47,0 | 47,0 |
| Refinería de Tibú | Ecopetrol | 5,0 | 5,0 |
| Refinería de Orito | Ecopetrol | 2,0 | 2,0 |
| Total Ecopetrol | | 159,0 | 189,0 |
| Refinería de La Dorada | Intercol | 5,0 | 5,0 |
| Refinería de El Guamo | Texas | 2,0 | 2,0 |
| Total País | | 166,0 | 196,0 |

Las instalaciones de producción y refinación de Orito en el Putumayo fueron adquiridas por Ecopetrol en noviembre de 1979.

Gasóleos Procesados

El volumen final de gasolina motor y gas propano dependen de la carga de gasóleos procesada en las plantas de ruptura catalítica. Durante el primer semestre de 1979 se procesaron 49.300 barriles por día de gasóleos en las plantas del complejo industrial de Barrancabermeja y de Cartagena, cifra superior a los gasóleos procesados en el primer semestre de 1979 y que fue de 41.900 barriles por día.

Con la Unidad de Optimización y Balance se aumentó la capacidad de procesamiento de gasóleo en 26.000 BPD, pasando de 26.000 BPD a 52.000 BPD en tres plantas. En esta forma, junto con la refinería de Cartagena la capacidad de diseño de carga de gasóleos a las plantas de ruptura catalítica quedó en 77.000 BPD, con un total de cuatro unidades.

2. PRODUCCION DE DERIVADOS DEL PETROLEO

Del total de petróleo crudo procesado en las diferentes refinerías del país, se obtuvo la siguiente producción de derivados durante el período 1975 a 1979:

| Productos Blancos | Miles de Barriles por Día MBPD | | | | |
|--|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 |
| Gasolina y Disolventes | 58,3 | 57,3 | 61,2 | 50,9 | 50,7 |
| Destilados Medios (Queroseno ACPM, Turbocombustible) | 34,1 | 37,8 | 37,1 | 41,3 | 39,8 |
| Gasolina de Aviación | 1,2 | 1,1 | 1,0 | 1,0 | 1,2 |
| Gas Propano | 5,1 | 6,7 | 5,5 | 5,0 | 4,3 |
| Aromáticos y Alquilbencenos | 0,6 | 1,0 | 0,9 | 0,5 | 0,9 |
| Ciclohexano | 0,2 | 0,3 | 0,1 | 0,2 | 0,2 |
| Parafinas | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,5 |
| Bases Lubricantes | 1,6 | 1,4 | 1,6 | 1,3 | 1,4 |
| Total Productos Blancos | 101,7 | 106,1 | 108,0 | 100,8 | 99,0 |
| Productos Negros | | | | | |
| Combustóleo | 47,9 | 48,5 | 48,3 | 50,7 | 43,2 |
| Alquitrán Aromático | 0,6 | 1,9 | 0,8 | 0,6 | 0,6 |
| Asfaltos | 1,5 | 1,6 | 1,3 | 1,7 | 1,9 |
| Total Productos Negros | 50,0 | 52,0 | 50,4 | 53,0 | 45,7 |
| Inventario para Unidad de Balance | — | — | — | — | 4,6 |
| Total Derivados | 151,7 | 158,1 | 153,4 | 153,8 | 149,3 |

La disminución en la producción de gasolina motor se debe al efecto combinado de la menor carga de petróleo crudo, especialmente en el complejo industrial y al aumento en la producción de destilados medios (Turbosina, Queroseno y ACPM) que requiere el país para su abastecimiento. La producción de destilados medios a expensas de la producción de gasolina motor, se justifica por el precio más alto de estos productos en el mercado internacional.

No obstante lo anterior, Ecopetrol a través de sus diferentes proyectos y especialmente con el de la Refinería de Optimización y de Balance ha logrado utilizar el petróleo en una forma más eficiente mediante conversión del combustóleo de exportación en productos blancos, como gasolina motor y gas propano.

La Unidad de Optimización y Balance, que fue puesta en marcha a finales de diciembre de 1979, aumentó la capacidad de refinación de petróleo en el país en 30.000 BPD y la capacidad de procesamiento de gasóleos en 26.000 BPD. Adicionalmente, en 1979 se inició la ampliación de la refinería de Cartagena con lo cual se logrará aumentar la capacidad de carga de crudo de 47.000 a 70.000 BPD, e incrementar así la producción de gasolina de 13.000 a 29.000 barriles por día.

Una comparación de la producción de derivados del petróleo durante el primer semestre de 1979, contra el primer semestre de 1980, es como sigue:

| <u>Productos Blancos</u> | <u>Miles de Barriles por Día - MBPD</u> | | |
|---|---|---------------------------|---------------------------|
| | <u>1er. Semestre 1979</u> | <u>1er. Semestre 1980</u> | <u>Variación Absoluta</u> |
| Gasolina y Disolventes | 50,0 | 51,4 | + 1,4 |
| Destilados Medios (Queroseno, ACPM, Turbocombustible) | 39,7 | 39,1 | - 0,6 |
| Gasolina de Aviación | 1,0 | 1,1 | + 0,1 |
| Gas Propano | 4,7 | 5,2 | + 0,5 |
| Aromáticos y Alquibencenos | 1,1 | 1,1 | - |
| Ciclohexano | 0,2 | 0,4 | + 0,2 |
| Parafinas | 0,5 | 0,7 | + 0,2 |
| Bases Lubricantes | 1,1 | 1,3 | + 0,2 |
| Total Productos Blancos | 98,3 | 100,3 | + 2,0 |
| <u>Productos Negros</u> | | | |
| Combustóleo | 47,7 | 42,0 | - 4,8 |
| Alquitrán Aromático | 0,9 | 0,8 | - 0,1 |
| Asfaltos | 1,9 | 2,6 | + 0,7 |
| Total Productos Negros | 50,5 | 46,3 | - 4,2 |
| <u>Productos para Reprocesamiento</u> | - | 10,3 | + 10,3 |
| Total Derivados | 148,8 | 156,9 | + 8,1 |

El incremento en la producción de gasolina motor en el primer semestre de 1980 se debe a la operación de la Refinería de Optimización y Balance, no obstante que las cuatro unidades de craqueo catalítico (las mayores productoras de gasolina) fueron sometidas a inspecciones de mantenimiento durante ese semestre.

A continuación se hace una breve reseña sobre mejoras en refinación y petroquímica para buscar una mayor productividad en la producción de derivados y atenuar los efectos de la grave situación internacional que incide en el déficit de crudos y productos blancos que requiere el país:

- a) Reprocesamiento de fondos atmosféricos de la refinería de La Dorada
A partir de mediados del mes de marzo de 1980, se inició el transporte y reprocesamiento de los fondos atmosféricos de la refinería de La Dorada en el complejo industrial, eliminando su venta como combustóleo, producto que fue sustituido parcialmente por el crudo de Castilla.
- b) Refinería de Tibú
Se adelantó con el Distrito Norte de Tibú la adecuación de la refinería para cargar la máxima capacidad de crudo (5,0 MBPD) y lograr la producción de turbocombustible para abastecer el área de Cúcuta.
- c) Importación de Cera Aceitosa
Se implementó el esquema de operación de la Unidad de Parafinas con la cera aceitosa importada para obtener su máximo aprovechamiento y obtención de la parafina dentro de la calidad requerida por el país.
- d) Importación de Etileno
Se inició la importación y transporte de etileno al complejo industrial y así iniciar la puesta en marcha de la nueva planta de polietileno, la cual permitirá producir 40.000 toneladas por año de polietileno de baja densidad.
- e) Importación de Gasóleos
Ante la dificultad de conseguir petróleo crudo a precios convenientes para su refinación en el país, se inició la importación de gasóleos atmosféricos y de vacío para llenar la capacidad instalada de craqueo catalítico y lograr su conversión a gasolina y gas propano, sustituyendo importaciones de gasolina y ACPM.

3. TRANSPORTE

- a) Red de Oleoductos y Poliductos
Al culminar el primer semestre del año de 1980, la red de oleoductos de propiedad de Ecopetrol abarca una longitud de 3.270 kilómetros. En el año de 1979, esta longitud era de 2.772 kilómetros, con una capacidad de bombeo de 669 MBPD. El aumento de longitud se debe principalmente por la adquisición del oleoducto Transandino Orito-Tumaco.

En los sectores Puerto Salgar-Bogotá, Sebastopol-Medellín y Coveñas-Ayacucho, se está cambiando la tubería por una de diámetro mayor, con el fin de aumentar la capacidad de bombeo.

En el cuadro No. 1 aparece la lista de los oleoductos que operan en el país. Además se muestra la secuencia histórica de los oleoductos durante los años 1975 a 1980.

b) Transporte de Refinados

Durante el primer semestre del año de 1980 el Distrito de Oleoductos movilizó desde Barrancabermeja por su red de tuberías 80,9 MBDC, lo cual reflejó una disminución de 0,4 MBDC, equivalente al 0,50/o, al compararlos con el mismo período del año de 1979. Esta variación fue compensada por el volumen transportado por el sector Buenaventura - Yumbo.

En el período 1975-1979, los retiros del complejo industrial de Barrancabermeja (Galán-Bucaramanga y Galán-Sebastopol) han registrado un incremento de 7,5 MBDC, equivalente al 10,20/o al comparar 73,5 MBDC del año de 1975 contra 81,0 MBDC del año de 1979, debido al continuo aumento de la demanda de combustibles.

En el cuadro No. 2 se registra año por año el movimiento de productos por los distintos sectores del Distrito de Oleoductos durante los años de 1975 a 1980.

c) Transporte de Crudos

En el sector Santa Marta-Ayacuchó empezó a operar en el año de 1976 y hasta el mes de junio de 1980 el transporte de crudo por este sector ha aumentado en 5,0 MBDC (25,30/o).

En el sector Ayacucho-Barrancabermeja el transporte creció de 11,6 MBDC en 1979, a 35,5 MBDC en 1980, lo que registra un incremento de 23,9 MBDC equivalente al 206,00/o.

En el cuadro No. 2 en que se compara el primer semestre del año de 1980 con el del mismo período del año 1979, el volumen ha disminuido debido a las menores importaciones y porque los crudos de Provincia y Payoa se están transportando por el Oleoducto de Andian.

CUADRO No. 1
DESARROLLO DE LA RED NACIONAL DE OLEODUCTOS
PERIODO: 1975 - 1980

| Años | ECOPEPETROL | | PARTICULARES | | TOTAL Kms. |
|------|-------------|------------|--------------|------------|---------------|
| | Kilómetros | Porcentaje | Kilómetro | Porcentaje | |
| 1975 | 1.651 | 30 | 3.838 | 70 | 5.489 |
| 1976 | 2.320 | 41 | 3.359 | 59 | 5.679 |
| 1977 | 2.530 | 45 | 3.149 | 55 | 5.679 |
| 1978 | 2.530 | 42 | 3.529 | 58 | 6.059 |
| 1979 | 2.772 | 46 | 3.287 | 54 | 6.059 |
| 1980 | 3.270 | 53 | 2.893 | 47 | 6.163 |

Nota: En algunos de los Oleoductos de Empresas Particulares, Ecopetrol tiene participación como accionista.

OBSEERVACIONES:

1. En 1975 se recibió de Chevron la línea de 8" Ayacucho-Barranca por finalización del contrato de transporte.
2. En 1975 se integró el Oleoducto Coveñas-Ayacuchó-Tibú. La Sociedad Sagoc aún existe.
3. En 1976 se compró a Chevron el Oleoducto Pozos Colorados (Sta. Marta) Ayacucho.
4. En 1976 se compró a las Empresas Departamentales de Antioquia el Oleoducto Sebastopol-Medellín.
5. En 1976 entró en operación el Oleoducto de 14" Ayacucho-Barrancabermeja.
6. En 1977 se compraron las acciones de particulares del Oleoducto de Caldas.
7. En 1977 entró en operación el Gasoducto Ballenas-Cartagena de Promigas.
8. En 1978 se compraron las acciones de particulares del Oleoducto del Pacífico.
9. En 1979 se terminó la construcción de las líneas de 10" y 8" en el sector Guaduaero, Villeta del Poliducto Salazar-Roentá

CUADRO No. 2

VOLUMENES TRANSPORTADOS POR LA RED DE OLEODUCTOS
1975 - 1980

—Miles de Barriles diarios—

| Sectores | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1er. Sem. 1979 | 1er. Sem. 1980 | Variación | |
|--------------------------|------|------|------|------|------|----------------|----------------|-----------|--------------|
| | | | | | | | | Absoluta | Relativa o/o |
| Galán-Bucaramanga | 4,6 | 5,0 | 5,2 | 5,8 | 5,4 | 5,5 | 5,4 | - 0,1 | - 1,8 |
| Galán-Sebastopol | 68,9 | 70,8 | 70,3 | 76,1 | 75,8 | 75,8 | 75,5 | - 0,3 | - 0,4 |
| Sebastopol-Medellín | 10,6 | 10,9 | 11,6 | 13,1 | 13,9 | 13,7 | 14,1 | - 0,4 | - 2,9 |
| Sebastopol-Puerto Salgar | 58,3 | 59,9 | 58,6 | 63,0 | 61,7 | 61,9 | 61,4 | - 0,5 | - 0,8 |
| Puerto Salgar-Bogotá | 36,4 | 39,4 | 40,5 | 42,8 | 45,3 | 44,4 | 45,6 | 1,2 | 2,7 |
| Puerto Salgar-Manizales | 17,3 | 16,9 | 14,5 | 15,9 | 13,6 | 13,0 | 11,7 | - 1,3 | - 10,0 |
| Manizales-Yumbo | 10,9 | 9,9 | 6,6 | 7,7 | 5,3 | 5,0 | 4,2 | - 0,8 | - 16,0 |
| Buenaventura-Yumbo | 2,7 | 4,2 | 8,0 | 7,0 | 9,4 | 9,5 | 11,2 | 1,7 | 17,9 |
| Coveñas-Barrancabermeja | - | - | - | 16,3 | 19,4 | 21,6 | 14,1 | - 7,5 | - 34,7 |
| Santa Marta-Ayacucho | - | 19,8 | 27,5 | 25,2 | 25,8 | 28,2 | 24,8 | - 3,4 | - 12,1 |
| Ayacucho-Barrancabermeja | 11,6 | 27,5 | 51,2 | 60,7 | 52,1 | 60,3 | 35,5 | - 24,8 | - 41,1 |

III - PROYECTOS INDUSTRIALES Y OLEODUCTOS

Durante los últimos años la Empresa ha dado especial importancia a los proyectos destinados a aumentar la producción de gasolina motor y de productos blancos requeridos por el país, sea por los sistemas tradicionales de refinación de crudos o mediante nuevas tecnologías de transformación de residuos pesados. Simultáneamente, ha dado énfasis a los proyectos de ampliación de la red nacional de oleoductos de petróleo crudo y productos para adecuarla a los mayores volúmenes que se están importando y a la mayor demanda de derivados del petróleo en todo el territorio nacional.

Un resumen de estos proyectos es como sigue:

A. PROYECTOS TERMINADOS

1. Optimización de la Refinería de Barrancabermeja

Con este proyecto se cumplen los siguientes objetivos:

- Acondicionar el complejo industrial de Barrancabermeja para aumentar su capacidad del procesamiento de petróleo crudo de 105 mil a 135 mil barriles por día de operación, mediante la instalación de una nueva planta de destilación primaria de crudo de 30 mil barriles diarios, y de su respectiva sección de destilación al vacío con capacidad de 25 mil barriles diarios.
- Preparar y suministrar la carga adecuada para la planta de balance.
- Incrementar la capacidad de producción de servicios industriales (agua, vapor, electricidad, aire, etc.).
- Aumentar la capacidad de almacenamiento de petróleo crudo y sus derivados en el complejo industrial, mediante la instalación de 10 nuevos tanques con una capacidad total de 1,5 millones de barriles.

Este proyecto se terminó a finales del año 1979 y su operación ha dado los resultados esperados. La inversión total fue de \$4.154,4 millones equivalentes.

2. Planta de Balance

La Unidad de Balance construída sobre un área aproximada de 43 hectáreas, tiene como objetivo principal aumentar la producción de gasolina motor del complejo industrial de Barrancabermeja, con el montaje de una serie de nuevas unidades de proceso, que mediante el uso de la tecnología moderna de refinación, convierten los residuos pesados de las unidades de vacío, en gasolina y otros productos blancos que requiere el país. El conjunto comprende las nuevas unidades de proceso y sus servicios industriales correspondientes.

La planta se diseñó para producir 17.700 barriles de gasolina por día, gas doméstico GLP, etano-etileno y 50 toneladas diarias de azufre, a partir de una carga de 35 mil barriles diarios de los fondos de las plantas de destilación al vacío.

Los trabajos preliminares se iniciaron a principios de 1975 y la inauguración oficial tuvo lugar el 15 de diciembre de 1979. La operación de las diversas plantas de proceso que conforman esta nueva refinería ha sido satisfactoria.

El monto de la inversión asciende a la suma de \$11.424 millones equivalentes.

3. Plantas Turboexpander y de Tratamiento con Amina

En esta planta el gas natural es tratado con amina para eliminarle el anhídrido carbónico, antes de pasar al turboexpander, en donde se recupera el etano, que es materia prima para la producción de etileno.

La planta Turboexpander se terminó de construir a finales del año 1978 y estuvo operando a carga reducida mientras se terminaba la construcción de la planta de amina en junio de 1980.

La inversión total de las dos plantas fue del equivalente a \$560,3 millones.

4. Planta de Polietileno

Tiene por objeto esta planta la utilización del etileno para producir 40 mil toneladas por año de polietileno de baja densidad, reduciendo así las importaciones de este producto.

Se terminó la construcción mecánica de la planta y se encuentra en la etapa de puesta en marcha. La inversión total asciende al equivalente de \$1.056,8 millones.

5. Oleoductos

a) En el oleoducto de crudos Santa Marta (Pozos Colorados) Ayacucho entró en operación la nueva estación reimpulsora de Aracataca (Magda-

lena), con lo cual el sistema quedó con una capacidad de transporte de 50 mil barriles diarios.

b) La Empresa, a través del grupo Colgas, construyó un gasoducto de 12 pulgadas de diámetro y 4 kilómetros de longitud, para suministrar gas natural para uso doméstico a la ciudad de Neiva, proveniente de los campos de Dina y Tello.

B. PROYECTOS EN EJECUCION

1. Ampliación de la Refinería de Cartagena

Con esta ampliación de la refinería de Cartagena se logrará aumentar su capacidad de procesamiento de petróleo crudo de 47 mil a 70 mil barriles por día y la capacidad de producción de gasolina de 13 mil a 29 mil barriles diarios, mediante reformas a las plantas existentes de destilación atmosférica, al vacío y de ruptura catalítica y la construcción de una planta viscorreductora.

Los diseños de proceso y de ingeniería detallada se encuentran concluídos. Se iniciaron las etapas de compra de materiales y equipos así como la de construcción, con el fin de terminar el proyecto en el año de 1982.

El proyecto tiene un costo estimado de US\$53 millones y \$2.315 millones. Para este fin, se logró una financiación con la Corporación Andina de Fomento (CAF), por US\$38,5 millones, cuyo contrato se firmó el 28 de febrero de 1979.

2. Planta de Etileno

Este proyecto aprovechará el etano recuperado en la planta Turboexpander, que recibe gas natural de los yacimientos de Provincia y Payoa. Se producirán 100 mil toneladas anuales de etileno, que servirá de materia prima para producir polietileno de baja densidad. Con esta planta queda un sobrante de etileno para la industria nacional o para exportación.

La planta está programada para iniciar operaciones durante el segundo semestre del año en curso. La inversión total asciende al equivalente de \$3.462,5 millones.

3. Terminal petrolero de la Sabana de Bogotá

Con el propósito de cumplir disposiciones de las autoridades distritales y de dotar a la capital de la República de almacenamientos suficientes que le permitan garantizar en el futuro un suministro confiable de los combustibles que requiere su área de influencia, se ha iniciado el proyecto para la construcción de un terminal alternativo en la Sabana de Bogotá. Para el efecto se compraron 314 hectáreas en las cercanías de Facatativá y se encuentran adelantados los diseños respectivos.

En su fase inicial, este proyecto incluye la reubicación del sistema de gas licuado GLP actualmente instalado en Puente Aranda y la construcción de 10 tanques para uso en gasolina motor y otros productos blancos, con una capacidad total de 510.000 barriles. Esta primera etapa del proyecto se espera terminar a finales del año 1983. El presupuesto asignado es de US\$7,9 millones y \$1.437 millones.

4. Planta de Acido Sulfúrico

Esta nueva planta de ácido sulfúrico tendrá una capacidad de 70 toneladas métricas al día, con el fin de garantizar el autoabastecimiento de ácido al complejo industrial de Barrancabermeja y en especial a la planta de alquilación que produce gasolina de aviación.

Actualmente se encuentra en el proceso de adjudicación del contrato para los servicios de ingeniería. Las compras de materiales y equipos, así como la construcción las hará directamente personal de la Empresa. Se espera terminar esta planta a mediados del año 1982.

La inversión se estima en aproximadamente \$250 millones equivalentes.

5. Procesamiento de datos

Con este proyecto se quiere reemplazar el computador IBM 360/40 de Bogotá y el IBM Sistema 3 de Barrancabermeja por equipos de mayor capacidad de memoria, adecuados para la cada vez mayor complejidad operativa de la Empresa. Actualmente se están preparando los pliegos para licitar la adquisición del equipo.

6. Reemplazo de la sección de destilación atmosférica de la planta de crudos-CDU

El proyecto contempla el reemplazo de la sección atmosférica de la planta CDU del complejo industrial, debido a su obsolescencia y limitaciones mecánicas, de mantenimiento y seguridad que actualmente presenta. Esta planta tiene 45 años de servicio y a pesar de que se le ha dado el mantenimiento necesario, este se dificulta cada vez más, lo que prolonga el tiempo y costo de las reparaciones.

Los diseños de proceso y mecánicos se encuentran en ejecución por personal de la Empresa. La inversión total se estima en US\$3 millones y \$57 millones.

7. Optimización de las Plantas de Ruptura Catalítica Modelo IV y Orthoflow del Complejo Industrial

El objetivo de este proyecto es el de adecuar las plantas mencionadas para operar a altas temperaturas de regeneración del catalizador para así obtener mayores rendimientos de gasolina.

Se han adelantado los estudios y diseños necesarios con las dos firmas licenciadoras del proceso. La inversión se estima en US\$7,7 millones y \$230 millones.

8. Planta de tratamiento con hidrógeno en el complejo industrial

Se busca aumentar con este proyecto la producción de destilados medios que requiere el país, usando como carga las corrientes intermedias de refinación y petroquímica.

Se está obteniendo la información básica del proceso de seis (6) firmas de alta experiencia. El presupuesto estimado es de US\$19 millones y \$284 millones.

9. Ampliación de la planta de tratamiento con fenol

Con este proyecto se aumentará la producción de bases lubricantes parafínicas en el complejo industrial de un nivel actual de 1.440 barriles a 2.880 barriles diarios.

Se ha adelantado conversaciones con las firmas licenciadoras y diseñadoras de la planta existente, para definir en detalle el alcance del trabajo. El estimativo de inversión es de US\$3,6 millones y \$76 millones.

10. Los proyectos de oleoductos en ejecución, son los siguientes:

a) Compra y ampliación del Oleoducto de Antioquia

En el año de 1975 la Empresa adquirió el oleoducto de Antioquia a las Empresas Departamentales y simultáneamente procedió a su ampliación de una capacidad de 12 mil a 25 mil barriles por día. Las mejoras que se están desarrollando en este oleoducto consisten en la construcción de una estación de bombeo en Sebastopol, cambio de equipo de bombeo en la estación de Cisneros, mejoras en el terminal de Medellín y reemplazo de los últimos 42 kilómetros de tubería de 6 pulgadas superficial por tubería enterrada de 10 pulgadas en el sector Isaza-Medellín. El proyecto está programado para terminarlo en mayo de 1981. La inversión asciende a \$587 millones.

b) Ampliación del poliducto Puerto Salgar-Villeta

Este proyecto consiste en la construcción de líneas de 8 y 10 pulgadas para aumentar la capacidad de bombeo del poliducto Puerto Salgar-Bogotá a 70 mil barriles por día, y adicionalmente completar la segunda línea del mismo tramo para tener un propanoducto desde Barrancabermeja hasta Bogotá. La fecha programada para terminar este proyecto es noviembre de 1980. La inversión es de \$700 millones.

c) Ampliación de la línea de 12 pulgadas del poliducto Galán-Puerto Salgar

Tiene por objeto aumentar la capacidad de bombeo de la línea troncal

Galán-Puerto Salgar de 70 mil a 100 mil barriles por día, en el sector Galán-Sebastopol y de 65 mil a 70 mil barriles por día en el sector Sebastopol-Puerto Salgar. Los trabajos consisten principalmente en el cambio de los equipos de bombeo principales y auxiliares, nuevos múltiples y sistemas de filtrado en la estación Galán, así como la construcción de una estación de bombeo en Sebastopol. La fecha de terminación estimada es diciembre de 1980. El valor de la inversión es de \$200 millones.

d) Aumento de Almacenamiento de Gasolina Motor

El fin de este proyecto es el de adecuar la capacidad de almacenamiento operacional de las estaciones de Puerto Salgar y Yumbo a los volúmenes actuales de transporte, para lo cual se están construyendo dos (2) tanques de techo flotante de 50 mil barriles de capacidad, cada uno, en la estación de Puerto Salgar y un (1) tanque de 100 mil barriles de capacidad en la estación de Yumbo, incluyendo las tuberías de conexión, iluminación, instrumentación, muros de contrafuego y sistema contra-incendio. Se estima terminar este proyecto a finales de este año con una inversión total de \$120 millones.

e) Aumento de almacenamiento de petróleo crudo

Se pretende adecuar la capacidad de almacenamiento de las estaciones de Santa Marta (Pozos Colorados) y Ayacucho, a los volúmenes de crudos que se transportan, para lo cual están en construcción un (1) tanque de techo flotante de 250 mil barriles de capacidad en Pozos Colorados, y otro tanque de 100 mil barriles en la estación de Ayacucho, ambos con sus obras accesorias. La fecha de terminación será diciembre de 1980 con una inversión de \$170 millones.

f) Reacondicionamiento del oleoducto de crudos Santa Marta-Ayacucho

Con este proyecto se cambiarán unos tramos de tubería de 10 pulgadas por tubería de 12 pulgadas en la descarga de las estaciones de pozos Colorados, Aracataca, Copey, Canoas y Pailitas para así incrementar la presión de trabajo, aumentando simultáneamente la seguridad y la capacidad de bombeo de este oleoducto. Se espera terminar a finales del presente año con una inversión de \$77 millones.

g) Oleoducto de crudos Coveñas - Ayacucho

Tiene como objeto este proyecto aumentar la capacidad de transporte de crudos desde la Costa Atlántica hasta Ayacucho, con el fin de garantizar la carga de la refinería de Barrancabermeja; para ello se hará lo siguiente:

- 1) Construir una monoboya y una línea submarina en Coveñas, con el fin de adecuar el muelle para recibir tanqueros de 160 mil toneladas (DWT) de capacidad y así reducir los costos de transporte marítimo.

- 2) Instalar equipo de bombeo en la estación de Coveñas.
- 3) Construir un oleoducto de 130 kilómetros de longitud y 12 pulgadas de diámetro entre Coveñas y Cicuco.
- 4) Construir un oleoducto de 160 kilómetros de longitud y 16 pulgadas de diámetro entre Cicuco y Ayacucho, y
- 5) Modificar el sistema de recibo en la estación de Ayacucho.

La licitación para la construcción del oleoducto está en proceso de adjudicación y la licitación para el diseño y montaje de la monoboya está en su etapa de aprobación de pliegos de condiciones. La inversión será de \$2.963 millones.

h) Ampliación del poliducto de Occidente

Se aumentará la capacidad de bombeo del poliducto Puerto Salgar-Manizales-Cartago-Yumbo, de 22 mil a 29 mil barriles por día, mediante el cambio de 63 kilómetros de tubería de 6 pulgadas por tubería de 8 y 10 pulgadas y cambio del equipo de bombeo de motores diésel a motores eléctricos, en las estaciones Puerto Salgar, Mariquita, Fresno y Herveo. La fecha de terminación programada es julio de 1981 con una inversión de \$259 millones.

i) Ampliación del oleoducto Ayacucho-Barrancabermeja

Con este proyecto se aumentará la capacidad de transporte de crudos en el sector Ayacucho-Barrancabermeja, de 60 mil a 120 mil barriles por día, mediante la construcción de 190 kilómetros de tubería de 18 pulgadas de diámetro en el sector mencionado, montaje de nuevos equipos de bombeo en la estación de Ayacucho y modificación del sistema de recibo en Barrancabermeja. Este proyecto se espera terminar a mediados de 1983 con una inversión total de \$3.390 millones.

j) Ampliación del poliducto Coveñas - Barrancabermeja

Se ampliará la capacidad de transporte de este poliducto, desde 25 mil a 40 mil barriles por día de gasolina motor, mediante la adición de equipos de bombeo en Coveñas y Ayacucho, cambio de 20 kilómetros de tubería de 12 pulgadas en mal estado por tubería nueva y utilización de la línea existente de 14 pulgadas en el sector Ayacucho - Barrancabermeja para transportar gasolina. Este proyecto se espera terminar en marzo de 1983 con una inversión de \$290 millones.

k) Almacenamiento de crudos en el terminal de Coveñas

Se pretende aumentar la capacidad de almacenamiento de crudos en este terminal para que permita el recibo de tanqueros de alta capacidad y el

bombeo hacia Ayacucho y Cartagena, para lo cual se construirán tres (3) tanques de 500 mil barriles de capacidad cada uno, incluyendo vías, muros contrafuego, sistema contraincendio, tubería, múltiples, iluminación, etc. La Empresa ya adquirió un lote de terreno en Coveñas, se tienen listos los diseños, y se están preparando las bases de licitación para construcción. Se espera terminar este proyecto a finales de 1983, con una inversión de US\$22,9 millones más \$956 millones.

l) Oleoducto Coveñas - Cartagena

El objeto de este proyecto es el de recibir en Coveñas el crudo en grandes tanques de 160 mil DWT, transportarlo por oleoducto hasta la refinería de Cartagena y así disminuir los costos de transporte marítimo; adicionalmente se reducirá los riesgos de contaminaciones en la bahía de Cartagena, al disminuir el movimiento portuario, factor de gran importancia, dado el debate que ha suscitado la situación de contaminación de esta bahía. El proyecto incluye la instalación de un sistema de bombeo en Coveñas, la construcción de un oleoducto de 135 kilómetros de longitud y 16 pulgadas de diámetro entre Coveñas y Cartagena, con capacidad de 70 mil barriles diarios y la construcción de un sistema de recibo del crudo en Cartagena. Hasta el momento se han preparado todos los pedidos de materiales, se estudió el trazado del oleoducto y se prepararon las bases de la licitación. La fecha de terminación estimada es diciembre de 1983, con una inversión de US\$22 millones más \$1.059 millones.

m) Línea de 16 pulgadas del poliducto Sebastopol - Puerto Salgar

Se ampliará la capacidad de bombeo de productos refinados en la línea troncal Sebastopol - Puerto Salgar, de 78 mil a 100 mil barriles por día, mediante la construcción de una tubería de 80 kilómetros de longitud y 16 pulgadas de diámetro, entre las cercanías de Puerto Boyacá y la estación Puerto Salgar. Se está desarrollando el diseño detallado y la preparación de las bases de licitación, para así terminar el proyecto a mediados de 1982 con una inversión de US\$6.6 millones más \$762 millones.

n) Transporte de Crudo Dina

El objeto de este proyecto es el de reducir los costos de transporte del crudo Dina, desde los campos de producción hasta la estación de bombeo Velásquez 26; para esto se harán los siguientes trabajos:

- 1) Construcción de un oleoducto de 14 kilómetros de longitud y 8 pulgadas de diámetro entre los campos de Dina y Tello.
- 2) Construcción de vagón-cisternas, reparación de locomotoras y adecuación de la vía férrea Tello - Puerto Salgar.
- 3) Construcción de un terminal de recibo y una estación de bombeo en Puerto Salgar.

4) Utilización de la tubería existente de 12 pulgadas entre Puerto Salgar y Puerto Boyacá.

5) Construcción de un oleoducto de 6 kilómetros de longitud y 12 pulgadas de diámetro, con tubería usada entre Puerto Boyacá y la estación Velásquez 26. Se está preparando el diseño básico con el fin de terminar el proyecto a finales de 1982, con una inversión de US\$1,3 millones más \$229 millones. (Ver mapa Pág. 35).

C. PROYECTOS EN ESTUDIO

Dada su alta importancia, merecen destacarse los estudios que la Empresa está adelantando para el uso del metanol y del etanol.

1. Combustibles Metilícos

Con el fin de aliviar la situación energética del país, principalmente en el campo de la gasolina motor, se está terminando el estudio sobre la producción y empleo de combustibles metilícos a nivel nacional.

Este proyecto contempla dos (2) aspectos principales:

- a) La producción y uso del metanol grado combustible, y
- b) La producción y uso del metil-ter-butil-éter (MTBE).

Para la producción de metanol se utilizará como materia prima el gas natural. El metanol sería empleado, en su mayor parte, en mezclas con gasolina convencional, y el resto para la obtención del MTBE.

Con una planta de metanol de 2 mil toneladas por día y una de MTBE de 120 mil toneladas por año, se puede hablar de unos 15 mil a 20 mil barriles diarios de combustibles metilícos que sustituirían la importación de una cantidad equivalente de gasolina motor, lo cual a los precios actuales, puede significar un ahorro de divisas del orden de US\$250 a 300 millones anuales.

Actualmente se adelantan ensayos para determinar la viabilidad de mezclas con gasolina, así como posible contaminación con otros productos en los sistemas de transporte por poliductos de la Empresa.

Este proyecto, a la par que representa un ahorro de divisas de la importancia y magnitud mencionadas anteriormente, puede significar una valorización del gas natural, de gran interés para el país.

2. El Programa de Alcohol Etílico en 1980

Durante el presente año, los grupos de trabajo del Comité Nacional del Alcohol, creado por decreto 2153 del 29 de agosto de 1979, completaron importantes estudios que cubrieron los aspectos básicos para la producción del alcohol etílico calidad combustible, tanto en la parte agrícola como en

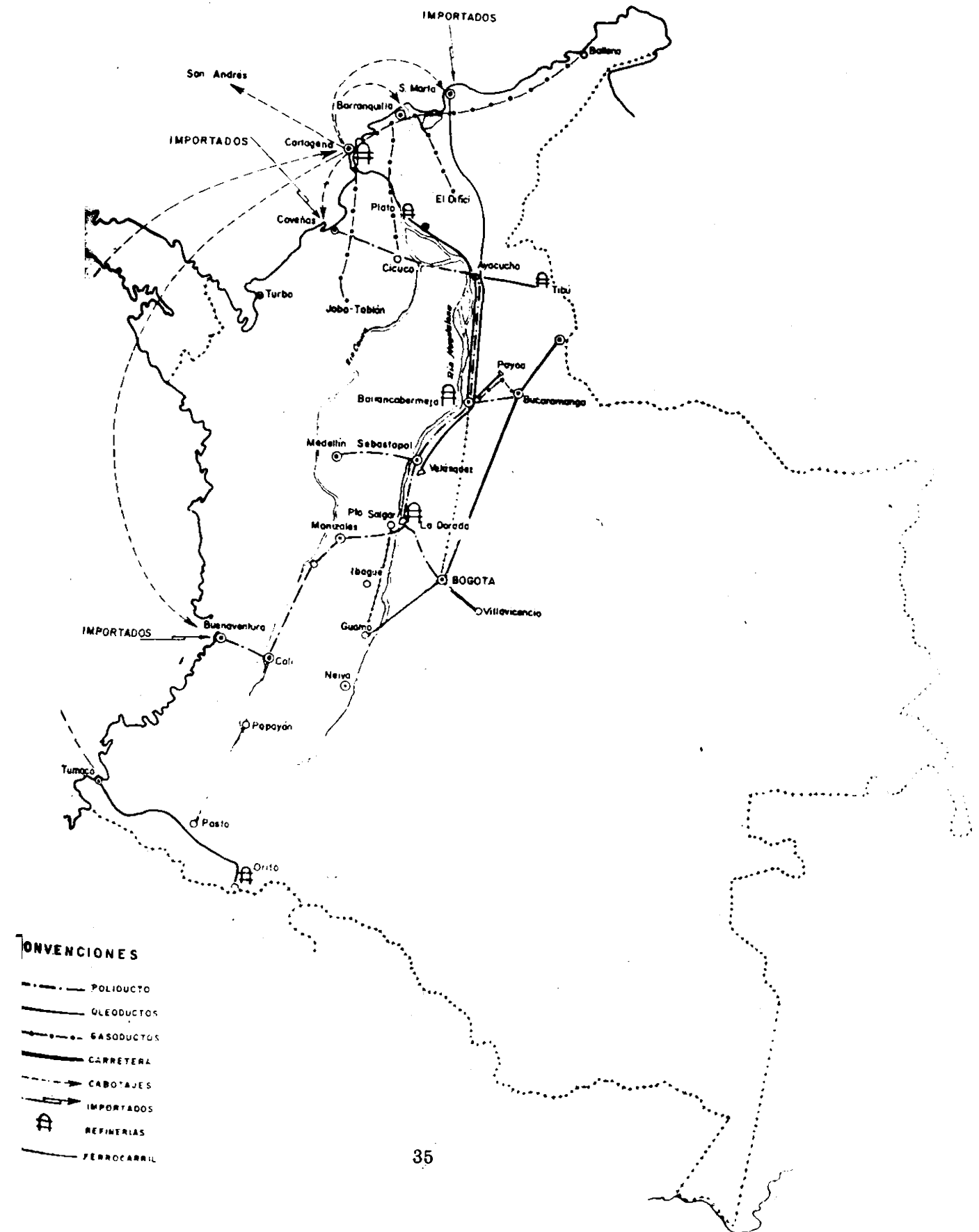
la industrial. Estos trabajos han señalado los términos de referencia para desarrollar un estudio de factibilidad, a nivel macroeconómico, sobre la agroindustria integrada, la disponibilidad de tierras sin utilizar o marginales que pudieran ser empleadas en la producción de la materia prima agrícola una aproximación al tipo de asociaciones que podrían acometer las producciones, el enfoque del marco legal que debe encuadrar el proyecto que contempla los aspectos del monopolio en la producción de alcohol étílico los estímulos e incentivos necesarios para desarrollar las producciones agrícolas necesarias y los beneficios socio-económicos que obtendría el país con el adelanto del plan nacional de alcohol.

También, entre los días 18 a 22 de mayo, se desarrolló el Primer Simposio de Alcohol Carburante, organizado por Ecopetrol, IFI, Departamento Nacional de Planeación, Asocaña, Andi, Fedecafé y Ciat, en la sede de la última entidad situada en la ciudad de Palmira. Participaron más de 100 delegados con asistencia de especialistas del Brasil, los Estados Unidos, Inglaterra y Alemania Oriental. Durante las discusiones se resolvieron muchos puntos sobre la óptima aplicación del programa en Colombia, y se relataron experiencias de orden técnico, legal, institucional y económico social en los países que, como los Estados Unidos y Brasil, ya han iniciado la utilización del alcohol en sus motores.

En este momento, se espera un pronunciamiento del H. Congreso Nacional de Colombia sobre el marco legal definitivo que encuadrará a esta agroindustria, con el fin de impulsar su desarrollo, promoviendo en el menor plazo la iniciación de la primera producción de este alcohol en algunas de las zonas ya estudiadas como de potencialidad inmediata.

Al mismo tiempo, la Empresa continúa evaluando las diferentes técnicas de producción de alcohol, su aplicación como fuente alterna energética y los beneficios que puede obtener el país de su utilización.

RED NACIONAL DE OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS SUMINISTRO Y PUERTOS



IV – CONSUMO NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Un análisis del crecimiento del consumo nacional de combustibles es como sigue:

1. GASOLINA MOTOR

La tasa de crecimiento nacional de la gasolina (regular + extra) durante el período 1970-1978 fue del orden del 6^o/o anual, mientras que en el año 1979 esta tasa de crecimiento descendió al 2,3^o/o anual. El descenso del ritmo de crecimiento del consumo de gasolina motor en el país se debe principalmente a la mejor utilización que hace el público, motivado por los incrementos de precios. Los incrementos de precios efectuados durante 1979 con relación al año 1978 fueron del orden del 62,5^o/o. Se señala a continuación el consumo histórico a partir del año de 1970 y la comparación del primer semestre de 1979 con el primer semestre de 1980. De la comparación de estos dos semestres se observa un crecimiento del 1,7^o/o.

El efecto de la disminución de la tasa de crecimiento de la gasolina motor como consecuencia de los aumentos de precios de la misma, se puede apreciar en la representación gráfica. (Ver Pág. 39).

CONSUMO DE GASOLINA MOTOR (REGULAR + EXTRA)

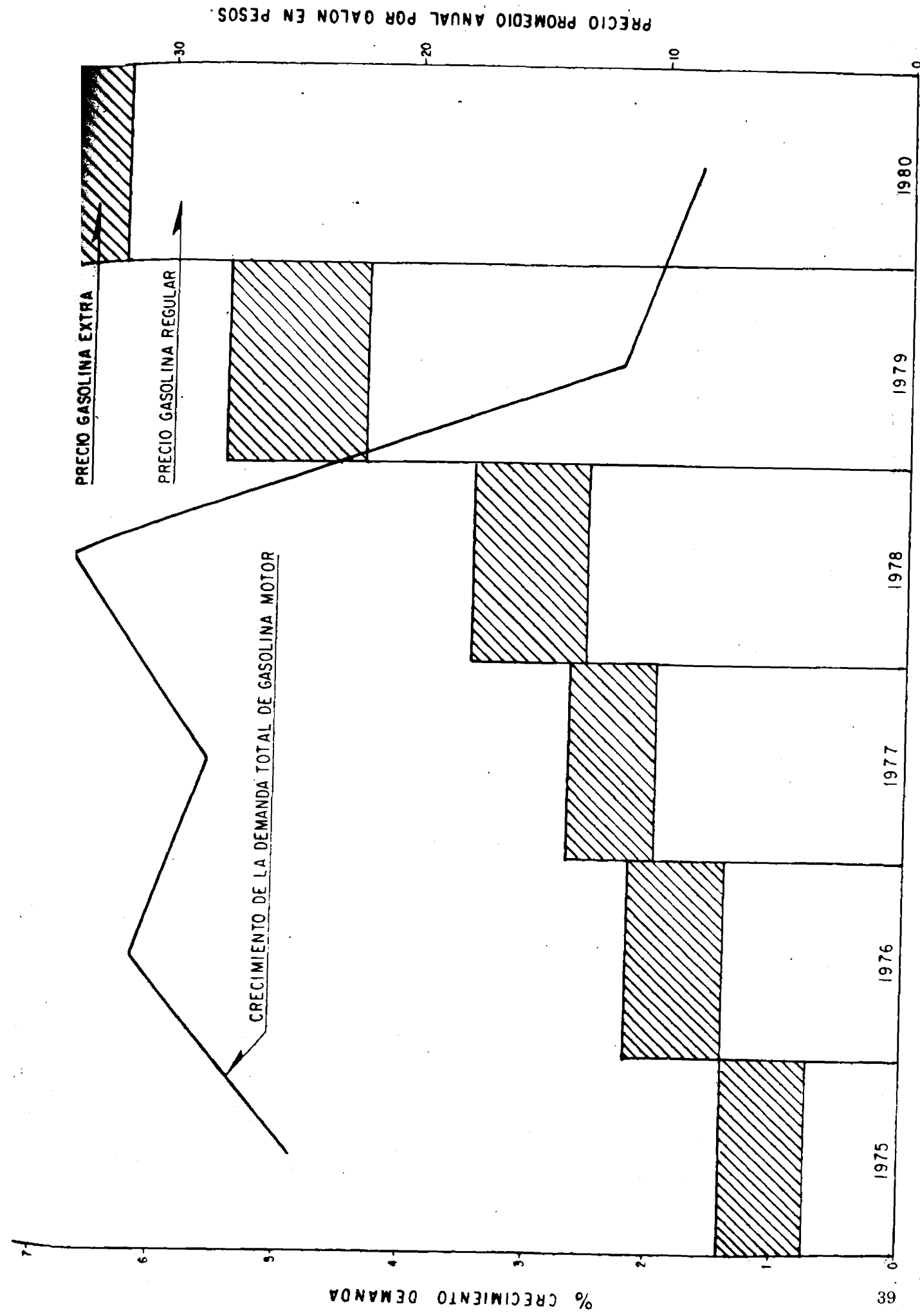
| <u>Año</u> | <u>Barriles/Año Volumen</u> | <u>Barriles Por Día</u> | <u>Tasa de Crecimiento %/o</u> |
|------------|---------------------------------|-----------------------------|------------------------------------|
| 1970 | 15.925.735 | 43.632 | — |
| 1971 | 16.770.618 | 45.947 | 5,3 |

(Continuación)

| Año | Barriles/año Volumen | Barriles por Día | Tasa de Crecimiento o/o |
|--------------------|-------------------------|---------------------|----------------------------|
| 1972 | 17.553.163 | 47.960 | 4,4 |
| 1973 | 18.818.264 | 51.557 | 7,5 |
| 1974 | 20.200.009 | 55.342 | 7,3 |
| 1975 | 21.185.685 | 58.043 | 4,9 |
| 1976 | 22.550.535 | 61.613 | 6,2 |
| 1977 | 23.742.770 | 65.049 | 5,6 |
| 1978 | 25.338.961 | 69.422 | 6,7 |
| 1979 | 25.923.507 | 71.023 | 2,3 |
| 1er. Semestre 1979 | 12.819.868 | 70.828 | — |
| 1er. Semestre 1980 | 13.112.736 | 72.048 | 1,7 |

CONSUMO DE GASOLINA REGULAR

| Año | Barriles/Año Volumen | Barriles por Día | Tasa de Crecimiento o/o |
|--------------------|-------------------------|---------------------|----------------------------|
| 1970 | 15.152.832 | 41.515 | — |
| 1971 | 15.936.208 | 43.661 | 5,2 |
| 1972 | 16.671.154 | 45.550 | 4,3 |
| 1973 | 17.726.195 | 48.565 | 6,6 |
| 1974 | 18.818.849 | 51.558 | 6,2 |
| 1975 | 20.064.018 | 54.970 | 6,6 |
| 1976 | 21.810.289 | 59.591 | 8,4 |
| 1977 | 22.818.636 | 62.517 | 4,9 |
| 1978 | 24.096.570 | 66.018 | 5,6 |
| 1979 | 24.611.585 | 67.429 | 2,1 |
| 1er. Semestre 1979 | 12.128.991 | 67.011 | — |
| 1er. Semestre 1980 | 12.505.948 | 68.714 | 2,5 |



CONSUMO DE GASOLINA EXTRA

| Año | Barriles/Año Volumen | Barriles por Día | Tasa de Crecimiento %/o |
|--------------------|-------------------------|---------------------|----------------------------|
| 1970 | 772.903 | 2.118 | — |
| 1971 | 834.410 | 2.286 | 7,9 |
| 1972 | 882.009 | 2.410 | 5,4 |
| 1973 | 1.092.069 | 2.992 | 24,1 |
| 1974 | 1.381.160 | 3.784 | 26,5 |
| 1975 | 1.121.667 | 3.073 | (18,8) |
| 1976 | 740.246 | 2.532 | (34,2) |
| 1977 | 924.134 | 2.532 | 25,2 |
| 1978 | 1.242.391 | 3.404 | 34,4 |
| 1979 | 1.311.922 | 3.594 | 5,6 |
| 1er. Semestre 1979 | 690.877 | 3.817 | — |
| 1er. Semestre 1980 | 606.788 | 3.334 | (12,7) |

CONSUMO DE A. C. P. M. (1)

| Año | Barriles/Año Volumen | Barriles por Día | Tasa de Crecimiento %/o |
|--------------------|-------------------------|---------------------|----------------------------|
| 1970 | 5.347.418 | 14.650 | — |
| 1971 | 6.281.308 | 17.209 | 17,5 |
| 1972 | 6.797.342 | 18.572 | 7,9 |
| 1973 | 7.067.850 | 19.364 | 4,3 |
| 1974 | 7.197.054 | 19.718 | 1,8 |
| 1975 | 6.838.855 | 18.736 | (5,0) |
| 1976 | 7.421.747 | 20.278 | 8,2 |
| 1977 | 7.633.080 | 20.913 | 3,1 |
| 1978 | 7.814.518 | 21.410 | 2,4 |
| 1979 | 8.397.103 | 23.006 | 7,5 |
| 1er. Semestre 1979 | 4.019.286 | 22.206 | — |
| 1er. Semestre 1980 | 4.467.554 | 24.547 | 10,5 |

(1) A.C.P.M. tierra + Diesel Marino e incluye ventas en viajes internacionales

2. A. C. P. M. Y QUEROSENO

Para el análisis del consumo el crecimiento del ACPM (combustible diesel) y el queroseno, se hacen las siguientes observaciones:

- Estos dos combustibles es conveniente analizarlos en conjunto, si se tiene en cuenta que son sustitutos parciales entre ellos, en cuanto al consumo industrial se refiere.
- El consumo de ACPM que aparece en el cuadro siguiente, incluye el consumo en los sectores industriales, transporte automotriz, fluvial y férreo y sector agrícola.
- La tasa promedio de crecimiento del ACPM en Colombia ha sido del orden de 4,5% anual en el período 1972-1978; sin embargo, a partir del año 1979, se presenta un aumento en el ritmo de crecimiento, al cual contribuyen dos factores principales: 1) Dieselización del transporte de carga y parcialmente el de pasajeros; 2) Sustitución, especialmente durante el primer semestre de 1980, de queroseno por ACPM en el sector industrial, debido a que la producción de queroseno se ha reducido para incrementar la producción de JP-1A.

CONSUMO DE QUEROSENO

| Año | Barriles/Año Volumen | Barriles por Día | Tasa de Crecimiento %/o |
|--------------------|-------------------------|---------------------|----------------------------|
| 1970 | 3.360.707 | 9.207 | — |
| 1971 | 3.282.493 | 8.993 | (2,3) |
| 1972 | 2.968.089 | 8.110 | (9,8) |
| 1973 | 3.100.012 | 8.493 | 4,7 |
| 1974 | 3.245.902 | 8.893 | 4,7 |
| 1975 | 3.233.373 | 8.859 | (0,4) |
| 1976 | 3.093.825 | 8.453 | (4,6) |
| 1977 | 3.008.419 | 8.242 | (2,5) |
| 1978 | 3.006.826 | 8.238 | 0,0 |
| 1979 | 2.883.133 | 7.899 | (4,1) |
| 1er. Semestre 1979 | 1.439.674 | 7.954 | — |
| 1er. Semestre 1980 | 1.224.132 | 6.726 | (15,4) |

3. TURBOCOMBUSTIBLE JP-1A

Se muestra en el cuadro siguiente el consumo de este combustible, conjuntamente con sus tasas de crecimiento anual para el período 1970 - 1979 y primer semestre 1980. Este combustible es el que presenta la mayor tasa de crecimiento promedio anual, la cual fue del orden de 110/o, hasta 1978. Es importante anotar que la reducción en la tasa de crecimiento durante el año 1979 y primer semestre de 1980 en este combustible se debe primordialmente, no solo a la racionalización en el uso del mismo, sino también a ciertas limitaciones operacionales, lo que ha obligado a todas las compañías que operan en el país en viajes internacionales a aumentar su abastecimiento en el exterior.

CONSUMO DE TURBOCOMBUSTIBLE JP-1A

| Año | Barriles/Año Volumen | Barriles por Día | Tasa de Crecimiento o/o |
|--------------------|-------------------------|---------------------|----------------------------|
| 1970 | 1.252.558 | 3.432 | — |
| 1971 | 1.433.368 | 3.927 | 14,4 |
| 1972 | 1.500.325 | 4.099 | 4,4 |
| 1973 | 1.820.057 | 4.987 | 21,7 |
| 1974 | 2.096.777 | 5.745 | 15,2 |
| 1975 | 2.337.412 | 6.404 | 11,5 |
| 1976 | 2.645.845 | 7.229 | 12,9 |
| 1977 | 2.898.667 | 7.942 | 9,9 |
| 1978 | 3.183.707 | 8.722 | 9,8 |
| 1979 | 3.344.468 | 9.163 | 5,1 |
| 1er. Semestre 1979 | 1.587.008 | 8.768 | — |
| 1er. Semestre 1980 | 1.690.234 | 9.287 | 5,9 |

Incluye ventas a naves en viajes internacionales.

4. COMBUSTIBLE LIVIANO DOMESTICO (CLD), COCINOL Y BENCINA INDUSTRIAL

El hoy denominado cocinol, que en el pasado se conoció con los nombres de combustibles liviano doméstico (CLD) y gasolina blanca, se expende principalmente para el uso doméstico popular en el área de la sabana de Bogotá. Este combustible ha tenido tradicionalmente un alto subsidio, factor que, unido al hecho de que no ha sido posible establecer un control efectivo en su consumo, ha ocasionado que este producto se destine a usos diferentes al previsto y en consecuencia su consumo no obedece a un comportamiento real de su demanda.

A partir de 1978, el combustible liviano doméstico (CLD) fue sustituido por el cocinol para uso doméstico y por la bencina industrial para la industria.

A continuación, se muestra la evolución histórica del consumo de los tres productos desde el año 1970 y la comparación del primer semestre de 1979, con el primer semestre de 1980.

CONSUMO DE C. L. D. Y BENCINA INDUSTRIAL

| Año | Barriles/Año Volumen | Barriles por Día | Tasa de Crecimiento o/o |
|--------------------|-------------------------|---------------------|----------------------------|
| 1970 | 715.432 | 1.960 | — |
| 1971 | 930.697 | 2.550 | 30,1 |
| 1972 | 1.168.530 | 3.193 | 25,2 |
| 1973 | 1.340.335 | 3.672 | 15,0 |
| 1974 | 1.340.370 | 3.672 | 0,0 |
| 1975 | 1.467.545 | 4.021 | 9,5 |
| 1976 | 1.414.044 | 3.863 | (3,9) |
| 1977 | 1.475.475 | 4.042 | 4,6 |
| 1978 | 1.587.828 | 4.350 | 7,6 |
| 1979 | 1.630.823 | 4.468 | 2,7 |
| 1er. Semestre 1979 | 792.599 | 4.379 | — |
| 1er. Semestre 1980 | 778.414 | 4.277 | (2,3) |

5. GASOLINA DE AVIACION 100/130

Esta gasolina es la utilizada por los equipos de aviación de pistón, los cuales están siendo sustituidos en el país en su mayor parte por equipos de turbina y a reacción.

Como se puede observar, el consumo es bastante bajo, con un consumo promedio de 1.000 barriles por día.

CONSUMO DE GASOLINA DE AVIACION 100/130

| Año | Barriles/Año Volumen (1) | Barriles por Día | Tasa Crecimiento o/o |
|------|-----------------------------|---------------------|-------------------------|
| 1970 | 514.216 | 1.409 | — |
| 1971 | 494.098 | 1.354 | (3,9) |
| | | | (Pasan...) |

(Continuación)

| Año | Barriles/Año Volumen ⁽¹⁾ | Barriles por Día | Tasa Crecimiento %/o |
|--------------------|--|---------------------|-------------------------|
| 1972 | 453.411 | 1.239 | (8,5) |
| 1973 | 451.344 | 1.236 | (0,2) |
| 1974 | 430.664 | 1.180 | (4,5) |
| 1975 | 383.420 | 1.050 | (11,0) |
| 1976 | 335.253 | 916 | (12,8) |
| 1977 | 370.142 | 1.014 | 10,7 |
| 1978 | 350.460 | 960 | (5,3) |
| 1979 | 333.928 | 915 | (4,7) |
| 1er. Semestre 1979 | 155.479 | 859 | — |
| 1er. Semestre 1980 | 179.088 | 984 | 14,6 |

(1) Incluye ventas a naves en viajes internacionales

6. PROPANO (GLP)

El consumo de propano en el país por el período 1975-1979 ha estado limitado a la capacidad refinadora existente, presentándose un déficit permanente de este combustible para el abastecimiento normal del país. Sin embargo, a partir de 1980, con la entrada en operación de la Refinería de Balance en el Complejo Industrial de Barrancabermeja, la producción está superando las necesidades de consumo.

PROPANO (G.L.P.)

| Año | Barriles/Año Volumen | Barriles por Día | Tasa de Crecimiento %/o |
|--------------------|-------------------------|---------------------|----------------------------|
| 1975 | 2.820.269 | 7.727 | — |
| 1976 | 2.882.595 | 7.876 | 1,9 |
| 1977 | 2.750.279 | 7.535 | (4,3) |
| 1978 | 2.453.807 | 6.723 | (10,8) |
| 1979 | 2.309.568 | 6.328 | (5,9) |
| 1er. Semestre 1979 | 1.213.605 | 6.705 | — |
| 1er. Semestre 1980 | 1.209.936 | 6.648 | (8,5) |

7. COMBUSTOLEO

Se muestra en el cuadro siguiente el consumo histórico de combustóleo en el país para el período 1970 a 1979 y primer semestre 1980. Durante los últimos años este combustible ha tenido una tasa de crecimiento decreciente, debido a

su sustitución por gas natural en la Costa Atlántica.

COMBUSTOLEO

| Año | Barriles/Año Volumen (1) | Barriles por Día | Tasa de Crecimiento %/o |
|--------------------|-----------------------------|---------------------|----------------------------|
| 1970 | 6.639.606 | 18.191 | — |
| 1971 | 8.089.027 | 22.162 | 21,8 |
| 1972 | 8.389.681 | 22.923 | 3,4 |
| 1973 | 10.085.704 | 27.632 | 20,5 |
| 1974 | 9.073.395 | 24.859 | (10,0) |
| 1975 | 7.602.855 | 20.830 | (16,2) |
| 1976 | 8.801.598 | 24.048 | 15,4 |
| 1977 | 8.841.024 | 24.222 | 9,7 |
| 1978 | 6.925.330 | 18.973 | (21,7) |
| 1979 | 6.190.270 | 16.960 | (10,6) |
| 1er. Semestre 1979 | 3.193.564 | 17.644 | — |
| 1er. Semestre 1980 | 2.460.458 | 13.519 | (23,4) |

(1) Incluye ventas a naves en viajes internacionales

8. GAS NATURAL

El gas natural ha tenido un acelerado crecimiento a partir de septiembre de 1977, como consecuencia de la comercialización del gas de la Guajira en la Costa Atlántica. Con la entrada de este gas se ha ido sustituyendo progresivamente ACPM industrial y combustóleo.

CONSUMO DE GAS NATURAL

| Año | Volumen BFOE (1) | Barriles por Día FOE | Millones de Pies Cúbicos/día | Tasa de Crecimiento %/o |
|--------------------|---------------------|----------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| 1977 | 9.238.032 | 25.310 | 163,4 | — |
| 1978 | 13.217.651 | 36.213 | 228,2 | 43,1 |
| 1979 | 15.238.868 | 41.750 | 258,8 | 15,3 |
| 1er. Semestre 1979 | 7.371.283 | 40.725 | 252,7 | — |
| 1er. Semestre 1980 | 8.098.524 | 44.497 | 227,3 | 9,3 |

(1) BFOE = Barriles de Fuel-Oil Equivalente.

9. RESUMEN DEL CONSUMO DE PRODUCTOS BLANCOS

Al analizar el consumo histórico de los productos blancos, incluyendo el propano, se aprecia una disminución en la tasa de crecimiento, desde un promedio de 4,5% en los años 1975-1978, a un promedio de 2,4% en el período de 1979 y primer semestre de 1980. Esto obedece a la gran influencia que tiene la gasolina motor, que como se observó anteriormente, ha venido disminuyendo su tasa de crecimiento en el consumo total de productos blancos.

La disminución de la tasa de crecimiento de productos blancos se puede apreciar mejor en la tabla y (gráfica Pág. 48).

CONSUMO DE PRODUCTOS BLANCOS (INCLUYE PROPANO)

| Año | Barriles/Año Volumen ⁽¹⁾ | Barriles por Día | Tasa de Crecimiento %/o |
|--------------------|--|---------------------|----------------------------|
| 1975 | 38.266.559 | 104.840 | — |
| 1976 | 40.343.844 | 110.229 | 5,1 |
| 1977 | 41.878.832 | 114.737 | 4,1 |
| 1978 | 43.736.107 | 119.825 | 4,4 |
| 1979 | 44.822.530 | 122.801 | 2,5 |
| 1er. Semestre 1979 | 22.000.369 | 121.549 | — |
| 1er. Semestre 1980 | 22.662.094 | 124.517 | 2,4 |

(1) Incluye ventas a naves en viajes internacionales.

10. RESUMEN DEL CONSUMO DE PRODUCTOS NEGROS

Al analizar desde 1975 el consumo de productos negros, que incluye el combustóleo, asfaltos y el alquitrán aromático, se aprecia una marcada disminución en su consumo a partir de 1977, año en el cual se inicia el proceso de sustitución de combustóleo y ACPM por gas natural en los sectores industriales y de generación térmica en la Costa Norte.

CONSUMO DE PRODUCTOS NEGROS (Combustóleo, Asfaltos y Alquitrán Aromático)

| Año | Barriles/año Volumen | Barriles por Día | Tasa de Crecimiento %/o |
|------|-------------------------|---------------------|----------------------------|
| 1975 | 8.379.210 | 22.957 | — |
| 1976 | 9.581.544 | 26.179 | 14,0 |

Pasan . . .

(Continuación)

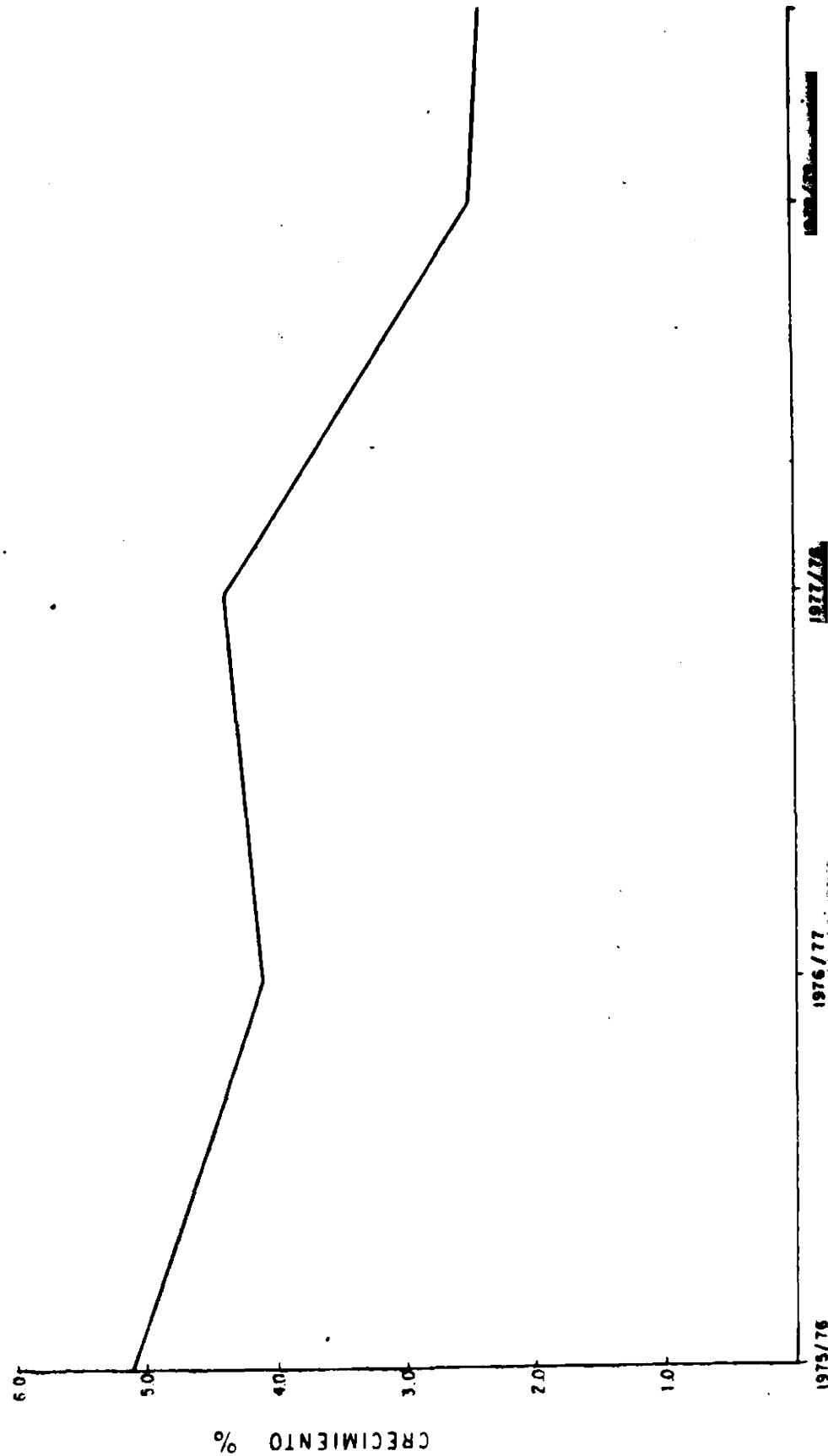
| Año | Barriles/Año Volumen | Barriles por Día | Tasa de Crecimiento %/o |
|--------------------|-------------------------|---------------------|----------------------------|
| 1977 | 9.521.749 | 26.087 | (0,4) |
| 1978 | 7.683.800 | 21.051 | (19,3) |
| 1979 | 7.040.355 | 19.289 | (8,4) |
| 1er. Semestre 1979 | 3.597.737 | 19.877 | — |
| 1er. Semestre 1980 | 2.948.400 | 16.200 | (18,5) |

11. RESUMEN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES TOTALES

El crecimiento promedio del consumo nacional de hidrocarburos en el país alcanzó un 6,6% anual en 1978, con lo cual se supera en 2,4% el aumento registrado en el año de 1977, que fue de 4,2% anual. A partir de 1978, se aprecia una reducción en la tasa de crecimiento, lo que se interpreta como una consecuencia del uso más eficiente de los combustibles en los diferentes sectores de consumo, debido a los últimos aumentos de precios.

CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES

| Año | Barriles/Año Volumen | Barriles por Día | Tasa de Crecimiento %/o |
|--------------------|-------------------------|---------------------|----------------------------|
| 1977 | 60.638.613 | 166.133 | 4,2 |
| 1978 | 64.637.558 | 177.089 | 6,6 |
| 1979 | 67.101.753 | 183.840 | 3,8 |
| 1er. Semestre 1979 | 32.969.389 | 182.151 | — |
| 1er. Semestre 1980 | 33.709.019 | 185.214 | 1,7 |



V - ACTIVIDADES ADMINISTRATIVAS

1. NOMINA DE ECOPETROL

A partir del año de 1975 la nómina de la Empresa ha venido variando de acuerdo como lo muestra el siguiente cuadro, considerando el personal a término indefinido y el personal temporal:

PERSONAL CON CONTRATO A TERMINO INDEFINIDO TEMPORAL

| Clase de Personal | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1er. S. | | 1980 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| | | | | | 1979 | 1979 | |
| Personal con contrato a término indefinido | 6.106 | 6.276 | 6.499 | 6.845 | 7.341 | 7.178 | 7.635 |
| Personal temporal | 1.453 | 2.204 | 1.826 | 2.109 | 2.474 | 2.712 | 2.701 |
| TOTAL | 7.559 | 8.480 | 8.325 | 8.954 | 9.815 | 9.890 | 10.336 |

En el mes de febrero de 1975 ingresaron a Ecopetrol 107 personas al pasar Oleopac a la Empresa. En diciembre de este mismo año la planta de personal se incrementó en 935 personas al recibir a Shell Condor y Colpet. En el mes de abril de 1976 se integra a Ecopetrol el oleoducto de Antioquia y entran a la nómina 109 personas.

En el transcurso de los años 1977 - 1980, la Empresa ha venido contratando el personal aprobado para los proyectos cuyo desarrollo estaba previsto dentro

de este lapso. En el complejo industrial se contrató personal para la operación de: Unidad de Balance, Central del Norte, Turbo Expander, Optimización y Nueva Planta de Etileno. Adicionalmente, en el oleoducto se contrató personal para atender operación de las siguientes estaciones: Copey, Ayacucho, Planta Compresora de Galán, Pailitas, Aracataca, Canoas y Coveñas. En El Centro se contrató personal para el programa de recuperación secundaria de Casabe y mantenimiento de este mismo campo.

Dentro del incremento de este personal también se encuentra el personal de Policolsa que se integró a Ecopetrol en 1979.

2. SALARIOS Y PRESTACIONES SOCIALES

Los salarios de la Empresa se han incrementado desde un valor de \$576,5 millones en 1975 a \$1.869,5 millones en 1979. Esta variación es consecuencia del aumento de la nómina por adquisiciones de campos de producción, refinerías, oleoductos y nuevos proyectos, así como de los ajustes salariales pactados convencionalmente y los otorgados al personal técnico y directivo.

Los Cuadros Nos. 3, 4, 5, 6 y 7 presentan en detalle la variación salarial y los diferentes aspectos que constituyen las prestaciones sociales y demás egresos como jubilaciones, bienestar de personal y aportes a instituciones oficiales, desde 1975 hasta 1979 y la comparación del primer semestre de 1979 con el primer semestre de 1980.

3. CONVENCION COLECTIVA

Vigencia: de marzo 26 de 1979 a marzo 25 de 1981

Aumento de Salarios: A partir de marzo 7 de 1979

\$2.100.00/mes para salarios hasta de \$10.000.00/mes.

210/o para salarios superiores a \$10.000.00.

A partir del 26 de marzo de 1980:

\$2.541.00/mes para salarios hasta de \$12.100.00/mes.

210/o para salarios superiores a \$12.100.00/mes.

Próxima Negociación:

La denuncia podrá hacerse dentro de los primeros 12 días del mes de diciembre de 1980 y las negociaciones correspondientes se iniciarán, el 12 de enero de 1981.

Con el objeto de prepararse para esta negociación, la Vicepresidencia Administrativa ha constituido un grupo de trabajo, coordinado por la División de Relaciones Industriales, e integrado por representantes de cada una de las Vicepresidencias de la Empresa.

SALARIOS Y PRESTACIONES SOCIALES 1975 - 1979

| Detalle | Miles de Pesos | | | | | |
|-----------------------|----------------|-------|-----------|-------|-----------|-------|
| | 1975 | %S* | 1976 | %S* | 1977 | %S* |
| Salario | 576.506 | | 852.038 | | 1.034.717 | |
| Prestaciones | 513.289 | 89,0 | 700.834 | 82,3 | 904.136 | 87,4 |
| Sub-Total | 1.089.795 | | 1.552.872 | | 1.938.853 | |
| Jubilaciones | 340.577 | 59,1 | 746.676 | 87,6 | 983.898 | 95,1 |
| Bienestar de Personal | 431.436 | 74,8 | 501.092 | 58,8 | 491.962 | 47,5 |
| Aportes (Sena, ICBF) | 14.132 | 2,5 | 42.315 | 5,0 | 50.824 | 4,9 |
| TOTAL COSTOS | 1.875.940 | 325,4 | 2.842.955 | 333,7 | 3.465.537 | 334,9 |
| | | | | | 3.746.964 | 264,9 |
| | | | | | 5.131.603 | 274,5 |

En el renglón de Prestaciones se han sumado toda clase de primas, subsidios y auxilios que reciben los trabajadores y que están contemplados en la Ley, el Acuerdo y en la Convención Colectiva.

Los porcentajes que se han obtenido de cada uno de los renglones, están calculados tomando como base el salario, esto nos permite tener una idea de lo que la Empresa paga por estos conceptos.

Los incrementos salariales a partir de 1975 han sido los siguientes:

| | Directivo | Convencional |
|------|-----------|--------------|
| | % | % |
| 1975 | 20,6 | 25,0 |
| 1976 | 20,0 | 25,0 |
| 1977 | 20,5 | 23,5 |
| 1978 | 23,5 | 23,5 |
| 1979 | 22,0 | 24,0 |
| 1980 | 23,5 | 24,0 |

Los aumentos del salario que se muestran en este cuadro año tras año, incluyen los pagos a personal temporal, por esta razón los porcentajes de variación en el renglón salario, no son iguales a los porcentajes de aumento efectivamente realizados.

En los años 1976 y 1977 hubo necesidad de ajustar las reservas para jubilaciones de acuerdo a las nuevas condiciones impuestas por la Ley 4a. de 1976 que entre otras ordena el reajuste anual de las pensiones y la aplicación a los pensionados, de los mismos beneficios de que gozan los trabajadores activos. Además este rubro incluye las jubilaciones del personal de las Empresas sustituidas, que se acogió a la jubilación luego de ingresar a Ecopetrol.

CUADRO No. 4

SALARIOS — PRESTACIONES SOCIALES — BIENESTAR DE PERSONAL Y APORTES
(SENA — ICBF)

Miles de Pesos

| Detalle | 1er. S. 1979 | o/o S* | 1er. S. 1980 | o/o S* | Variación o/o 1er. Semestre 1979 Vs. 1er. Semestre 1980 |
|-----------------------|------------------|--------------|------------------|--------------|---|
| Salario | 870.504 | | 1.229.247 | | 41,2 ⁽¹⁾ |
| Prestaciones | 732.816 | 84,2 | 975.434 | 79,4 | 33,1 |
| Sub-Total | 1.603.320 | | 2.204.681 | | 37,5 |
| Jubilaciones | 357.400 | 41,1 | 404.266 | 32,9 | 13,1 |
| Bienestar de Personal | 450.034 | 51,7 | 651.309 | 52,9 | 14,4 |
| Aportes (Sena, ICBF) | 42.217 | 4,8 | 58.848 | 4,8 | 39,4 |
| TOTAL COSTOS | 2.452.971 | 281,8 | 3.319.104 | 270,0 | 35,3 |

* o/o S. Porcentaje sobre salario.

(1) Debido principalmente, al aumento de Nómina entre los 2 semestres.

CUADRO No. 5

BIENESTAR DEL PERSONAL

1975 — 1979

Miles de Pesos

| Detalle | 1975 | %S* | 1976 | %S* | 1977 | %S* | 1978 | %S* | 1979 |
|-----------------------|---------|------|---------|------|---------|------|---------|------|-----------|
| Comisariato | 59.456 | 10,3 | 83.474 | 9,8 | 115.720 | 11,2 | 126.222 | 8,9 | 150.419 |
| Comedores | 55.889 | 9,7 | 97.933 | 11,5 | 101.527 | 9,8 | 172.876 | 12,2 | 262.710 |
| Habitaciones | 13.484 | 2,4 | 23.575 | 2,7 | 16.911 | 1,6 | 51.841 | 3,7 | 68.499 |
| Educación | 53.650 | 9,3 | 69.546 | 8,2 | 72.373 | 7,0 | 104.310 | 7,4 | 127.317 |
| Servicios Médicos (1) | 193.733 | 33,6 | 173.686 | 20,4 | 128.267 | 12,4 | 153.848 | 10,9 | 283.227 |
| Recreación-Deportes | 20.284 | 3,5 | 26.932 | 3,2 | 28.899 | 2,8 | 40.239 | 2,8 | 55.930 |
| Otros Beneficios (2) | 34.940 | 6,0 | 25.946 | 3,0 | 28.265 | 2,7 | 50.901 | 3,6 | 82.801 |
| | 431.436 | 74,8 | 501.092 | 58,8 | 491.962 | 47,5 | 700.237 | 49,5 | 1.030.903 |

En este cuadro se han cuantificado los diferentes conceptos de Bienestar de Personal y se ha hecho una relación porcentual tomando como base el total del salario pagado en cada año, este porcentaje nos permite conocer el comportamiento en el tiempo de estos detalles.

* %S - Porcentaje sobre salario.

(1) El costo de servicios médicos se ha venido disminuyendo desde un 33,6% del salario en 1975 a 15,1% en 1979, como consecuencia de la mayor utilización de servicios indirectos.

(2) Incluye transporte empleados El Centro, permisos remunerados USO, tiquetes almuerzos personal Bogotá, cenas personal sobretiempo y ayuda a la comunidad, etc.

CUADRO No. 6

COMPARACION 1ER. SEMESTRE DE 1979 VS. 1ER. SEMESTRE DE 1980
BIENESTAR DEL PERSONAL
Miles de Pesos

| D e t a l l e | 1er. S. 1979 | o/o S* | 1er. S. 1980 | o/o S* | Variación o/o 1er. Semestre 1979 Vs. 1er. Semestre 1980 |
|-----------------------|-----------------|-------------|-----------------|-------------|---|
| Comisariato | 69.711 | 7,8 | 83.301 | 6,8 | 19,5 |
| Comedores | 110.562 | 12,7 | 187.562 | 15,2 | 69,6 |
| Habitaciones | 28.895 | 3,3 | 43.049 | 3,5 | 48,9 |
| Educación | 64.234 | 7,4 | 79.930 | 6,5 | 24,4 |
| Servicios Médicos | 123.019 | 14,1 | 176.285 | 14,3 | 43,3 |
| Recreación - Deportes | 26.212 | 3,0 | 33.675 | 2,7 | 28,4 |
| Otros Beneficios | 29.401 | 3,4 | 47.507 | 3,9 | 61,5 |
| TOTAL | 450.034 | 51,7 | 651.309 | 52,9 | 44,7 |

* o/o - Porcentaje sobre salario.

CUADRO No. 7

POR CADA \$1.00 DE SALARIO SE PAGO

| | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1er. Sem. 1979 | 1er. Sem. 1980 |
|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|-------------------|
| Por Prestaciones | 0,89 | 0,82 | 0,87 | 0,79 | 0,83 | 0,84 | 0,79 |
| Por Bienestar | 0,75 | 0,59 | 0,48 | 0,50 | 0,55 | 0,52 | 0,53 |
| Sub-Total | 1,64 | 1,41 | 1,35 | 1,29 | 1,38 | 1,36 | 1,32 |
| Por Jubilaciones | 0,59 | 0,88 | 0,95 | 0,31 | 0,31 | 0,41 | 0,33 |
| Por aportes (SENA-ICBF) | 0,025 | 0,05 | 0,049 | 0,048 | 0,049 | 0,048 | 0,048 |
| Total | 2,255 | 2,340 | 2,349 | 1,648 | 1,739 | 1,818 | 1,698 |

VI – COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS

1. IMPORTACIONES

Desde el año de 1973 el país importaba pequeños volúmenes para cubrir los déficits de gasolina motor y otros derivados con el fin de suplir el normal abastecimiento nacional de hidrocarburos. A partir del año de 1976 se inician importaciones de petróleo crudo para atender la carga de la capacidad de refinación instalada. En 1979 y en el primer semestre del presente año los volúmenes de gasolina importada superaron a los de crudo, debido a que los precios relativos de gasolina y crudo hacían más favorable la importación de gasolina y gasóleos, combinados con volúmenes de crudo adquiridos mediante contratos de gobierno a gobierno.

En el cuadro "Volumen de las Importaciones" se presenta una relación histórica de los volúmenes importados a partir de 1973 y una comparación del primer semestre de 1980 con respecto a su equivalente del año anterior.

Por efecto del incremento de los precios en el mercado internacional, el valor CIF de las importaciones efectuadas muestra una duplicación del año 1979 con respecto al año 1978, tal como se presenta en el cuadro "Valor CIF de las importaciones".

2. EXPORTACIONES

A partir del año 1974 y hasta el año 1979 los volúmenes de las exportaciones de hidrocarburos se mantuvieron prácticamente estables al pasar de 10,8 millones de barriles en 1974 a 11,0 millones de barriles en 1979. Al comparar el primer semestre de 1979 con respecto a su equivalente de 1980 se aprecia una disminución en el volumen de exportaciones equivalente al 29,30/o, debido

principalmente a la mejor utilización de los crudos procesados en el complejo de Barrancabermeja por la puesta en marcha de la Refinería de Balance y Optimización.

Con respecto al valor de las exportaciones se puede notar un aumento apreciable a partir del año 1978, como consecuencia de los mejores precios obtenidos en el mercado internacional para el combustóleo, principalmente.

A continuación, se muestran los cuadros correspondientes a la relación histórica de volúmenes y valores exportados a partir del año de 1973.

3. BALANZA COMERCIAL PETROLERA

El balance neto entre los valores de importaciones y exportaciones se puede apreciar en el Gráfico A, donde se nota un balance positivo para la Empresa hasta 1976, año en el cual comienza un deterioro progresivo hasta alcanzar el nivel de 360,7 millones de dólares en 1979 de balance negativo. Las perspectivas en esta área fundamental de la Empresa tienden a agravarse como una consecuencia de los mayores volúmenes y costos de importación necesarios para el normal abastecimiento nacional de hidrocarburos.

4. LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS Y SU EFECTO EN LAS IMPORTACIONES TOTALES DEL PAIS

El Gráfico C representa el incremento en la participación de las importaciones de hidrocarburos, con respecto al total de las importaciones nacionales. En el año de 1975 los hidrocarburos participaron con un 2 por ciento de las importaciones totales y han aumentado cada año hasta llegar a un 18,1 por ciento en 1979.

De acuerdo con las proyecciones efectuadas por FEDESARROLLO para el presente año, las importaciones por concepto de hidrocarburos participarán con 16,50/o.

VOLUMEN DE IMPORTACIONES Miles de Barriles

| PRODUCTO | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1er. Semestre | |
|---|-------|-------|---------|---------|----------|----------|----------|---------------|---------|
| | | | | | | | | 1979 | 1980 |
| Petróleo Crudo | — | — | — | 6.725,9 | 9.398,6 | 8.831,6 | 8.967,9 | 5.000,0 | 3.688,3 |
| Gasolina Motor | 136,5 | 206,9 | 1.761,3 | 2.529,3 | 3.451,6 | 8.025,6 | 9.314,6 | 4.276,7 | 3.963,8 |
| A. C. P. M. | — | — | — | 40,0 | 210,5 | 77,0 | 1.037,9 | 328,7 | 840,7 |
| Gasóleos | — | — | — | — | — | — | — | — | 1.158,5 |
| Otros | 13,2 | 28,9 | 263,3 | 35,0 | 90,0 | — | 21,3 | — | 142,0 |
| TOTAL | 149,7 | 235,8 | 2.024,6 | 9.330,2 | 13.150,7 | 16.934,4 | 19.341,7 | 9.605,4 | 9.793,3 |
| Precio promedio del crudo adquirido por Ecope-trol en el mercado internacional US\$/BL. | — | — | — | 12,50 | 13,90 | 13,60 | 23,15 | 19,10 | 28,0 |

VOLUMEN DE IMPORTACIONES

Miles de Barriles por Día

| PRODUCTO | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1er. Sem. | 1er. Sem. |
|----------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | | | | | | | | 1979 | 1980 |
| Petróleo Crudo | — | — | — | 18,4 | 25,7 | 24,2 | 24,6 | 27,6 | 20,3 |
| Gasolina Motor | 0,4 | 0,6 | 4,8 | 6,9 | 9,5 | 22,0 | 25,5 | 23,6 | 21,8 |
| A. C. P. M. | — | — | — | 0,1 | 0,6 | 0,2 | 2,8 | 1,8 | 4,6 |
| Gasóleos | — | — | — | — | — | — | — | — | 6,4 |
| Otros | — | 0,1 | 0,7 | 0,1 | 0,2 | — | 0,1 | — | 0,8 |
| TOTAL | 0,4 | 0,7 | 5,5 | 25,5 | 36,0 | 46,4 | 53,0 | 53,0 | 53,9 |

89

VALOR CIF DE LAS IMPORTACIONES

Miles de Dólares

| | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1er. Sem. | 1er. Sem. |
|----------------|--------------|----------------|-----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | | | | | | | | 1979 | 1980 |
| Petróleo Crudo | — | — | — | 83.879,3 | 130.529,1 | 120.382,5 | 207.572,7 | 95.411,2 | 103.044,3 |
| Gasolina Motor | 612,9 | 2.596,6 | 22.808,8 | 35.423,0 | 51.117,3 | 124.288,9 | 311.583,2 | 110.872,0 | 156.155,0 |
| A. C. P. M. | — | — | — | 550,4 | 3.429,4 | 1.613,9 | 45.710,7 | 12.178,9 | 38.060,3 |
| Gasóleos | — | — | — | — | — | — | — | — | 37.337,8 |
| Otros | 93,3 | 873,9 | 3.514,2 | 808,2 | 1.529,2 | — | 1.071,3 | — | 12.442,0 |
| TOTAL | 706,2 | 3.470,5 | 26.323,0 | 120.660,0 | 186.605,6 | 246.285,3 | 565.937,9 | 218.462,1 | 347.039,4 |

61

VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES
Miles de Barriles

| PRODUCTO | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1er. Semestre | |
|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|----------------|
| | | | | | | | | 1979 | 1980 |
| Petróleo Crudo | 9.505,0 | 480,2 | — | — | — | — | — | — | — |
| Combustóleo | 8.159,6 | 8.701,5 | 8.691,0 | 8.766,7 | 8.621,1 | 11.079,7 | 8.967,1 | 5.455,5 | 3.537,7 |
| Combustibles a naves en viajes internacionales | — (1) | — (1) | 1.811,4 | 1.617,5 | 1.543,4 | 1.451,2 | 2.026,4 | 869,1 | 931,8 |
| Otros | 1.662,6 | 1.631,3 | 94,1 | 192,0 | 137,2 | 74,9 | 69,4 | 11,7 | 10,0 |
| TOTAL | 19.327,2 | 10.813,0 | 10.596,4 | 10.576,2 | 10.301,7 | 12.605,8 | 11.062,9 | 6.336,3 | 4.479,5 |

(1) Durante los años de 1973 y 1974 el volumen correspondiente a combustibles a naves en viajes internacionales está incluido en OTROS.

VOLUMEN DE EXPORTACIONES
Miles de Barriles por Día

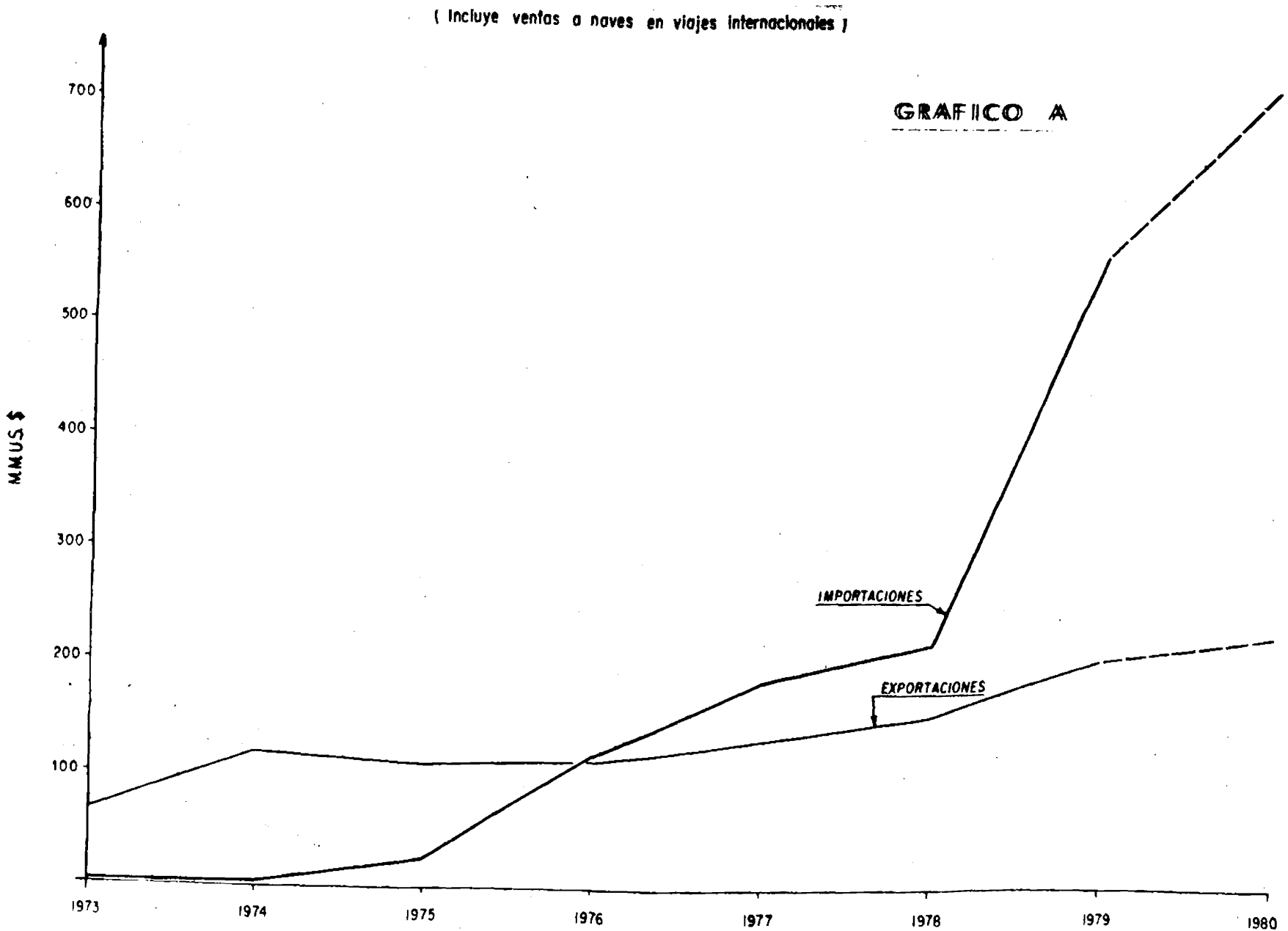
| PRODUCTO | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1er. Sem. | 1er. Sem. |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | | | | | | | | 1979 | 1980 |
| Petróleo Crudo | 26,0 | 1,3 | — | — | — | — | — | — | — |
| Combustóleo | 22,5 | 23,8 | 23,8 | 24,0 | 23,6 | 30,3 | 24,6 | 30,1 | 19,4 |
| Combustibles a naves en viajes internacionales | — (1) | — (1) | 5,0 | 4,4 | 4,2 | 4,0 | 5,5 | 4,8 | 5,1 |
| Otros | 4,5 | 4,5 | 0,2 | 0,5 | 0,4 | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,1 |
| TOTAL | 53,0 | 29,6 | 29,0 | 28,9 | 28,2 | 34,5 | 30,3 | 35,0 | 24,6 |

(1) Durante los años 1973 y 1974 el volumen correspondiente a combustibles a naves en viajes internacionales está incluido en OTROS.

VALOR DE LAS EXPORTACIONES
Miles de Dólares

| PRODUCTO | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1er. Semestre | |
|--|-----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|------------------|
| | | | | | | | | 1979 | 1980 |
| Petroleo Crudo | 25.379,3 | 4.451,7 | — | — | — | — | — | — | — |
| Combustóleo | 23.733,2 | 84.225,5 | 84.519,9 | 83.997,5 | 104.491,6 | 124.250,5 | 146.229,2 | 76.203,2 | 75.113,5 |
| Combustibles a naves en viajes Internacionales | — (1) | — (1) | 25.349,0 | 25.427,0 | 28.084,6 | 27.423,1 | 57.741,0 | 20.078,1 | 35.379,0 |
| Otros | 15.854,5 | 30.720,6 | — | — | — | — | — | — | — |
| TOTAL | 64.967,0 | 119.397,8 | 112.329,0 | 114.852,5 | 136.114,6 | 154.278,6 | 205.219,8 | 96.865,1 | 111.340,4 |

(1) Durante los años 1973 y 1974 el valor correspondiente a los combustibles a naves en viajes interna está incluido en OTROS.



EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS
 VARIACION EN LA RELACION EXPORTACIONES / IMPORTACIONES (I)

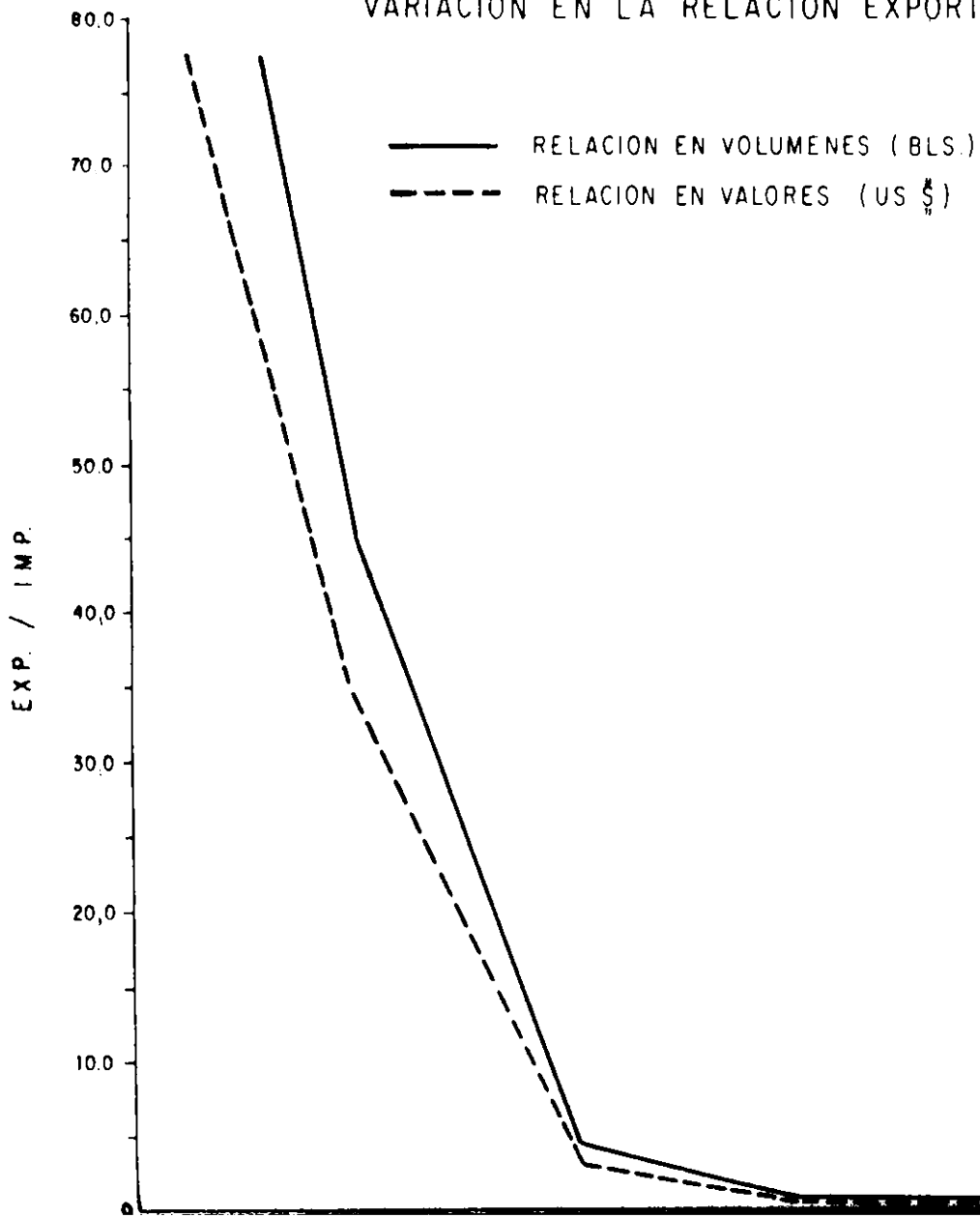
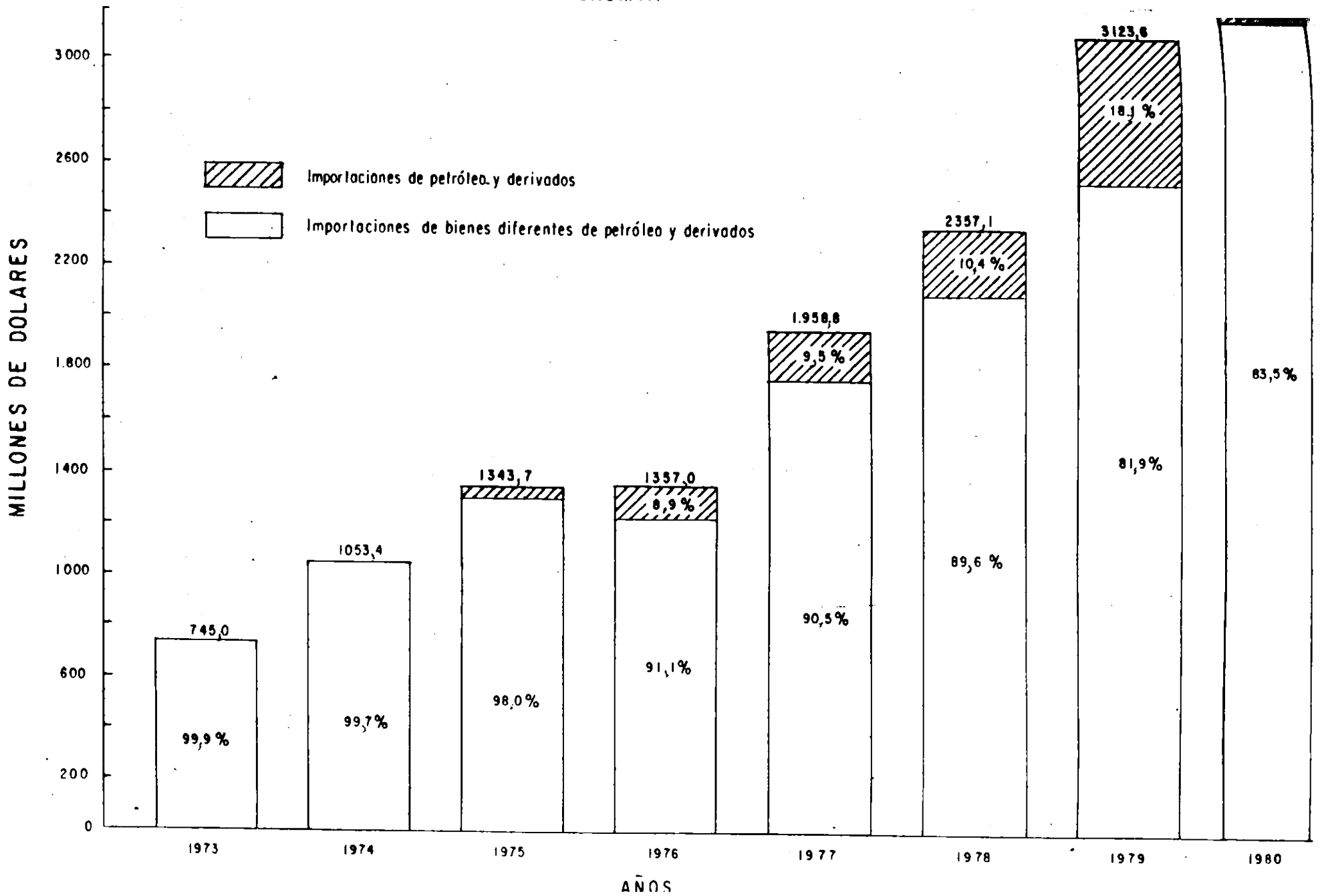


GRAFICO B

IMPORTACIONES TOTALES DE LA ECONOMIA



VII — SITUACION FINANCIERA

En el Cuadro "Estados Financieros Comparados" se observa la evolución de las diferentes cuentas de los estados financieros durante el período 1975-1979 y la proyección para 1980.

I. COMENTARIOS A PERDIDAS Y GANANCIAS

Los ingresos en pesos corrientes durante el período 1976-1979, crecieron de \$15.720 millones a \$42.400 millones, proyectándose para 1980 un nivel de los \$61.800 millones. Este crecimiento constante en pesos corrientes, que muestra un incremento anual aparente del 41% en promedio, durante los años 1976 - 1979 y de 45,7% entre 1979 y 1980, muestra el esfuerzo que se ha realizado en la política de aumento de precios internos que se ha venido aplicando para compensar los mayores costos de las importaciones.

Sin embargo, el costo de ventas presenta aumentos mayores al pasar de \$9.035 millones en 1976 a \$30.500 millones en 1979, con una proyección para 1980 de \$42.900 millones. El promedio anual de aumento en este caso para el período 76-79, es de 54,6%, esperándose para 1980 una reducción del incremento al 40%.

Como se observa en el Cuadro, la relación Costo de Ventas/Ingresos Totales pasa de 0,57 en 1976 a 0,72 en 1979, lo que significa que en 1976 de cada peso vendido se descontaban 57 centavos para cubrir los costos de ventas y que progresivamente esta relación aumenta para llegar en 1979 a necesitarse 72 centavos para cubrir los costos de cada peso vendido. Este deterioro progresivo en el margen de refinación se debe fundamentalmente al aumento en el costo de las importaciones de crudos y combustibles que año a año representan un mayor porcentaje dentro del costo de ventas. Para 1976 la relación Importaciones/Costo de Ventas es del 46%, mientras que para 1979 llega a 78%.

El hecho de que el costo de ventas haya aumentado en el período en una proporción mayor que los ingresos (Costo de Ventas 54,60/o; Ingreso 410/o), significa que los incrementos de precios internos no han sido suficientes para compensar el aumento que ha sufrido el costo de las importaciones por razón de su mayor volumen a precios crecientes en el mercado internacional.

No obstante lo anterior, la utilidad operacional presenta incremento promedio anual en el período 1976 - 1979 de 37,40/o, en pesos corrientes. Comprando este comportamiento con el aumento en el costo de ventas, se puede concluir que durante el período los gastos generales y de operación tuvieron un crecimiento menos que proporcional con respecto al de los costos de ventas y que por lo tanto la carga que representan estos gastos generales y de operación sobre los ingresos generales, ha sido cada vez menor.

Utilidad o pérdida neta: Con el fin de amortiguar la dependencia que se proyectaba cada vez mayor de productos importados, y con el doble fin de aprovechar al máximo los crudos disponibles y de obtener un mayor rendimiento de productos blancos en el proceso de refinación, la Empresa acomete una serie de inversiones. Para este propósito, como más adelante se analizará al tratar los balances generales, la Empresa busca financiación externa y aunque las condiciones de los préstamos fueron las corrientes, el hecho de tener que pagar los intereses correspondientes, afecta la utilidad neta en tal forma, que a partir de 1978 se convierte en pérdida, ya que no solo fue necesario financiar a largo plazo las inversiones, sino que se requirió financiar a corto plazo las importaciones de crudos y productos.

Proyección para 1980: Para este año la situación que se proyecta muestra un alivio en el deterioro financiero, porque se principia a recibir los beneficios de la entrada en operación de los proyectos, que juntamente con el aumento de precios decretado en mayo, hacen que la relación Costo de Ventas/Ingresos Totales disminuya a 0,69, disminuyendo la pérdida neta de \$964,5 millones en 1979 a \$204,9 millones en 1980.

2. COMENTARIOS A LOS BALANCES GENERALES

Al estudiar los Balances se observa que el Activo Total presenta un incremento promedio anual del 330/o, pasando de \$13.400 millones en 1975, a \$44.500 millones en 1979, debido principalmente al plan intensivo de inversiones, que también muestra un crecimiento promedio anual del 30.20/o en el período.

Los Pasivos Totales pasan de \$6.500 millones en 1975 a \$37.900 millones en 1979, con lo que muestran un incremento anual promedio del 570/o, por lo que en el término de cuatro (4) años se aumenta seis (6) veces su valor en términos corrientes. Este comportamiento de activos y pasivos le imprimen un carácter decreciente al patrimonio, que se visualiza mejor al expresar su valor en términos de pesos de 1975; en este caso disminuye con un promedio anual de 240/o en el período 75 - 79.

Como resultado de lo anterior, el nivel de endeudamiento pasó en el período, de 490/o al 840/o.

La proyección del balance para 1980 muestra que el nivel de endeudamiento disminuirá a 790/o, en especial por el efecto que se obtiene por el aumento de precios decretado en mayo y por el aporte de capital que el Gobierno Nacional ha ofrecido concederle a la Empresa por valor de US\$110 millones.

La participación de la deuda a corto plazo dentro del total del endeudamiento, refleja en parte el aumento de que han sufrido las cartas de crédito financiadas, que pasaron de US\$5,3 millones en 1975 a US\$245 millones en 1979. Es así como la deuda a corto plazo constituía el 450/o del pasivo total en 1975 y en 1979 llegó al 510/o. Para 1980 se espera que esta relación disminuya al 400/o, por el efecto de aplicar tanto el nuevo crédito autorizado por 100 millones de dólares, así como de los otros 100 millones de aumento de capital para la cancelación de parte de los créditos a corto plazo. Como resultado, el índice de solvencia para 1980, se vé mejorado.

3. ULTIMOS AUMENTOS DE LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLES

En el Cuadro siguiente se muestra la distribución de los últimos aumentos en los precios de los principales combustibles nacionales. En él se observa el esfuerzo realizado por el Gobierno Nacional para permitir a Ecopetrol absorber gran parte de la pérdida por importación de hidrocarburos adquiridos en el mercado internacional a precios muy superiores a los de su realización en el país. (Ver Cuadro Pág. 72).

4. PROGRAMA DE INVERSIONES

Para atender el crecimiento de la demanda de combustibles líquidos en el país, Ecopetrol ha venido realizando un programa mínimo de inversiones, el cual se resume para los dos últimos años en el siguiente cuadro:

| | MILLONES DE PESOS | | |
|-----------------------------|-------------------|--------------|------------------|
| | 1978 | 1979 | Presupuesto 1980 |
| <u>INVERSIONES</u> | | | |
| — Ordinarias | 536 | 677 | 1.636,8 |
| — Especiales | | | |
| Exploración y Explotación | 1.837 | 2.808 | 3.948,2 |
| Refinación y Petroquímica | 3.456 | 4.234 | 2.354,6 |
| Oleoductos | 903 | 632 | 1.060,4 |
| TOTAL DE INVERSIONES | 6.732 | 8.351 | 9.000 |

DISTRIBUCION DE LOS ULTIMOS AUMENTOS DE LOS PRECIOS
POR LOS PRINCIPALES COMBUSTIBLES EN EL PAIS

| | P E S O S P O R G A L O N | | | |
|--------------------------|---------------------------|-------------|-------------|------------|
| | Precio | | a Partir de | |
| | Anterior | Marzo 16/79 | Julio 13/79 | Marzo 2/80 |
| Gasolina Regular | | | | |
| Público | 16,00 | 20,00 | 26,00 | 34,00 |
| Ecopetrol y CEP | 8,10 | 11,47 | 16,71 | 20,12 |
| Otros | 7,90 | 8,53 | 9,29 | 13,88 |
| A. C. P. M. | | | | |
| Público | 15,00 | 18,50 | 24,50 | 34,00 |
| Ecopetrol y CEP | 8,93 | 12,18 | 17,96 | 22,17 |
| Otros | 6,07 | 6,32 | 6,54 | 11,83 |
| Queroseno | | | | |
| Público | 15,00 | 18,50 | 24,50 | 34,00 |
| Ecopetrol y CEP | 12,90 | 16,15 | 21,93 | 30,78 |
| Otros | 2,10 | 2,35 | 2,57 | 3,22 |
| Turbo-Combustible | | | | |
| Público (*) | 14,90 | 14,90 | 20,15 | 20,15 |
| Ecopetrol y CEP | 14,16 | 14,16 | 18,56 | 18,56 |
| Otros | 9,74 | 0,74 | 1,59 | 1,59 |

NOTA (*) Precio en planta de abasto.

72

PERDIDAS Y GANANCIAS

| | 1975 | 1976 | Variación % | 1977 | Variación % | 1978 | Variación % | 1979 | Variación % | Variación Promedio | Proyección | Variación |
|-------------------------------------|---------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|--------------------|------------|-----------|
| | MM\$ | MM\$ | 1975-1976 | MM\$ | 1976-1977 | MM\$ | 1977-1978 | MM\$ | 1978-1980 | 1976-1979 | % | 1979-1980 |
| Ingresos Totales | 8.488,8 | 15.719,9 | 85,0% | 21.816,6 | 39,0 | 24.734,8 | 13,0 | 42.395,4 | 71,0 | 41,0 | 61,0 | 45,7 |
| Costo de Ventas | 3.820,0 | 9.035,4 | 136,5% | 14.683,1 | 62,5 | 15.721,8 | 7,0 | 30.581,6 | 94,5 | 54,6 | 42.892,0 | 40,2 |
| Gastos Generales y de Operación | 2.622,7 | 4.474,2 | 70,5 | 5.193,7 | 16,0 | 6.167,4 | 18,7 | 7.546,8 | 22,3 | 19,0 | 11.724,1 | 59,3 |
| Importaciones | 725,0 | 4.244,3 | 585,4% | 7.234,7 | 70,4 | 11.064,7 | 52,9 | 23.979,4 | 116,7 | 80,0 | 34.061,2 | 42,0 |
| Utilidad Operacional | 1.744,8 | 1.340,9 | (23,1) | 1.705,0 | 27,1 | 2.278,0 | 33,6 | 3.456,8 | 51,7 | 37,4 | 6.002,8 | 91,0 |
| Utilidad (pérdida) Neta | 1.336,9 | 726,2 | (45,6) | 439,3 | (39,5) | (879,8) | (10,0) | (964,5) | (6,7) | (113,7) | (204,9) | 78,7 |
| - Costo Ventas/Ingresos Totales | 0,45 | 0,57 | | 0,67 | | 0,64 | | 0,72 | | | 0,69 | |
| - Importaciones/Costo Ventas | 19% | 46% | | 49% | | 70% | | 78% | | | 30% | |
| - Gastos Generales/Ingresos Totales | 30% | 28% | | 23% | | 25% | | 18% | | | 19% | |

BALANCE GENERAL

| | 1975 | 1976 | Variación % | 1977 | Variación % | 1978 | Variación % | 1979 | Variación % | Variación Promedio | Proyección | Variación |
|--|----------|-----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|------------|-------------|--------------------|------------|-----------|
| | MM\$ | MM\$ | 1975-1976 | MM\$ | 1976-1977 | MM\$ | 1977-1978 | MM\$ | 1978-1980 | 1976-1979 | % | 1979-1980 |
| Activo Corriente | 4.079,4 | 5.206,2 | 27,6 | 6.577,5 | 16,3 | 7.878,4 | 9,7 | 12.440,1 | 57,9 | 2 | 15.719,9 | 10,5 |
| Activo Fijo | 6.245,1 | 9.622,7 | 54,0 | 13.818,5 | 43,6 | 17.615,3 | 27,4 | 21.798,9 | 23,7 | 37,1 | 25.004,8 | 10,3 |
| Total Activo | 13.383,5 | 19.711,8 | 37,2 | 25.554,7 | 29,6 | 32.242,7 | 26,1 | 44.510,6 | 38,0 | 33,0 | 53.302,8 | 19,7 |
| Pasivo Corriente | 3.004,6 | 7.411,7 | 146,6 | 6.761,9 | (8,7) | 11.567,4 | 61,0 | 19.360,4 | 67,3 | 66,5 | 16.802,9 | (13,2) |
| Obligaciones Largo Plazo | 1.031,4 | 1.172,5 | 13,0 | 7.004,8 | 497,4 | 9.540,8 | 36,2 | 13.463,2 | 41,1 | 146,9 | 17.730,6 | 31,6 |
| Total Pasivo | 6.569,6 | 10.847,1 | 65,0 | 16.271,5 | 50,0 | 24.563,3 | 50,9 | 37.795,8 | 54,0 | 57,0 | 42.049,2 | 11,2 |
| Total Patrimonio | 6.813,9 | 8.864,7 | 30,0 | 9.283,2 | 4,7 | 7.679,4 | (17,2) | 6.714,8 | (12,5) | | 11.259,9 | 67,6 |
| Patrimonio Expresado en \$ del 75 | 6.813,9 | 6.642,3 | (2,5) | 5.005,2 | (24,6) | 3.391,1 | (32,2) | 2.135,1 | (37,0) | (24,0) | 2.719,2 | 27,3 |
| - Solvencia: Activo Corriente/Pasivo Corriente | 1,35 | 0,70 | | 0,97 | | 0,68 | | 0,64 | | | 0,82 | |
| - Endeudamiento: Pasivo Total/Activo Total | 49% | 35% | | 63% | | 76% | | 84% | | | 79% | |
| - Pasivo Corriente/Pasivo Total | 45% | 68% | | 41% | | 47% | | 51% | | | 40% | |
| - Capital Neto de Trabajo | 1.074,8 | (2.205,5) | (10,5) | (184,4) | 91 | (3.689) | (19,0) | (6.920,3) | (87) | (72,7) | (3.045,5) | |
| - Inversiones | 3.001,0 | 4.921,0 | 63,0 | 6.208,0 | 26,0 | 6.732,0 | 8,0 | 8.351,0 | 24,0 | 30,2 | 9.000,0 | |
| - Cartas de Crédito Financiadas MMUS\$ | | 6,3 | | 85,5 | | 114,0 | | 241,5 | | | 150,0 | |
| - Precio Prom. Gasolina C te. \$/G | 3,74 | 7,07 | 89,0 | 10,00 | 41,4 | 13,00 | 3,0 | 21,91 | 68,0 | 50,3 | 31,30 | |
| - Precio Prom. Importaciones de Crédito | | 12,47 | | 13,89 | | 13,63 | | 23,15 | 70 | | 29,50 | 27,4 |
| Tasa de Cambio | 31,12 | 34,87 | | 33,77 | | 39,10 | | 42,60 | | | 47,50 | |
| Tasas de Inflación | 17,07 | 25,07 | | 28,04 | | 18,07 | | 28,02 | | | 28,02 | |

73

ANEXOS

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

A N E X O I

SUBSIDIOS OTORGADOS POR ECOPETROL A LA ECONOMIA NACIONAL

La crisis petrolera mundial que se inició en 1973 ha afectado al país y directamente a la Empresa al tener que importar petróleo crudo y derivados en proporciones crecientes desde esta fecha. Lo anterior ha implicado que la Empresa Colombiana de Petróleos soporte, hasta el momento en forma directa y exclusiva, el impacto económico que supone comprar hidrocarburos en el mercado mundial y venderlos internamente a precios muy inferiores a su costo.

No obstante los esfuerzos realizados por el Gobierno Nacional, al reajustar los precios internos de los derivados del petróleo, Ecopetrol ha absorbido grandes pérdidas a través de los sistemas de subsidio, como se muestra a continuación:

1. Subsidio a las Importaciones de Petróleo y Gasolina

A continuación se presentan a partir de 1975 los montos por concepto de pérdidas por importación de petróleo y gasolina.

| | <u>1975</u> | <u>1976</u> | <u>1977</u> | <u>1978</u> | <u>1979</u> | <u>1980</u> |
|----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Millones de \$ | 591 | 2.587 | 3.386 | 4.382 | 12.793 | 17.699 |

2. Subsidio a las Electrificadoras

Ecopetrol ha tenido que subsidiar los combustibles consumidos por las empresas generadoras de energía eléctrica en el país, con el fin de evitar aumentos excesivos en las tarifas al público.

Este subsidio lo concede Ecopetrol para gas natural, ACPM y Fuel Oil y consiste en reintegrar a las electrificadoras la diferencia entre el precio al público de estos combustibles y una tarifa especial para dichas entidades.

Para 1975, cuando empezó a regir este subsidio, su monto fue de 91 millones de pesos y fue para 1979, de 2.031 millones de pesos.

| | <u>1975</u> | <u>1976</u> | <u>1977</u> | <u>1978</u> | <u>1979</u> |
|----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Millones de \$ | 91 | 708 | 1.123 | 1.210 | 2.031 |

3. Subsidio al Cocinol

En la misma forma y para evitar aumento en el costo de vida de las clases marginadas, se ha adoptado una política de mantener un precio al público para

el cocino, considerablemente inferior al precio de la gasolina regular.

| | <u>1975</u> | <u>1976</u> | <u>1977</u> | <u>1978</u> | <u>1979</u> | <u>1980</u> |
|----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Millones de \$ | - | - | 187 | 198 | 516 | 753(*) |

4. Subsidio al Fondo Vial

En 1967 el Congreso de la República aprobó la Ley 64 por la cual se creó el Fondo Vial. Lejos se estaba de pensar en una crisis petrolera, no solo a nivel nacional sino también mundial, en la forma como se ha presentado.

En esta Ley se establece un impuesto ad-valorem sobre la gasolina motor del 114% sobre el precio en refinería y del 55,5% al precio en refinería del A.C.P.M.

En el cuadro siguiente se presentan los ingresos recibidos por el Fondo Vial Nacional, entre 1972 - 1980. Cabe resaltar que la proyección para el año de 1980 alcanza la suma de 11.445 millones de pesos.

(*) No incluye la disminución en el subsidio producido por el aumento decretado a partir de junio de 1980.

INGRESOS RECIBIDOS POR EL FONDO VIAL 1972 -- 1980 Millones de Pesos

| | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 (1) |
|--|--------------|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|
| Gasolina Corriente | 761,2 | 800,6 | 936,7 | 1.211,8 | 2.157,1 | 3.067,7 | 3.985,7 | 5.679,0 | 8.358,5 |
| Gasolina Extra | 43,1 | 59,0 | 80,9 | 113,9 | 124,2 | 180,5 | 273,0 | 371,5 | 587,9 |
| ACPM y Asfaltos | 108,7 | 120,4 | 156,9 | 212,6 | 427,2 | 619,2 | 858,2 | 1.371,9 | 2.498,8 |
| TOTAL | 913,0 | 980,0 | 1.174,5 | 1.538,3 | 2.708,5 | 3.867,4 | 5.116,9 | 7.422,4 | 11.445,2 |
| Variación respecto año anterior o/o | | 7,3 | 19,8 | 31,0 | 76,1 | 42,8 | 32,3 | 45,0 | 54,2 |

(1) Estimado.

**SENSIBILIDADES ECONOMICAS DE LA VARIACION DE
LA DEMANDA DE GASOLINA Y PRODUCCION DE
PETROLEO CRUDO**

Los principales efectos negativos para Ecopetrol, que han incidido directamente en su situación financiera, han sido la declinación de la producción nacional de petróleo y el crecimiento en la demanda de combustibles. Una cuantificación de estos factores negativos con su incidencia en las finanzas de Ecopetrol, en la balanza de divisas del país y en el precio al público de los combustibles, se presenta a continuación:

A. SENSIBILIDAD ECONOMICA DE LA VARIACION DEL 1º/o EN LA TASA DE DECLINACION DE LA PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO

| | | |
|--|---------|---|
| — Producción de crudo año 1979 | 123.400 | BLS/DIA. |
| — Variación del 1º/o | 1.234 | BLS/DIA |
| — Costo de importación del crudo Promedio 1er. semestre 1980 | 28 | US\$/BL. |
| — Realización de productos | | |
| 40º/o Gasolina x 17,80 = | 7,12 | US\$/BL. |
| 36º/o ACPM x 19,60 = | 7,06 | US\$/BL. |
| 24º/o Combustóleo x 21,23 = | 5,10 | US\$/BL. |
| Realización para Ecopetrol | 19,28 | US\$/BL. |
| — Pérdida por importación del crudo 28 - 19,28 US\$/BL. | 8,72 | US\$/BL. de crudo |
| — Efecto en la variación del 1º/o en la producción nacional de petróleo | 3,9 | millones de dóla- res al año de pér- dida para Ecopetrol. |

Si se lograra aumentar la producción nacional de petróleo en un uno por ciento, el país tendría un ahorro de divisas de 12,6 millones de dólares y Ecopetrol dejaría de perder 3,9 millones de dólares al año, esto representaría un menor costo al público de 30 centavos por galón, referidos a términos de consumo y precio actual de la gasolina motor.

B. SENSIBILIDAD ECONOMICA DE LA VARIACION DEL 1º/o EN LA DEMANDA DE GASOLINA

| | | |
|---|--------|--|
| — Demanda 1979 | 69.220 | BLS/DIA. |
| — Variación 1º/o en incremento | 692 | BLS/DIA. |
| — Costo de importación en Junio/80 | 44,10 | US\$/BL. |
| — Pérdida por Importación de Gasolina (44,10 - 17,80) US\$/BL. | 26,30 | US\$/BL. |
| — Efecto en la variación del 1º/o en el Incremento por año | | 6,6 Millones de dóla- res al año de pér- dida para Ecope- trol. |

Por cada uno por ciento en que disminuya el crecimiento de la demanda, el país ahorraría importaciones por un valor de 11 millones de dólares y Ecopetrol reduciría su pérdida en 6,6 millones de dólares al año, lo que representaría un menor costo al público de 50 centavos por galón de gasolina, basado en la estructura y precios vigentes.

B -- ELECTRICIDAD

1- I.S.A.

INTRODUCCION

Por las decisiones de carácter institucional tomadas y por el adelanto significativo logrado en la construcción de los proyectos, los años 1979-1980 han dado lugar a una consolidación del Sector Eléctrico Colombiano. El esfuerzo continuo en la planeación y en la acción ha permitido dar respuesta a los dilemas existentes y a las necesidades inmediatas, sin descuidar el énfasis que deben tener las prioridades de largo plazo.

Se han adoptado decisiones de carácter institucional que han ratificado la consolidación de un esquema que gira alrededor de un sistema nacional interconectado, con planeación integral y operación coordinada para el sector en cabeza de ISA. Con la participación activa de sus socios, a través de sus sistemas regionales, esta empresa, como actividad prioritaria, debe buscar la óptima asignación del recurso energético, con especial cuidado en el mantenimiento de un delicado equilibrio de las cargas financieras, técnicas y de construcción de todas las empresas del sector. Las definiciones tomadas en el llamado "Acuerdo de Cali" permitieron a su vez tener una clarificación total de los objetivos y los planes de acción de las empresas, especialmente en los trabajos iniciales básicos para la realización del programa de generación 1984-1988.

El sector eléctrico, al cual se le ha dado una especial prioridad en el Plan de Integración Nacional (PIN), cuenta en el campo de la generación y transmisión con un marco institucional definido, el cual está complementado con un diagnóstico muy amplio de sus posibilidades, con políticas de desarrollo claramente trazadas, y con un plan de construcción de proyectos asignados a cada una de las empresas.

El Estudio del Sector de Energía Eléctrica (ESEE) permitió determinar un gran potencial de recursos hidroeléctricos e identificó posibilidades a su vez en

el campo térmico. Sin embargo, contar con estos recursos y con un esquema de planeación y acción claro es condición necesaria pero no suficiente para lograr el desarrollo del sector eléctrico. A su vez, es necesario disponer de los recursos de capital que se requieren para llevar a cabo el amplio programa de construcción propuesto. He aquí el reto que tiene el país y concretamente el sector: poder contar con los recursos financieros necesarios para la realización de las grandes expansiones que exige el crecimiento de la demanda.

De acuerdo con lo planteado por el PIN, se debe buscar la autosuficiencia financiera del sector, la cual únicamente se podrá obtener si se logra una mejora significativa en la generación interna de fondos a través de una mayor captación de recursos. Esto podrá darse si se establece una estructura tarifaria adecuada que contemple incrementos tarifarios mayores a los actualmente existentes. Debe a su vez complementarse este punto con la creación de un mecanismo de financiación interna amplio, estable y seguro. Ha querido así el PIN que el esfuerzo por generar los recursos no sea exclusivamente fiscalista sino que sea logrado esencialmente con recursos derivados de una mayor eficiencia en la captación y utilización del ahorro interno. Debe entonces tenerse bien presente hasta dónde es posible este esfuerzo por incrementos tarifarios y hasta dónde debe lograrse con recursos fiscales y ahorro interno. Las políticas, los planes y las metas deben ser coherentes y deben mantenerse, pues no puede haber lugar a equívocos y para que esto no ocurra deben tenerse bien presentes las necesidades financieras del sector dentro de la programación presupuestaria, financiera y monetaria del país.

Fruto de una sólida planeación, colaboración y capacidad técnica en el equipo de trabajo, Interconexión Eléctrica S.A. pudo presentar los resultados finales del Estudio del Sector de Energía Eléctrica (ESEE), el cual se venía realizando desde el año de 1974 con la asistencia técnica de la República Federal de Alemania. Este estudio permitió determinar el Inventario Nacional de Recursos Hidráulicos y desarrolló refinadas metodologías de planeamiento a mediano y largo plazo, siendo un aporte decisivo a la planeación integrada del sector.

En los próximos diez años el sector no podrá decirle al país que su menor desarrollo relativo se debe a carencia de políticas y planes específicos de construcción. Podrá tan solo decirse si no se ha contado con los recursos de capital que se requieren para su expansión. Esto debe ser claramente entendido por el sector, el gobierno y el país para que se tomen desde ahora las medidas que permitan fortalecerlo y consolidarlo, sabiendo de antemano que se requiere un gran esfuerzo global para lograrlo.

I - OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

1. PASADO Y PRESENTE DE LA OFERTA Y DEMANDA DE ELECTRICIDAD

En esta última década la capacidad instalada del país ha aumentado en promedio un 10% anual, al pasar de 2.077 MW en el año de 1970 a 4.047 MW en el año de 1979, lo que significa un incremento del 94%. A su vez, la energía generada por el Sistema Eléctrico Colombiano en 1970 fué de 7.838 GWH, contra 17.737 GWH en el año de 1979, lo que equivale a un crecimiento de 125% y representa un incremento promedio anual del 9.5%. Los anteriores aumentos han sido posibles por ser el Sector Eléctrico un soporte directo dentro proceso de desarrollo del país y actualmente sector prioritario dentro del Plan de Integración Nacional (PIN).

Con una tasa de crecimiento promedio en los últimos años del 8.4% en la demanda pico, y aproximadamente del 10% en el consumo, la demanda de energía eléctrica ha tenido un crecimiento mucho más acelerado que la economía general del país. Han sido los principales factores impulsores de ella la rápida expansión del sector industrial, el acelerado proceso de urbanización y la ampliación del servicio eléctrico a las zonas marginadas urbanas y rurales. En el gráfico No. 1 del Anexo Final se observan las tasas de crecimiento del Producto Bruto y las ventas totales de energía eléctrica.

Durante el año de 1979 las tasas de crecimiento registradas en el Sistema Central Interconectado mostraron un crecimiento del 10.5% para energía y del 10.6% para potencia. A su vez, el factor de carga promedio anual obtenido fué del 60% y el factor de diversidad diaria promedio del 3.2%. El pico máximo de potencia registrado fué de 2.794 MW y la demanda total de energía de 14.687 GWH.

Los mismos factores para el sistema CORELCA fueron respectivamente 465 MW y 2.873 GWH.

Es importante hacer notar que la tasa anual de crecimiento promedio de la demanda pico del 8.40/o obtenida en esta década resulta de un factor de carga promedio del 59.20/o.

El desarrollo del sector se ha basado fundamentalmente en la hidroelectricidad, representando en esta década, en promedio, un 700/o de la capacidad total instalada, de cuyo total aproximadamente 500/o ha sido generado en plantas mayores de 100 MW. Un inventario recopilado por el ESEE en 1976 indicaba que la mayoría de las ciudades y pueblos, a excepción de los más grandes o de los que se encontraban interconectados, tendían a abastecerse por medio de plantas Diesel con capacidades instaladas inferiores a 3 MW. Muchas de estas plantas, con vida útil restante corta y con precio del combustible utilizado relativamente alto, han sido retiradas del servicio como consecuencia de la electrificación de las pequeñas ciudades.

TASAS DE CRECIMIENTO ENERGIA Y POTENCIA — 1979

| SISTEMA | ENERGIA (0/o) | POTENCIA (0/o) |
|-----------------------|---------------|----------------|
| E.E.E.B. | 12.1 | 10.3 |
| E.P.M. | 9.2 | 6.5 |
| C.V.C. | 8.1 | 6.3 |
| NORDESTE | 10.0 | 9.0 |
| CHEC + Tolima ± Huila | 11.4 | 8.7 |
| CED/CED | 18.4 | 11.7 |
| CORELCA | 12.6 | 11.5 |

A partir de 1970, el consumo de energía eléctrica por sectores ha tenido en términos generales un crecimiento similar y una participación igual en el consumo total. Aunque dependiendo de las condiciones económicas existentes, estas cifras pueden variar de año en año; los comportamientos presentados han sido en promedio los siguientes:

- El sector residencial: crecimiento del 10.50/o y participación en el consumo total del 350/o.
- El sector industrial: crecimiento del 90/o y participación constante en el consumo del 280/o.
- El sector comercial y oficial: crecimiento del 9.20/o y participación del 170/o.

- Las pérdidas por transmisión y distribución, así como el consumo propio de las plantas, han tenido un incremento promedio anual del 10.60/o, representando en promedio un 200/o de toda la energía generada.

ISA realizó en agosto de 1978 una muestra de hogares cuyos resultados son presentados en los cuadros Nos. 1 y 2 del Anexo Final. Estos cuadros muestran la distribución porcentual del número de consumidores y la distribución porcentual de consumos anuales por rangos de consumo para las cuatro principales ciudades del país. La interpretación de estos cuadros permite determinar que las ciudades de Medellín y Cali presentan un consumo más alto promedio de energía que Bogotá y Barranquilla. Esto es debido en gran parte a la utilización de sustitutos de energía, como el gas, el petróleo y la gasolina en estas ciudades. Los resultados globales obtenidos muestran que el 62.570/o de los suscriptores consumen menos de 400 KWh/mes, y que el 73.980/o del consumo total de energía es hecho por rangos de consumo menores a 400 KW h/mes.

En el cuadro No. 3 del Anexo Final se muestra la demanda máxima y la capacidad instalada del Sistema Central en el período 1974-1979.

2. PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

A - METODOLOGIA

El modelo específico utilizado por el Estudio del Sector de Energía Eléctrica (ESEE) para estimar la demanda regional y total de energía eléctrica en el largo plazo involucra tanto aspectos analíticos como refinadas técnicas matemáticas. Los aspectos analíticos se asumen explicatorios y determinantes de la demanda y se basan en principios económicos reconocidos; los cambios en estos factores permiten analizar la sensibilidad del sistema y determinar diferentes proyecciones de demanda.

El modelo, el cual se presenta en el diagrama No. 1 del Anexo Final, consta de dos módulos: El módulo de consumo (PRODEM) y el módulo de agregación (DEMPIC).

El PRODEM determina la demanda de cada una de las principales clases de consumidores de acuerdo con los factores explicatorios de cada uno de ellas, y el Dempic efectúa la agregación que permite finalmente determinar las proyecciones de consumo a nivel departamental y sectorial de energía y los valores regionales futuros de la demanda pico. Estas proyecciones de factor de carga y demanda pico se utilizan primordialmente para planear la expansión requerida del sistema, pero algunos de los resultados podrían ser significativos para determinar los efectos de diferentes políticas energéticas estatales.

B - RESULTADOS

El modelo del ESEE estima que el consumo total de energía eléctrica presentará una tasa promedio de aumento anual del 8.90/o entre 1977 y 2000

y alcanzará un valor de 90.750 GWH en el último año, es decir, un incremento con respecto al consumo presentado en 1979 de aproximadamente 515^o/o.

Los resultados obtenidos por sectores de consumo y por regiones, permitieron proyectar los siguientes aumentos promedios anuales:

| | |
|--------------------------------|----------------------|
| - Consumo Residencial: | 7.8 ^o /o |
| - Consumo Industrial : | 10.0 ^o /o |
| - Consumo Comercial y Oficial: | 8.8 ^o /o |

Estas tasas de crecimiento proyectadas producirán un cambio significativo en la composición porcentual del consumo de energía eléctrica entre los sectores residencial e industrial. El sector residencial disminuirá su participación en un 10^o/o de la participación existente hoy del sector residencial.

**PARTICIPACION SECTORIAL DEL CONSUMO
DE ENERGIA ELECTRICA 1977-2000**
(^o/o)

| SECTOR | 1977 | 1985 | 2000 |
|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Residencial | 42.1 | 36.9 | 32.4 |
| Industrial | 37.6 | 43.7 | 47.8 |
| Comercial | 12.6 | 11.9 | 12.3 |
| Oficial | 7.7 | 7.5 | 7.5 |
| TOTAL | 100.0 | 100.0 | 100.0 |

Teniendo presente que los cambios en los porcentajes futuros de pérdidas se consideran ligeramente menores y que el consumo propio de las plantas se mantendrá en porcentaje constante, se considera que la energía generada mostrará una tasa promedio de aumento anual del 8.9^o/o, alcanzando en el año 2000 la cifra de 108.000 GWH de energía generada, con una demanda pico de 20.500 MW y una capacidad instalada de 23.622 MW.

**DEMANDA NACIONAL DE ENERGIA Y DE POTENCIA PICO
PROYECCIONES 1977 - 2000**

| Año | Consumo GWH | Energía Generada GWH | Demanda Pico MW |
|------|----------------|----------------------------|-----------------------|
| 1977 | 12.776 | 15.111 | 2.876 |
| 1980 | 18.462 | 21.807 | 4.143 |
| 1985 | 28.593 | 33.789 | 6.389 |
| 1990 | 43.170 | 51.169 | 9.704 |
| 1995 | 63.181 | 75.015 | 14.251 |
| 2000 | 90.750 | 107.941 | 20.541 |

La determinación de la demanda nacional de energía y potencial es el factor relevante dentro de la planeación del sector. La anterior consideración está basada en el hecho de que la integración de los diferentes sistemas eléctricos regionales en un sistema nacional interconectado ha permitido que la planeación del sector sea agregada, tratando de encontrar siempre la sucesión de proyectos que, cubriendo la demanda nacional de energía y potencia, conformen un programa de expansión a nivel nacional de mínimo costo. La tasa de crecimiento proyectada para la demanda del 8.9^o/o anual ha sido obtenida después de considerar las siguientes tasas proyectadas anuales para las demandas regionales:

| | |
|--|----------------------|
| Norte (Costa Atlántica): | 9.8 ^o /o |
| Nordeste (Boyacá, Norte de Santander y Santander): | 8.5 ^o /o |
| Noroeste (Antioquia y Chocó): | 8.9 ^o /o |
| Centro (Bogotá, Cundinamarca y Meta): | 8.4 ^o /o |
| Centro Sur (Huila, Tolima y Caquetá): | 7.8 ^o /o |
| Centro-Oeste (Caldas, Quindio y Risaralda): | 7.0 ^o /o |
| Sur (Cauca y Nariño): | 10.4 ^o /o |
| Surroeste (Valle del Cauca): | 9.6 ^o /o |

Estos crecimientos harán que la distribución regional dentro del consumo total de energía también sufra algunos cambios. La participación de la región norte en el consumo total aumentará en un 3.5^o/o alcanzando un 18.5^o/o en el año 2000. El suroeste aumentará su consumo relativo en un 20^o/o. La región noroeste mantendrá una participación constante del 23.2^o/o en el largo plazo, semejante al de la región central (23.9^o/o) la cual decrecerá en un 2.4^o/o su participación en el total.

PARTICIPACION REGIONAL EN EL CONSUMO
DE ENERGIA ELECTRICA 1977-2000
(%)

| Región | 1977 | 1985 | 2000 |
|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Norte | 15.0 | 18.9 | 18.5 |
| Nordeste | 11.7 | 12.4 | 10.1 |
| Noroeste | 23.1 | 22.4 | 23.2 |
| Centro | 26.3 | 23.1 | 23.9 |
| Centro-Sur | 2.7 | 2.4 | 2.2 |
| Centro-Oeste | 5.4 | 4.5 | 3.6 |
| Sur | 2.3 | 2.6 | 3.1 |
| Suroeste | 13.5 | 13.7 | 15.4 |
| TOTAL | 100.0 | 100.0 | 100.0 |

Los factores determinantes para estimar la demanda total del sistema se variaron con tres pronósticos (mínimo, principal y máximo), teniendo en cuenta diferentes estimativos estadísticos y juicios de valor sobre los valores más probables de dichos factores. Los resultados obtenidos para las tres variantes del pronóstico presentaron una desviación $\pm 17\%$ con respecto a los resultados de la proyección principal. Se obtuvo un límite interior de 89.400 GWH en energía y 17.000 MW en demanda pico respectivamente para el año 2000.

Los valores máximos proyectados alcanzarían 126.100 GWH y 24.000 MW para el mismo año. En el cuadro No. 4 del Anexo Final se muestra las proyecciones de la demanda nacional de energía, potencia pico y capacidad instalada para el período 1977-2000.

II - PLANEAMIENTO DEL SECTOR A CORTO Y MEDIANO PLAZO

1- PROGRAMA DE GENERACION

A - CAPACIDAD DE GENERACION EXISTENTE

En respuesta a la alta demanda de energía y en cumplimiento de una de las principales políticas gubernamentales en el campo de la infraestructura física, el Sector Eléctrico emprendió a partir de 1974 un amplio programa de expansión de su capacidad instalada, el cual ha sido continuado sin interrupción gracias a la planeación ordenada y detallada que se ha venido realizando. Ya se mencionó que, con una tasa de crecimiento de la demanda de alrededor del 10%, el sector necesita duplicar su capacidad de generación aproximadamente cada 7 años, objetivo éste para el cual se adelantan ambiciosos programas de expansión.

La actual capacidad de generación del país es de 4317 MW, de los cuales 2933 MW corresponden a generación hidráulica y 1384 MW a térmica. Resulta así que el 67.9% de la capacidad de generación utiliza el recurso hídrico, correspondiendo a fuentes térmicas el 32.1%, de los cuales el 7.1% es con base en carbón, el 20.9% con base en gas natural y el 4.1% con derivados del petróleo.

Se encuentra, a su vez, diversificada la generación entre las diferentes empresas socias de ISA, sin corresponder a ninguna de ellas más del 23% del total instalado. Dependiendo de su área de cubrimiento, y de las fuentes alternativas para generación que se encuentren localizadas en las mismas, la capacidad instalada actual en el país presenta la siguiente composición.

CAPACIDAD INSTALADA A JULIO 1980

| Empresa | MW | o/o | Hidr. | Carbón | Gas | Der. Petroleo |
|-------------------------|--------------|--------------|--------------|------------|------------|---------------|
| EEEB | 687 | 15.9 | 551 | 136 | — | — |
| EPM | 991 | 23.0 | 991 | — | — | — |
| CVC-CHIDRAL | 584 | 13.5 | 534 | 50 | — | — |
| ICEL-CHEC ^{1/} | 753 | 17.4 | 357 | 119 | 142 | 135 |
| CORELCA | 802 | 18.6 | — | — | 158 | 44 |
| ISA | 500 | 11.6 | 500 | — | — | — |
| TOTAL | 4.317 | 100.0 | 2.933 | 305 | 900 | 179 |

Se observa como CORELCA presenta un sistema exclusivamente térmico basado en la generación a base de gas con altos costos. No cuenta con recursos hidráulicos que le permitan realizar una generación a menores costos y disponer de una fuente más segura de generación. De lo anterior se desprende la conveniencia de dos proyectos de los cuales se hablará más adelante: El Proyecto Alto Sinú y la Interconexión a 500 KV con el centro del país.

Cabe anotar que existen algunos autoprodutores privados siendo los dos más importantes Ecopetrol con 121 MW y Paz de Río con 20 MW, pero para efectos de la expansión del sistema no se tienen en cuenta.

Como se indica en el Cuadro, en la actualidad cerca del 39% de la generación corresponde al área de Bogotá y Medellín, y el resto a las demás regiones del país.

En la Figura No. 1 del Anexo Final se presentan las principales centrales generadoras que actualmente se encuentran en operación.

B - EN CONSTRUCCION 1980 — 1983

Se considera por criterios técnicos, económicos y financieros que el desarrollo del sector eléctrico se debe basar predominantemente en la utilización del gran potencial hidroeléctrico que se posee, pero adicionalmente se considera la necesidad de construcción de algunas térmicas, de menor capacidad que las hidroeléctricas, las cuales tienen menores costos de instalación, más rápida construcción y permiten una mayor confiabilidad en el suministro de energía ya que son independientes de las condiciones hidrológicas existentes.

1/ Incluye 120 MW de Ecopetrol y 20 MW de Paz de Río. No se incluye otro tipo de autoprodutores industriales, ni localidades abastecidas por centrales menores que no se encuentran interconectadas a los sistemas mencionados.

Es por lo anterior que el actual plan de proyectos en construcción comprende la instalación de este tipo de centrales en forma complementaria de los proyectos hidroeléctricos. Con el programa trazado y actualmente en ejecución, la capacidad instalada al final de 1983 será de 7528 MW, de los cuales el 75% serán hidroeléctricos y el 25% termoeléctricos.

La capacidad instalada y el tipo de generación que se utilizará por las diferentes entidades que conforman el sector eléctrico a finales de 1983, se indican en el cuadro siguiente:

CAPACIDAD INSTALADA A FINALES 1983 — SISTEMA INTERCONECTADO

| Empresa | MW | o/o | Hidr. | Carbón | Gas | Deriv. P. |
|----------------|-------------|-------------|-------------|------------|------------|------------|
| EEEB | 1287 | 17.1 | 1151 | 136 | — | — |
| EPM | 1010 | 13.4 | 1010 | — | — | — |
| CVC-CHIDRAL/1 | 764 | 10.1 | 714 | 50 | — | — |
| ICEL-CHEC/2/3 | 899 | 12.0 | 357 | 317 | 105 | 120 |
| CORELCA/4 | 908 | 12.1 | — | 150 | 758 | — |
| ISA | 2660 | 35.3 | 2428 | 132 | 100 | — |
| TOTAL/5 | 7528 | 100% | 5660 | 785 | 963 | 120 |

1/ Se incluye la Central de Salvajina la cual entrará en operación en Enero/84.

2/ Se retiran 52 MW entre 1980 — 1982.

3/ Incluyen autoprodutores. Ecopetrol 120 MW y Paz de Río 20 MW.

4/ Se retiran 44 MW generados con el Fuel Oil al entrar la interconexión ISA — CORELCA.

5/ No se incluyen autoprodutores industriales (223 MW) diferente a los incluidos en el Mercado ICEL.

Es importante resaltar tres hechos que se desprenden de este cuadro:

- La capacidad instalada tendrá un incremento del 74% entre julio 1980 y diciembre de 1983.
- Para este mismo período, ISA pasará de representar el 11.6% de los MW instalados a tener el 35.3% del total del país, lo que le permitirá poner a disposición de sus empresas socias un porcentaje importante de los requerimientos del país por energía y potencia.
- El incremento en la generación térmica será de un 34%, lo cual representará una diversificación importante de la fuente tradicional de generación en el país: la hidroelectricidad.

El actual programa de construcción de proyectos de ISA y sus socios es el siguiente:

(Continuación)

SISTEMA DE GENERACION — PROYECTOS EN EJECUCION
1980 — 1983

| Central | Clase | Capac. MW | Semestre Operación | Entidad Ejecutora |
|------------------|-------|--------------|--------------------|-------------------|
| Zipaquirá IV | T | 66 | 1o. 1981 | ISA-EEEE |
| Chivor II | H | 500 | 1o. 1981 | ISA |
| Paipa III | T | 66 | 2o. 1981 | ICEL |
| Chinú | T | 100 | 2o. 1981 | ISA |
| Ayurá | H | 19 | 1o. 1982 | EPM |
| Zipaquirá V | T | 66 | 1o. 1982 | ISA |
| El Paraíso-Guaca | H | 600 | 1o. 1982 | EEEE |
| San Carlos I | H | 620 | 2o. 1982 | ISA |
| Cerrejón I | T | 150 | 1o. 1983 | CORELCA |
| Tasajero | T | 132 | 1o. 1983 | ICEL |
| San Carlos II | H | 620 | 2o. 1983 | ISA |
| Jaguas | H | 170 | 2o. 1983 | ISA |
| Cálderas | H | 18 | 2o. 1983 | ISA |
| Salvajina | H | 180 | 1o. 1984 | CVC |
| TOTAL | | 3.307 | | |

SISTEMA DE GENERACION
PROYECTOS ADICIONALES 1980 — 1983

| Proyecto | Semestre Operación | Entidad Ejecutora | Observaciones |
|---|--------------------|-------------------|--|
| Chingaza | 2o. 1981 | EEEE | 13.5 m ³ /seg |
| Interconexión a 500 KV | 2o. 1981 | ISA | Entran 759 MW de Corelca al Sistema Interconectado |
| Desviaciones ríos Pajarito, Nechi y Dolores | 1o. 1982 | EPM | 9.0 m ³ /seg |

(Continúa) . . .

| Proyecto | Semestre Operación | Entidad Ejecutora | Observaciones |
|---|--------------------|-------------------|---------------------------|
| Desviaciones río Tunjita a Chivor | 2o. 1982 | ISA | 12.5 m ³ /seg. |
| Desviaciones ríos Negro, y Rucio a Chivor | 2o. 1982 | ISA | 8.1 m ³ /seg. |

Dentro de este programa es interesante resaltar la ejecución de dos programas de emergencia con miras a solucionar los déficits en el suministro de energía de los años 1981 - 1983, ocasionados por atrasos en la ejecución de algunos proyectos.

Los proyectos incluidos en cada uno de los dos programas fueron los siguientes:

— Primer Programa de Emergencia

Fue declarado así en el año 1977 y comprende los proyectos Termozipa IV, Termo Paipa III y las ampliaciones de Termo Barranquilla, Termo Cartagena y la desviación de los ríos Negro, Rucio y Tunjita al embalse La Esmeralda (Central de Chivor).

-- Segundo Programa de Emergencia

Fue declarado en el segundo semestre de 1979 y comprende los proyectos Turbogas Chinú (100 MW) y Termozipa V (66 MW).

Como se puede observar, los proyectos que han de realizarse en estos programas de emergencia son esencialmente térmicos, que aprovechan el rápido período de construcción y buscan solucionar atrasos críticos presentados en el corto plazo para el cubrimiento de la demanda. Al determinarse su instalación, necesariamente la planeación de la expansión se desvía del programa de mínimo costo, pero se evitan los racionamientos de energía y potencia que necesariamente implicarían mayores costos para la economía del país.

C : RECOMENDADO 1984 — 1988

Actualmente se encuentran en proceso de realización los estudios complementarios y el diseño de los proyectos que se tienen planeados entrarán en proceso de operación durante el período 1984-1988. De acuerdo con el plan propuesto para la expansión de la generación, mostrado en el cuadro siguiente, la capacidad instalada del país, al final de 1988, será de 10.684 MW, de los cuales 8.666 MW serán hidroeléctricos y 2.018 termoelectrónicos.

**EXPANSION DE LA GENERACION RECOMENDADA PARA
1984 - 1988**

| Central | Tipo | Capac. MW | Año | Entidad Ejecutora |
|--------------|------------------|--------------|------|----------------------|
| Cerrejón II | Termoel. (carb.) | 150 | 1984 | Corelca |
| Guadalupe IV | Hidroeléctrica | 216 | 1985 | EPM |
| Betania | Hidroeléctrica | 500 | 1985 | ICEL |
| Playas | Hidroeléctrica | 240 | 1986 | EPM |
| Guavio | Hidroeléctrica | 1.000 | 1986 | EEEE |
| Urrá I y II | Hidroeléctrica | 1.050 | 1988 | ISA-Corelca |
| TOTAL | | 3.156 | | |

Es importante resaltar que según lo acordado por el sector, ISA participa con:

Un 50% de los derechos de energía y potencia del proyecto Betania; un 40% de los derechos de energía y potencia del proyecto Guavio y un 50% de la propiedad del proyecto Alto Sinú (Urrá I y II).

De esta forma, aunque sin estar ISA participando directamente en la construcción de los proyectos propuestos, se estará garantizando a todas las empresas del sector la disponibilidad de la energía que requieran al contar en el año 1988 con 3.703 MW, que representarán el 34.6% de la capacidad instalada.

Actualmente, se encuentra en proceso de estudio una amplia gama de proyectos de generación que entrarían en operación entre 1988-1992, los cuales serán evaluados con los criterios de planeamiento a nivel global determinados por ISA, con el objeto de conformar el próximo programa de generación 1988-1992. La lista de estos estudios se presentará más adelante.

CAPACIDAD INSTALADA A FINALES 1988^{1/}

| Empresa | MW | o/o | Hid. | Carbón | Gas | Der. Petróleo |
|--------------------|-------|------|-------|--------|-----|------------------|
| EEEE ^{2/} | 2.019 | 18.9 | 1.751 | 268 | — | — |
| EPM | 1.466 | 13.7 | 1.466 | — | — | — |
| CVC-CHIDRAL | 764 | 7.2 | 714 | 50 | — | — |
| ICEL-CHEC | 1.149 | 10.8 | 607 | 317 | 105 | 120 |

(Continuación)

| Empresa | MW | o/o | Hid | Carbón | Gas | Der. Petróleo |
|--------------|---------------|--------------|--------------|------------|------------|------------------|
| CORELCA | 1.583 | 14.8 | 525 | 300 | 758 | — |
| ISA | 3.703 | 34.6 | 3.603 | — | 100 | — |
| TOTAL | 10.684 | 100.0 | 8.666 | 935 | 963 | 120 |

1/ Incluyen la distribución aceptada sobre la disponibilidad de energía y potencia de los proyectos.

2/ Se traspasan 132 MW de ISA a EEEB (Termozipa IV-V).

2 - PROGRAMA DE TRANSMISION

A - SISTEMA DE TRANSMISION EXISTENTE

Ha sido política del sector que a la par del plan de generación se realice un programa de transmisión y subtransmisión destinado a procurar el suministro de energía a regiones marginadas y, en especial, a determinadas áreas rurales. Esta política ha permitido que a través de un gran esfuerzo el país pueda contar a finales de 1979 con 1988 kilómetros de líneas, a un nivel de 220 KV, de los cuales 939 son de circuito sencillo y 1049 de doble circuito. Se cuenta igualmente con 4220 kilómetros de redes de menor tensión de 115 KV, de los cuales 3.381 son de circuito sencillo y 839 de doble circuito. Estas líneas están básicamente destinadas a la distribución regional y tienen como tal poca influencia en la planeación de la expansión de la red de alta tensión realizada por ISA, siendo las empresas socias de ésta las encargadas de determinar el plan requerido de expansión para las líneas a 115 KV.

**SISTEMA DE TRANSMISION EXISTENTE HASTA 1979
KM DE LINEAS A 115 KV Y 220 VK**

| | Km. a 115 KV | | | Km a 220 KV | | | Total Km. |
|--------------|--------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| | 1 Circuit. | 2 Circ. | Subt | 1 Circ. | 2 Circ. | Sub. | |
| EEEE | 678 | 15 | 693 | — | — | — | 693 |
| EPM | 547 | 90 | 637 | — | 116 | 116 | 753 |
| CVC-CHIDRAL | 184 | 264 | 448 | 135 | — | 135 | 583 |
| ICEL-CHEC | 1569 | 470 | 2038 | 365 | — | 365 | 2403 |
| CORELCA | 404 | — | 404 | 240 | 118 | 358 | 762 |
| ISA | — | — | — | 199 | 815 | 1014 | 1014 |
| TOTAL | 3381 | 839 | 4220 | 939 | 1049 | 1988 | 6208 |

B - SISTEMA EN EJECUCION 1979 - 1983

A la par del programa de generación en ejecución, se está realizando un programa de transmisión que vincula los centros de producción, con las líneas centrales de transmisión y con los centros de consumo. Para el período considerado se tiene planeada una expansión en la red de transmisión de 1.404 Km, de los cuales 519 serán de circuito sencillo a 500 KV, y 885 KM serán a 220 KV. Se obtendrá de esta forma un incremento del 70% en la longitud total de líneas de transmisión de alta tensión. Igualmente se tiene planeado el tendido de 997 Km de líneas a 115 KV, de las cuales 801 serán a 1 circuito y 196 a 2 circuitos.

SISTEMA DE TRANSMISION INSTALADO A FINALES DE 1983 -LONGITUD KM-

| Empresa | 220 KV | | 500 KV | | Total |
|---------------|------------|-------------|------------|------------|-------------|
| | 1 Circuito | 2 Circuito | 1 Circuito | 2 Circuito | |
| EEEB | — | 57 | — | — | 57 |
| EPM | — | 116 | — | — | 116 |
| CVC y CHIDRAL | 135 | — | — | — | 135 |
| ICEL - CHEC | 365 | — | — | — | 365 |
| CORELCA | 240 | 268 | — | — | 508 |
| ISA | 199 | 1493 | 519 | — | 2211 |
| TOTAL | 939 | 1934 | 519 | 0 | 3392 |

Las expansiones en la red de transmisión central en ejecución permitirán operar el sistema eléctrico nacional con gran confiabilidad en el suministro de energía, de modo que en épocas de sequías se pueda enviar energía del sistema norte (térmico) hacia el sur y, viceversa, en el caso de que la operación del sistema considere más conveniente la generación hidroeléctrica, o enviar energía en cualquier dirección por salidas inesperadas de plantas.

La línea de Interconexión a 500 KV, la cual presenta atrasos en su construcción, será inicialmente energizada a 220 KV en noviembre de 1981, y a 500 KV en diciembre de 1982. La entrada en servicio de este proyecto es indispensable para la pronta realización y operación del proyecto de explotación de níquel en Cerromatoso. En los compromisos del gobierno con las entidades internacionales que financian este proyecto, se encuentra a su vez como requisito para la financiación del mismo, el que se cuente con energía suficiente para poder operar.

En el campo de la electrificación rural será muy importante la labor a ser

realizada por el ICEL dentro del Plan Nacional de Electrificación Rural. Este Plan busca pasar de 200.000 usuarios rurales en 1978 a 414.000 usuarios en 1982, duplicándose de esta forma en 4 años el número de usuarios rurales del servicio eléctrico que pasarán a representar el 27% de la cobertura nacional.

Determinadas poblaciones que por su localización no estarán en posibilidades de contar en un futuro próximo con el servicio de energía eléctrica, obtenido mediante la interconexión con los sistemas existentes, serán abastecidas por energía eléctrica obtenida a partir de microcentrales. El ICEL ya ha contratado la realización de los estudios preliminares al respecto.

C - SISTEMA DE TRANSMISION RECOMENDADO 1984 - 1988

En correspondencia con el programa de generación propuesto para el período, se ha previsto una expansión en la red de transmisión de 1.968 Km de líneas adicionales de alta tensión, de las cuales 599 estarán a 500 KV y 1.369 a 220 KV para un incremento de 58% en el período considerado.

Dentro de la transmisión a 500 KV, se ha planeado un segundo circuito de 519 Kms entre las subestaciones de San Carlos y Sabanalarga y 80 Kms en doble circuito entre la central de Urrá y la subestación de Cerromatoso. Quedará así compuesto el sistema de transmisión en el año de 1988 por 5.360 Kms de líneas de alta tensión, de los cuales 4.242 serán a 220 Kv y 1.118 a 500 Kv. Habrá logrado el sector, así, dar un paso definitivo en su operación al lograrse un incremento del 270% en los Kms tendidos en este tipo de redes durante un período de diez años, lo que equivale a 3.372 Kms de nuevas líneas. Este gran paso deberá ser complementado con un amplio programa de expansión de las líneas a 115 KV que permitan la transmisión regional y la electrificación rural.

En el cuadro No. 5 del anexo final se muestra la expansión definida hasta 1983 y recomendada hasta 1988, la cual es ilustrada en la Figura No. 3.

Los estudios de la expansión de la red de transmisión permiten considerar que se requerirán relativamente pocas adiciones al sistema de transmisión después de 1989, siendo las necesidades de tal expansión de aproximadamente 2.000 Kms de líneas de 220 KV y 550 KV, pero estas necesidades y su programación van a ser decididas de acuerdo al plan específico de construcción que se adopte para plantas de generación.

3 = PROGRAMA DE ESTUDIOS

A - DE GENERACION

La planeación de la expansión del Sector Eléctrico requiere un estudio continuo y secuencial de todas las fuentes de generación posibles para poder determinar la utilización más racional de los recursos, tanto energéticos como de capital. Es primordial dentro de la planeación agregada del sistema nacional

interconectado, poder contar con una amplia gama de estudios sobre proyectos factibles de realización, con el fin de escoger la sucesión de proyectos que conformen el programa de expansión de mínimo costo. Es por esto que el sector ha considerado necesario poder disponer de un amplio abanico de posibilidades, contando con estudios de factibilidad de diversos proyectos que se encuentren a niveles comparables.

Inicialmente, el sector elaboró un plan de estudios con base en las recomendaciones que cada empresa de energía consideraba como proyectos factibles de realización en su región. Se contaba así con un número limitado de estudios adecuados sobre los que se basaba la decisión de construcción sin lograrse siempre el programa de expansión del sistema de mínimo costo. Más tarde, con base en los resultados del ESEE, el sector elaboró un plan detallado de estudios para ser realizados por ISA y sus socios en el período 1979-1982, el cual cubre diferentes horizontes y etapas de la planeación. Este programa es presentado en el cuadro anexo. Además, se realizará el estudio del Magdalena Medio, en dos etapas a nivel de reconocimiento y prefactibilidad, el cual cuenta con una capacidad instalada de 3.686 MW, comprendiendo once proyectos de uso múltiple entre Girardot y Puerto Wilches.

El programa de estudios hace parte de la planeación del sector a un mediano plazo, siendo esencial su pronta realización para poder basar la decisión de construcción de los proyectos dentro del programa de expansión, a nivel nacional, de mínimo costo. Mientras más amplio sea el abanico de posibilidades mucho más racional será la escogencia. Debe tenerse presente que se requiere mucho tiempo desde cuando se inician los estudios de un proyecto hasta cuando se decide su construcción, por lo que estos estudios no permiten atrasos en su realización, so pena de no poder entrar en la evaluación de un programa específico de generación. Ver Cuadro Pág. 103.

Igualmente, se han adelantado por parte de ISA estudios para los siguientes proyectos, los cuales ya han sido terminados en las etapas que se mencionan:

- Sogamoso: Factibilidad (Será evaluado en el próximo Programa de Generación 1988-1992).
- Apaví, Palmalarga y Xarrapa: Prefactibilidad. Río Cauca Medio.

Dentro de los criterios planteados en el Plan de Integración Nacional (PIN), la financiación de los estudios de preinversión permite la cooperación con el sector y le dá un sentido colectivo a la planeación del mismo.

Siguiendo estos criterios, la financiación de los estudios debe ser algo seguro con lo que pueda contar el sector. Indudablemente en este punto ha sido muy positiva la colaboración del FONADE, el cual durante el año de 1980 ha prestado financiación a ISA por \$ 768.340.307 y US\$ 3.033.400, con cobertura aproximada de un 58% de la moneda local solicitada y un 78% de la extranjera.

| PROGRAMA DE ESTUDIOS - PERIODO DE 1979 - 1982 | | | | | |
|---|---|---------------|--------------|----------------|----------------|
| ENTIDAD | PROYECTO | NIVEL ESTUDIO | FACTIBILIDAD | FACT. 2 ETAPAS | RECONOCIMIENT. |
| ISA | CAÑAFISTO | F | 1.100 (1) * | | |
| | NEME | F | 367 (1) | | |
| | ITUANGO | F | 2.700 (1) | | |
| | H. FONCE SUAREZ | F2E | | 1.380 (3) | |
| | H. ALTO PUTUMAYO | F2E | | 1.190 (4) | |
| | H. ALTO CAQUETA | F2E | | 2.310 (4) | |
| | TERMICA 500 MW | F2E | | | |
| | FARALLONES | PR | | | 1.450 (1) |
| H. ALTO ARAUCA | F2E | | | 1.750 (7) | |
| RIO MIRA | R | | | 672 (3) | |
| | | | 4.167 (3) | 4.880 (11) | 3.872 (11) |
| ICEL | MIEL I | F | 286 (1) | | |
| | MIEL II | F | 338 (1) | | |
| | SAMANA MEDIO | F | 544 (2) | | |
| | PATIA II | F | 945 (1) | | |
| | CATATUMBO | F2E | | 950 (3) | |
| | H. ALTO SUAREZ | F2E | | 260 (2) | |
| | H. CUSIANA | F2E | | 390 (3) | |
| | H. ALTO MAGDALENA | F2E | | 1.350 (5) | |
| | H. ALTO ATRATO | F2E | | 381 (3) | |
| | RIO TELEMBI | F2E | | 761 (4) | |
| | | | 2.113 (5) | 4.092 (20) | |
| EEEB | ICONONZO - BOQUERON | F | 230 (2) | | |
| | H. NEGRO - GUAYURIBA | F2E | | 1.510 (7) | |
| | H. LENGUPA - UPIA | F2E | | 1.440 (4) | |
| | H. GUAVIARE | R | | | 5.365 (5) |
| | H. ARIARI | R | | | 1.020 (7) |
| | H. DUDA - GUAYABERO | R | | | 320 (3) |
| | | | 230 (2) | 2.950 (11) | 6.705 (15) |
| EPM | RIO GRANDE II | F | 210 (1) | | |
| | H. MURRI - PENDERISCO | F2E | | 1.537 (2) | |
| | H. NECHI | F2E | | 1.000 (4) | |
| | H. PORCE | F2E | | 750 (4) | |
| | H. SAMANA NORTE | F2E | | 500 (5) | |
| | H. HISPANIA | F2E | | 190 (1) | |
| | | | 210 (1) | 3.977 (16) | |
| CVC | CALIMA II | F | 220 (1) | | |
| | H. MICAY | F2E | | 1.660 (7) | |
| | H. ANCHICAYA | F2E | | 120 (1) | |
| | H. GARRAPATAS | R | | | 1.050 (3) |
| | DESVIACION R. CAUCA Y RIO SANGUININI | R | | | |
| | | | 220 (1) | 1.780 (8) | 1.050 (3) |
| CORELCA | SIERRA NEVADA | F2E | | 200 (2) | |
| | RESERVAS CARBON Y GAS EN LA COSTA ATLANTICA | R | | | |
| | | | | 200 (2) | |
| | | TOTAL | 6.940 (12) | 17.879 (68) | 11.627 (29) |

F: FACTIBILIDAD

F2E: FACTIBILIDAD EN 2 ETAPAS

PR: PREFACTIBILIDAD

R: RECONOCIMIENTO

* 1.100 CAPACIDAD INSTALADA MW

(1): NUMERO DE PROYECTOS

PROGRAMA APROBADO
SEGUN ACTAS 234 Y 246
DE JUNTA DIRECTIVA

En el anexo final se describen las características principales de los proyectos que han de ser estudiados por ISA.

B - OTROS ESTUDIOS

1- Estudio de Capacitación para el Personal

Actualmente se realiza un Plan del Desarrollo de Recursos Humanos para el sector eléctrico. Se busca detectar los requerimientos de fuerza de trabajo y las necesidades de capacitación en las diferentes áreas. Cifras iniciales estiman en 4.140 los nuevos profesionales requeridos por el sector hasta el año 1990.

2- Estudio Tarifario

El sector eléctrico colombiano, está desarrollando un estudio tarifario basado en el concepto de costo marginal, el cual busca determinar los costos ocasionados a la economía nacional por el consumo de servicios eléctricos por parte de los usuarios localizados en las áreas urbanas de las ciudades de Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla y en el área rural del departamento de Boyacá. En el estudio se analizan los costos marginales dependientes de los niveles de voltaje y del momento en el tiempo en el cual se consume el servicio eléctrico. Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, el resultado final para cada ciudad y para el área rural considerada, será la agrupación de los costos que resulten de nivel de voltaje de interconexión y la de los correspondientes a la transmisión y distribución del servicio eléctrico a cada ciudad y al área rural seleccionada.

3- Estudio de Planeamiento Operativo

El proyecto de planeamiento operativo tiene como finalidad mejorar tanto las filosofías como las metodologías y procedimientos que en la actualidad están siendo utilizados para el planeamiento de la operación del sistema colombiano. Este estudio debe completarse en abril de 1982.

Actualmente se encuentra casi finalizada la etapa de revisión y evaluación de las metodologías y filosofías existentes.

4- Estudio de demanda de Energía Eléctrica

A partir de un modelo de simulación, que consta de dos submodelos, económico y demográfico, se busca detectar las proyecciones de demanda por energía y potencia eléctrica calculadas por regiones y por subsectores, agregándolas a nivel nacional. Las proyecciones de demanda de energía pueden diferir de acuerdo a las diferentes políticas adoptadas por parte del sector de energía eléctrica y a las diferentes variables de tipo económico, demográfico y social englobadas a nivel nacional con las cuales se alimentan los submodelos. Este modelo se encuentra en su etapa final de cuantificación

III - ESTUDIO DEL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA - ESEE

1 - OBJETIVO PROPUESTO

En el año de 1973 el Gobierno Nacional autorizó al Departamento Nacional de Planeación para realizar el estudio del sector de energía eléctrica -ESEE. Con tal fin, en 1974, por intermedio del Fondo Nacional de Proyectos de Desarrollo -FONADE, se contrató con un grupo de técnicos colombianos la realización del mismo, el cual trabajó hasta diciembre de 1975, cuando el D.N.P. delegó en Interconexión Eléctrica S.A. -ISA la realización del estudio.

Con base en el Convenio de Asistencia Técnica entre nuestro Gobierno y el de la República Federal de Alemania, el consorcio DECON - GOPA - RODECO - SGI inició labores en 1975, colaborando activamente en la realización del trabajo a cargo de ISA.

El estudio estaba orientado a tres aspectos fundamentales:

- Determinación del Inventario Nacional de Recursos Hidroeléctricos.
- Desarrollo de Metodologías de Planeamiento a Mediano y Largo Plazo.
- Análisis de la Estructura Institucional del Sector.

Esta última parte fue realizada conjuntamente por técnicos del D.N.P. y de la Misión Alemana de Asistencia Técnica, y contó en su etapa final con la participación de todo el Sector Eléctrico; sus resultados no se han dado aún a conocer.

Los objetivos generales propuestos eran los siguientes:

- a) El inventario de los Recursos Hidroeléctricos -IRH- buscaba determinar

las posibilidades de desarrollo hidroeléctrico en todas las cuencas hidrográficas del país a través de la identificación de todos los proyectos con capacidad instalada mayor de 100 MW; la evaluación de las características técnicas de los mismos y, a nivel preliminar, su costo de construcción. Se buscaba lograr finalmente la conformación de un catálogo de proyectos hidroeléctricos sobre el cual se harían recomendaciones pertinentes. Este inventario adicionado a los desarrollos hidráulicos existentes, en construcción y en etapas avanzadas de estudio, permitiría tener inventariados los recursos hidráulicos del país.

Se buscaba fortalecer la planeación del sector en el largo plazo con modelos que produjeran soluciones eficientes para los programas de expansión de la generación y la transmisión, determinando los tamaños y tipos de plantas, sus fechas de entrada en servicio, los lugares más convenientes para su instalación, y la extensión asociada de su sistema de transmisión. Se realizaría esta planeación desarrollando nuevas metodologías y modelos que serían aplicados a la información básica producida por el "Inventario de Recursos Hidroeléctricos", con miras a lograr una óptima asignación de recursos a nivel nacional.

Se buscaba analizar la estructura institucional del sector conceptuando sobre la forma de lograr su adecuado funcionamiento y diagnosticar su situación financiera.

RESULTADOS

INVENTARIO DE RECURSOS HIDROELECTRICOS — IRH.

El IRH se dividió en dos fases:

- Fase I: Estudio del Potencial Hidroeléctrico Teórico
- Fase II: Evaluación del Potencial utilizable desde el punto de vista técnico.

1. Potencial Teórico

El Potencial Hidroeléctrico Teórico del país después de evaluar 351 ríos en un área de 1.139.000 Km², alcanzó un valor de 118.755 MW continuos, por lo que el verdadero potencial teórico alcanzaría a ser de 240.000 MW, con un factor de planta de 0.5. Solo se incluyeron aquellos proyectos nuevos con capacidad potencial mayor de 100 MW. Altos valores de dicho potencial se determinaron en las regiones del Magdalena, Cauca y Pacífico, las cuales presentan un potencial teórico de 44.080 MW y 17.700 MW respectivamente. Estas regiones por encontrarse más cerca de los principales centros de consumo, permiten la realización más favorable de proyectos que otras regiones.

POTENCIAL TEORICO POR REGIONES

| Región | No. Ríos | Area Km ² | Potenc. Teór. Cont. MW | o/o KW/Km ² | |
|-------------------------|------------|----------------------|------------------------|------------------------|------------|
| Magdalena - Cauca | 171 | 246.000 | 44.080 | 37 | 179 |
| Orinoco - Catatumbo | 62 | 365.000 | 27.565 | 23 | 76 |
| Sierra Nevada - Guajira | 24 | 48.000 | 2.000 | 2 | 42 |
| Atrato - Sinú | 14 | 62.000 | 7.000 | 6 | 114 |
| Pacífico | 28 | 76.000 | 17.700 | 15 | 233 |
| Amazonía | 52 | 342.000 | 20.340 | 17 | 59 |
| TOTAL | 351 | 1.139.000 | 118.755 | 100 | 104 |

2 - Potencial utilizable desde el punto de vista técnico

Comprendidos entre la operación y el reconocimiento, se encontraban identificados previamente al IRH 78 proyectos.

Este permitió inventariar 230 nuevos proyectos, para un total de 308 proyectos de tipo hidráulico con una capacidad potencial de generación a nivel nacional de 93.085 MW.

Como punto de comparación, se tiene actualmente en operación 22 proyectos hidroeléctricos con una capacidad instalada de 2.863 MW, es decir 2.50/o del total. El total de los MW obtenidos para proyectos en estado de diseño, construcción y operación es de aproximadamente 9.537, que representan un 100/o del total de los MW inventariados del país. Es importante resaltar cómo los 230 proyectos nuevos reconocidos por el IRH representan el 630/o del potencial total y equivalen al 750/o del conjunto total del número de proyectos.

El potencial hidroeléctrico existente en las regiones de Magdalena - Cauca (380/o del total), Pacífico (130/o) y la parte alta de Orinoco - Catatumbo (220/o), muestra que desde el punto de vista técnico, el 730/o del potencial utilizable se encuentra cercano a los mayores centros de consumo.

3 - Características generales de los proyectos

La planeación del sector en el mediano plazo se ha considerado hasta el año 1988, época de entrada en operación de los proyectos ya recomendados en el Plan de Expansión de la Generación 1984 - 1988. En este último año, la capacidad instalada de plantas hidroeléctricas será de 9.537 MW, quedando 83.548 MW disponibles (900/o del total), sin contarse con las adiciones a

proyectos en operación antes de 1989, para el planeamiento de la expansión en el largo plazo. Debe tenerse presente que las necesidades de capacidad instalada del sistema Interconectado Nacional serán aproximadamente de 14.200 MW entre 1989 - 2000, lo cual representa tan sólo el 17% de lo disponible en el año de 1989. De este total disponible los 230 proyectos nuevos reconocidos por el IRH representan un 70% de la capacidad total y un 84% del número total de proyectos.

CLASIFICACION DE PROYECTOS SEGUN NIVELES DE CAPACIDAD INSTALADA

| NIVEL DE CAPAC. (MW) | Hasta 1988 | | | | Planeamiento de Largo Plazo | | | | |
|----------------------|------------|-------------|------------|------------|-----------------------------|------------|-------------|------------|-------|
| | Proyectos | | Cap. | Ins. | Proyec. | | Cap. | Inst. | Agre. |
| | No. | o/o | GW | o/o | No. | o/o | GW | o/o | |
| 200 ó menos | 20 | 59 | 1.3 | 14 | 157 | 57 | 18.8 | 22 | |
| 301 -- 500 | 8 | 24 | 2.4 | 25 | 85 | 31 | 26.4 | 32 | |
| 501 -- 1000 | 4 | 12 | 3.0 | 31 | 16 | 6 | 10.9 | 13 | |
| 1000 ó más | 2 | 5 | 2.9 | 30 | 16 | 6 | 27.4 | 33 | |
| TOTAL | 34 | 100% | 9.6 | 100 | 274 | 100 | 83.5 | 100 | |

En el cuadro anterior se puede observar que existen 32 proyectos con capacidad instalada mayor de 500 MW que generarían 38.300 MW y 242 proyectos con niveles menores de 500 MW que podrían generar 45.200 MW.

La clasificación por costos de los proyectos permite observar que gran parte de las futuras expansiones del sistema basada en proyectos hidroeléctricos, se podrá realizar con costos muy atractivos de potencia, al existir 74 proyectos con costos por kilovatio instalado menor de US\$ 800, los cuales representan un total de 35.017 MW, que corresponde a un 42% de la capacidad total inventariada.

INVENTARIO NACIONAL DE RECURSOS HIDROELECTRICOS

| REGIONES | CUBRIMIENTO | ESTADO ACTUAL DE LOS PROYECTOS | | | | | | | | | | | | Pot. Total | | | | |
|----------------------------------|-------------|--------------------------------|-------------------|-----------|-------------------|-----------------|-------------------|--------------|-------------------|-----------|-------------------|-----------|-------------------|------------|-------------|-------------------|--------------|-------------------|
| | | ESEE* | | OTROS | | PREFACTIBILIDAD | | FACTIBILIDAD | | DISEÑO | | CONSTRUC. | | | OPERACION | | TOTAL | |
| | | No. Proy. | Capac. Instal. MW | No. Proy. | Capac. Instal. MW | No. Proy. | Capac. Instal. MW | No. Proy. | Capac. Instal. MW | No. Proy. | Capac. Instal. MW | No. Proy. | Capac. Instal. MW | | No. Proy. | Capac. Instal. MW | No. Proy. | Capac. Instal. MW |
| R. I - Magdalena - Cauca | 100% | 71 | 13196 | 18 | 2478 | 9 | 5902 | 8 | 2260 | 3 | 1197 | 6 | 2657 | 17 | 1818 | 132 | 35478 | 28 |
| R. II - Orinoquia - Catatumbo | 100% | 76 | 24524 | 1 | 500 | | | | | | | | | | | | | 28 |
| R. III - Sierra Nevada - Guajira | 100% | 10 | 631 | 3 | 3714 | | | | | | | | | | | | | 1 |
| R. IV - Atrato - Sinú | 100% | 5 | 792 | 1 | 246 | 1 | 200 | 3 | 3500 | 2 | 1050 | | | 4 | 545 | 10 | 5556 | 3 |
| R. V - Vertiente Pacífico | 100% | 35 | 7597 | | | | | | | | | | | | | 44 | 12078 | 13 |
| R. VI - Amazonia | 100% | 33 | 12019 | | | | | | | | | | | | | 33 | 12018 | 13 |
| TOTALES | 100% | 230 | 58748 | 23 | 6938 | 10 | 6102 | 11 | 11760 | 6 | 3517 | 6 | 3157 | 22 | 2863 | 308 | 93085 | 100 |

* Estudio del Sector de Energía Eléctrica

A Ampliación

NOTA: No se consideran plantas con capacidad instalada menor que 100 MW. Se incluyen en el inventario posibles ampliaciones futuras a proyectos en construcción o en diseño.

CLASIFICACION POR COSTOS DE LOS PROYECTOS
DISPONIBLES PARA EL PLANEAMIENTO DE LARGO PLAZO

| Rango de Costos US\$/KW | No. Pro- yectos | No. Acum. de Proyec. | Cap. Inst. en el Rango MW | Cap. Inst. Acum. MW |
|----------------------------|--------------------|-------------------------|---------------------------------|------------------------|
| Hasta 499 | 18 | 18 | 15326 | 15326 |
| 500 -- 800 | 56 | 74 | 19691 | 35017 |
| 801 -- 1200 | 96 | 170 | 26789 | 61806 |
| Mayores de 1200 | 104 | 274 | 21742 | 83548 |

Otras características de los proyectos existentes y su participación dentro de la capacidad total (MW) disponible, son las siguientes:

- Proyectos con alguna regulación conforman el 45% del total (37.335 MW) y tienen un volumen útil en los embalses de 120.533 millones de m³.
- Los proyectos de tipo Filo de Agua representan el 55% (46.213 MW) de la capacidad disponible.
- Proyectos con conducción constituyen el 32% (26.901 MW) de la capacidad potencial.
- Los proyectos de tipo Pie de Presa representan el 26% del total (21.343 MW).
- Los proyectos con utilización fluvial son el 42% (35.304 MW) de la capacidad disponible.

4 - Proyectos de propósito múltiple

Dado que es necesaria una óptima planeación para el sector eléctrico, pero, a la vez, que tal planeación haga parte de un programa global de realizaciones a nivel nacional, se ha considerado que proyectos que presenten propósitos múltiples y ventajas adicionales en el campo de la infraestructura física, deben tener un tratamiento especial dentro de los estudios de proyectos y la planeación del sistema. Proyectos con utilización factible para propósitos de irrigación, navegación y control de inundaciones, tendrán muy presente las ventajas económicas adicionales para las regiones donde se encuentren localizadas. Es por esto que se han determinado los proyectos y las regiones más promisorios de utilización en propósitos múltiples, para darles un tratamiento prioritario en estudios más avanzados. Un ordenamiento de proyectos de acuerdo con su uso múltiple, son mostrados en el cuadro No. 6 del anexo final.

Se presentan también muchos casos de grupos de proyectos que pueden ser construídos sobre un mismo río, ya sea sobre su cauce principal o sobre sus ríos tributarios, lo que exige que estos proyectos en cadena tengan una metodología de planeamiento especial para tener en cuenta las influencias operacionales mutuas entre los mismos.

5 - Plantas termoeléctricas

Aunque existe en el país disponibilidad suficiente de potencial hidroeléctrico, se considera conveniente la participación de algunas plantas térmicas que suplan la carga base del sistema eléctrico, y que a la vez permitan dar una óptima utilización a otras fuentes alternativas de generación con que se cuenta. Es por esto que se ha considerado la posibilidad de operar plantas termoeléctricas con base en:

- Plantas de vapor, alimentadas por carbón y gas.
- Turbinas de gas.
- Plantas nucleares operadas a base de uranio.

Técnicamente se ha considerado factible integrar unos 10.000 MW al sistema eléctrico a partir de 1988, que sumados a los 1.800 MW que se tendrán instalados para esa fecha, permitirán poder disponer en el largo plazo de unos 12.000 MW generados térmicamente.

En principio se determinó la posible ubicación de plantas termoeléctricas en la siguiente forma: (Figura No. 4)

- Con base en carbón: Se consideraron siete áreas donde se espera poder contar con carbón en cantidades suficientes y con buena disponibilidad de agua. Las áreas son: Cauca, Amagá, Cali, Ubaté, Cúcuta, Vaialedupar y Cerrejón.
- Con base en gas: Se consideraron dos sitios potenciales para operar plantas de vapor convencionales cerca de los depósitos de gas natural de Galerazamba y Riohacha, y siete sitios posibles de centrales tipo turbogas, localizados, tres en la región norte y los cuatro restantes en Bogotá, Medellín, Cali y Bucaramanga.
- Con base en uranio: Se escogieron como sitios de estudio Puerto Wilches, Puerto López, Galerazamba y Buenaventura.

Si bien los costos de generar electricidad mediante este tipo de plantas varían mucho dependiendo de la localización particular de ellas, se presenta a continuación una evaluación de costos de capital para diferentes plantas térmicas.

COSTOS DE CAPITAL SEGUN EL TIPO DE PLANTA

Dólares de 1978

| | Carbón | | | Gas | | Pet. | Uranio | |
|-------------------------|--------|-----|-----|-----|-----|------|--------|-------|
| | 150 | 300 | 600 | 150 | 300 | 150 | 600 | 1.200 |
| Capacidad neta (MW) | | | | | | | | |
| Costo Básico en US\$/KW | 580 | 539 | 509 | 497 | 458 | 563 | 746 | 681 |

Puede observarse cómo el costo de capital de las centrales con base de gas es un 17% menor que el de las centrales con base de carbón y el de éstas, aproximadamente un 45% menor que el de las centrales nucleares.

Desde el punto de vista económico, no parece necesaria la inclusión de este tipo de centrales dentro del plan, más aún si se tiene presente la existencia de otros factores que hacen más incierta la participación de la opción nuclear dentro del programa de expansión de la generación.

Tanto por criterios técnicos y económicos como por la confiabilidad que se obtiene en el suministro de energía, se tiene planeada la inclusión de tres a seis plantas térmicas dentro del sistema en el período 1989 - 2000. Se motivará así el desarrollo de los sectores de carbón y gas, de cuyo desarrollo exitoso va a depender que se incentive la generación térmica basada en ellos. Debe tenerse presente que el consumo anual requerido por las plantas térmicas a base de carbón que se instalarán en el período ya mencionado, alcanzará la cifra de unos 5 millones de toneladas sin incluir las necesidades de los proyectos térmicos en operación antes de 1989; esta cifra es superior a la producción actual de carbón, la cual se estima en 4 millones de toneladas. La extracción de este volumen requerirá cambios tecnológicos orientados a la implantación de métodos industriales avanzados en las minas.

En el caso de que halle suficiente disponibilidad de gas natural para el sector eléctrico, la construcción de centrales térmicas de gas (300/600 MW) en la región norte es mejor solución que transportar grandes cantidades de gas natural para instalar tales centrales en el centro del país. El incremento en los costos de operación para tal alternativa, en razón al transporte de combustible, es factor fundamental en la escogencia final. Sin embargo, siempre y cuando exista el suministro adecuado de gas hasta la planta, esta conclusión no se puede aplicar en la decisión de instalación de turbinas de gas para cubrir la demanda pico del sistema eléctrico, ya que éstas precisan de volúmenes de gas mucho más pequeños.

Para la determinación final será necesaria la realización de estudios adicionales los cuales se encuentren claramente enmarcados dentro de la política estatal de utilización del gas. Igual criterio debe ser aplicado para la racional utilización del carbón por parte del sector.

B - PLANEAMIENTO A LARGO PLAZO

1 - Metodología

Con miras a determinar las diferentes opciones con que se cuenta para la generación de electricidad (hidráulica, térmica y nuclear) y la forma óptima de su combinación y distribución, se ha diseñado una metodología de planeamiento a largo plazo que permite evaluar técnica y económicamente la operación del sistema. Para tal fin, se han tenido en cuenta tres criterios esenciales: La energía que se tiene hoy, la que se necesita y la forma de responder al suministro de ella. Para evaluar lo anterior se partió en primer lugar de las características del sistema eléctrico en 1980, año inicial del planeamiento a largo plazo; en segundo lugar, se determinó el desarrollo esperado y los requerimientos de energía hasta el año 2000 y tercero, se consideró la evaluación de las diferentes alternativas existentes de generación, transmisión y operación del sistema.

La planeación del sector a largo plazo se ha concebido como un problema multidimensional y dinámico de gran complejidad que busca como objetivo final la optimización a nivel nacional de los programas y normas de desarrollo del sector, teniendo para su determinación las siguientes variables de decisión:

- Qué planta debe construirse (y qué alternativas existen) según las posibilidades que brinda el catálogo de proyectos técnicamente factibles.
- La época tentativa en la cual debe entrar en operación la planta.
- El tamaño de la planta (capacidad instalada), y
- El tipo de operación que se espera para las plantas que forman el sistema eléctrico en un período dado.

La metodología adoptada en este proceso de planeamiento se compone de las siguientes fases:

- Fase 1: Recolección y Evaluación de los datos.
- Fase 2: Ordenamiento y Preselección de Proyectos.
- Fase 3: Secuencias de Expansión de la Generación.
- Fase 4: Optimización de la Generación y la Transmisión
- Fase 5: Análisis de Sensibilidad.

En las fases de evaluación y preselección de los proyectos se analizaron los méritos económicos y la calidad de los datos con que se contaba, eliminando de las primeras fases los menos atractivos.

Las diferentes secuencias alternativas de expansión de la generación y transmisión, las cuales son dinámicas e interdependientes entre sí, fueron evaluadas en dos etapas, la primera utilizando el modelo matemático PLANEX (simulación branch and bound) y la segunda usando el modelo de programación dinámica con simulación del sistema agregado DYPREX.

En la figura No. 5 del anexo final se muestra el esquema general del proceso de planeamiento a largo plazo.

2 - Resultados del Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico

Para cubrir la demanda de 14.200 MW y 64.500 GWh/años entre 1989 y el año 2000, se estudiaron diferentes secuencias de expansión de la generación, que comprendían:

- 104 Proyectos hidroeléctricos con una capacidad agregada de 39.547 MW.
- 20 Proyectos termoeléctricos de los cuales:
 - a - Siete con base en carbón, con una capacidad instalada de 3.900 MW.
 - b - Dos plantas de gas, con una capacidad total de 900 MW.
 - c - Cuatro nucleares, con un total de 4.800 MW.
 - d - Siete turbinas de gas de 70 MW cada una, para un total de 490 MW de capacidad instalada.
- Los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos en operación en el año de 1988.

Todas las secuencias de generación estudiadas en la primera fase de la evaluación comprendían predominantemente proyectos hidroeléctricos con una pequeña proporción de plantas térmicas sin incluir ninguna planta nuclear. Se determinó que el número total de plantas necesarias para cubrir la demanda esperada de energía para el período oscilaba entre 23 y 31, dependiendo del tipo y del tamaño de los proyectos que se incluyeran en cada una de las secuencias analizadas. Considerando los proyectos que aparecían con mayor frecuencia en las mejores secuencias, se obtuvo un catálogo de treinta y cinco proyectos hidroeléctricos, cinco térmicos y una turbina de gas, incluyendo adiciones a plantas en ese entonces ya instaladas, como son las de Betania, Guavio, San Carlos y Guadalupe. Con el anterior catálogo de proyectos, se procedió a refinar el análisis de las secuencias de generación, las cuales mostraban que el grupo de los mejores proyectos para el período 1989 - 1995 permanecía prácticamente igual en todas las opciones analizadas. En el Cuadro No. 7 del Anexo final se presentan los 26 mejores proyectos para el período de 1989 - 2000, pero existen una serie de puntos que es necesario concretar y estudiar con mayor detalle para la recomendación y realización de un programa definitivo. Por ejemplo, se observó que secuencias de generación que incluían algunas adiciones de plantas térmicas alimentadas con carbón, tenían un valor presente de costos solo marginalmente más alto, pero a su vez permitían poder llegar a iguales objetivos de generación con una línea de acción diferente al incrementarse la generación térmica.

La sensibilidad de los resultados a cambios en las políticas y en los parámetros básicos será un factor decisivo para tener presente dentro de la secuencia final que deba recomendarse para la escogencia de las plantas. Los principales

cambios que han de ser considerados, son los siguientes: En los costos de inversión, en los costos de combustibles, en la demanda de potencia y energía, y en la tasa de descuento.

Con respecto a la expansión de la red de transmisión, los estudios muestran que se requerirán relativamente pocas adiciones al sistema después de 1989. Se tiene prevista tan solo una expansión entre este año y el 2000 de aproximadamente 2.000 Km de líneas de 220 KV y 500 KV. Esto se logrará por la localización favorable de la mayoría de los proyectos de generación en relación con las necesidades regionales, evitándose así las transmisiones de grandes bloques de energía a través de inmensas distancias, obteniéndose otro gran beneficio al disminuirse las pérdidas de energía por transmisión.

Es importante tener presente que, por criterios técnicos y económicos, las plantas térmicas se podrán localizar cerca a los grandes centros de consumo para lograr un impacto positivo sobre las inversiones necesarias en el sistema de transmisión, aunque si bien los costos de expansión de la red de transmisión asociados a los costos de generación representan tan solo entre el 40/o y el 60/o de los costos totales en términos de valor presente. Va a ser en último término el plan que se adopte en la expansión de la generación el que determinará el programa de expansión de la red de transmisión.

En las figuras Nos. 6 y 7 del anexo final se muestra la ubicación de los proyectos incluidos en la secuencia de generación "de referencia" y la configuración que tendría la red de transmisión en el año 2000.

3 - Estrategia de Desarrollo del Sector Eléctrico en el Largo Pazo

La planeación que se está realizando sobre el sistema interconectado permitirá configurar un sistema descentralizado de generación, que gira en torno a ISA siempre con la idea de que se produzca la energía donde sea más económico hacerlo, lográndose de esta forma a nivel nacional la generación de mínimo costo. A su vez, con este sistema descentralizado de generación y con la interconexión a nivel nacional, se logrará obtener una mayor confiabilidad en el suministro de energía, que implicará hablar de la disponibilidad nacional de energía y no de la energía regional.

Por razones técnicas, económicas y financieras se considera que en el largo plazo el desarrollo del sector eléctrico se basará predominantemente en la utilización del gran potencial hidroeléctrico que se posee. Adicionalmente, se considera la utilización de algunas plantas térmicas con base en carbón y en un período inicial con base de gas natural, para suplir la carga base del sistema.

Será en último término el desarrollo exitoso de los sectores de gas natural y del carbón lo que determinará la factibilidad del programa de generación térmica para el sector eléctrico, por lo cual es necesario probar los depósitos potenciales existentes en las regiones, tecnificar los métodos de explotación del

carbón y crear un sistema de transporte económico y eficiente especialmente para el gas, ya que la localización prevista para las turbinas de gas es cerca a los principales centros de consumo.

Dependiendo, a su vez, de las políticas de desarrollo nacional y de la energética que se adopten en el futuro, y de la disponibilidad y costo de los combustibles, se podrá pensar en reemplazar, en el largo plazo, el gas natural por carbón, en la operación de las plantas térmicas.

Las características de los ríos del país permiten considerar la construcción de centrales de diversos tipos, desde proyectos de muy alta caída hasta las centrales de baja caída (proyectos fluviales), pero por razones económicas se prevé que en el período 1989 - 1000 se favorecerá la construcción de centrales de alta caída con regulación. Con respecto a los estudios de proyectos hidroeléctricos de propósito múltiple, con beneficios principales en irrigación, control de inundaciones y navegación, deberá dársele un tratamiento especial a los mismos para que se puedan detectar los beneficios indirectos para la economía del país y en especial para las regiones involucradas.

Con respecto a la instalación de plantas nucleares, no se considera conveniente la inclusión de este tipo de centrales en el desarrollo del sector hasta el año 2000. Es necesaria la elaboración de estudios más detallados que demuestren la factibilidad de este tipo de centrales y la forma de obviar muchas de las dificultades inherentes a su instalación y funcionamiento.

El hecho de que se requiera tan solo una red de transmisión de 2.000 Km de líneas de alto voltaje en el período 1989 - 2000, a pesar de que se instalarán unos 13.000 MW adicionales de capacidad instalada, es un indicativo de una muy bien dimensionada red de interconexión en el año inicial del período, con la ventaja adicional de que ésta podrá tener suficiente flexibilidad dentro de la planeación de la expansión del sistema, el cual finalmente será el que determinará las necesidades de ampliación de la red. Debe resaltarse que esto último ocurre por el menor costo de capital de la transmisión comparado con el correspondiente a la generación, su corto período de construcción y sus menores requerimientos financieros. Para la subdistribución a nivel regional, deberá dársele especial atención a la expansión de las líneas de subtransmisión de manera que sean suficientes para conducir sin mayores pérdidas, desde el sistema de transmisión de alto voltaje, la energía requerida por los consumidores. Esta política deberá ser complementada con un amplio programa de electrificación rural. Las regiones de la Orinoquía y Amazonía, apartadas de la red central, serán servidas por un sistema descentralizado de microgeneración con predominio de plantas hidráulicas.

Aunque no se ha considerado en este capítulo, pues su tratamiento se hará más adelante, para poder llevar a efecto el programa a largo plazo propuesto por el sector, se requerirán considerables aportes financieros que por su magnitud pueden llegar a constituirse en el principal obstáculo de desarrollo del mismo.

Debe dársele por lo tanto importante atención a este aspecto, especialmente a lo concerniente con la disponibilidad de recursos internos mediante la actualización continua de las tarifas, pues de lo contrario se podría llegar a una situación de estrechez financiera, que haría imposible la continuación de los planes trazados y que se podría constituir en el principal freno a la planeación y expansión que tan cuidadosamente se han venido realizando durante tan largo tiempo. Complementariamente, deben desarrollarse otras alternativas diferentes a las tradicionales para la financiación de la moneda local y extranjera, en vista de que la magnitud de los recursos que se requieren exigen la implantación de mecanismos de financiación más amplios y seguros.

El país y el sector deberán tener presente que para poder llevar a cabo en el largo plazo el programa de expansión propuesto, será necesario fortalecer y darle respuesta a los siguientes factores, muchos de ellos decisivos y condicionantes del mismo. Entre éstos:

- Suficientes recursos financieros en moneda local y extranjera.
- Suficiente capacidad de construcción que permita la realización simultánea de varios proyectos.
- Proceso de planeamiento central.
- Mano de obra y personal capacitado.
- Desarrollo amplio de los sectores de gas y carbón.
- Mejora en infraestructura física, especialmente de transporte.
- Coordinación de las políticas de desarrollo del sector con las políticas nacionales.
- Coordinación de los programas de construcción con las políticas de desarrollo regional.
- Estudio de los efectos de cada proyecto sobre el medio ambiente.
- Consideración de los problemas socioeconómicos que se pueden presentar en la realización de determinados proyectos.
- Administración eficiente que se ajuste a los largos períodos de construcción.

3 – RECOMENDACIONES PARA LA PLANEACION

Con el objeto de cubrir el programa de desarrollo a largo plazo que recomendó el estudio del ESEE, tanto para plantas de generación, como para líneas de transmisión, es necesario la realización de diferentes actividades en las distintas etapas del horizonte de planeación, así:

a. Corto Plazo

1. Asegurar la realización y financiación de los estudios de proyectos de generación recomendados para el período 1979-1982. La financiación de estos debe ser algo con lo que el sector cuente en forma segura, para evitar que en períodos de estrechez financiera se suspenda la realización de algunos de ellos.
2. Dar especial importancia a la realización del estudio del proyecto Río Grande II, el cual dada sus grandes ventajas técnicas y económicas, puede ser incluido en el próximo programa de generación.
3. Completar y revisar los estudios de los proyectos Cañafisto, Patía I y II, La Miel I y II, San Juan, Ituango y Sogamoso, así como las extensiones de Betania, San Carlos y Guavio.
4. Continuar estudios referentes a la utilización de turbinas de gas en el suministro de potencia pico.
5. Continuar estudios sobre plantas térmicas de ciclo combinado, usándolas alternativamente para cubrir la carga base o la demanda pico.
6. Estudiar posibles alternativas de financiamiento y revisar los estudios tarifarios con miras a lograr los medios financieros necesarios para cubrir las inversiones requeridas. Este punto es prioritario para lograr una buena situación financiera que permita afrontar el programa de expansión del sector.
7. Realizar estudios sobre posibles interconexiones con Ecuador y Venezuela con el fin de mejorar los factores de operación e inversión de los respectivos sistemas eléctricos.
8. Medidas que han de tomarse en otros sectores:
 - Realizar estudios intensivos y precisos sobre reservas de carbón y gas natural (calidad, disponibilidad y costo de ellos).
 - Comenzar el estudio del concepto energético global para determinar el papel futuro de la electricidad como forma de energía y establecer prioridades dentro de la base energética disponible para utilizar en las plantas térmicas.
 - Empezar un plan de capacitación del personal vinculado al sector. Crear condiciones favorables para las firmas consultoras y constructoras. Estimular la industria nacional relacionada con las actividades del sector, con financiación e incentivos especiales.
 - El Gobierno Nacional debe financiar adecuadamente a las siguientes empresas de orden estatal que colaboran con los programas del sector:

Instituto de Hidrología, Meteorología y Adecuación de Tierras (HIMAT), Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC), Instituto de Investigaciones Geológicas Mineras (INGEOMINAS).

- En proyectos hidroeléctricos de uso múltiple, actuar en forma coordinada con entidades encargadas de su planeación y ejecución.

b. Mediano Plazo 1983 - 1985

1. Empezar acciones que aseguren la realización de los proyectos que entrarán en servicio a partir de 1989.
2. Dar especial atención a los proyectos comprendidos en el período de estudio 1983 - 1985.
3. Realizar estudios de prefactibilidad para plantas térmicas que cubran carga base, alimentadas con gas natural y/o carbón localizadas en las regiones central, norte, noroeste y noreste.
4. Comenzar estudios de factibilidad para las líneas de transmisión requeridas durante el período 1989 - 1992.
5. Reforzar los sistemas regionales de distribución y continuar los estudios sobre esquemas de electrificación rural.
6. Determinar el programa de expansión de la generación y transmisión, período 1992 - 1994.
7. Decidir acerca de la posible construcción de gasoductos que conecten a Cartagena con Medellín, Bogotá y Cali. Además del uso del gas natural como sustituto energético, este combustible podría proveer la alimentación necesaria a las turbinas de gas regionales que compartan la reserva del sistema y suplan parte de la demanda pico.
8. Proseguir los estudios de las reservas de uranio y comenzar estudios técnicos y económicos preliminares relativos a posibles centrales nucleares, para ser instaladas después del año 2000.
9. Realizar estudios de infraestructura de transporte requeridos en los proyectos que han de cumplirse en el período 1989-1991.
10. Dar especial atención a los aspectos ambientales relacionados con la instalación de centrales hidráulicas y, particularmente, los relacionados con plantas térmicas.

IV – SITUACION FINANCIERA DEL SECTOR

1 - PERIODO 1974 – 1979

Por una equivocada política de los Concejos Municipales y las Juntas Directivas de las empresas del sector, durante los años 1974-1976 no se realizaron los ajustes requeridos en las tarifas de electricidad. Ante una fuerte inflación se produjo un gravísimo deterioro de dichas tarifas en términos reales, originando una difícil situación financiera en el sector.

El Gobierno Nacional, consciente de que era necesario aumentar los recaudos para realizar el programa de expansión proyectado, presentó al Congreso la propuesta de creación del Fondo Eléctrico Nacional (FEN), que pretendía crear una fuente adicional de recursos a través de una sobretasa del 25%, destinada para los ensanches en el área de generación, transmisión y electrificación rural. Esta iniciativa, que no fue aprobada por el Congreso, contó con una fuerte oposición a nivel de las empresas del sector, ya que éstas consideraban que era preferible una política tarifaria más agresiva con reajustes permanentes en las mismas. Se confiaba de esta forma cubrir y aún superar en algo el ritmo esperado de inflación, logrando así un mejor nivel de autofinanciamiento.

A finales de 1976, las empresas no tenían fondos para cubrir sus programas de inversiones y sus servicios de deuda externa. Con el fin de solucionar este problema, el Gobierno creó el "Fondo de Desarrollo Eléctrico (FDE)", mecanismo de refinanciación interno destinado a cubrir el servicio de la deuda del año 1977. Este Fondo se prorrogó en 1978 para todas las empresas y en 1979, en forma limitada y reducida para el ICEL y CORELCA.

En el cuadro siguiente se muestra la fuente de los fondos utilizados por las principales empresas del sector durante los años 1976-1979. Se observa como en

los años 1977 y 1978, durante los cuales se contó con la financiación del FDE, el crédito interno representó el 36% y el 28% de los recursos totales respectivamente, siendo tan solo en el año 1976 el 9% y en 1979 el 7%. La participación del crédito externo, disminuyó a su vez en los años en que el crédito interno tuvo su máximo, pasando del 51% en 1976, al 31%, 25% y 43% en los tres años siguientes. Se destaca igualmente en el cuadro la importante participación del Presupuesto Nacional en el volumen total de inversiones, especialmente en el año 1979, con aportes que representaron el 24% de las fuentes de financiación del sector.

La conclusión más importante obtenida es que el sector, con su generación propia de fondos, no alcanza a aportar los ingresos que requiere para su desarrollo. Tan solo generó, como recursos propios, el 23.3% de los fondos requeridos durante el período 1976-1979, y para el año 1979 apenas generó un 22% de los egresos totales.

2 - SITUACION EN EL AÑO DE 1980

El vacío de la refinanciación dejado por la eliminación en el año 1979 del FDE, la aceleración en el ritmo inflacionario del país y la acumulación de inversiones hicieron crítica la situación financiera del sector a comienzos del año 1980. Los presupuestos básicos totales de las empresas mostraban egresos planeados por \$60.000 millones, con una cifra de \$12.500 millones sin financiación, es decir, un 21% de los egresos totales programados. Representaba el crédito interno tan solo el 5% de los ingresos esperados. Ante esta situación, las empresas a través de acciones individuales lograron reducir el déficit en \$4.600 millones (38%), con medidas dirigidas a lograr recortes en la inversión, mayor participación del crédito externo y el refinanciamiento del servicio de la deuda externa. Se contó después con el compromiso del Gobierno de destinar recursos adicionales de Presupuesto Nacional por valor de \$3.763 millones, lo que permitió rebajar el déficit a la cifra de \$3.932 millones.

El Gobierno Nacional, consciente de la gravedad de un retraso en los programas de construcción y de la necesidad de una mayor participación del crédito interno en la financiación del sector, reimplantó la utilización del FDE, exigiéndole a las empresas para su utilización, el pago de sus cuentas vencidas con ISA con el objeto de que el sector y esta empresa pudieran tener una mejor situación y planeación presupuestaria y financiera. Se evitó de esta forma que en corto plazo el sector se viera abocado a una crítica situación financiera que hubiera creado un estancamiento en los planes del mismo.

Si bien se tomaron soluciones inmediatas de corto plazo, no se han estructurado aún mecanismos que generen un mayor nivel de autofinanciación y que sean coherentes con uno de los objetivos del PIN, que enuncia la necesidad de lograr la autosuficiencia financiera del sector.

3 - PERIODO 1981 - 1985

Ya se ha mencionado que el cuello de botella tradicional del sector es la falta de recursos internos. Si bien los montos requeridos de moneda extranjera

son altos, éstos se suponen completamente financiados por organismos financieros y bancos comerciales internacionales, no siendo punto crítico dentro de las necesidades de recursos de capital del sector. Para determinar la moneda local requerida en el período 1981-1985, se elaboraron proyecciones financieras consolidadas de ISA y sus accionistas con parámetros revisados (tasa de inflación y devaluación, tasas de interés así como ajustes tarifarios por inflación). Como se muestra en el cuadro "Estado de Fuente y Uso de Fondos", las necesidades de moneda local ascienden a \$ 365.108 millones, de los cuales \$ 195.960 millones corresponden a inversión (Costo Directo Mas Imprevistos) y \$ 169.148 millones a Gastos Financieros de Construcción y Servicio de la Deuda. Se asume en el cuadro que las tarifas suben como mínimo al mismo ritmo de la inflación, por lo que la generación interna bruta esperada será de \$ 213.946 millones, requiriéndose otras fuentes de recursos internos por definir de \$ 151.162 millones.

La magnitud de estos recursos adicionales exige determinar con prontitud de dónde saldrán estos fondos, pues dentro de una sana política financiera dichos montos no podrán ser cubiertos con medidas inmediatistas, sino que deben ser fruto de una política claramente estructurada para el sector en el mediano y largo plazo.

4 - PROBLEMATICA FINANCIERA

Las medidas que han de tomarse para definir la fuente de los recursos adicionales necesarios, exigen soluciones que se establezcan y se mantengan, teniendo muy presente:

- a) La necesidad de buscar un equilibrio en las cargas financieras de las diferentes fuentes que pueden financiar los programas del sector.
- b) Que se encuentren enmarcadas dentro de la programación presupuestaria, financiera y monetaria del país.
- c) Que se tomen dentro de un marco institucional adecuado para el sector.

Los planes y objetivos trazados por el PIN plantean la necesidad de buscar la autosuficiencia financiera del sector, para lo cual se considera necesario establecer una estructura tarifaria adecuada y nuevas alternativas de financiación y organización del mismo. Estos lineamientos deben ser la base para buscar las soluciones a la problemática financiera del sector.

El establecimiento de una estructura tarifaria más adecuada exige incrementos sustanciales de las tarifas por encima de las tasas de inflación interna. Del cuadro presentado, se obtiene que la relación de los recursos por definir sobre las ventas esperadas de energía es, en promedio para el período, de 58%. Esto implica que si no se consideraran nuevas fuentes de financiación, en adición a los reajustes anuales por inflación en las tarifas del servicio, debería realizarse un incremento inicial no inferior al 75%. Es necesario definir entonces hasta dónde puede lograrse la autosuficiencia financiera exclusivamente por generación

interna bruta y hasta dónde debe complementarse con recursos fiscales y nuevos mecanismos de ahorro interno, algunos de ellos de tipo impositivo. Deben a su vez hacerse detalladas consideraciones sobre si la financiación con más cargo a los consumidores debe ser hecha mediante impuestos al consumo de energía con destinación específica, por ejemplo, en generación o debe hacerse mediante alzas directas en las tarifas o alguna combinación intermedia.

No es excluyente de cualquier definición que se tome al respecto la conveniencia de crear algún mecanismo de crédito interno a largo plazo que posibilite la captación de recursos provenientes del ahorro nacional y los conviertan en nuevas fuentes de financiación para el sector. Adicionalmente, como solución a la problemática existente en un corto plazo, debe mantenerse la financiación existente del Fondo de Desarrollo Eléctrico y del FONADE.

Aunque como solución de fondo, el esfuerzo de financiación debe estar basado en la generación interna, complementado con nuevas fuentes institucionales de financiación, se considera que debe igualmente seguirse contando con recursos de tipo fiscal que sean soporte de determinados planes de expansión del sector.

Aceptando que el sector debe buscar, en la medida de sus posibilidades, la autosuficiencia financiera, es importante analizar, dentro de las nuevas alternativas de organización del mismo, la posibilidad de que los grandes centros de consumo subsidien la prestación del servicio en las zonas rurales y pequeños poblados a precios razonables. El mecanismo institucional más indicado para lograrlo, parece ser la consolidación acelerada de organismos regionales de amplia cobertura e integración rural-urbana que se responsabilicen del desarrollo de su área circunvecina y hagan la transferencia de recursos a nivel regional.

Debe tenerse presente que la problemática financiera por la que atraviesa el sector no es coyuntural, debido a niveles pico de inversión, sino que responde a problemas de tipo estructural; como tal, las medidas institucionales y financieras no pueden ser tomadas con carácter transitorio sino que deben ser concebidas como soluciones de fondo que permitan lograr una organización institucional eficiente y una situación financiera saneada a largo plazo, y no represadas con medidas de corto plazo.

FUENTES DE FINANCIACION DEL SECTOR ELECTRICO *
(Millones de Pesos Corrientes)

| FUENTES | 1976 | % | 1977 | % | 1978 | % | 1979 | % |
|--|---------|-----|----------|-----|----------|-----|----------|-----|
| <u>Generación Interna de Fondos</u> | | | | | | | | |
| - Utilidades después de intereses | 989.9 | 11 | 1.769.3 | 16 | 2.975.7 | 21 | 4.880.5 | 15 |
| - Depreciación y amortización de diferidos | 576.6 | 7 | 818.0 | 8 | 1.082.8 | 8 | 2.083.4 | 7 |
| Total Generación Interna de Fondos | 1.566.5 | 18 | 2.587.3 | 24 | 4.058.5 | 29 | 6.963.9 | 22 |
| - Aportes Filiales | 127.4 | 2 | 214.3 | 2 | 93.7 | 1 | 400.8 | 1 |
| - Crédito Interno | 752.9 | 9 | 3.879.0 | 36 | 3.069.7 | 28 | 2.228.2 | 7 |
| - Crédito Externo | 4.218.2 | 51 | 9.323.0 | 31 | 3.415.0 | 25 | 13.860.7 | 43 |
| - Presupuesto Nacional | 1.315.0 | 16 | 736.5 | 7 | 1.908.7 | 14 | 7.854.3 | 24 |
| - Otras Fuentes | 302.7 | 4 | 58.3 | | 377.3 | 3 | 899.4 | 3 |
| TOTAL FUENTES | 8.343.4 | 100 | 10.790.4 | 100 | 13.722.9 | 100 | 32.207.3 | 100 |

* No incluye filiales de ICEL ni de CORELCA, ni las empresas municipales diferentes de EEEB y EPM

Fuente: DNP e ISA - Informe Institucional FSEE (Borrador)

ESTADO DE FUENTES Y USOS DE FONDOS MONEDA LOCAL
(en Millones de \$ Corrientes)

| | <u>1981</u> | <u>1982</u> | <u>1983</u> | <u>1984</u> | <u>1985</u> | <u>TOTAL</u> |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| <u>USOS</u> | | | | | | |
| Inversión | 25.493 | 30.797 | 39.111 | 46.872 | 53.687 | 195.960 |
| Servicio Deuda | 12.411 | 15.530 | 24.824 | 31.620 | 37.496 | 121.881 |
| Gastos Financ. Constr. (ME y ML) | <u>6.700</u> | <u>10.334</u> | <u>8.997</u> | <u>8.931</u> | <u>12.305</u> | <u>47.267</u> |
| TOTAL USOS | 44.604 | 56.661 | 72.932 | 87.423 | 103.488 | 365.108 |
| <u>FUENTES</u> | | | | | | |
| GIB/1 Total Fuentes | 20.809 | 31.889 | 42.663 | 53.098 | 65.487 | 213.946 |
| Por financiar con Recursos por definir | (23.795) | (24.772) | (30.269) | (34.325) | (38.001) | (151.162) |
| Distribuidos así: | | | | | | |
| - Generación | 16.636 | 18.759 | 25.748 | 29.193 | 32.676 | 123.012 |
| - Otros | 7.159 | 6.013 | 4.521 | 5.132 | 5.325 | 28.150 |
| <u>NOTAS</u> | | | | | | |
| 1/ Tasa Inflación Interna | 25% | 25% | 20% | 15% | 15% | |
| 2/ Ventas esperadas de Energía | 25.855 | 37.204 | 49.717 | 63.874 | 81.735 | 256.385 |

V - OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO

1 - OPERACION AÑO 1979

Actualmente, el sistema operativo del sector eléctrico se encuentra dividido en dos: El Sistema Central Interconectado y el Sistema de Corelca. Con la energización provisional a 220 KV entre estos dos sistemas que ha de realizarse en noviembre de 1981, se logrará que la operación energética del Sistema Interconectado Nacional sea determinada en forma centralizada y conjunta. Actualmente, la operación energética a cargo de ISA se realiza únicamente sobre el Sistema Central, el cual estuvo caracterizado durante el año por los siguientes hechos:

- Las tasas de crecimiento fueron de 10.50/o para energía y 10.60/o para potencia. El factor de carga promedio anual fué del 600/o y el factor de diversidad diaria del 3.20/o.
- El pico máximo de potencia fué de 2.794 MW y la demanda total de energía fué de 14.687 GWH. Para el Sistema Corelca fué 465 MW y 2.873 GWH, respectivamente.
- El crecimiento de la producción de energía fue del 11.10/o, con una composición del 12.60/o de origen térmico y 87.40/o de origen hidráulico. Para el sistema colombiano el porcentaje de generación hidráulica fue del 840/o y del 160/o de generación térmica.
- La generación de ISA fue de 2.882 GWH con un valor de 1.878 millones de pesos, y los intercambios entre los socios fueron de 793 GWH, por un valor de 328 millones de pesos.
- El total de intercambios de energía por programa fue de 3.675 GWH, por un valor de 1.558 millones de pesos, distribuidos en energía básica (3.111

GWH), básica adicional (451 GWH), optimizable (102 GWH) y emergencia (4.5 GWH). Los intercambios de potencia tuvieron un valor de 714 millones de pesos.

- Las pérdidas en la red de Interconexión fueron de 120 GWH, que corresponden a un 4.20/o de las transferencias netas efectuadas, las cuales fueron de 2.879 GWH.

Los valores de intercambio de energía que cada uno de los socios ha realizado mediante las líneas de transmisión del sistema interconectado central, se presentan en el cuadro No. 8 del anexo final. Igualmente, aparece el cuadro No. 9 donde se muestran los costos de combustible en las plantas de generación térmica, observándose incrementos hasta del 3780/o para el gas y 2400/o para el carbón entre diciembre de 1977 y 1979, lo que implica incrementos altísimos en los costos de generación de dichas plantas.

La buena capacidad existente en los embalses hizo que el porcentaje de producción de energía de origen hidráulica, fuera para el Sistema Central de 87.40/o.

A raíz del accidente sufrido en febrero de 1980 en la planta de San Francisco de propiedad de la CHEC, se ha llegado a una situación ya crítica en la disponibilidad de la capacidad pico, por lo que se prevén dificultades y racionamientos en las horas de carga máxima para este año de 1980 y el primer semestre de 1981.

2 - PROYECTO TELECOMUNICACIONES Y CONTROL

Con el objeto de mejorar las condiciones de seguridad y economía en la operación del sistema eléctrico interconectado, actualmente se construye el Centro Nacional de Control y Telecomunicaciones, el cual realizará automáticamente la supervisión del sistema.

El alcance global del proyecto está fijado en los siguientes puntos:

- Definir una estructura jerárquica de centros de control acorde con la organización institucional y características físicas de la red, que permita un adecuado cubrimiento de la red de potencia, una definición clara de funciones y responsabilidades en el manejo y coordinación de la ejecución de la operación y una determinación de los conjuntos de datos requeridos en tiempo real, estadísticos y operativos, que estén de acuerdo con el cubrimiento y definición de objetivos, funciones y responsabilidades.
- Implementar el Centro Nacional de Control y Telecomunicaciones, con su sistema de manejo de energía, adquisición de datos y soporte de computación y comunicaciones con la suficiente flexibilidad de expansión hasta por un período de diez años.
- Capacitación de personal técnico colombiano para la operación del sistema.

CUADRO No. 8

INTERCAMBIOS EEECTIVOS

| | EEEB | EPM | CVC | CHEC | NORD. | C/C | ISA | ICEL |
|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|
| ENE | 185.5 | 1.9 | 29.8 | 49.3 | 5.7 | 16.3 | -298.6 | 71.3 |
| FEB | 161.4 | -1.2 | 39.7 | 57.6 | 4.9 | 18.4 | -290.9 | 80.9 |
| MAR | 143.4 | -8.2 | 2.7 | 50.8 | 6.2 | 16.2 | -214.6 | 73.2 |
| ABR | 125.2 | -5.4 | 6.4 | 37.9 | 1.0 | 14.1 | -171.5 | 51.0 |
| MAY | 90.9 | 23.9 | 12.2 | 52.1 | 4.6 | 13.7 | -206.5 | 70.4 |
| JUN | 53.9 | 41.9 | 12.6 | 49.0 | 6.0 | 13.4 | -186.0 | 68.4 |
| JUL | 115.7 | 17.8 | 54.5 | 57.9 | .9 | 11.6 | -269.4 | 70.4 |
| AGO | 154.5 | 34.1 | 48.5 | 65.5 | -12.3 | 12.7 | -315.7 | 65.9 |
| SEP | 126.5 | 48.5 | 7.5 | 55.5 | 3.9 | 15.7 | -268.1 | 75.1 |
| OCT | 136.8 | 1.5 | 9.1 | 63.0 | 10.2 | 15.0 | -245.5 | 88.2 |
| NOV. | 58.6 | 3.1 | 34.0 | 49.8 | 32.6 | 15.3 | -202.6 | 97.7 |
| DIC | 38.6 | 40.8 | 27.9 | 43.9 | 30.7 | 16.3 | -209.5 | 90.9 |
| TOTAL | 1391.0 | 198.7 | 266.7 | 632.3 | 92.4 | 178.7 | 2878.9 | 903.4 |

CUADRO No. 9

COSTOS DE COMBUSTIBLE

| | | <u>Diciembre</u> | <u>Diciembre</u> | <u>Diciembre</u> |
|------------|----------|------------------|------------------|------------------|
| | | 1977 | 1978 | 1979 |
| Zipaquirá | Carbón | 315.00 \$/Ton | 414.00 | 753.00\$/Ton |
| Zulia | Gas | 6.10 \$/MPC | 6.10 \$/MPC | 63.00 S/MBTU |
| | Crudo | 3.28 \$/Galón | 3.34 \$/Galón | 13.60 \$/Galón |
| Tibú | Crudo | 3.37 \$/Galón | 8.47 \$/Galón | 12.60 \$/Galón |
| Paipa | Carbón | 330.00 \$/Ton | 376.77 \$/Ton | 687.00 \$/Ton |
| Barranca | Gas | 9.42 \$/MPC | 3.42 \$/MPC | 63.00 \$/MBTU |
| | Fuel-Oil | 2.97 \$/Galón | 3.53 \$/Galón | 13.35 \$/Galón |
| Palenque | Gas | 11.00 \$/MPC | 11.00 \$/MPC | 63.00 \$/MBTU |
| Yumbo | Carbón | 550.30 \$/Ton | 737.50 \$/Ton | 743.00 \$/Ton |
| T.B/quilla | Gas | | | 63.00 \$/MBTU |
| | Fuel-Oil | | | 14.30 \$/Galón |
| T. C/gena | Gas | | | 63.00 \$/MBTU |
| | Fuel-oil | | | 14.30 \$/Galón |
| Cospigue | Gas | | | 63.00 \$/MBTU |
| | Fuel-Oil | | | 14.30 \$/Galón |
| Río | Gas | | | 63.00 \$/MBTU |
| | Fuel-Oil | | | 14.30 \$/Galón |

VI – DECISIONES ACORDADAS EN EL SECTOR 1979 – 1980

1 - ACUERDO DE CALI

La Junta Directiva de Interconexión Eléctrica S.A. —ISA— luego de numerosas discusiones y análisis acerca de las entidades a cargo de los proyectos del Programa de Generación, tomó una decisión al respecto en el llamado "Acuerdo de Cali", el cual determinó totalmente estos aspectos, además de clarificar el marco institucional del sector y los objetivos inmediatos de sus empresas. Las principales decisiones adoptadas fueron las siguientes:

- Ratificar y apoyar ampliamente los principios y la política de planeación integrada y operación coordinada de la generación y la transmisión en el Sistema Interconectado por parte de Interconexión Eléctrica S.A.
- ISA continuará adelantando proyectos de su propiedad, en tal forma que su capacidad generadora, operativa, técnica y financiera actual mantenga un crecimiento lógico y normal en relación con el incremento de la capacidad generadora nacional.
- En los proyectos futuros que entren en operación a partir de la entrada en servicio de San Carlos - Jaguas, Interconexión Eléctrica S.A., coordinará el despacho de la energía lo mismo que la estructuración y fijación de sus respectivas tarifas de intercambio, independientemente de qué entidad sea la propietaria de tales proyectos.
- ISA tendrá funciones generales de coordinación del sector en áreas como:
 - Interconexiones nacionales e internacionales
 - Recursos naturales directamente vinculados con el sector eléctrico.
 - Centrales nucleares
 - Informaciones estadísticas eléctricas

El proyecto Playa será construido por las Empresas Públicas de Medellín y será de su propiedad. Así mismo, llevará a cabo su operación, sin embargo, el despacho de su energía será coordinado por ISA de acuerdo con las necesidades de todos los accionistas. Las tarifas de intercambio serán determinadas por ISA.

El Proyecto de Guavio será construido, operado y será de propiedad de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, quien otorgará a ISA derechos de participación de energía y potencia hasta por un valor del 40%. La Asamblea General de Accionistas de ISA definirá este porcentaje y reglamentará las características de estos derechos de participación de energía y potencia. El despacho de la energía del proyecto será coordinado por ISA.

- Se otorga a CORELCA el derecho sobre el 50% de la propiedad de las Centrales de Urrá I y II, derecho que tendrá vigencia una vez CORELCA demuestre al Gobierno Nacional su capacidad financiera para asumir tal compromiso. La construcción de dichos proyectos estará a cargo de ISA, con la participación de CORELCA.
- Se otorga una primera opción a la CVC para construir y ser propietaria de un próximo proyecto de significación que se defina por el programa de generación para ser desarrollado en el suroeste colombiano. El Proyecto Calima II será de propiedad de la CVC, quien lo construirá cuando un próximo programa de generación así lo determine.
- CORELCA tendrá a su cargo la construcción y propiedad de la Central de Termocerrejón II.
- Autorizar al ICEL y a la CHEC para iniciar la etapa de diseños del Proyecto Hidroeléctrico La Miel I, proyecto que será de propiedad de la CHEC cuando ISA autorice su construcción.
- Considera, además, el Acuerdo de Cali aspectos relacionados con el próximo programa de generación y segundo plan de emergencia.

Las decisiones del Acuerdo de Cali deberán ser ratificadas durante el año 1980 por la Asamblea General de Accionistas.

Se definió, igualmente, por parte del sector que la Central de Betania será construida por el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), el cual tendrá el 50% de propiedad de la Central e ISA el otro 50%.

2 - RECINTO DE QUIRAMA - Conclusiones

Representantes del Departamento Nacional de Planeación, Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, ISA, ICEL, CHEC, CORELCA, CVC, EEEB y EPM se reunieron en el Recinto de Quirama con el

objetivo de analizar la situación financiera del sector en el año de 1980 y sus perspectivas futuras. Las conclusiones y recomendaciones principales en torno a las posibles soluciones del problema financiero del sector fueron las siguientes:

- Un mayor nivel de autosuficiencia financiera del sector debe lograrse. El incremento sustancial del precio del servicio por encima de la tasa de inflación interna es el medio para tal fin. Los resultados del estudio tarifario que viene realizando el sector permitirán fijar en corto tiempo las pautas más indicadas.
- Se deben crear mecanismos que hagan posible la captación de recursos provenientes del ahorro nacional y los conviertan en nuevas fuentes de financiación de los programas del sector.
- Es conveniente estudiar la inclusión de un parámetro financiero en la repartición de los costos del programa de generación, parámetro que debe reflejar la condición financiera de las respectivas empresas en las inversiones de las mismas.
- Se requiere facilitar y agilizar la tramitación de créditos externos para el sector, con el fin de disminuir su fuerte incidencia en los costos de las inversiones.
- Se requieren modificaciones institucionales que permitan un control más efectivo del ICEL y CORELCA sobre sus filiales. Implicaciones negativas del decreto sobre descentralización en este respecto, deben tenerse en cuenta.
- Deben tomarse medidas para reducir sustancialmente la cartera morosa entre empresas del sector, igualmente de entidades oficiales con aquéllas.
- Debe estudiarse el Decreto 808 de 1979 a la luz de las cargas financieras adicionales que a la postre impuso el sector.
- Debe diseñarse a la mayor brevedad, por parte del sector, un estatuto de racionamiento.

ANEXOS

PROYECTOS EN CONSTRUCCION

ANEXO No. 1

I - Proyecto: Central Térmica Termozipa IV.

Descripción: Construcción de una unidad adicional de 68 MW. Hace parte de un programa de emergencia decretado por el Gobierno Nacional para solucionar déficit previsto de generación del período diciembre 1981-mayo 1983.

Estado Actual: Construcción

Entrada Operación: Abril de 1981

| | | |
|-------------------------------|---------------|------------|
| <u>Valor de la Inversión:</u> | M. extranjera | \$ 1.591.8 |
| | M. local | \$ 648.5 |
| | Total | \$ 2.240.3 |

II - Proyecto: Desviación de los ríos Rucio, Negro y Tunjita

Descripción: Desviación de estos ríos al embalse La Esmeralda para aprovechar sus caudales en la Central de Chivor y aumentar la generación de este proyecto en un 27^oo, aproximadamente a 800 GWH/año.

Estado Actual: Construcción

Entrada Operación: Desviación Tunjita: Julio 1982
Desviación Negro y Rucio: Octubre 1982

| | | |
|-------------------------------|---------------|------------|
| <u>Valor de la Inversión:</u> | M. extranjera | \$ 3.572.2 |
| | M. local | \$ 1.476.9 |
| | Total | \$ 5.049.1 |

III - Proyecto: Turbogas Chinú

Descripción: Construcción de una Central Turbogas de 100 MW en Chinú, departamento de Córdoba. Hace parte del plan de emergencia para evitar racionamientos de energía en los años 1982-1983. Contrato llave en mano.

Estado Actual: Adjudicación de la Licitación.

Entrada Operación: Diciembre 1981

| | | |
|------------------------|---------------|------------|
| Valor de la Inversión: | M. extranjera | \$ 1.119.1 |
| | M. local | \$ 238.9 |
| | Total | \$ 1.358.0 |

IV - Proyecto: Central Hidroeléctrica de Chivor - II Etapa

Descripción: Adición de 500 MW de capacidad instalada, a la Central Hidroeléctrica de Chivor.

Estado Actual: Construcción

Entrada Operación: Julio 1981

Valor de la Inversión:

(Incluido Telecomunicaciones y Control)

| | |
|---------------------|------------|
| M. extranjera | \$ 4.660.1 |
| M. local | \$ 2.553.3 |
| Total costo directo | \$ 7.213.4 |

V. Proyecto: Telecomunicaciones y Control

Descripción: Con el objeto de mejorar las condiciones de seguridad y economía en la operación del sistema interconectado se creará el Centro de Control Nacional de Despacho que hará automáticamente supervisión del sistema.

Estado Actual: Construcción

Entrada Operación: Segundo semestre de 1982

VI - Proyecto: Línea Interconexión a 500 KV

Descripción: Interconexión del Sistema Central, especialmente hidroeléctrico, con el Sistema de la Costa, totalmente térmico; construcción de dos subestaciones terminales en San Carlos y Sabanalarga (520 Kms) y dos subestaciones intermedias en Chinú y Cerromatoso. Este proyecto es indispensable para la operación de Cerromatoso.

Estado Actual: Construcción

Entrada Operación: Noviembre 1981 (energización a 220 KV)
Diciembre 1982 (energización a 500 KV)

| | | |
|------------------------|---------------------|------------|
| Valor de la Inversión: | M. extranjera | \$ 4.022.4 |
| | M. local | \$ 3.416.2 |
| | Total costo Directo | \$ 7.438.6 |

VII- Proyecto: Central Hidroeléctrica de San Carlos

Descripción: Localizada en el departamento de Antioquia, municipio de San Carlos, genera 1.240 MW, en dos etapas de 620 MW cada una. Adicionalmente se desviarán el río Calderas hacia el río San Carlos.

Estado Actual: Construcción

Entrada Operación: I Etapa: a partir de junio 1982

II Etapa: Segundo semestre 1983

| | | |
|------------------------|---------------------|-------------|
| Valor de la Inversión: | M. extranjera | \$ 16.561.5 |
| | M. local | \$ 11.769.5 |
| | Total costo directo | \$ 28.331.0 |

VIII - Proyecto: Central Hidroeléctrica de Jaguas

Descripción: Localizada en el departamento de Antioquia, contará con un potencial de generación de 170 MW, con un promedio de producción de energía de 662 GWH, que se elevaría a 2.692 GWH con la terminación de los proyectos de "San Carlos" y de "Playas" río abajo.

Mediante esta central y el embalse de San Lorenzo, se aprovechan los caudales naturales del río Nare, con un caudal de 40.5 M³/seg., los cuales son desviados hacia el Río Guatapé y que adicionados con los que se desvían mediante la Central de Guatapé, son finalmente aprovechados en San Carlos; como tal, este proyecto está estrechamente relacionado al Proyecto San Carlos, siendo indispensable para la óptima operación de éste.

Estado Actual: Construcción

Entrada Operación: Diciembre 1983

| | | |
|------------------------|---------------|-------------|
| Valor de la Inversión: | M. extranjera | \$ 5.533.4 |
| | M. local | \$ 4.972.1 |
| | Total | \$ 10.505.5 |

IX - Proyecto: Centrales Hidroeléctricas del Alto Sinú, Urrá I y II.

Descripción: El desarrollo del Alto Sinú está integrado por dos proyectos;

Urrá I, localizado sobre el Río Sinú, en el departamento de Córdoba, cerca de la población de Tierra Alta, 77 Kms. al sur de la ciudad de Montería y

Urrá II, localizado 22 Kms. aguas arriba del primero, 1 Km. aguas abajo de la desembocadura del río Esmeraldas.

Este desarrollo aprovecha los caudales del Río Sinú, adicionados con los que se desvían del Río San Jorge aguas arriba del Proyecto Urrá II. El caudal promedio utilizado por el Proyecto Urrá II es del orden de 283 m³/seg., los cuales son regulados por medio de una presa y turbinados después de una caída bruta promedio de 125 metros en una casa de máquinas superficial con una capacidad instalada de 710 MW. El caudal promedio utilizado por el proyecto Urrá I, aguas abajo del anterior es de 399 m³, los cuales son regulados por medio de una presa y turbinados después de una caída bruta promedio de 62 metros, en una casa de máquinas superficial con una capacidad instalada de 340 MW.

Estado Actual: Los estudios continúan a pesar de algunas dificultades de orden público, presentadas en la zona del proyecto. Se trabaja en la construcción de carreteras de acceso a los frentes de trabajo.

Fecha de Culminación: Mayo 1988

| | |
|---|--------------|
| <u>Valor de la Inversión:</u> M. extranjera | \$ 61.562.1 |
| M local | \$ 55.018.2 |
| Total | \$ 116.580.3 |

Nota: En pesos corrientes.

2 - Proyecto: Central Térmica Termozipa V

Descripción: Adición de una unidad de 86 MW.

Entrada en Operación: Prevista para marzo 1982

| | |
|--------------------------------------|------------|
| Valor de la Inversión: M. extranjera | \$ 2.255.6 |
| M. local | \$ 775.3 |
| Total | \$ 3.030.9 |

PROYECTOS EN ESTUDIO

ANEXO No. 2

I - CAÑAFISTO

Localizado en el departamento de Antioquia, forma parte del aprovechamiento integral del río Cauca. El estudio de factibilidad ya fue terminado, detectándose una capacidad instalada inicial de 1.500 MW, con un promedio anual de energía de 7.640 GWh, que operaría con un factor de planta de 58%. Puede ampliarse el proyecto mediante la instalación de una unidad adicional para llegar a una capacidad final de 1.800 MW. A precios corrientes, el costo de inversión en la primera etapa se ha estimado en 815.7 millones de dólares.

II - NEME

Localizado en el departamento del Tolima, cerca de la población de Ataco. Es parte del aprovechamiento total del río Saldaña. El proyecto se encuentra actualmente en estudio a nivel de factibilidad, y su capacidad instalada prevista es de 480 MW.

III - ITUANGO

Localizado en el departamento de Antioquia, sobre el río Cauca, aguas abajo del proyecto Cañafisto. La capacidad instalada prevista es de 4.200 MW, constituyéndose en el proyecto hidroeléctrico identificado con mayor capacidad instalada en el país. El proyecto se encuentra actualmente en estudio a nivel de factibilidad.

IV - HOYA DEL FONCE - SUAREZ

Proyecto localizado en el departamento de Santander, en la hoyas de los ríos Fonce y Suarez, en el tramo comprendido entre la confluencia de los ríos Fonce y Chicamocha. El estudio de factibilidad para realizar en 2 etapas comprende la posibilidad de un desarrollo integral de la cuenca por medio de 3 proyectos denominados Fonce (343 MW), Cabrera (408 MW) y Guane (426 MW), para un total de 1.177 MW.

V - HOYA DEL ALTO PUTUMAYO

Proyecto localizado en el departamento de Nariño y la Intendencia del Putumayo, comprende el estudio de los ríos Guamués y Putumayo aguas arriba de su desembocadura. El proyecto a nivel de factibilidad (2 etapas) comprende los proyectos Patacoy (220 MW), Portachuelo (212 MW), La Cocha (300 MW) y Guamués (280), para un total aproximado de 1.012 MW.

VI - HOYA DEL ALTO CAQUETA

Localizado en el departamento del Cauca y la Intendencia del Putumayo, considera el estudio del río Caquetá, en su parte alta, el cual es conocido como

río Las Papas. El potencial de 12 proyectos de la hoya se ha estimado en 3.200 MW, evaluándose en esta etapa 4 proyectos con una capacidad de 2.310 MW. El estudio se encuentra a nivel de factibilidad (2 etapas).

VII - TERMICA 500 MW - CARBON

ISA contrató un estudio con Carbocol el cual se realiza a nivel de factibilidad en 2 etapas, así: La primera evalúa las reservas carboníferas en las zonas de Antioquia, Norte de Santander, Cundinamarca, Boyacá y Valle del Cauca, la localización más favorable de una central térmica, la factibilidad de su operación y explotación industrial. La segunda fase determinará las obras civiles y el equipo de la central.

VIII - FARALLONES

Localizado en el departamento de Antioquia, 10 Km aguas arriba de la población de La Pintada. Aprovecha los caudales del río Cauca. El estudio a nivel de prefactibilidad considera la posibilidad de una central con capacidad de generación de 2.120 MW.

IX - HOYA DEL ALTO ARAUCA

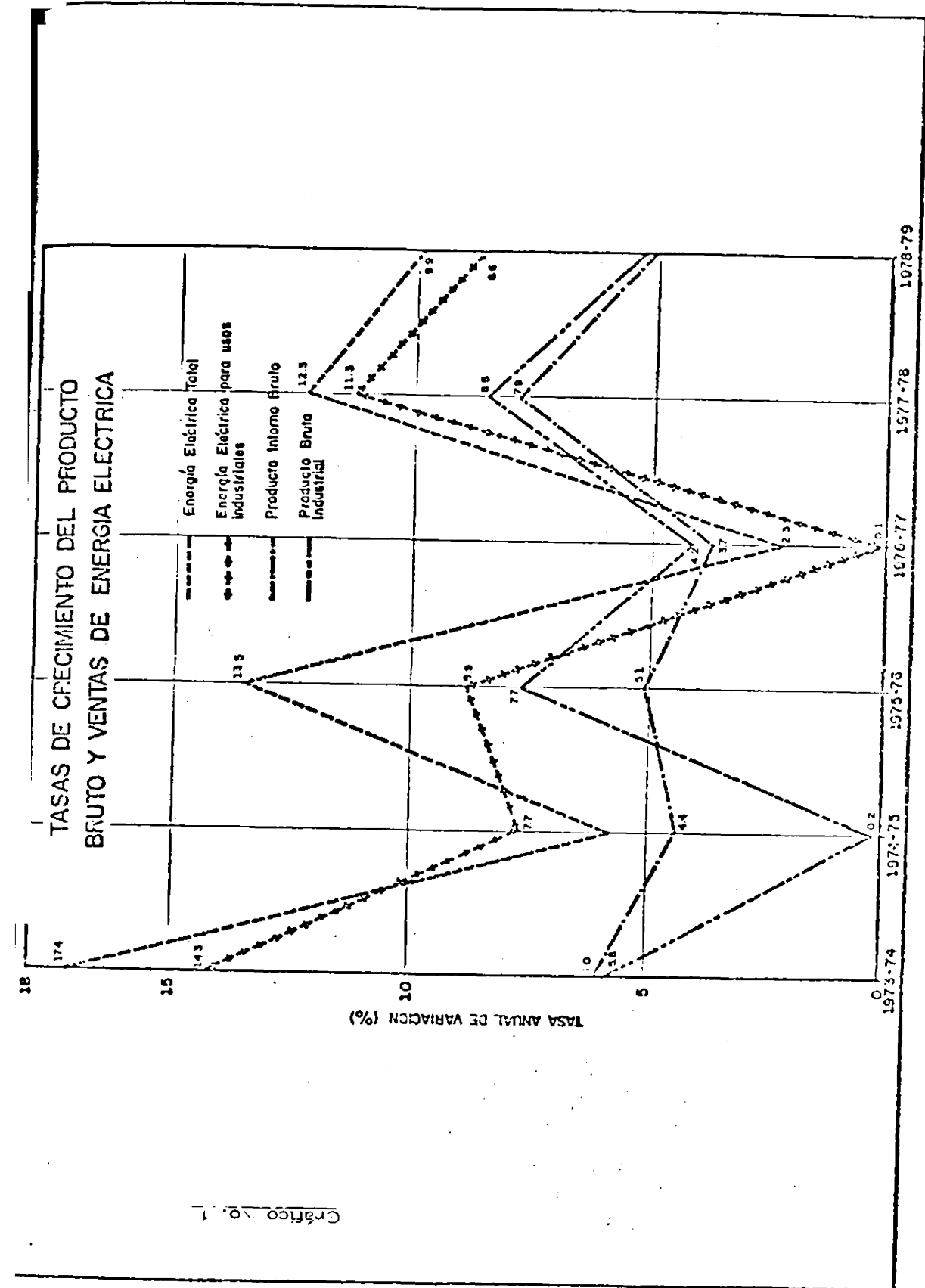
La hoya que se analizará está localizada en los departamentos del Norte de Santander, Boyacá e Intendencia del Arauca. Se aprovecha los ríos Margua, Cobugón y Bojabá, afluentes del Arauca, y este río en su primer tramo. El estudio se realizará a nivel de factibilidad en 2 etapas y comprende 7 proyectos con una capacidad de 1.750 MW.

X - RIO MIRA

El proyecto localizado en el departamento de Nariño comprende el estudio de la cuenca del río Mira, con 3 proyectos identificados: Palpis (270 MW), El Diviso (192 MW) y La Honda (210 MW), para un total de 672 MW. El estudio se hará a nivel de reconocimiento.

XI - MAGDALENA MEDIO

El estudio del río Magdalena en su parte media es el proyecto más interesante de uso múltiple para realizarse en el país. Los estudios, que se encuentran a nivel de reconocimiento, contemplan la posibilidad de realizar 11 proyectos de generación eléctrica entre Girardot y Puerto Wilches. Ventajas adicionales de estos proyectos se presentarán en control de inundaciones, navegación y adecuación de tierras. El estudio se realizará a nivel de prefactibilidad, y contará con la colaboración del Gobierno Alemán.



CUADRO No. 1
DISTRIBUCION PORCENTUAL NUMERO DE CONSUMIDORES,
POR RANGO DE CONSUMO

| KWh/año | BOGOTA | | MEDELLIN | | CALI | | B/QUILLA | | TOTAL | |
|---------------|--------|---------|----------|---------|-------|---------|----------|---------|-------|---------|
| | % | Acumul. | % | Acumul. | % | Acumul. | % | Acumul. | % | Acumul. |
| 0-1.200 | 22.64 | 22.64 | 3.40 | 3.40 | 3.74 | 3.74 | 21.07 | 21.07 | 12.24 | 12.24 |
| 1.200-2.400 | 28.30 | 50.94 | 7.26 | 10.66 | 13.19 | 16.93 | 23.90 | 44.97 | 17.92 | 30.16 |
| 2.400-3.600 | 19.92 | 70.86 | 14.74 | 25.40 | 17.80 | 34.73 | 19.18 | 64.15 | 17.86 | 48.02 |
| 3.600-4.800 | 9.22 | 80.08 | 17.46 | 42.86 | 16.92 | 51.65 | 15.09 | 79.24 | 14.55 | 62.57 |
| 4.800-6.000 | 5.87 | 85.95 | 21.09 | 63.95 | 19.12 | 70.77 | 5.97 | 85.21 | 13.42 | 75.99 |
| 6.000-7.200 | 5.45 | 91.40 | 10.88 | 74.83 | 10.33 | 81.10 | 1.89 | 87.10 | 7.51 | 83.50 |
| 7.200-9.600 | 3.35 | 94.75 | 16.78 | 91.61 | 13.41 | 94.51 | 5.66 | 92.76 | 10.00 | 93.50 |
| 9.600-12.000 | 1.47 | 96.22 | 5.44 | 97.05 | 4.62 | 99.13 | 0.94 | 93.70 | 3.25 | 96.75 |
| 12.000- ó más | 3.78 | 100.00 | 2.95 | 100.00 | 0.87 | 100.00 | 6.30 | 100.00 | 3.25 | 100.00 |

Fuente : Muestra de hogares realizada por ISA en Agosto/78.

144

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.
CUADRO No. 2
DISTRIBUCION PORCENTUAL CONSUMOS ANUALES DE ENERGIA,
POR RANGOS DE CONSUMO (1)

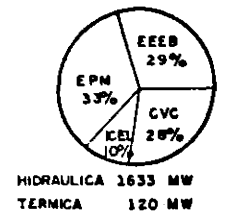
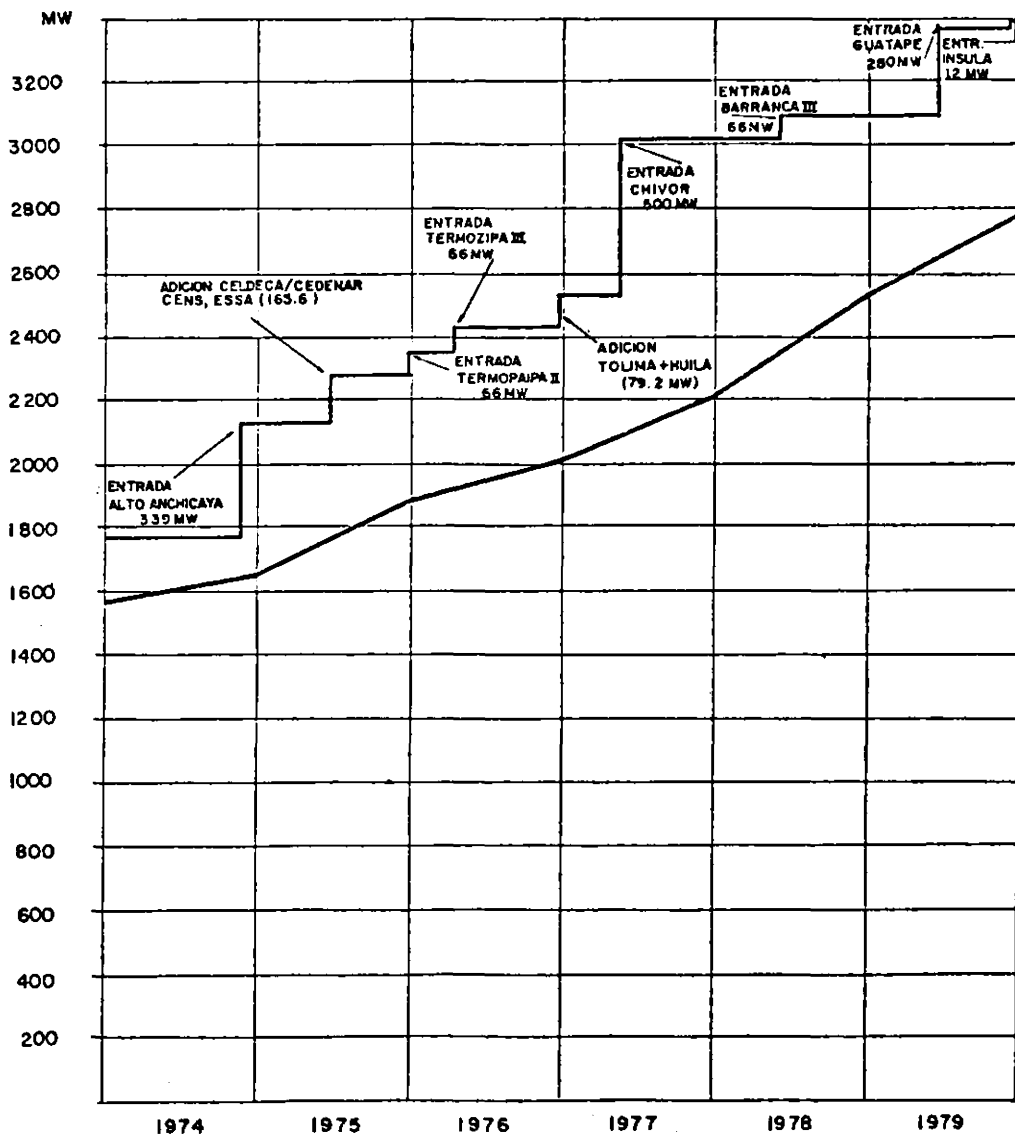
| KWh/año | BOGOTA | | | MEDELLIN | | | CALI | | | B/QUILLA | | | TOTAL | | |
|--------------|-----------------|-------|---------|-----------------|-------|---------|-----------------|-------|---------|-----------------|-------|---------|-----------------|-------|---------|
| | Consumo KWh/año | % | Acumul. | Consumo KWh/año | % | Acumul. | Consumo KWh/año | % | Acumul. | Consumo KWh/año | % | Acumul. | Consumo KWh/año | % | Acumul. |
| 0-1.200 | 522.054 | 31.89 | 31.89 | 522.539 | 21.01 | 21.01 | 540.101 | 24.08 | 24.08 | 346.057 | 26.44 | 26.44 | 1.930.751 | 25.15 | 25.15 |
| 1.200-2.400 | 365.850 | 22.35 | 54.24 | 496.222 | 19.95 | 40.96 | 499.446 | 22.27 | 46.35 | 258.166 | 19.73 | 46.17 | 1.619.684 | 21.11 | 46.26 |
| 2.400-3.600 | 218.144 | 13.33 | 67.57 | 434.214 | 17.43 | 58.41 | 403.936 | 18.02 | 64.37 | 170.399 | 13.02 | 59.19 | 1.228.693 | 15.88 | 62.24 |
| 3.600-4.800 | 138.921 | 8.49 | 76.06 | 347.002 | 13.95 | 72.36 | 309.373 | 13.79 | 78.16 | 106.349 | 8.12 | 67.31 | 901.645 | 11.74 | 73.98 |
| 4.800-6.000 | 91.639 | 5.60 | 81.66 | 247.399 | 9.65 | 82.31 | 206.822 | 9.22 | 87.38 | 64.558 | 4.94 | 72.25 | 610.418 | 7.96 | 81.94 |
| 6.000-7.200 | 66.369 | 4.05 | 85.71 | 189.999 | 6.43 | 88.74 | 130.104 | 5.81 | 93.19 | 53.879 | 4.10 | 76.35 | 410.151 | 5.34 | 87.28 |
| 7.200-9.600 | 83.993 | 5.13 | 90.84 | 159.616 | 6.42 | 95.16 | 118.209 | 5.27 | 98.46 | 72.477 | 5.64 | 81.99 | 434.295 | 5.66 | 92.94 |
| 9.600-12.000 | 48.793 | 2.98 | 93.82 | 53.305 | 2.14 | 97.30 | 30.878 | 1.37 | 99.83 | 53.527 | 4.09 | 85.98 | 186.503 | 2.43 | 95.37 |
| 12.000 ó más | 101.118 | 6.18 | 100.00 | 67.154 | 2.70 | 100.00 | 3.713 | 0.17 | 100.00 | 183.525 | 14.02 | 100.00 | 355.510 | 4.63 | 100.00 |
| TOTALES | 1.636.861 | | | 2.487.450 | | | 2.242.582 | | | 1.308.737 | | | 7.675.650 | | |

(1) Kilovatios hora año facturados en cada rango de consumo

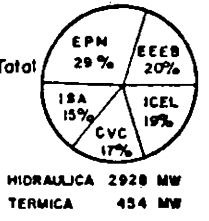
Fuente : Muestra de hogares realizada por ISA en Agosto/78.

145

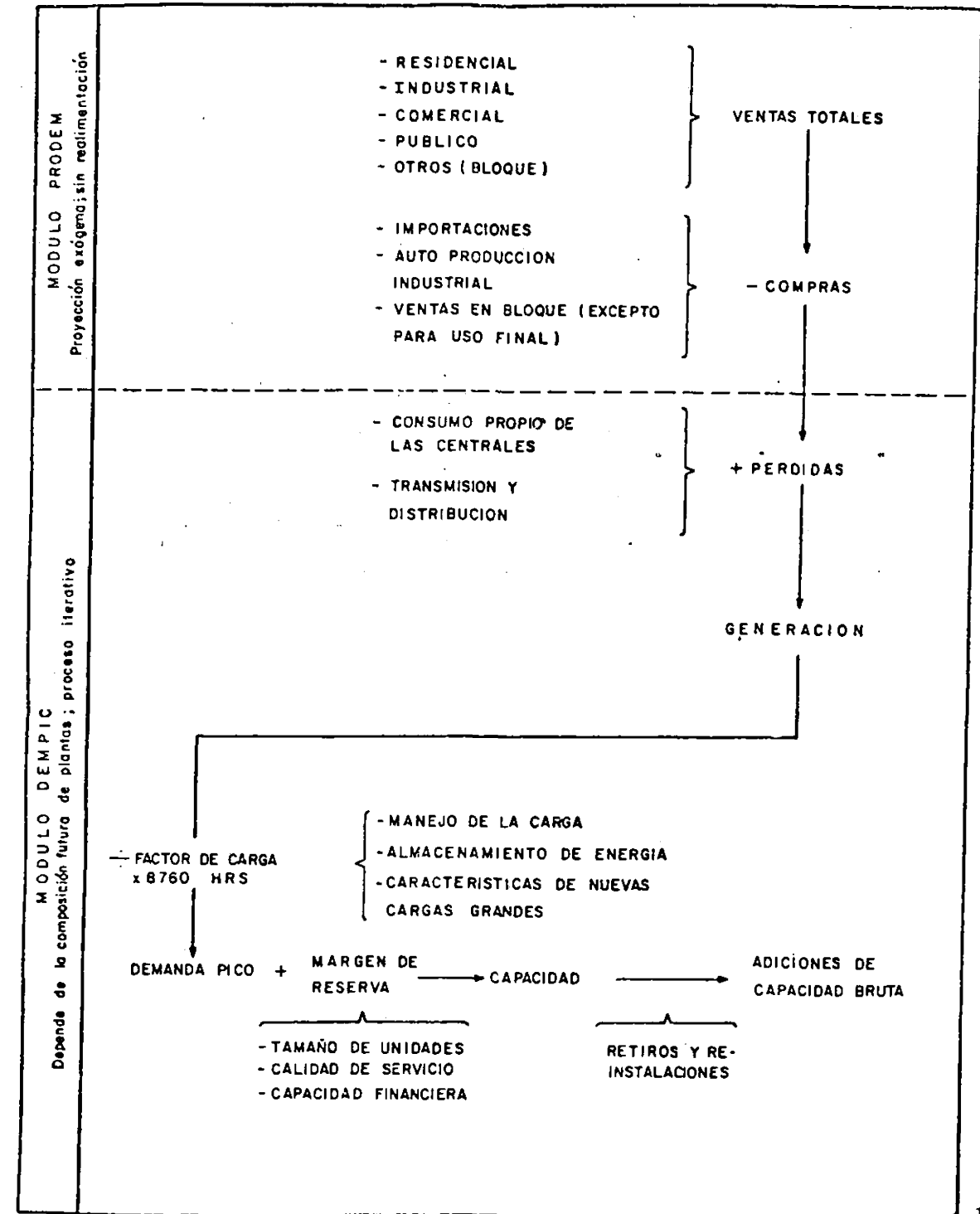
Cuadro No. 3
DEMANDA MAXIMA Y CAPACIDAD INSTALADA
SISTEMA CENTRAL
1974-1979
MW



Porcentaje de Capacidad Instalada por Sistema sobre Capacidad Total



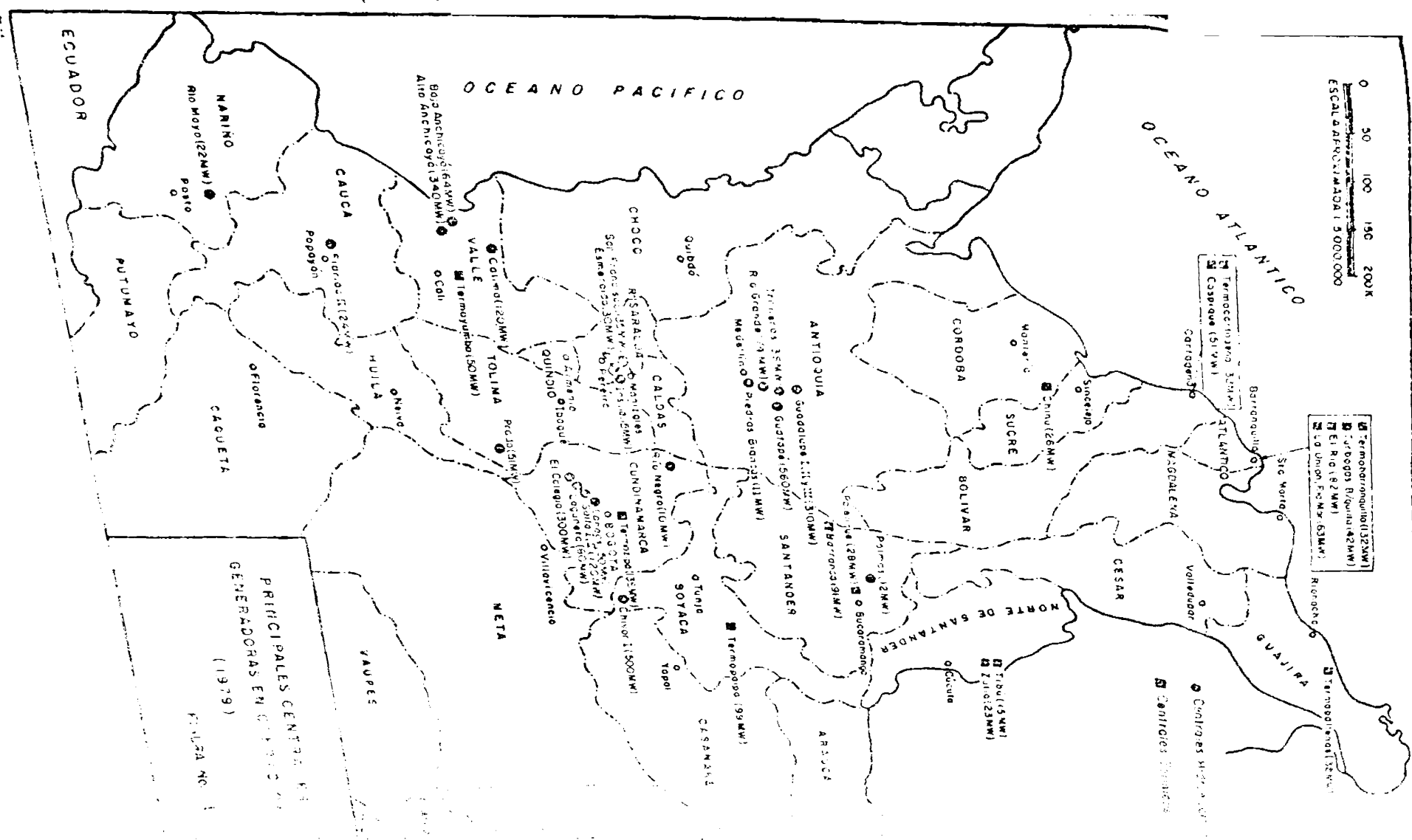
ELEMENTOS PRINCIPALES Y SECUENCIA DE LA
METODOLOGIA DE PROYECCION
 Digrama No. 1

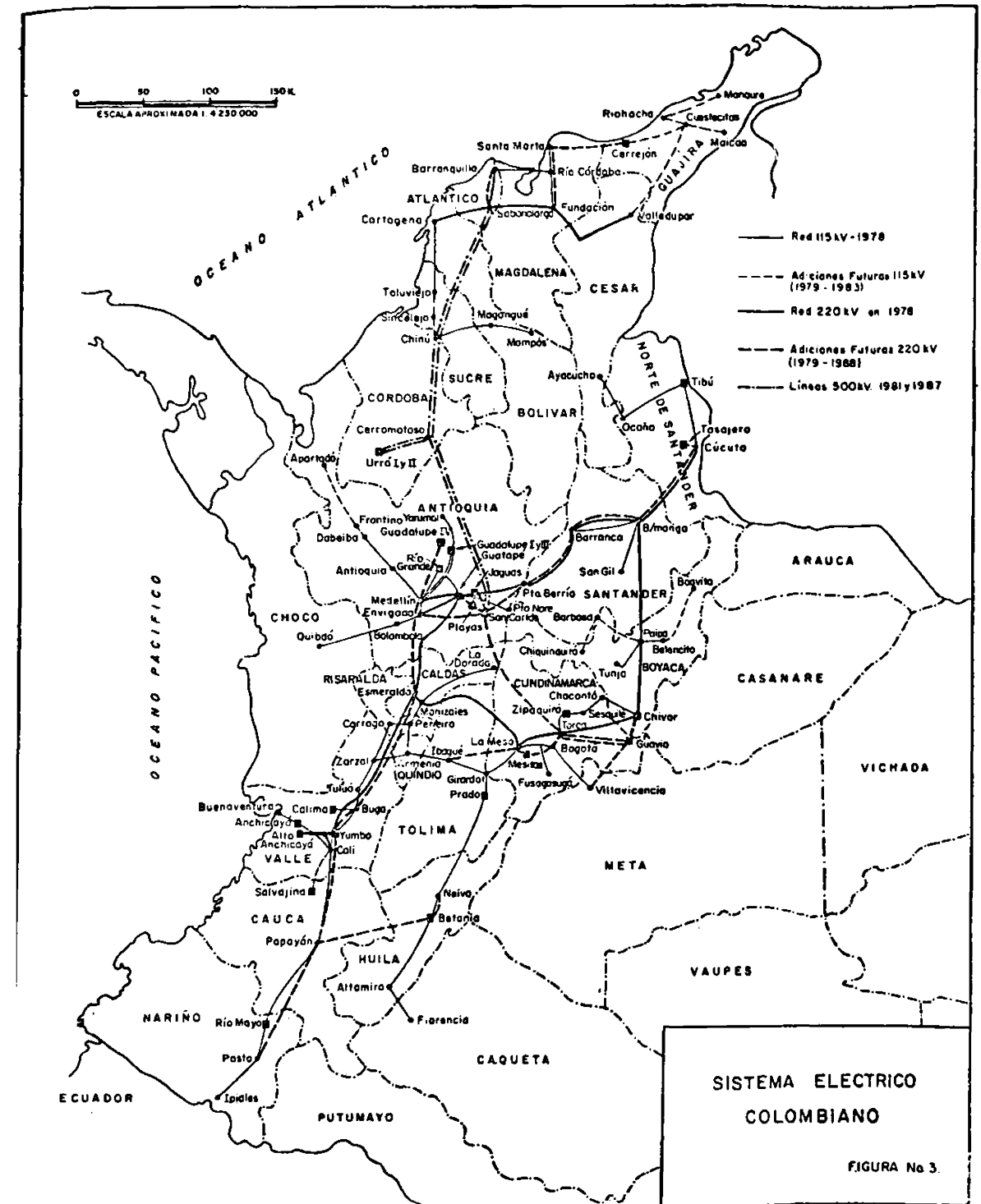


CUADRO No. 4

PROYECCION DE LA DEMANDA NACIONAL DE ENERGIA,
 POTENCIA PICO Y CAPACIDAD INSTALADA

| Año | Demanda de Energía (GWh) | | | Demanda de Potencia Pico (MW) | | | Capacidad Instalada (MW) | | |
|------|--------------------------|----------|--------|-------------------------------|----------|--------|--------------------------|----------|--------|
| | Mínima | Promedia | Máxima | Mínima | Promedia | Máxima | Mínima | Promedia | Máxima |
| 1978 | 16374 | 16886 | 17335 | 3116 | 3213 | 3299 | 3583 | 3695 | 3794 |
| 1979 | 18158 | 18869 | 19502 | 3455 | 3591 | 3711 | 3974 | 4129 | 4268 |
| 1980 | 20874 | 21807 | 22643 | 3966 | 4143 | 4302 | 4560 | 4764 | 4947 |
| 1981 | 22639 | 23831 | 24912 | 4258 | 4482 | 4685 | 4896 | 5154 | 5388 |
| 1982 | 24533 | 26013 | 27362 | 4614 | 4892 | 5146 | 5306 | 5626 | 5918 |
| 1983 | 26630 | 28430 | 30081 | 5017 | 5356 | 5667 | 5770 | 6160 | 6517 |
| 1984 | 28666 | 30824 | 32814 | 5401 | 5807 | 6182 | 6211 | 6678 | 7109 |
| 1985 | 31236 | 33789 | 36154 | 5904 | 6386 | 6833 | 6789 | 7344 | 7858 |
| 1986 | 33717 | 36825 | 39692 | 6373 | 6960 | 7502 | 7328 | 8004 | 8627 |
| 1987 | 36353 | 40065 | 43483 | 6871 | 7572 | 8218 | 7901 | 8708 | 9451 |
| 1988 | 39157 | 43525 | 47546 | 7401 | 8226 | 8986 | 8511 | 9460 | 10334 |
| 1989 | 42140 | 47220 | 51904 | 7964 | 8925 | 9810 | 9159 | 10263 | 11281 |
| 1990 | 45316 | 51169 | 56579 | 8594 | 9704 | 10730 | 9883 | 11160 | 12339 |
| 1991 | 48630 | 55332 | 61546 | 9238 | 10511 | 11692 | 10624 | 12088 | 13446 |
| 1992 | 52161 | 59784 | 66878 | 9909 | 11357 | 12705 | 11395 | 13061 | 14610 |
| 1993 | 55906 | 64529 | 72589 | 10620 | 12259 | 13790 | 12213 | 14097 | 15858 |
| 1994 | 59895 | 69603 | 78729 | 11378 | 13223 | 14956 | 13085 | 15206 | 17199 |
| 1995 | 64130 | 75015 | 85305 | 12183 | 14251 | 16205 | 14010 | 16388 | 18636 |
| 1996 | 68590 | 80773 | 92361 | 13052 | 15371 | 17576 | 15010 | 17676 | 20212 |
| 1997 | 73314 | 86902 | 99912 | 13951 | 16537 | 19013 | 16044 | 19018 | 21865 |
| 1998 | 78343 | 93460 | 108027 | 14908 | 17785 | 20557 | 17144 | 20453 | 23641 |
| 1999 | 83686 | 100467 | 116747 | 15925 | 19118 | 22216 | 18314 | 21986 | 25549 |
| 2000 | 89356 | 107841 | 126098 | 17004 | 20541 | 23996 | 19555 | 23622 | 27595 |





CUADRO No. 5

SISTEMA DE TRANSMISION DEFINIDO Y RECOMENDADO

1979 - 1988

| LINEAS A 220 KV | | | |
|----------------------------------|------|---------------|---------------|
| DEFINIDAS | Km | No. Circuitos | Año Operación |
| CHIVOR - TORCA | 106 | 2 | 1981 |
| SAN CARLOS - GUATAPE | 40 | 2 | 1981 |
| SAN CARLOS - BOGOTA | 193 | 2 | 1982 |
| LA GUACA-PARAISO-BOGOTA | 57 | 2 | 1982 |
| CERREJON- SANTA MARTA-FUNDACION | 150 | 2 | 1983 |
| ESMERALDA- YUMBO | 200 | 2 | 1983 |
| SAN CARLOS - JAGUAS | 40 | 2 | 1983 |
| SAN CARLOS -MEDELLIN | 100 | 2 | 1983 |
| SUBTOTAL | 985 | | |
| RECOMENDADAS | | | |
| BETANIA- POPAYAN - CALI | 290 | 2 | 1984 |
| BETANIA - NEIVA | 30 | 1 | 1984 |
| POPAYAN - PASTO | 162 | 2 | 1984 |
| LA MESA - IBAGUE | 119 | 2 | 1984 |
| GUADALUPE IV -MEDELLIN | 78 | 2 | 1985 |
| PLAYAS - SAN CARLOS - PTO BERRIO | 88 | 1 | 1985 |
| PTO BERRIO -BARRANCA -B/MANGA | 210 | 1 | 1985 |
| BUCARAMANGA -CUCUTA | 121 | 2 | 1985 |
| GUAVIDO - BOGOTA | 80 | 4 | 1986 |
| MEDELLIN - ESMERALDA | 140 | 2 | 1987 |
| B/QUILLA - SABANALARGA | 38 | 2 | 1987 |
| URRA I - URRA II | 22 | 2 | 1988 |
| SUBTOTAL | 1369 | | |
| TOTAL KM a 220 KV | 2254 | | |
| LINEAS A 500 KV | | | |
| DEFINIDAS | | | |
| San Carlos - Cerromatoso | | | |
| Chirú - Sabanalarga | 519 | 1 | 1981 |
| RECOMENDADAS | | | |
| San Carlos - Cerromatoso | | | |
| Sabalarga | 519 | 1 | 1987 |
| Urrá II - Cerromatoso | 80 | 2 | 1988 |
| SUBTOTAL | 599 | | |
| TOTAL Km a 220 Kv y 550 KV | 3372 | | |

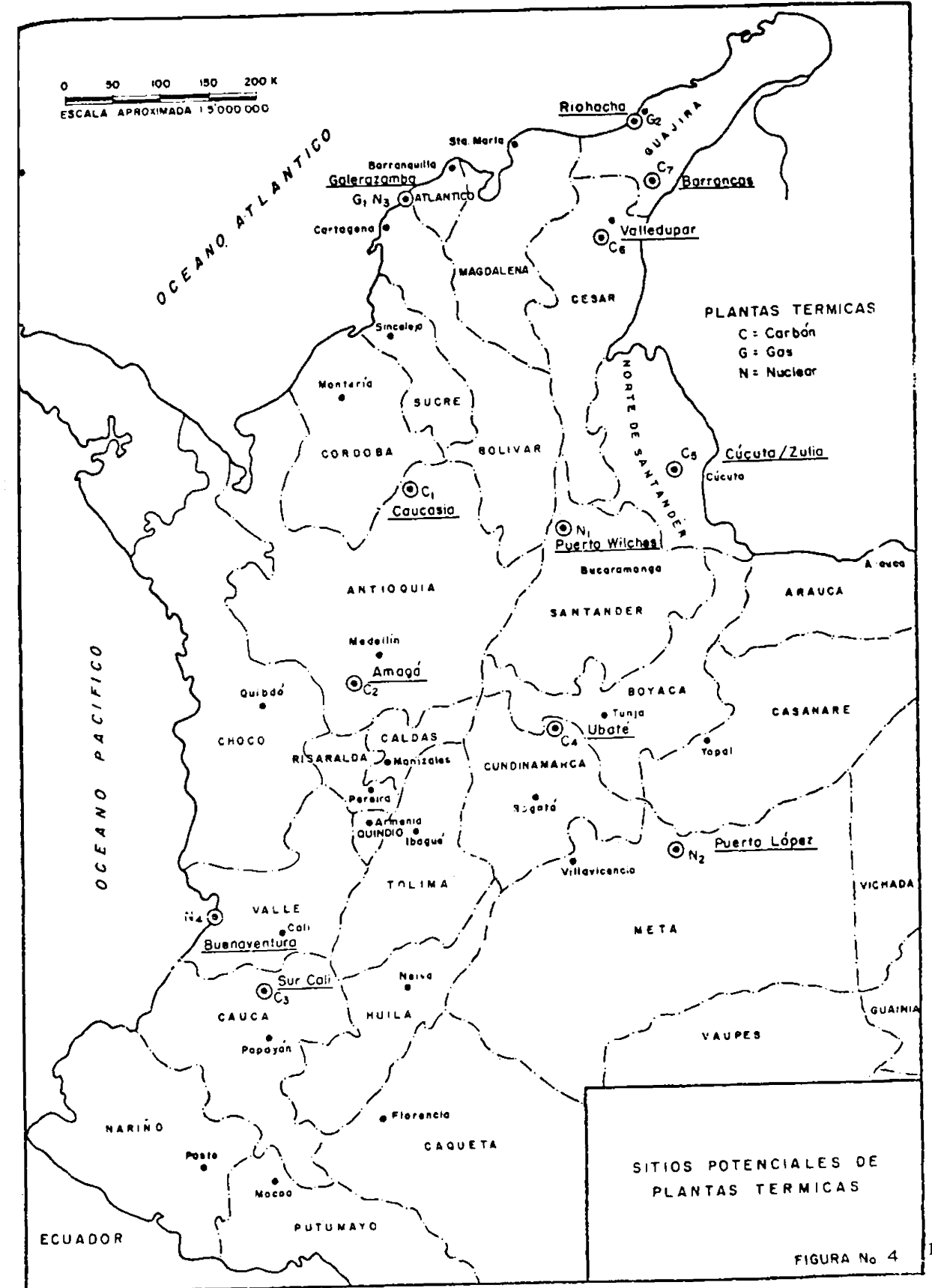


FIGURA No. 4 153

CUADRO No. 6

Ordenamiento de Proyectos de Acuerdo a su Uso Múltiple

| No. | Proyecto | Región | Río | Uso ¹ | Prioridad Hidroeléctrica |
|-----|----------------------|--------------------------|-------------------|------------------|--------------------------|
| 1 | Urrá I ² | IV Atrato - Sinú | Sinú | IRR, CI | Corto Plazo |
| 2 | Urrá II ² | IV Atrato - Sinú | Sinú | IRR, CI | Corto Plazo |
| 3 | Palmalarga | I Magdalena - Cauca | Saldaña | IRR, NAV | Mediano Plazo |
| 4 | Neme | I Magdalena - Cauca | Saldaña | IRR, NAV | Mediano Plazo |
| 5 | Upía | II Orinoquía - Catatumbo | Upía | IRR, CI, NAV | Mediano Plazo |
| 6 | Humea | II Orinoquía - Catatumbo | Humea | IRR, CI, NAV | Mediano Plazo |
| 7 | Guayabetal | II Orinoquía - Catatumbo | Negro - Guayuriba | IRR, CI, NAV | Mediano Plazo |
| 8 | Quetame | II Orinoquía - Catatumbo | Negro - Guayuriba | IRR, CI, NAV | Mediano Plazo |
| 9 | Sogamoso | I Magdalena - Cauca | Sogamoso | IRR, CI, NAV | Mediano Plazo |
| 10 | Lebrija | I Magdalena - Cauca | Lebrija | IRR, CI, NAV | Largo Plazo |
| 11 | Troya | I Magdalena - Cauca | Opón | IRR, CI, NAV | Largo Plazo |
| 12 | Chacipay | I Magdalena - Cauca | Carare | IRR, NAV | Largo Plazo |

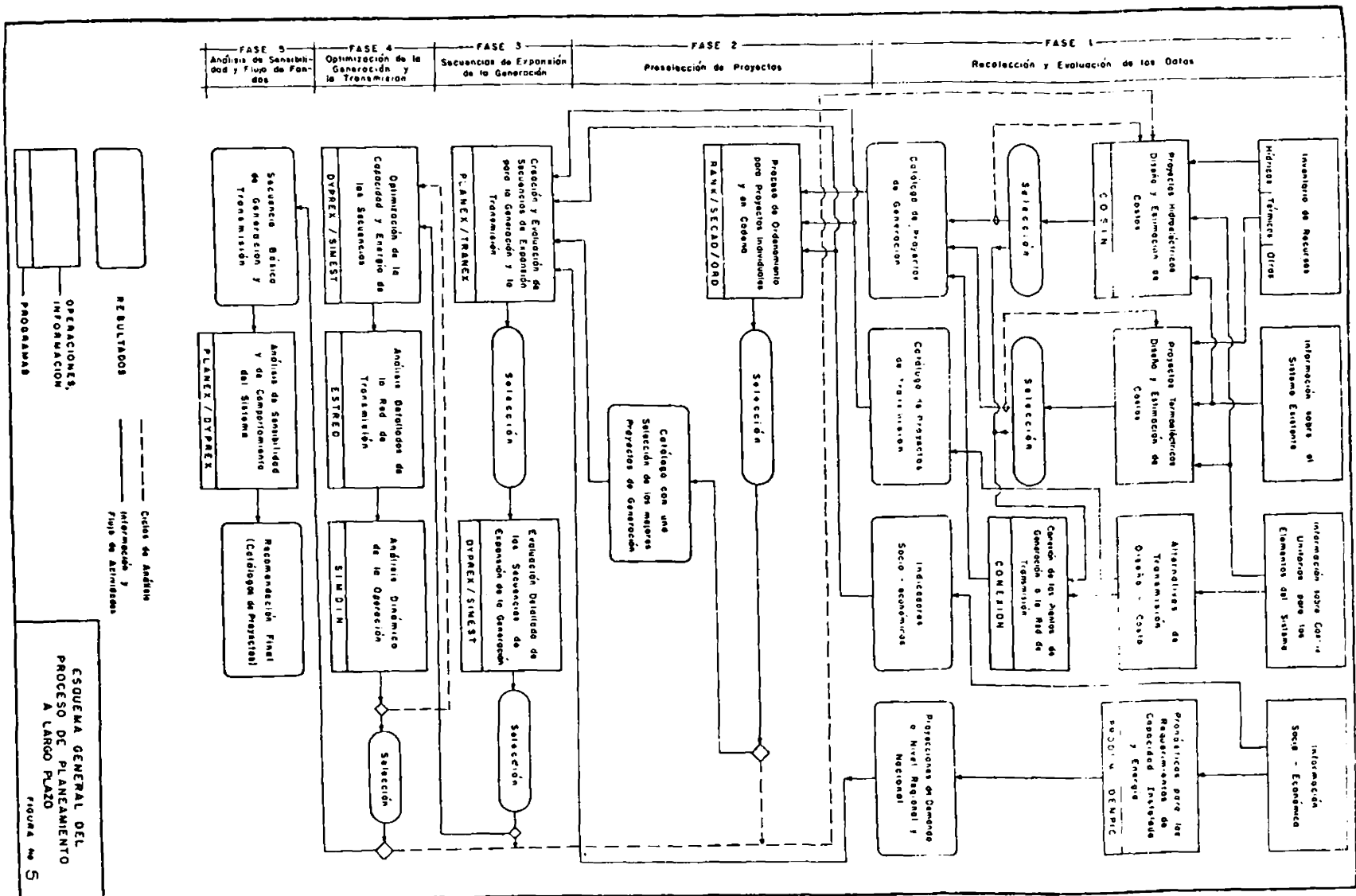
1 IRR- Irrigación
 CI - Control de Inundaciones
 NAV - Navegación

2 Proyectos incluidos en el programa de expansión recomendado para 1984 - 1988

3 Incluido en el catálogo de proyectos con mayor prioridad

NOTA : Los beneficios para la navegación son solamente indirectos y están basados en el control de caudal que se logra con los proyectos hidroeléctricos.

154



155

CUADRO No. 7

Mejores Proyectos para el Periodo 1989-1995

| Proyecto | Tipo | Región | Capacidad Instalada* (MW) | Energía Promedio GWh/a |
|--------------------|------|--------|---------------------------|------------------------|
| Río Grande II | H | N.O. | 210 | 1767 |
| El Dieciocho | H | N.O. | 190 | 1254 |
| Adición Betania | H | C | 167 | - |
| Cañafisto | H | N.O. | 1100 | 7171 |
| Icononzo | H | C | 130 | 931 |
| Micay | H | S.O. | 370 | 1995 |
| Adición San Carlos | H | N.O. | 310 | - |
| Galerazamba | T | N | 600 | 4368 |
| La Cumbre | H | S.O. | 121 | 667 |
| Adición Guavio | H | C | 325 | - |
| Ituango | H | N.O. | 2700 | 16963 |

Mejores Proyectos para el Periodo 1996-2000

| | | | | |
|------------|---|------|------|------|
| Patía I | H | S.O. | 1140 | 5187 |
| Guane | H | N.E. | 630 | 3391 |
| Upia | H | C | 480 | 2341 |
| Palpis | H | S.O. | 380 | 2159 |
| Valledupar | T | N | 600 | 4567 |
| Andaquí | H | S.O. | 470 | 2512 |
| Porce III | H | N.O. | 410 | 2259 |
| Bajo Murri | H | N.O. | 282 | 1327 |
| Dos Bocas | H | N.O. | 240 | 1689 |
| Caguán | H | C | 170 | 1059 |
| Sinsiga | H | N.E. | 180 | 1033 |
| Chillurco | H | S.O. | 180 | 1035 |
| Penderisco | H | N.O. | 1329 | 5817 |
| Hispania | H | N.O. | 190 | 1142 |
| Cartagena | T | N | 140 | Pico |

Capacidades ajustadas para suplir necesidades de cubrimiento de potencia pico.

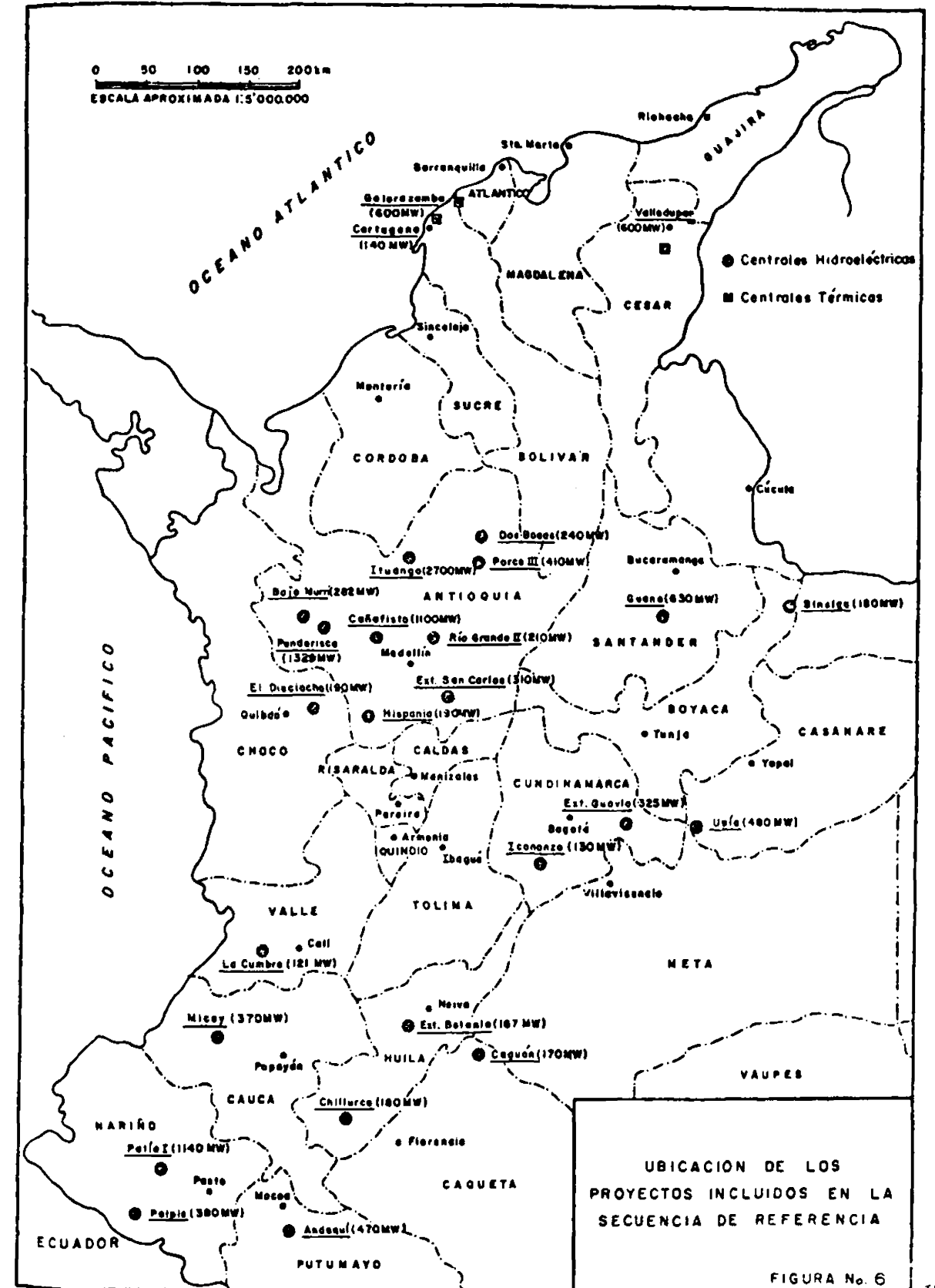
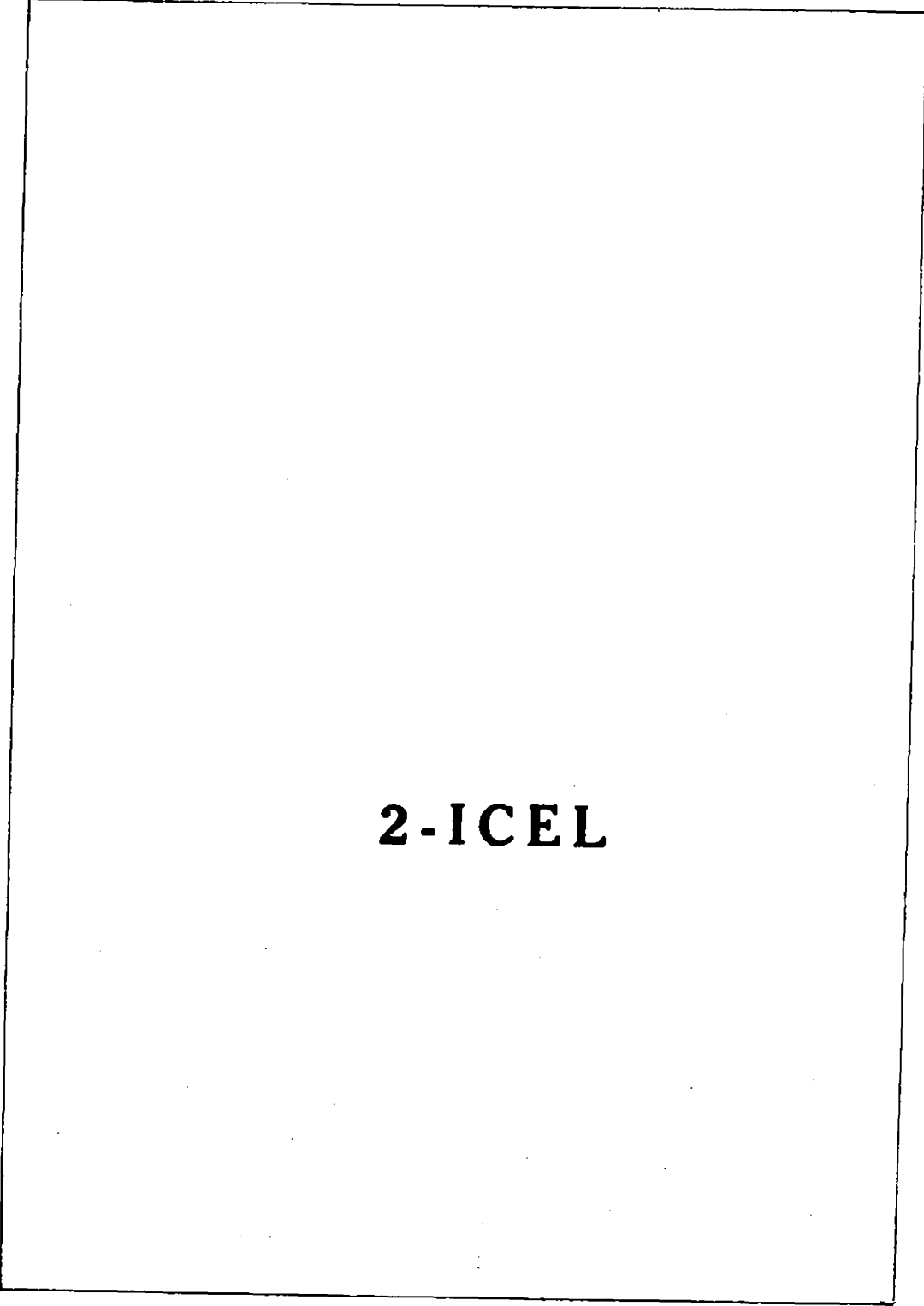
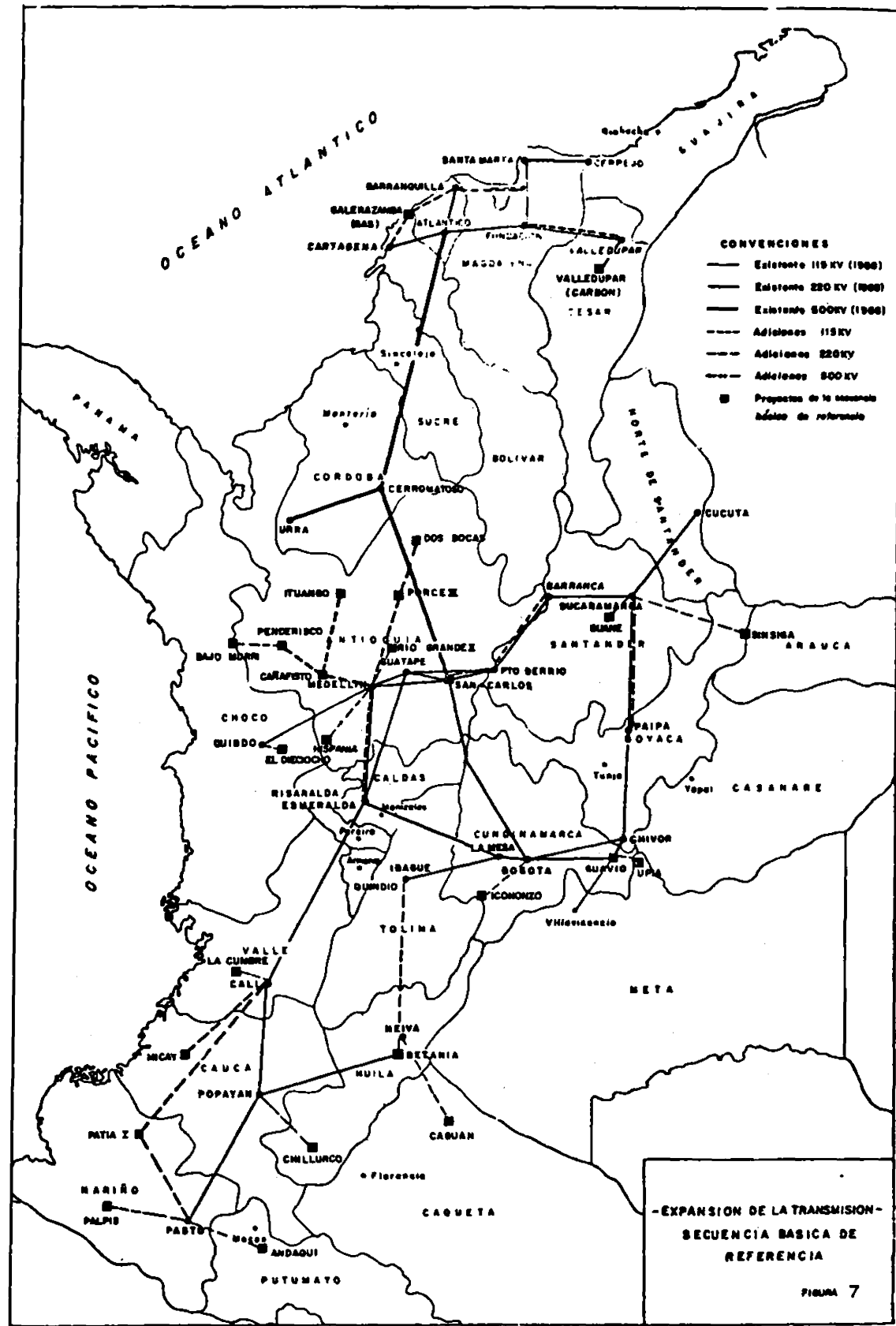


FIGURA No. 6



2-ICEL

I – PROGRAMA DE GENERACION

El cuadro No. 1 muestra un resumen de las inversiones realizadas por el ICEL en los diferentes proyectos de Generación, hasta el día 25 de junio del presente año. A continuación se presenta una descripción general de cada uno de los proyectos mencionados.

1. PROYECTOS EN CONSTRUCCION

– Termopaipa III

Comprende la construcción de una unidad adicional de 66 MW en la actual Central Termoeléctrica de Paipa; su construcción se inició en septiembre 1979 y se espera que entre en operación en septiembre de 1981. El valor de la inversión es de aproximadamente \$2.000 millones.

– Central Hidroeléctrica de Betania

Está localizada sobre el río Magdalena, en el departamento del Huila, con una capacidad instalada de 510 MW. El 10 de julio de 1979 el ICEL abrió la licitación para la precalificación de firmas. El 3 de marzo de 1980 se abrió la licitación para la construcción de la Central, la cual se cerrará el 1o. de septiembre de 1980. Su entrada en operación se espera para abril de 1986. Los costos de estudio del proyecto fueron de \$175.0 millones y el costo estimado de construcción del proyecto asciende a \$15.790.6 millones más US\$360.96 millones, que incluyen las líneas de transmisión asociadas.

— Termotasajero

Está localizada en el departamento de Norte de Santander; inicialmente fueron contempladas dos alternativas sobre la capacidad para instalarse. La primera consistente en la instalación de dos turbinas de 66 MW cada una y la segunda en una unidad de 150 MW. El 7 de noviembre de 1979 se abrió la licitación para la construcción y montaje de la Central, cerrándose el 21 de marzo de 1980. Su entrada en operación se espera para enero de 1984 y el valor de su inversión es de \$5.000 millones aproximadamente.

2. PROYECTO EN ESTUDIO

— Proyecto Hidroeléctrico del río La Miel

Localizado al oriente del Departamento de Caldas; se han definido dos proyectos:

- a) La Miel I, con 324 MW, cuyos estudios de factibilidad ya fueron incluidos y actualmente se adelanta el concurso de méritos para la selección de la firma que llevará a cabo su diseño, el cual tendrá un costo aproximado de \$340 millones.
- b) La Miel II, con 338 MW, cuyo estudio de factibilidad fué terminado recientemente. El costo total de los estudios de factibilidad para los proyectos fué de \$70 millones.

— Aprovechamiento Hidroeléctrico del río Samaná Sur

Está localizado al oriente del Departamento de Caldas sobre el río Samaná Sur. Se han definido dos proyectos.

- a) Samaná I con 252 MW y
- b) Samaná II (Butantán) con 292 MW. Actualmente se encuentra en proceso de perfeccionamiento el contrato para los estudios de prefactibilidad. El valor del contrato es de \$109.9 millones más US\$158.500.

— Proyecto Hidroeléctrico de Patía II

Localizado en los departamentos de Cauca y Nariño, con una capacidad de 1.100 MW. Actualmente se adelantan los estudios de factibilidad y se espera estén concluidos en diciembre de 1980, por un valor de \$55.0 millones.

— Aprovechamiento Hidroeléctrico del río Suárez

Está localizado en el Departamento de Santander, se han definido dos proyectos:

Mamaruco con 176 MW y Puente Vásquez en el cual se han considerado dos alternativas:

La primera, con 176 MW y la segunda, con 220 MW. Actualmente se encuentra en proceso de perfeccionamiento el contrato para los estudios de prefactibilidad (plazo 10 meses) y factibilidad (plazo 15 meses), por un valor de \$103.9 millones más US\$317.200.

— Aprovechamiento Hidroeléctrico del río Catatumbo

Localizado en el Departamento de Norte de Santander; se han identificado tres proyectos:

Catatumbo I con 250 MW, Catatumbo II con 550 MW y Catatumbo III con 150 MW. El día 30 de enero de 1980 se suscribió el contrato con la firma Gómez Cajiao y Asociados para los estudios de prefactibilidad (plazo 10 meses) y factibilidad (plazo 18 meses), por un valor de \$91.6 millones, más US\$258.500.

— Proyecto Hidroeléctrico del río Cusiana

Localizado en el Departamento de Boyacá, se han considerado dos alternativas:

- a) Comprende los proyectos de Vado Hondo con 96 MW, Ranchería con 158 MW y Unete con 136 MW y
- b) Comprende los proyectos de Pajarito con 109 MW y Recetor con 152 MW. Se encuentra en trámite de perfeccionamiento el contrato para los estudios preliminares y de prefactibilidad. El plazo para la terminación de los estudios hasta el nivel de prefactibilidad se estima en 14 meses. El contrato tendrá un valor de \$44.2 millones más US\$103.390.

— Aprovechamiento Hidroeléctrico del río Magdalena

Se han identificado tres desarrollos: Opórapa con 217 MW, Pericongo con 219 MW y el Quimbo con 516 MW.

Actualmente, se encuentra en proceso de elaboración el contrato para los estudios de prefactibilidad, con la firma Consultora Nacional Interdiseños, para el cual se estima un tiempo de duración de 17 meses y un valor de \$59.2 millones más US\$132.200.

— Aprovechamiento Hidroeléctrico del Río Páez

Comprende los proyectos de: Páez I con 120 MW, Páez II (Aranzazu) con 121 MW, Páez III (Paicol) con 263 MW y La Plata con 159 MW. El 29 de enero de 1980 se autorizó la apertura del concurso de méritos para la selección de la firma que adelantará los estudios de prefactibilidad. Actualmente, se adelanta la evaluación de las ofertas de estudio, cuyo costo será de \$ 60 millones aproximadamente.

— Proyecto Hidroeléctrico de Julumito

Está localizado en el Departamento del Cauca, con una capacidad instalable de 53 MW. En octubre de 1979 se finalizaron los estudios de factibilidad de dicho proyecto, que tuvieron un valor de US\$ 185.000.

— Proyecto Hidroeléctrico de Patía I

Localizado en el Departamento de Nariño, con una capacidad instalable de 1540 MW. Los estudios de factibilidad fueron terminados en 1974. Entre sus características se tienen altura máxima de presa, 240 metros; capacidad de descarga, 6200 m³/seg.; embalse útil, 8500 m³ y una energía firme de 5060 GWH/año. Por sus ventajosas características de generación y operación se espera la inclusión de este proyecto en el próximo plan de expansión del Sistema Nacional.

3. MICROCENTRALES

Con el objeto de llevar energía eléctrica a las regiones apartadas del país y que cuentan con algún recurso hídrico aprovechable, se ha contemplado la construcción de pequeñas plantas hidroeléctricas con capacidades hasta de 10 MW. El programa comprende:

- El Calvario (Meta) con 0.2 MW y Santa Rosa (Cauca) con 0.25 MW, cuyos diseños se encuentran para aprobación del ICEL.
- Argelia (Cauca) con 0.6 MW, su diseño terminó en abril de 1980.
- Paticos (Cauca) con 8.4 MW y Puerto Carreño (Vichada) con 6.5 MW, se en-

cuentran en estudios de factibilidad y se espera concluirlos durante el presente año.

- Unguía (Chocó) con 0.65 MW, Cutí (Chocó) con 0.36 MW, Bahía Solano (Chocó) con 1.1 MW, Nuqui (Chocó) con 0.7 MW, Juradó (Chocó) con 0.75 MW, Puerto López (Cauca) con 0.25 MW. Se espera terminar los estudios de factibilidad en septiembre de 1980.
- Paya (Boyacá) con .04 MW, Pisba (Boyacá) con .05 MW. Los diseños se han concluido y está en proceso de elaboración del informe final.
- Tame (Arauca) con 0.2 MW, Yopal-Aguazul (Casanare) con 6.0 MW, Mitú (Vaupés) con 1.0 MW, Altaquer (Nariño) 0.75 MW, está prevista la terminación de los estudios de factibilidad y diseño para el segundo semestre de 1980. El costo total aproximado para los diseños de los anteriores proyectos es de \$ 164.0 millones.

4. PROYECTO GEOTERMICO DEL MACIZO VOLCANICO DEL RUIZ

Los estudios preliminares en 1968 cubrieron un área que incluye a los departamentos de: Antioquia, Risaralda, Quindío y Tolima.

ICEL contrato con INGEOMINAS el desarrollo de la fase I en agosto de 1979, sobre investigaciones de fotografía, geología, vulcanología, hidrología, geológica y geofísica.

El objetivo final de todo el proyecto es la instalación de una planta piloto con capacidad entre 3 y 10 MW.

II – PROGRAMA DE TRANSMISION

El Cuadro No. 2 resume las inversiones realizadas en este programa. A continuación se presenta una descripción general de los diferentes proyectos.

1. PLAN DE EXPANSION

Durante este período el ICEL continuó desarrollando el Plan de Expansión, que busca fortalecer la infraestructura de transmisión para proveer la demanda en su área de influencia durante los próximos 10 años. Este plan consiste en la construcción de 1.500 kilómetros de líneas de 230 KV y 115 KV y montaje de transformación por un total de 2.400 MVA.

a. Se ha iniciado el diseño de las siguientes LINEAS:

— Línea Neiva—Betania, doble circuito

| | | |
|------------------------|---|---------------------|
| Tensión | : | 115 KV |
| Avance de obras | : | 80 o/o |
| Longitud | : | 30 kilómetros |
| Inversión total aprox. | : | Col \$ 100 millones |

— Línea Betania—Popayán, doble circuito

| | | |
|------------------------|---|-----------------------|
| Tensión | : | 230 KV |
| Longitud | : | 160 kilómetros |
| Inversión total aprox. | : | Col \$ 1.100 millones |
| Avance de obras | : | 35 o/o |

Tensión : 230 KV
 Longitud : 140 kilómetros
 Inversión total aprox. : Col \$ 900 millones
 Avance de obras : 10 o/o

— Línea Popayán—Pasto, doble circuito

Tensión : 230 KV
 Longitud : 180 kilómetros
 Inversión total aprox. : Col \$ 1.200 millones
 Avance de obras : 15 o/o

— Línea Guavio—Villavicencio, un circuito

Tensión : 230 KV
 Longitud : 110 kilómetros
 Inversión total aprox. : Col. \$ 500 millones
 Avance de obras : 5 o/o

— Línea Viterbo—Cértegui, un circuito

Tensión : 115 KV
 Longitud : 120 kilómetros
 Inversión total aprox. : Col \$ 400 millones
 Avance de obra : 5 o/o

— Línea Betania—Altamira, un circuito

Tensión : 115 KV
 Longitud : 90 kilómetros
 Inversión total aprox. : Col \$ 250 millones
 Avance de obras : 20 o/o

b. Subestaciones

Se adquirieron los transformadores de potencia que comenzarán a llegar al país a partir de septiembre de 1980. El contrato de equipos de patio se encuentra para aprobación del Honorable Consejo de Ministros.

El valor aproximado de estos dos contratos es de Col \$2.000 millones. El presupuesto aproximado requerido para las subestaciones del Plan de Expansión es de unos \$ 4.500 millones. A continuación se presenta el listado de las subestaciones del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de ICEL.

| | | |
|-------------|-------------------------|-----------------|
| POPAYAN | 230/115/34.5/13.8 KV | 150/40/12.5 MVA |
| PASTO | 230/115/34.5/13.8 KV | 150/40/12.5 MVA |
| NEIVA | 230/115/34.5 KV | 150/40 MVA |
| IBAGUE | 230/115/ y 34.5/13.8 KV | 150 - 12.5 MVA |
| BUCARAMANGA | 230/115/34.5/13.8 KV | 150/40/12.5 MVA |
| CUCUTA | 230/115/34.5 KV | 150/40 MVA |
| MARIQUITA | 230/115/13.5 KV | 150/40/12.5 MVA |
| CHEC | 230/115 KV | 150 MVA |
| OCAÑA | 230/115/34.5 KV | 150/40 MVA |
| PAMPLONA | 115/34.5/13.8 KV | 40/12.5 MVA |
| TUMACO | 115/34.5/13.8 KV | 40/12.5 MVA |
| NARE | 115/34.5/13.8 KV | 40/12.5 MVA |
| FRONTINO | 115/44/13.8 KV | 40/12.5 MVA |
| CHAPARRAL | 115/34.5/13.8 KV | 40/12.5 MVA |
| GIRARDOT | 115/34.5/13.8 KV | 40/12.5 MVA |
| FLORENCIA | 115/34.5/13.8 KV | 40/12.5 MVA |
| DUITAMA | 115/34.5/13.8 KV | 40/12.5 MVA |
| IPIALES | 115/34.5/13.8 KV | 40/12.5 MVA |
| SAN GIL | 115/34.5/13.8 KV | 40/12.5 MVA |
| FUSAGASUGA | 115/34.5 KV | 40/12.5 MVA |
| FACATATIVA | 115/34.5 KV | 40 MVA |
| TUNJA | 115/34.5/13.8 KV | 40/12.5 MVA |
| CAMPOALEGRE | 34.5/13.8 KV | 12.5 MVA |
| PITALITO | 34.5/13.8 KV | 12.5 MVA |
| EL BORDO | 34.5/13.8 KV | 12.5 MVA |
| MELGAR | 34.5/13.8 KV | 12.5 MVA |
| QUIBDO | 34.5/13.8 KV | 12.5 MVA |
| BARRANCA | 34.5/13.8 KV | 12.5 MVA |
| BOLOMBOLO | 44/13.8 KV | 12.5 MVA |
| MALAGA | 34.5/13.8 KV | 12.5 MVA |

REPUESTO 230/115/34.5/13.8 KV 200/40/50 MVA

c. Otros Proyectos de Transmisión

Además de los proyectos comprendidos por el Plan de Expansión se han ejecutado las obras correspondientes a los siguientes Proyectos de Transmisión:

Subestación Armenia (obra terminada)

Tensión de transformación: 34.5/13.8 KV
Capacidad : 12.5 MVA
Inversión aproximada : Col \$ 15 millones

Subestación Facatativá (obra terminada)

Tensión de transformación: 34.5/13.8 KV
Capacidad : 7.5 MVA
Inversión aproximada : Cal \$ 12 millones

Subestación Belén (Cúcuta) - (obra terminada)

Tensión de transformación: 220/115 KV
Capacidad : 90 MVA
Inversión aproximada : Col \$ 170 millones

Subestación Bucaramanga (obra terminada)

Un módulo de salida a
Cúcuta : 220 KV
Inversión aproximada : Col \$ 30 millones

Subestaciones Frontino y Apartadó (obras terminadas)

Tensión de transformación: 115/44 KV
Capacidad : 35 MVA
Inversión total de ICEL en
Urabá : Col \$ 200 millones

Subestación Girardot

Se encuentra en proceso de adjudicación y los equipos ya se hallan en el país. Su inversión aproximada será de Col.\$ 15 millones.

Subestación Quibdó, Cértegui e Istmina

Comprenden dos transformadores de 8 MVA, con tensiones de servicio 115/34.5/13.8 KV.

Las obras civiles se iniciaron hace aproximadamente un mes, con un avance del 10 o/o y un costo aproximado de Col.\$ 80 millones.

— Segundo Circuito línea Prado-Neiva

Tensión : 115 KV
Longitud : 120 Km
Capacidad de servicio : 30 MW
Inversión aproximada : Col.\$ 100 millones

— Línea Bucaramanga — Cúcuta

Tensión : 220 KV
Longitud : 140 km
Número de circuitos : Uno
Capacidad : 150 MW
Esta línea estaba energizada con 115 KV

— Línea Frontino — Apartadó

Tensión : 115 KV
Longitud : 140 km
Capacidad : 30 MW
Inversión por parte de ICEL: Col.\$ 120 millones

— Línea Barbosa - Chiquinquirá

Se encuentra actualmente terminada la obra civil y se iniciarán las obras de montaje de estructuras y tendido.

El avance del proyecto es de aproximadamente 45 o/o y su inversión total aproximada será de Col \$ 70 millones.

— Línea Paipa — Barbosa

Se encuentra en proceso de licitación y se espera iniciar las obras en agosto del presente año. Su inversión aproximada será de Col \$ 110 millones.

— Línea Quibdó — Cértegui — Istmina

Esta línea se encuentra en avance de obra de aproximadamente el 50 o/o y se espera energizarla en diciembre de 1980. Se presentan actualmente problemas de cimentaciones por lo cual se requiere un contrato adicional que se encuentra en proceso. La inversión total aproximada de la línea será de Col \$ 120 millones.

— Centros Locales de Control y Telecomunicaciones

Teniendo en cuenta la política respecto a la estructura nacional de los Centros de Control, que es necesario desarrollar para garantizar la operación óptima del sistema interconectado, ICEL ha iniciado las gestiones necesarias para la ejecución de las obras correspondientes a sus centros locales de control.

Las inversiones efectuadas para estos Centros, se relacionan a continuación

Sistema Nordeste:

| | |
|--|--------------|
| Contrato por (1) | \$14.500.000 |
| Inversión y aporte de ICEL a la Electrificadora | \$10.000.000 |

Sistema Suroccidente: (2)

| | |
|--------------------------------|--------------|
| Inversión en Moneda Nal. | \$ 3.500.000 |
| Inversión en Moneda Extranjera | M 950.000 |

El Cuadro No. 3 resume las Inversiones realizadas por ICEL en estos proyectos de transmisión.

El contrato del Sistema Nordeste cubre compra y montaje de equipo de télex y comunicaciones provisto para superposición de canales telegráficos.

En operación, contratos por compra y montaje de equipo de comunicaciones provisto para superposición de canales telegráficos.

III — PROGRAMA DE DISTRIBUCION

1. PLAN DE ELECTRIFICACION RURAL DE CUNDINAMARCA

La división de Energía del DNP ha venido coordinando la elaboración de un Plan de Electrificación Rural en el Departamento de Cundinamarca, área el período 1979 - 1980.

Mediante este plan se pretende aprovechar los recursos técnicos con que cuentan las diferentes entidades del sector eléctrico que operan en el departamento, con miras a lograr una ampliación en el reducido cubrimiento que actualmente tiene este servicio, dentro del desarrollo de las áreas rurales de Cundinamarca.

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, financiará la parte correspondiente al valor de suministro e instalación de los transformadores.

Desembolsos 1979 — 1980 (hasta la fecha).

Apropiación Presupuestal:

| | |
|-----------------|---------------|
| Por Ley 34/78 | \$ 26.600.000 |
| Por Ley 1755/78 | \$ 10.000.000 |
| Por Ley 44/79 | \$ 15.000.000 |
| | \$ 51.000.000 |

| | |
|---------------------------------|-----------------|
| Contratos reservados 1979 (1) | \$ 25.549.960.0 |
| Reservas provisionales 1979 (2) | \$ 437.359.6 |
| Reembolsos viáticos 1979 | \$ 3.500.0 |
| Contratos reservados 1980 (1) | \$ 13.417.741.3 |
| Reservas provisionales 1980 (2) | \$ 142.846.7 |
| Reembolsos viáticos 1980 | \$ 40.415.0 |
| | \$ 39.591.822.6 |

Saldo a Julio 1/80: \$ 12.008.177.4

(1) Reserva presupuestal para cubrir el valor de los contratos.

(2) Reserva para cubrir lo referente a órdenes de compra y de trabajo.

2. PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL

Este Plan Nacional contempla la dotación de energía eléctrica a cerca de 145.000 viviendas rurales y está previsto realizarlo en un período de cuatro años 1980 — 1983).

En la actualidad, se completó el 30 o/o de los diseños de subtransmisión y las redes, elaborados por la Electrificadora. Adicionalmente se adelantan estudios socio-económicos y se han elaborado los pliegos de Licitaciones para la adquisición de materiales por el 20 o/o del estimado del plan.

Para la financiación del Plan se cuenta con los siguientes recursos:

1. Recursos BID por US\$ 50.0 millones que representan el 33.3 o/o del costo total del proyecto.

El servicio de deuda del mismo será pagado por ICEL. A su vez, las Electrificadora pagarán en acciones dicha suma.

2. Recursos del Presupuesto Nacional por US\$ 33.0 millones que representan el 22 o/o del costo total del proyecto.

El Gobierno los entrega a ICEL. A su vez las Electrificadoras deberán pagarle a ICEL dicha suma de acciones.

3. Recursos propios de ICEL por US\$ 4.0 millones que representa el 2.7 o/o del costo total del proyecto.

Dichos recursos los pagarán en acciones las Electrificadoras.

4. Recursos de la Federación Nacional de Cafeteros por US\$ 22.5 millones que representan el 15.0 o/o del costo total del proyecto.

Dichos recursos son donación de los usuarios cafeteros que a su vez habrán de transferirlos a las Electrificadoras.

5. Recursos de los usuarios al Plan así:

- a. US\$ 4.5 millones que se les cobra como pago de derechos a participar en el proyecto y constituyen el 3.0 o/o del costo total de proyecto.

- b. US\$ 22.5 millones de préstamos a los usuarios por parte de la Caja Agraria y representan el 15 o/o del costo total de proyecto.

Dichos recursos serán en algún momento transferidos a las Electrificadoras.

6. Recursos de Electrificadoras al Plan por US\$ 13.5 millones, representan el

9.0 o/o del costo total del proyecto.

Finalmente, la distribución del costo total por subproyecto es la siguiente:

| | | |
|--------------------|---------------------------|------------------|
| Antioquia | US\$ 22.3 millones | 14.9 o/o |
| Boyacá | US\$ 22.2 millones | 14.8 o/o |
| Cauca | US\$ 10.1 millones | 6.7 o/o |
| Chec | US\$ 6.7 millones | 4.5 o/o |
| CVC | US\$ 9.1 millones | 6.1 o/o |
| Cundinamarca | US\$ 19.1 millones | 12.7 o/o |
| Chocó | US\$ 4.7 millones | 3.1 o/o |
| Huila | US\$ 5.1 millones | 3.4 o/o |
| Nariño | US\$ 12.9 millones | 8.6 o/o |
| Norte de Santander | US\$ 6.4 millones | 4.3 o/o |
| Santander | US\$ 12.8 millones | 8.5 o/o |
| Tolima | US\$ 9.8 millones | 6.5 o/o |
| DAINCO | US\$ 8.8 millones | 5.9 o/o |
| | <u>US\$150.0 millones</u> | <u>100.0 o/o</u> |

3. DESARROLLO RURAL INTEGRADO, SUBPROYECTO DE ELECTRIFICACION

Abarca los departamentos de Cauca, Nariño, Córdoba, Sucre, Cundinamarca, Antioquia, Tolima, Boyacá y Santander.

Se piensa completar la etapa de diseño en este semestre y hacer las licitaciones correspondientes del 100 o/o de los materiales de este programa.

Se tiene programado concluir el 75 o/o de las obras en los departamentos de Boyacá y Santander durante el primer semestre de 1980.

4. PLAN DE ELECTRIFICACION DEL CHOCO

Beneficiará a unas 40.000 personas y para su ejecución se han contemplado obras de transmisión, subtransmisión y distribución. En la actualidad se han adquirido conductores y transformadores para las redes del Chocó y los equipos para la ampliación de la subestación Quibdó y la construcción de las redes de Acandí, Unguía, Puerto Pizarro y Juradó.

En los próximos meses se adquirirán los postes para las líneas de subtransmisión y los herrajes, conductores y transformadores para la red de Quibdó.

Durante el segundo semestre del presente año entrarán en servicio la línea Quibdó—Cértegui—Itsmína a 115 KV y 110 kilómetros de longitud y sus correspondientes subestaciones.

TRIPLENAL PARA TERRITORIOS NACIONALES

El programa fue aprobado por el Departamento Administrativo de Intendencias y Comendaciones (DICO) y ejecutado en la gran mayoría por ICEL.

Actualmente están en construcción las redes de Puerto Rondón, Cravo Norte, El Valle (Arauca), San José de Guaviare, Hato Corozal, Tamará (Casanare), Tarapacá y La Pedrera (Amazonas).

Se ha realizado el contrato de suministro de los equipos para la ampliación de la subestación Florencia, instalación de plantas en San José de Guaviare, Puerto Nariño, Fortul, Betoyes; se han adquirido las plantas para Puerto Carreño y Mitú, los materiales para la red de Florencia y repuestos para la plata de Leticia.

PROGRAMA DE FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGIA

Este Plan busca impulsar el desarrollo de recursos no convencionales de energía en todo el territorio nacional. En su calidad de entidad ejecutora del programa de investigaciones, el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, abrió el registro de firmas y personas con capacidad de ejecutar investigaciones, estudios de pre-factibilidad y factibilidad, diseño, elaboración y perfeccionamiento de prototipos, evaluación de resultados y desarrollo de recursos en los siguientes campos:

- Aplicación de la energía solar.
- Aprovechamiento de desechos.
- Aprovechamiento de la energía del viento
- Aprovechamiento de energía hidráulica (microcentrales).
- Aprovechamiento de energía geotérmica.

El Cuadro No. 4 resume las inversiones realizadas por ICEL en los diferentes proyectos de este programa.

CUADRO No. 1

INVERSIONES EN PROYECTOS DE GENERACION

| PROYECTO | COL \$ | US \$ |
|--|--|-------------------------|
| Proyecto Patía 236 Factibilidad | (Abril/80) 46.794.747.72 | 93.856.44 |
| Río La Miel Factibilidad | (Mayo/80) 60.041.337.47 | 191.519.86 |
| Catatumbo Factibilidad en 2 etapas | (Mayo/80) 5.561.605.64 | - 0 - |
| Geotérmica Del Ruiz Prefactibilidad | (Mayo/80) 3.713.474.22 | - 0 - |
| Plan Microcentrales Factibilidad y Diseño | (Febrero/80) 80.592.992.23 | - 0 - |
| Mocóa Factibilidad | (Febrero/80) 9.299.977.96 | - 0 - |
| Termotasajero Factibilidad y Diseño | (Junio/80) 21.085.144.79 | - 0 - |
| Termopaipa III Construcción Interventoria | (Junio/80) 452.299.103.45 31.611.092.57 | 9.810.000.00 - 0 - |
| Julumito Estudio Geotécnico para factibilidad | (Mayo/80) 7.454.232.50 | - 0 - |
| Betania Estudios (ISA) Obras Civiles (SEDIC) Gastos Generales | (Julio/80) 28.630.000.00 8.249.000.00 30.917.214.00 | - 0 - - 0 - - 0 - |
| TOTAL | 786.249.922.55 | 10.095.376.3 |

Facturación relacionada hasta Junio 25 de 1980

VALORES INVERTIDOS Y POR INVERTIR EN LINEAS DE TRANSMISION

| L I N E A S | V A L O R T O T A L | | I N V E R T I D O A L M E S 4/80 | | P O R I N V E R T I R | |
|-----------------------|---------------------|----------------|----------------------------------|--------------|-----------------------|----------------|
| | COL\$ | US\$ | COL\$ | US\$ | COL\$ | US\$ |
| NEIVA-BETANIA-POPAYAN | 360.000 | 20.000 | 4.600 | | 355.400 | 20.000 |
| YUMBO-POPAYAN | 300.000 | 16.000 | 2.600 | | 297.400 | 16.000 |
| POPAYAN-PASTO | 380.000 | 20.000 | 3.600 | | 376.400 | 20.000 |
| BETANIA-IBAGUE | 450.000 | 25.000 | - | | 450.000 | 25.000 |
| BUCARAMANGA-OCAÑA | 250.000 | 15.000 | - | | 250.000 | 15.000 |
| OCAÑA-CUCUTA | 240.000 | 12.000 | - | | 240.000 | 12.000 |
| LA MUSA-IBAGUE | 200.000 | 16.000 | - | | 200.000 | 16.000 |
| GUAVIO-VILLAVICENCIO | 210.000 | 10.000 | 1.800 | | 208.200 | 10.000 |
| PASTO-TUMACO | 420.000 | 6.000 | - | | 420.000 | 6.000 |
| VITERCO-CERTEGUI | 250.000 | 3.000 | 1.800 | | 248.200 | 3.000 |
| BETANIA-ALTAMIRA | 200.000 | 4.000 | 1.600 | | 198.400 | 4.000 |
| PTO NARE-PTO BOYACA | 80.000 | - | - | | 80.000 | - |
| GUADUERO-VILLETA | 50.000 | 100 | 10.000 | 100 | 40.000 | - |
| BELENITO-BOAVITA | 80.000 | 1.000 | - | 1.000 | 80.000 | - |
| BARBOSA-CHIQUEQUIRA | 50.000 | 1.000 | 40.000 | 1.000 | 10.000 | - |
| PAIPA-BARBOSA | 50.000 | 1.000 | 40.000 | 1.000 | 10.000 | - |
| QUIBDO-ITSMINA | 100.000 | 50 | 80.000 | 50 | 20.000 | - |
| T o t a l | 3.750.000 | 152.500 | 186.000 | 3.150 | 3.564.000 | 149.350 |

178

OTROS PROYECTOS DE TRANSMISION

| | Inversión Aproximada Col\$ Millones |
|---|--|
| Centros Locales de Control y Telecomunicaciones ^{1/} | 53 |
| Subestación Armenia ^{1/} | 15 |
| Subestación Facatativá ^{1/} | 12 |
| Subestación Belén ^{1/} | 170 |
| Subestación Bucaramanga ^{1/} | 30 |
| Subestación Frontino Apartadó ^{1/} | 200 |
| Subestación Girardot | 15 |
| Subestación Quibdó, Cértegui e Istmina | 80 |
| Segundo Circuito Línea Prado - Neiva | 100 |
| Línea Bucaramanga - Cúcuta | 150 |
| Línea Frontino - Apartadó | 120 |
| Línea Barbosa - Chiquinquirá | 70 |
| Línea Paipa - Barbosa | 110 |
| Línea Quibdó - Cértegui Istmina | 120 |
| t o t a l | 1.245 |

1/ Obras terminadas en el último semestre.

179

PROGRAMA DE DISTRIBUCION

| | Desembolsos | |
|--|-------------|----------|
| | la fecha | |
| | Col\$ | Millones |
| - Plan de Electrificación Rural Cundinamarca | | 39.5 |
| - Plan Nacional de Electrificación Rural | | 8.0 |
| - Desarrollo Rural Integrado, Subproyecto de Electrificación | | 427.8 |
| - Plan de Electrificación del Chocó | | 81.2 |
| - Plan Trienal para Territorios Nacionales | | 80.5 |
| - Programa de Fuentes no Convencionales de Energía ¹⁾ | | 12.0 |
| | | <hr/> |
| T O T A L | | 649.0 |

Recursos comprometidos en el presente año:

- Realización del Inventario geotérmico del país Col\$6 millones.
- Realización de investigaciones de Biogás y Minicentrales Térmicas Col\$ 5 millones.
- Realización del Balance Energético Rural Col\$ 1 millón

3 - CORELCA

I — RESUMEN DE LABORES

1 - ENSANCHES EN LAS CENTRALES TERMoeLECTRICAS DE BARRANQUILLA Y CARTAGENA

Durante el Segundo Semestre de 1979 la construcción de los Ensanches Térmicos entró en su fase final con la iniciación de pruebas de equipos y sistemas.

Este programa consiste en la construcción de tres unidades de 70.000 KW netos cada una, dos en la Central Termoeléctrica de Barranquilla y una en la Central Termoeléctrica de Cartagena. Con la entrada en operación comercial de tales ensanches, la cual se producirá en el segundo semestre de 1980, el sistema de generación de CORELCA que atiende la demanda de toda la Costa Atlántica quedará con una capacidad instalada de 840.000 KW convirtiéndose de esta manera en el sistema eléctrico regional de mayor firmeza en el país.

2 - CENTRAL TERMoeLECTRICA DE EL CERREJON, SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION ASOCIADAS

Este programa consta en su primera etapa de la Unidad No. 1 de Termocerrejón con una capacidad neta de 157.000 KW, de las subestaciones de la Planta, de la nueva subestación de Santa Marta y la ampliación de la subestación de Fundación y la Línea de Transmisión a 220 KV que conectará la Planta y las subestaciones mencionadas al sistema CORELCA.

Este proyecto es de gran importancia y alcance nacional. Se estima que atenderá el crecimiento de la demanda de la Costa Atlántica entre 1983 y 1986 y permitirá, además, aumentar la base térmica del interconectado nacional, puesto que para esa época ya estará en operación la línea de 500 KV entre la Costa Atlántica y el Centro del país.

El costo de este programa compuesto por la Central Termoeléctrica, las Subestaciones Asociadas y la Línea de Transmisión tendrá un valor del orden de 6.500 millones de pesos.

Los contratos respectivos quedaron perfeccionados en el segundo semestre de 1979 y en la actualidad se encuentran en ejecución.

3 - ENSANCHE TERMICO DE SAN ANDRES ISLAS

Este proyecto consiste en el incremento de la capacidad instalada del sistema Diesel de la Electrificadora de San Andrés en 10.000 KW adicionales, en tres unidades Diesel, con el fin de atender el crecimiento de la demanda para los próximos cuatro años.

Durante el segundo semestre de 1979 y primer semestre de 1980 continuaron los estudios y diseños para el proyecto y así mismo se dió comienzo a los trámites necesarios para obtener las autorizaciones de endeudamiento externo con el fin de financiar la porción en moneda extranjera de este proyecto.

4 - DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL ALTO SINU

A mediados del año 1979 se inició la construcción de la vía Tierra Alta Urrá I con base en un convenio logrado por CORELCA e ISA con el Ejército Nacional y utilizando los diseños contratados por CORELCA. Estos trabajos se adelantan satisfactoriamente y se espera llegar hasta Urrá I en diciembre de 1980.

Cabe destacar dentro de este programa la decisión tomada por la Junta Directiva de ISA en el denominado acuerdo de Cali, el 15 de Octubre de 1979, en donde por solicitud de CORELCA se decidió asignarle el 50% de la propiedad del proyecto. Mediante este acuerdo CORELCA participará igualmente en la construcción del proyecto.

II - PROGRAMAS DE TRANSMISION

1 - LINEA DE INTERCONEXION NACIONAL SISTEMA CENTRAL - COSTA ATLANTICA

CORELCA participó conjuntamente con ISA en los trabajos de campo asignando ingenieros al proyecto, quienes han estado todo el año frente a la coordinación de campo, con sede en Calamar. Durante el segundo semestre de 1979 fueron adecuados los lotes para las subestaciones, a través de la licitación abierta por ISA. En el mes de diciembre de 1979 fué adjudicada la licitación para suministro de equipos de maniobra y control y montaje de las subestaciones a 500 KV. Un estudio detallado de los programas de construcción de la línea y de las subestaciones a 500 KV y una evaluación de las necesidades de energía para el Sistema Central, durante los años 1982 - 1983, demostró la necesidad de utilizar la línea energizada inicialmente a 220 KV con el fin de atender el déficit probable de energía del sistema Central, durante el verano de los años mencionados.

El proyecto se estima que podrá ser energizada provisionalmente a 220 KV en el segundo semestre de 1981 y quedará concluído a su voltaje de diseño a mediados de 1982.

2 - LINEA A 110 KV VALLEDUPAR - SAN JUAN

Esta línea permitió la incorporación al sistema CORELCA del mercado de la Zona Sur de la Guajira. Los trabajos de la línea finalizaron el segundo semestre de 1979 y luego de las pruebas correspondientes, se energizó provisionalmente a 34.5 KV el día 15 de diciembre. La línea tiene 42 Kms. de longitud y un total de 274 estructuras, por un valor total de \$61.500.000.

3 - PROGRAMA DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA

La ejecución de este programa se inició el segundo semestre de 1979 y comprende los siguientes proyectos:

- a. Línea de transmisión a 110 KV Riohacha-Cuestecitas-Maicao, circuito sencillo de 94 Kms. de longitud.
- b. Línea de transmisión a 110 KV Termocerrejón-Cuestecitas a 90 Kms., doble circuito.
- c. Línea de transmisión a 110 KV Cuestecitas-Mina del Cerrejón, 36 Kms., doble circuito.
- d. Subestación Cuestecitas 110/13.8 KV - 20 MVA
- e. Subestación Maicao 110/13.8 KV - 20 MVA
- f. Obras Civiles y Montaje electromecánico de las subestaciones Riohacha 110/13.8 KV - 15 MVA.
Termoballenas 110/13.8 KV - 36 MVA San Juan del Cesar 110/13.8 KV - 16 MVA.
- g. Obras Civiles y Montaje Electromecánico Subestaciones Villanueva-Fonseca y Barrancas 34.5/13.8 KV.
- h. Redes de Distribución de energía para Riohacha-Maicao.

4. PROGRAMA DE ELECTRIFICACION RURAL

CORELCA celebró en Noviembre de 1979 con la firma Consultores Unidos Ltda., de Bogotá, el contrato mediante el cual se adelantan los estudios de factibilidad y diseño para la realización del programa de electrificación rural para la Costa Atlántica y San Andrés y Providencia, el cual beneficiará alrededor de 200.000 usuarios.

La ejecución de este programa se estima en un período de cinco años a partir de 1981.

El costo total de inversión estimado para dichas obras, en una primera etapa, asciende a los US\$ 120 millones. Para la ejecución de este proyecto se ha solicitado financiación al Banco Mundial, entidad que ha estado prestando a CORELCA la asesoría necesaria para la ejecución de los estudios de factibilidad.

Durante todo el año de 1979 y parte de este año, el Banco Mundial a través de misiones de identificación del proyecto recomendó a CORELCA adelantar los estudios de factibilidad del mismo y acepto incluir en él una componente destinada a financiar programas de capacitación para el personal de CORELCA y de las Electrificadoras de la Costa Atlántica.

C -- CARBON
1- CARBOCOL

I — CARBONES DE COLOMBIA S.A.

Es una entidad descentralizada de carácter comercial e industrial con la estructura jurídica de una sociedad anónima. Se constituyó por medio de la Escritura Pública 6350 del 16 de noviembre de 1976 de la Notaría Septima de Bogotá, con un capital inicial de \$ 367'349.000. de pesos, representado en acciones nominativas, todas ellas pertenecientes a entidades oficiales descentralizadas del orden nacional.

El capital suscrito de la Empresa se aumentó a \$ 730'000.000 de pesos en 1980 y para 1981 se ha decretado un aumento hasta alcanzar la cifra de \$1.400' millones de pesos.

De conformidad con el artículo 7o. de la Ley 61 de 1979, CARBOCOL conservará su actual estructura societaria, pero la totalidad de sus acciones deberán pertenecer en todo tiempo - como hasta ahora - a entidades descentralizadas del orden nacional. En otros términos, el legislador en vista de los importantes programas oficiales que deberá adelantar la Empresa, ha prohibido su eventual privatización.

EL CONTRATO DE ASOCIACION CON INTERCOR

Como programa prioritario, CARBOCOL ha adelantado la exploración y los estudios de factibilidad de los carbones térmicos de la Cuenca de El Cerrejón y por lo que se refiere a la parte o bloque "B" de esta cuenca, estas labores han sido ejecutadas dentro del marco del contrato de asociación celebrado con Internacional Colombiana Resources Corporation - INTERCOR -, el 17 de diciembre de 1976. La fecha efectiva o inicial de tal contrato fue el 1o. de enero de 1977.

El contrato de asociación ha previsto que una vez realizados los estudios de explotación y de factibilidad, por cuenta y riesgo del asociado particular, se inicie la etapa de montaje, la cual se cuenta a partir de lo que las partes han denominado la declaratoria de comercialidad. Este paso tiene especial significado y trascendencia como se expone en seguida.

DECLARATORIA DE COMERCIALIDAD

De acuerdo con la cláusula 9.1 del contrato, cuando INTERCOR haya establecido en una forma razonable que el depósito de carbón es comercial, informará por escrito a CARBOCOL de tal hecho, presentando la evidencia básica en que funda su conclusión.

De los términos mencionados se concluye que los fundamentos de la declaratoria de comercialidad no pueden ser sino la existencia de unas reservas de mineral en cantidad y calidad comercialmente explotables, la factibilidad de una infraestructura de transporte y embarque, un nivel estimado de inversiones recuperable en un término racional, unas perspectivas de venta del producto dadas las tendencias esperadas del mercado internacional y un margen aceptable de rentabilidad. Estos son los que pueden tomarse como los factores constitutivos de la evidencia básica en que se funda la declaratoria de comercialidad.

La aceptación de tal declaratoria, por parte de CARBOCOL, representa para ésta y desde luego para el país, el tomar una serie de compromisos económicos y operacionales que se iniciarán de inmediato.

Una vez aceptada la comercialización, todas las inversiones se harán por los copartícipes, en partes iguales, dentro de un calendario de desembolsos que les será presentado por el operador del proyecto. Estos desembolsos, naturalmente en divisas y en moneda corriente, como se verá en detalle más adelante.

Adicionalmente, CARBOCOL y, en general, todo el sector oficial comprometido en el proyecto, deberá gestionar en forma activa toda una serie de diligencias y autorizaciones para que puedan cumplirse las etapas fijadas en el cronograma de actividades y obras que se tiene acordado con base en los plazos contractuales.

GENERALIDADES

El contrato de asociación suscrito entre CARBOCOL e INTERCOR en el año de 1976 tiene como meta la explotación de los carbones térmicos localizados en la zona norte del yacimiento de El Cerrejón, en el Departamento de la Guajira.

En desarrollo de dicho contrato, INTERCOR adelantó durante la etapa de exploración y factibilidad (4 años), las siguientes actividades:

1. PROGRAMA DE EXPLORACION Y CUANTIFICACION DE RESERVAS

La evaluación exploratoria comprobó la existencia de grandes reservas recuperables de carbón térmico de buena calidad. La magnitud de las reservas se estima, así:

| | |
|-------------|-----------------------------|
| 0 - 200 mts | 1.600 millones de toneladas |
| 0 - 300 mts | 3.000 millones de toneladas |

Estas reservas son más que suficientes para desarrollar un volumen alto de ventas por un período muy superior al de la producción contemplado en el contrato.

La calidad promedio del carbón es comparable a la de otros carbones que tienen una gran aceptación en los mercados internacionales. Las siguientes son sus características promedias:

| | | |
|------------------|---|---------------|
| Poder calorífico | : | 11.800 btu/lb |
| Cenizas | : | 9 o/o |
| Azúfre | : | 0.6 o/o |
| Humedad | : | 9.0 o/o |

2. ESTUDIOS DE INGENIERIA

Durante el período de exploración se realizaron diferentes estudios que abarcaron todas las actividades necesarias para comprobar la viabilidad comercial del proyecto.

Como resultado de los estudios realizados, se definieron las siguientes instalaciones, que será necesario construir durante el período de montaje:

— Mina

Tendrá una capacidad inicial de diseño para obtener 15 millones de ton/año, la cual se podrá expandir para producciones mayores de acuerdo con la demanda externa y la disponibilidad de mano de obra entrenada para las diversas operaciones del proyecto.

La mina constará de 2 "pits" a tajo abierto, los cuales serán explotados hasta una profundidad de 200 m. Para obtener la producción de 15 millones ton/año se necesitará de un equipo compuesto principalmente de:

- a) Un conjunto de 17 palas eléctricas, de 21 m³ de capacidad de cuchara.
- b) Volquetas de 154 toneladas métricas cada una, requiriéndose 155 volquetas.
- c) Cincuenta y cinco (55) tractores, de 400 caballos de potencia.
- d) Cargadores frontales (8) de 17 m³ de capacidad.

Las instalaciones asociadas a la mina consistirán principalmente de equipos para trituración de carbón, instalaciones para almacenamiento y cargue de carbón, así como talleres de mantenimiento y oficinas localizadas en el sitio de la mina.

— Ferrocarril

Se construirá una vía férrea de trocha normal (1.44 m) con una longitud de 50 km desde el sitio de la mina hasta el puerto de embarque en Bahía Portete, adecuada para el trabajo pesado y las altas velocidades que se requieren.

Para el transporte del carbón se prevé 2 convoyes férreos movidos cada uno por 3 locomotoras, que inicialmente se han estimado sean Diesel, y se dispondrá de un convoy para el transporte de materiales y suministros entre los dos sitios.

— Puertos e Instalaciones

Se construirá un puerto de aguas profundas en Bahía Portete, con capacidad para operar embarcaciones de hasta 100.000 ton. de peso muerto, expandible para recibir buques de mayor tamaño. Se dragará un canal de acceso de 3.8 km de longitud, 225 m de ancho y 18 m de profundidad promedio. Se dispondrá de instalaciones en tierra para el almacenamiento y manejo del carbón y equipos de cargue de buques que tendrán una capacidad máxima de 100.000 ton/hora. Además, se construirán bodegas, tanques de almacenamiento para combustible y agua, y otras instalaciones auxiliares complementarias.

— Instalaciones para el Personal

En los sitios de trabajo habrá instalaciones para acomodar al personal durante sus turnos semanales. Se ha planeado que las familias de los empleados vivirán en Barranquilla y Barrancas. El personal que resida en la primera de las poblaciones citadas será desplazado a su lugar de trabajo por vía aérea y los que residan en la región, por vía terrestre.

En carcanías del municipio de Barrancas (Departamento de la Guajira), se promoverá el desarrollo de un asentamiento urbano provisto de instalaciones eléctricas, recreativas, de salud y bienestar. Se espera que este asentamiento sea manejado por dirigentes locales bajo las normas de cualquier otro municipio colombiano.

El plan de construcción de viviendas para familias en El Cerrejón alcanza un máximo en el año de 1995, de aproximadamente 3.100 viviendas, las cuales serán entregadas a los empleados mediante sistemas de financiación que se han estudiado.

— Otras Instalaciones

Se construirá a partir del 1o. de diciembre de 1980 una carretera entre la mina y el puerto, la cual deberá estar lista en septiembre de 1981 para poder iniciar las obras. También se requieren aeropuertos en los sitios de la mina y el puerto; instalar una completa red de comunicaciones y ayudas de navegación aérea, así como otras instalaciones necesarias como soporte de las operaciones principales.

— Suministro de Energía Eléctrica

Se tiene contemplado que durante los primeros años de la etapa de instalación y montaje hacia fines de 1983, la energía eléctrica será generada utilizando generadores eléctricos portátiles. A partir de enero de 1984, la energía deberá ser suministrada por CORELCA y la seguridad de disponer de esta energía para la fecha indicada es una necesidad imperiosa para el proyecto, ya que cualquier demora en este sentido causaría serios efectos adversos en lograr la producción proyectada.

— Inversiones

Las inversiones requeridas por el proyecto durante los años de instalación o montaje y el primer año de ventas, representan el monto de dinero que se necesita cubrir antes de que el proyecto comience a autofinanciar sus propias inversiones y se expresan en dólares corrientes, tal como se observa en el siguiente cuadro.

Del total de las inversiones se estima que un 48.5 o/o aproximadamente, corresponde a moneda nacional.

PROYECTO EL CERREJON ZONIA NORTE

INVERSIONES ESTIMADAS

(Millones de Dólares Corrientes)

| Inversiones | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | Total |
|---|------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| Puerto | 1.0 | 67.0 | 110.0 | 110.0 | 77.0 | 45.0 | 410.0 |
| Mina | 1.0 | 53.0 | 55.0 | 140.0 | 221.0 | 149.0 | 619.0 |
| Ferrocarril | 1.0 | 77.0 | 129.0 | 128.0 | 80.0 | (10) | 405.0 |
| Vivienda y Otras Instalaciones | | 22.0 | 75.0 | 130.0 | 87.0 | 39.0 | 353.0 |
| Gastos Preoperativos y Capital de Trabajo | 25.0 | 86.0 | 56.0 | 103.0 | 156.0 | 285.0 | 711.0 |
| Inversión Total | 28.0 | 305.0 | 425.0 | 611.0 | 621.0 | 508.0 | 2.498.0 |
| Inversión de CARBOCOL (50%) | 14.0 | 152.5 | 212.5 | 305.5 | 310.5 | 254.0 | 1.249.0 |

II - ZONA CENTRAL DE EL CERREJON

La Zona Central de El Cerrejón, comprende una extensión de 10.000 hectáreas, en las concesiones 3155 y 3156, originalmente pertenecientes al IFI y que luego quedaron incorporadas a los aportes otorgados por el Ministerio de Minas y Energía a CARBOCOL. Las reservas carboníferas contenidas en esta vasta extensión de tierra, están localizadas en el Municipio de Barrancas, Departamento de La Guajira.

El proyecto minero contemplado para esta Zona Central se iniciará con una producción de 300.000 toneladas anuales, a partir de septiembre de 1982 y continuará con producciones de 700.000 toneladas por año en 1983, hasta llegar al tope de 1.500.000 toneladas anuales en 1984, producción que se mantendrá durante seis (6) años más. Lo anterior, no quiere decir que esta meta de producción se mantenga en el nivel de 1.5 millones de toneladas anuales, ya que si la demanda aumenta durante este período (y lo más probable es que ello suceda), se han previsto incrementos graduales de producción para abastecer los mercados, cada vez más ávidos de este recurso energético de calidades óptimas para su utilización como combustible sustituto en múltiples aplicaciones en la industria nacional y específicamente en la generación termoeléctrica de la Costa Atlántica, así como en su industria del cemento.

El desarrollo del Proyecto de la Zona Central de El Cerrejón se ha venido realizando en varias etapas de secuencia lógica. Se inició con los trabajos de exploración detallada; continuó con el estudio de factibilidad minera y con el planeamiento de una explotación inicial; vino luego un proceso de precalificación de firmas de posible capacidad técnica y financiera para abocar un desarrollo de tal naturaleza, y posteriormente se prepararon los pliegos de condiciones para ser entregados a los contratistas calificados. Todo este proceso se cristalizará con la selección del contratista más calificado para realizar los trabajos de minería, así como los trabajos relacionados, para lograr las metas de producción ya menciona-

das, y siempre teniendo en cuenta las mejores condiciones de contratación, no solamente para CARBOCOL, que desea una producción estable y homogénea en calidad, sino para el contratista favorecido, de tal forma que pueda cumplir sus compromisos, lo que a su vez representan compromisos para CARBOCOL con sus consumidores.

Pasamos a continuación a explicar con algún detalle las diferentes etapas que se han seguido en la ejecución del Proyecto.

— Exploración

Todos nosotros hemos oído hablar desde mucho tiempo atrás de la existencia de carbón en El Cerrejón. Comisiones de exploración, tanto nacionales como extranjeras, se han desplazado al lugar en diferentes épocas, pero en resumen podemos decir que tan sólo se habían hecho estudios de reconocimiento del área con algunas trincheras exploratorias para corroborar la existencia del carbón.

Solamente a partir de los años 60/70 se emprendieron estudios sistemáticos con miras a determinar las reservas carboníferas en esta área tan promisoría para el país. Fue así como se estableció un programa exploratorio con perforaciones, ajustado a las más altas exigencias técnicas, por la firma Surafricana METS (Mining Engineering Technical Services), en asocio con el IFI e INGEOMINAS, en el año de 1969.

Se perforaron 22 pozos con recuperación de núcleos y se preparó un informe preliminar con los resultados de dichos estudios exploratorios, los cuales se circunscribieron a un área limitada de las concesiones, conocida como área de Sarahíta, de una extensión de 600 hectáreas. En esta área se encontraron 121 millones de toneladas probables de carbón, hasta una profundidad de 250 m.

Estos primeros esfuerzos, afortunadamente no quedaron aislados, y fue así como a partir de 1973, la firma norteamericana Peabody Coal Company emprendió una exploración sistemática de las 10.000 hectáreas de la Zona Central, con el fin de establecer reservas probadas. Este programa exploratorio se realizó entre 1973 y 1976 y en el informe de los resultados obtenidos se indicó la existencia de 68 millones de toneladas explotables a cielo abierto, hasta una profundidad de 50 metros.

III — INTERVENCION DE CARBOCOL

Los resultados de las exploraciones anteriores, a pesar de que indicaban la existencia de reservas importantes de carbón, dejaban algunas dudas en cuanto al enfoque que se había dado a los programas exploratorios. Por esta razón, CARBOCOL con su personal técnico procedió a hacer una evaluación de los resultados obtenidos, especialmente en el programa más extenso adelantado por la Peabody, y encontró que aun quedaba mucho por realizar y que dicha exploración no había sido conducida en la mejor de las formas. Estimó, por consiguiente, que se requería emprender un programa exploratorio más completo, más técnico y más detallado por poder llegar a un mejor conocimiento de las reservas carboníferas y de la calidad de estas reservas en la Zona Central de El Cerrejón.

Este programa exploratorio se inició con personal técnico y equipos propios de CARBOCOL en agosto de 1977 y ha comprendido esencialmente las siguientes actividades:

- 12.145 metros de perforaciones rotatorias con recuperación de núcleos de carbón para determinación de su calidad. Esto representa el 97 o/o del total programado.
- 115.000 metros de perforaciones rotatorias sin recuperación de núcleos, para un total del 94 o/o de lo programado.
- 16.000 metros de perforaciones por persecución sin recuperación de núcleos, para determinación de zonas de oxidación y subafloramientos. Esto cubrió el 100 o/o de lo programado.
- 98.000 metros de registros eléctricos de las perforaciones rotatorias, para interpretación y correlación de los mantos de carbón. Esto representa el 90 o/o del total programado.

- Secciones geológicas transversales para correlación de estructuras, interpretación y correlación de mantos de carbón, finalizadas en un 95 o/o.
- Mapas estructurales de los mantos de carbón, en un 75 o/o del área explorada.
- Cálculo de reservas probadas, por un total de 442 millones de toneladas hasta 150 metros de profundidad.
- Análisis químicos inmediatos, completos, y de composición mineralógica de las cenizas, de más de 600 muestras.
- Se han realizado, además, estudios complementarios de la exploración con el concurso de firmas y consultores individuales, a saber:
- Estudio geotérmico y de estabilidad de taludes, por la firma Ingeniería e Hidrosistemas.
- Estudios hidrogeológicos, por INGEOMINAS con la asesoría del ingeniero consultor Jaime López Casas.
- Estudios hidrológicos con la asesoría del HIMAT.

1. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD MINERA

El estudio de factibilidad de la Zona Central de El Cerrejón se contrató con la firma Montreal Engineering Company, de Canadá. La financiación de este estudio se logró a través de FONADE con la cooperación de la Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional, mediante un préstamo de 900.000 dólares, con un plazo total de 7 años, 2 años muertos y un interés del 17 o/o anual.

El objetivo primordial del estudio que está próximo a concluir, ha consistido en el examen de todos los aspectos del desarrollo de una operación de minería de carbón en gran escala, con suficiente detalle para permitir que CARBOCOL tome la decisión de si continúa o no con el desarrollo del proyecto. Este estudio deberá suministrar la suficiente información confiable para permitir a CARBOCOL seleccionar los cursos de acción más apropiados y proceder al desarrollo con un mínimo de tiempo.

La primera etapa del estudio que se inició en mayo de 1979, se concretó a la selección de un área menor dentro de la Zona Central, con capacidad para desarrollar en ella una minería de 300.000 a 1.500.000 toneladas anuales durante un período de explotación de 8 años. Para dicha área se definieron unos parámetros de explotación y se elaboraron los pliegos de una licitación para la explotación de las cantidades mencionadas a precio fijo por tonelada.

Los pliegos se prepararon de tal forma, que se garantizará la adecuada explo-

tación posterior del conjunto de las reservas, dejando a cargo del adjudicatario el diseño de la minería propiamente dicha.

La metodología utilizada en la ejecución del estudio ha consistido en líneas generales en los siguientes:

- Análisis y evaluación de la información exploratoria disponible.
- Preparación del informe geológico y de parámetros del proyecto.
- Selección de áreas de reservas importantes.
- Definición de zonas o bloques mineros para explotación por minería a cielo abierto y subterránea.
- Secuencia de desarrollo de la explotación.
- Planeamiento detallado de minería.
- Selección de equipos mineros.
- Diseño de las minas.
- Programación de la producción.
- Requerimientos de mano de obra, supervisión y administración.
- Estimativos de costos.
- Aspectos financieros.

2. MINERIA INICIAL

Los criterios que prevalecieron para la selección de un área menor para desarrollar una minería inicial, fueron fundamentalmente los siguientes:

- a. Iniciación en el menor plazo posible de un desarrollo carbonífero de gran escala;
- b. Cumplimiento de compromisos contractuales con la comunidad indígena de El Cerrejón;
- c. Suministro de carbón a las plantas termoeléctricas de la Costa Atlántica, para contribuir con la política de conversión de los combustibles derivados del petróleo por el carbón.

Las líneas de acción que ha seguido CARBOCOL para el desarrollo de la Zona Central de El Cerrejón, se resumen así:

- Precalificación de contratistas, la cual se realizó en septiembre de 1979. Para este concurso se recibieron 49 propuestas entre firmas y consorcios, muchos de ellos con participación de firmas colombianas. Se precalificaron 13 firmas de alta capacidad técnica y financiera y entre ellas continuó figurando la ingeniería colombiana.
- Preparación de los documentos de licitación para las firmas precalificadas, en los cuales se incluyó un pliego de condiciones y un informe técnico del proyecto.

La fecha límite para el recibo de las propuestas fue el pasado 16 de mayo. Las propuestas recibidas concluyen una participación muy importante de firmas colombianas.

Actualmente, se está trabajando en la evaluación de las propuestas, y una vez seleccionado el contratista se procederá a la firma del contrato de explotación, el cual incluye la realización de una serie de obras civiles, así como los trabajos de minería propiamente dichos.

Las obras civiles, que constituyen lo que hemos denominado trabajos relacionados, comprenden fundamentalmente lo siguiente:

Planta de preparación y cargue de carbón, con sus correspondientes tolvas, tamices, bandas transportadores, etc.

- Talleres de mantenimiento y reparación de todos los equipos de minería, como excavadoras, tractores, cargadores, mototraillas, camionetas fuera de carretera, etc.
- Oficinas para el contratista, con todas sus facilidades de aire acondicionado.
- Vivienda para alojamiento permanente del personal del contratista.
- Suministro de energía, agua potable e industrial, facilidades sanitarias, etc.
- Facilidades de recreación y de salud.

Se estima que el período de construcción de los trabajos relacionados será de unos 15 meses.

CARBOCOL realizará la interventoría de estas obras y para ello se propone abrir un concurso entre las firmas consultoras colombianas para seleccionar una firma que lo asesore en la conducción de dicha interventoría.

Los trabajos de minería propiamente, incluirán en otras, las siguientes actividades:

- Preparación de un plan global de minería para los 8 años de duración del contrato de explotación.
- Preparación de planes anuales de minería, de acuerdo con las metas de producción propuestas.
- Selección de los equipos más adecuados para las operaciones propuestas.
- Diseño de ingeniería de todos los trabajos asociados con esta minería, tales como sistemas de remoción de estéril, extracción y cargue de carbón, vías internas, geometría de las excavaciones, etc.

La interventoría de estas obras también será ejecutada por CARBOCOL con la asesoría de una firma de amplia experiencia en la supervisión de explotaciones carboníferas similares a las que tendremos en la Zona Central de El Cerrejón.

Por otra razón, esperamos que las firmas nacionales obtengan el concurso de firmas, ya sea nacionales o extranjeras, para prestar los servicios completos de asesoría a CARBOCOL en la conducción de la interventoría de todos los trabajos comprendidos dentro del contrato de explotación.

IV – UTILIZACION DEL CARBON DE EL CERREJON

El carbón que se produzca a partir de 1982 en El Cerrejón tendrá una utilización inmediata en la central térmica de El Cerrejón. En un mediano plazo será también utilizada por las plantas térmicas de Barranquilla y Cartagena, las cuales cuentan con unidades que serán convertidas para utilizar carbón. La demanda del carbón como combustible sustituto en las plantas térmicas podrá llegar en el futuro cercano a 2 millones de toneladas en las siguientes instalaciones:

Unidades 1, 2 y 3 de Cartagena, cada una de 66 MW de capacidad.

Unidades 3 y 4 de Barranquilla, cada una de 70 MW de capacidad instalada.

Unidad 1 de El Cerrejón, con 170 MW de capacidad instalada. Esta unidad se ha diseñado para arrancar a base de carbón como combustible primario.

La calidad de carbón que se explotará cumplirá con los requisitos de los consumidores, ya que se trata de un carbón de óptima calidad por su alto poder calorífico. Este último parámetro se controlará muy efectivamente durante la explotación, mediante una minería selectiva en alto grado.

1. TRANSPORTE

Actualmente se están adelantando los estudios para determinar las rutas óptimas de transporte, así como el sistema más adecuado, de acuerdo con las metas de producción establecidas.

De todas maneras, podemos anticipar que en los primeros años el carbón se transportará por carretera en camiones. En un futuro cercano se podrá integrar el

sistema de transporte del Bloque Norte para ser utilizado conjuntamente con la Zona Central.

2. PROGRAMA VIAL

Para el cumplimiento de los programas anteriormente descritos, se hace necesario construir y mejorar varios tramos de carretera en el Departamento de La Guajira, los cuales formarán parte del plan vial nacional, y sus especificaciones corresponderán a vías de primer orden dentro de la clasificación del Ministerio de Obras Públicas y Transporte.

Los tramos de carretera son:

| | |
|----------------------------|---|
| — Campamento - Hato Nuevo | 10.5 km de construcción |
| — Barrancas - Hato Nuevo | 19 km de rectificación |
| — Hato Nuevo - Cuestecitas | 3 km de construc. y 18 km de reconstruc. |
| — Cuestecitas - La Florida | 10 km de construc. y 22 km de reconstruc. |
| — La Florida - El Ebanal | 28 km de construcción |
| — Riohacha - La Florida | 20 km de construc. y 12 km de reconstruc. |

Estas obras de infraestructura vial serán financiadas con recursos propios de CARBOCOL, Fondos Especiales, recursos del M.O.P.T. y con recursos de las regalías del gas de La Guajira.

Actualmente se tienen varios contratos en ejecución con firmas consultoras y constructoras colombianas.

NORTE DE SANTANDER

Con el fin de garantizar el abastecimiento a la proyectada planta de Termotasajero, se hicieron estudios geológicos para determinar las reservas de carbón en el área de influencia de la futura planta. Para ello se suscribió un contrato el 25 de mayo de 1979, entre el Ministerio de Minas, INGEOMINAS y CARBOCOL, para realizar dicha exploración en el área de El Zulia y Salazar, en una superficie de 327 km².

Dichos estudios se finalizaron en febrero de 1980. Con el objeto de programar la ejecución de las etapas posteriores del proyecto y buscar su financiación, a solicitud de CARBOCOL, una misión del Banco Mundial evaluó los resultados de los estudios geológicos elaborados por INGEOMINAS, concluyendo que dadas las características de los yacimientos, resultaba difícil el montaje de un proyecto minero de gran escala, que garantizara el abastecimiento de la planta térmica.

Con base en lo anterior, se definió la necesidad de realizar un estudio de abastecimiento, basado en el desarrollo de la pequeña minería existente y un estudio conceptual de ingeniería que ofreciera un adelanto sobre la factibilidad de provocar un nuevo desarrollo minero en una área determinada.

Para este efecto, se constituyó un comité integrado por el Departamento Nacional de Planeación, Ministerio de Minas, INGEOMINAS, ICEL y CARBOCOL y dicho comité contrató para el estudio a TECNOMINAS LTDA.

TECNOMINAS concluye en sus estudios que al provocar el desarrollo y la modernización de algunas minas existentes, puede buscarse el abastecimiento a la térmica durante los primeros años de funcionamiento; para el futuro abastecimiento, mediante exploración de minería a mediana escala, se hace necesario continuar con la etapa de exploración detallada, en cinco (5) zonas seleccionadas previamente, de las cuales se escogerá la que ofrezca mejores perspectivas.

ANTIOQUIA

Con el ánimo de seguir las políticas trazadas por el Gobierno Nacional, ya sea para desarrollo térmico o carboquímico, se llevó a cabo una prospección geológica en el sur oeste de Antioquia (La Pintada - Bolombolo - Amagá), realizada por INGEOMINAS.

Hubo una selección de áreas para prospectos mineros, los cuales se cartografiaron a escala 1:10.000, se hicieron trincheras, se tomaron muestras para análisis químicos y petrográficos.

Se realizó el trazo de los mantos y se cuantificaron reservas que fueron del orden de 70 millones de toneladas, en dos (2) prospectos mineros que pueden producir 1 millón ton/ anuales, cada una.

Posteriormente, se hizo una restitución aerofotogramétrica a escala 1:5.000, para continuar con la etapa de prefactibilidad. CARBOCOL continuará con este estudio.

VALLE DEL CAUCA

En el Departamento del Valle del Cauca y en el Cauca, se investigarán reservas con el fin de abastecer las demandas de la industria local, teniendo en cuenta los problemas que afronta la minería de este sector del país, como es el conocimiento parcial del recurso, lo que ha inducido a una explotación con producción deficiente, concentrada en determinadas áreas y, considerando que a mediano y largo plazo la demanda se incrementará sustancialmente, tanto por los usos en la industria local, como por la posible instalación de una planta termoeléctrica en el sur del departamento.

Para cumplir con estos propósitos, CARBOCOL ha venido adelantando gestiones tendientes a vincular la iniciativa privada del departamento e impulsar el desarrollo de la empresa Procarbón de Occidente.

CONVENIOS BINACIONALES

Colombia tiene celebrado convenios con los Gobiernos de España, Brasil y Rumania, para explorar y explotar yacimientos de carbón coquizable en el centro del país, con miras a producir en asociación con cada uno de ellos, 1 millón de toneladas anualmente.

La zona convenida con España consta de dos bloques y la zona de Brasil de uno. Ambos países han realizado sus respectivos estudios de prefactibilidad y diseño minero, basados en los datos obtenidos en los sondeos y ubicaciones realizadas en las respectivas zonas, para llegar a una cuantificación de reservas superior a 120 millones de toneladas, en conjunto.

Para la continuación de los estudios, se está buscando el unificar esfuerzos, en tal forma que se considere el tratamiento de las siguientes etapas en forma conjunta.

Dentro de este concepto se han sostenido reuniones con los técnicos de los países interesados, para procesar nuevas muestras de los carbones de las zonas y los análisis necesarios para determinar la posibilidad de mezclado y la estimación de su proporcionamiento.

MINAS

1- INGEOMINAS

I – MODERNIZACION DEL INSTITUTO

Con el fin de responder a las necesidades de descentralización y de modernización del Instituto dentro de las orientaciones fijadas por el Gobierno, la Junta Directiva del INGEOMINAS, previo concepto favorable de la Secretaría de Administración Pública de la Presidencia de la República, adoptó por medio del Acuerdo No. 045 del 31 de Julio de 1979, efectuar la reestructuración del INGEOMINAS. Dicha reestructuración consagra la vocación nacional de Instituto, al desligar de la administración central la Regional Bogotá, al instaurar como oficinas regionales las de Bogotá, Bucaramanga, Cali, Ibagué, Medellín y Popayán y al dotar, además, la administración central de una Oficina de Planeación y Evaluación y de un Centro de Documentación, responsable de la biblioteca, de las publicaciones y de la divulgación.

Se inició por parte de la Oficina de Planeación, la sistematización de toda la información geológica, minera y química por medio de computadores.

Las Oficinas Regionales principales dispondrán de laboratorios, bibliotecas y demás facilidades para el desarrollo de sus tareas, convirtiéndose en verdaderos núcleos de investigación.

La Subdirección de Investigaciones Químicas quedó integrada por tres divisiones más, acordes con sus actividades: Carbones, Control de Calidad y Química de Minerales.

La planta de cargos correspondiente fue aprobada por medio del Decreto 189 del 31 de Enero de 1980. En la actualidad, el Instituto cuenta con 94 profesionales dedicados a las diferentes áreas de la geología y 34 químicos, sobre un total de 454 empleados.

II – INVESTIGACIONES GEOLOGICAS

Estas actividades se llevaron a cabo por las antiguas Subdirecciones de Investigaciones Geológicas y de Asuntos Regionales, cuyas funciones fueron redistribuidas en las Subdirecciones de Proyectos Geológicos y de Cartografía Geológica.

– Cartografía Geológica Regional y Geoquímica Regional

A través de las Oficinas Regionales de Medellín, Bucaramanga, Sogamoso, Ibagué y Popayán, se cubrieron 8531 km² en las siguientes planchas:

| | |
|---------------------|-------------------|
| – 169 Puerto Boyacá | – 223 Toro |
| – 189 La Palma | – 364 Timbío |
| – 137 Cocuy | – 281 La Profunda |
| – 173 Támara | – 66 Miraflores |
| – 303 Colombia | – 76 Ocaña |

– Reconocimiento General de Ocurrencias Minerales

Los trabajos estuvieron concentrados en el Departamento de Antioquia, donde se terminaron los trabajos de campo para la elaboración del Mapa de Recursos Minerales del departamento y se inició la evaluación de datos que permitan reconocer su potencial minero y definir áreas específicas de interés económico.

– Exploración de Ocurrencias Minerales en áreas específicas

Como resultado de los trabajos de cartografía geológica y prospección geoquímica regional y del reconocimiento general de las ocurrencias minerales, se seleccionaron 6 áreas específicas donde se iniciaron trabajos de exploración de

tallada. Estas áreas son:

- a. Santa Elena e Ituango, de interés para cromita (Antioquia).
- b. Páramo de Frontino, de interés para cobre, plomo y zinc (Antioquia)
- c. Río Andagueda, de interés para cobre porfirítico (Chocó)
- d. García Rovira, de interés para plomo y zinc (Santander)
- e. Ríonegro, de interés para plomo y zinc (Cundinamarca)
- f. La Claudia, de interés para hierro (Cauca)

Por otra parte, se está preparando un contrato con ECOMINAS, para que INGEOMINAS se encargue de la exploración semi-detallada del área de Pantanos (Departamento del Chocó).

— Proyecto Minero con las Naciones Unidas-Metales Básicos Segunda Fase-

Dentro de esta actividad se continuaron los trabajos de exploración con base en perforaciones en el área de Mocoa, de interés para cobre-molibdeno del tipo pórfido cuprífero. Se perforaron 4.588 m, lo que, junto con lo perforado anteriormente, ha permitido hasta el momento un cálculo inicial de reservas del orden de los 71 millones de toneladas con tenores aproximados de 0.4 o/o de cobre y 0.1 o/o de molibdeno.

— Exploración de Carbones

Se realizan estudios en las cuencas carboníferas de los departamentos de Antioquia y Norte de Santander, como parte de un convenio CARBOCOL—INGEOMINAS y en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá en desarrollo de convenios binacionales con España, Rumania y Brasil. Además, se suministró asesoría al Banco Mundial, referente a la importancia de los depósitos de carbón del centro del país para la financiación del tramo del ferrocarril Saboyá-Puerto Mulas.

— Exploración de Aguas Subterráneas

Las investigaciones continúan en los departamentos de la Guajira, Norte de Santander y Cundinamarca (CAR), con la colaboración de la Asistencia Técnica del TNO de Holanda. El objetivo primordial es el suministro de agua potable a poblaciones carentes de este recurso básico.

Mediante contrato con CARBOCOL se adelanta el estudio hidroeléctrico de la cuenca carbonífera de El Cerrejón, con el fin de botener información acerca de las características hidrogeológicas de dicha área y facilitar en esta forma el diseño de la futura mina.

Se elaboró un proyecto de exploración de aguas subterráneas para los departamentos de Atlántico y Bolívar.

— Geotermia

Mediante contrato con el ICEL, se adelantan las investigaciones hidrogeológicas, geoquímicas, geofísicas, geológicas y vulcanológicas en el área del Macizo Volcánico del Ruíz, con el propósito de estudiar las posibilidades de un depósito geotérmico de importancia para su aprovechamiento en la generación eléctrica. Esta es la primera investigación que se realiza en el país para conocer las posibilidades de este importante recurso energético.

— Estratigrafía

Se progresó en el estudio estratigráfico detallado del Cretáceo de la Cordillera Oriental, así como en el Proyecto de Correlación del Terciario Marino del Norte con los núcleos submarinos tomados en el Mar Caribe.

— Sensores Remotos

Se completó el Mapa Fotogeológico del Departamento de Nariño. Se participó dentro del Proyecto de PRORADAM en la elaboración del informe que concluye varios años de labores geológicas en la zona del Orinoco-Amazonas. Se inició la utilización de computadores en la restitución e interpretación de imágenes de satélites. Finalmente se publicó el primer Mapa de Colombia obtenido por medio de Imágenes LANDSAT, que le mereció al Instituto la Mención Honorífica del Premio Lorenzo Codazzi de la Sociedad Colombiana de Ingenieros.

— Petrología

Se efectuaron estudios en el Macizo de Santander y en varias formaciones de rocas ultrabásicas en la zona occidental del país.

— Geofísica

Se efectuaron registros geofísicos de las áreas de Mocoa (Metales Básicos) y del Nevado del Ruíz (Geotermia).

Por otra parte, se efectuó una evaluación de los daños causados por los sismos que a fines del año pasado afectaron a Caldas y Nariño.

III – SUBDIRECCION DE INVESTIGACIONES QUIMICAS

La Subdirección de Investigaciones Químicas del INGEOMINAS, realizó diversas tareas principalmente para organismos del Estado e industrias particulares.

Sus actividades se encaminaron a dar cumplimiento a los programas que desde su creación ha venido desarrollando, tanto en el campo del control de calidad, como de apoyo a la prospección geoquímica.

Las funciones estuvieron dirigidas a:

- a. Brindar asistencia técnica a la industria y a los particulares, mediante el sistema de servicio requerido.
- b. Ejecutar tareas tecnológicas no cubiertas específicamente por otros sectores del Instituto, como son todas las relacionadas con el programa de control de calidad, desarrolladas a través de la Superintendencia de Industria y Comercio, principalmente en bebidas alcohólicas, jabones y detergentes, aceites, lubricantes, harinas para panificación, metales y aleaciones, cementos, etc.
- c. Aumentar la capacidad operativa del Laboratorio para poder atender la demanda creciente de los servicios.
- d. Prestar el apoyo químico en el campo de la prospección geoquímica y en general a la minera, tanto de los proyectos para desarrollar en el Instituto, como a dar cumplimiento de los contratos con otras empresas, principalmente a CARBOCOL, e INTERCOR en el estudio de los carbones colombianos y con la empresa SINGMASTER & BREYER, INC., en el estudio de la roca fosfórica de Pesca y Sardinata.
- e. Participar en los estudios hidroquímicos, geotérmicos y de metales básicos

en los programas en ejecución en el Instituto con otros países.

- f. Fomentar y apoyar los programas de capacitación y especialización de los profesionales químicos en las distintas áreas de su actividad.
- g. Desarrollar nuevas técnicas y actualización de las que venían utilizando.
- h. Participar en los comités de normalización para estudios de normas de calidad, Consejo Nacional de Normas del Ministerio de Desarrollo Económico, Junta General de Aduanas y Junta Directiva del Instituto Colombiano de Normas Técnicas.
- i. Colaborar con las Universidades estatales y privadas en el desarrollo de Tesis de Grado y en programas de investigación.
- j. Participar en el estudio de elección de la empresa mercedora del Premio Nacional de Calidad.

IV - EJECUCION PRESUPUESTAL

En el período comprendido entre julio de 1979 y julio del presente año, se han ejecutado \$ 221.2 millones, de los cuales \$ 105.6 millones corresponden a lo que va corrido de 1980 (Ver Cuadro anexo).

Se destacan por su importancia los proyectos Estudios Geológicos, con una participación del 10.4 o/o dentro de la ejecución total; Exploración de Aguas Subterráneas, con un 9.7 o/o de participación y Metales Básicos Segunda Fase, con un 6.8 o/o de participación.

En lo que respecta al segundo semestre del presente año, la ejecución ha ascendido a un 39.5 o/o del total de apropiaciones, se destaca por el nivel de ejecución (73.0 o/o), el proyecto Metales Básicos Segunda Fase, requiriéndose una adición presupuestal para poder dar cumplimiento a los compromisos establecidos a nivel nacional e internacional (Ver Cuadro sobre ejecución en 1980).

EJECUCION PRESUPUESTAL 1o. de Julio de 1979 a 30 de Junio de 1980

| ARTICULO | DETALLE | Acordado 2o. Semestre 1979 | Acordado 1o. Semestre 1980 | T o t a l |
|-------------|--|----------------------------------|----------------------------------|----------------|
| Programa 01 | GASTOS DE FUNCIONAMIENTO | 22'070.691 | 21'022.553 | 43'093.244 |
| Programa 02 | GASTOS DE INVERSION | 93'514.372.27 | 84'562.491.12 | 178'076.863.39 |
| | Estudios e Investigaciones Geológico-Mineras | | | |
| Proyecto 1 | Estudios Geológicos | 11'712.065 | 11'387.520 | 23'099.635 |
| Proyecto 2 | Normas y Control de Calidades | 5'363.489 | 5'164.280 | 10'527.769 |
| Proyecto 3 | Investigaciones Geoquímicas | 5'983.348 | 5'994.415 | 11'977.763 |
| Proyecto 4 | Levantamientos Geológicos, Medellín | 6'344.079 | 6'990.024 | 13'335.003 |
| Proyecto 5 | Levantamientos Geológicos, B/manga. | 5'444.674 | 4'794.012 | 10'238.686 |
| Proyecto 6 | Levantamientos Geológicos, Sogamoso | 4'352.655 | 4'270.805 | 8'623.460 |
| Proyecto 7 | Levantamientos Geológicos, Popayán | 4'066.458 | 4'724.406 | 8'790.864 |
| Proyecto 8 | Levantamientos Geológicos, Ibagué | 6'815.230 | 5'690.582 | 12'505.812 |
| Proyecto 9 | Geología Económica | 2'573.756 | 2'580.875 | 5'154.631 |
| Proyecto 10 | Exploración Aguas Subterráneas | 13'189.417 | 8'239.900 | 21'429.317 |
| Proyecto 11 | Exploración en el Sur-Occidente | 2'461.464 | 2'685.965 | 5'147.429 |
| Proyecto 12 | Exploración Carbones Coquimbales | 4'946.268 | 6'978.504 | 11'924.772 |
| Proyecto 13 | Exploración en el Nor-Occidente | 2'378.860 | 2'680.580 | 5'059.440 |
| Proyecto 14 | Desarrollo de Políticas para la Exploración de Carbones en el Territorio Nacional. | 1'204.116 | 1'524.050 | 2'728.166 |
| Proyecto 15 | Adquisición de Maquinaria y Equipo | 8'250.000 | 1'316.000 | 9'566.000 |
| Proyecto 16 | Carbones Norte de Santander | 1'224.228 | 1'430.700 | 2'654.928 |
| Proyecto 17 | Metales Básicos Segunda Fase | 7'204.265.27 | 7'888.923.12 | 15'093.188.39 |
| Proyecto 18 | Sensores Remotos | | | |
| Proyecto 19 | Centro de Documentación | | | |
| Proyecto 20 | Construcción Sedes Regionales | | | |
| Proyecto 21 | Servicio de la Deuda- Contrato FO-260 | | 220.000 | 220.000 |
| | T O T A L E S | 115'585.063.27 | 105'585.044.12 | 221'170.107.39 |

EJECUCION PRESUPUESTARIA VIGENCIA 1980

| ART. | D E T A L L E | Presunuesto Actual | Acordado hasta Jun./80 | Saldo por Acordadr |
|---------------|---|--------------------|------------------------|--------------------|
| Programa 01 | GASTOS DE FUNCIONAMIENTO | 37.686.353 | 21.022.553 | 16.663.800 |
| Programa 02 | GASTOS DE INVERSION | 229.830.904 | 84.562.491 | 145.268.413 |
| | Estudios e Investigaciones Geológico Mineras. | | | |
| Proyecto 1 | Estudios Geológicos | 33.771.540 | 11.387.570 | 22.383.970 |
| Proyecto 2 | Normas y Control de Calidades | 14.334.555 | 5.164.280 | 9.170.275 |
| Proyecto 3 | Investigaciones Geoquímicas | 14.304.695 | 5.994.415 | 8.310.280 |
| Proyecto 4 | Levantamientos Geológicos, Medellín | 16.520.504 | 6.990.924 | 9.529.580 |
| Proyecto 5 | Levantamientos Geológicos, B. manga. | 14.985.252 | 4.794.012 | 10.191.240 |
| Proyecto 6 | Levantamientos Geológicos, Sogamoso | 11.369.550 | 4.270.805 | 7.098.745 |
| Proyecto 7 | Levantamientos Geológicos, Popayán | 12.036.806 | 4.724.406 | 7.312.400 |
| Proyecto 8 | Levantamientos Geológicos, Ibagué | 17.668.652 | 5.690.582 | 11.978.070 |
| Proyecto 9 | Geología Económica | 11.789.135 | 2.580.875 | 9.208.260 |
| Proyecto 10 | Exploración Aguas Subterráneas | 18.792.777 | 8.239.900 | 10.552.877 |
| Proyecto 11 | Exploración en El Sur Occidente | 5.784.465 | 2.685.965 | 3.098.500 |
| Proyecto 12 | Exploración Carbones Goquizables | 26.949.727 | 6.978.504 | 19.971.223 |
| Proyecto 13 | Exploración en el Nor Occidente | 6.588.980 | 2.680.580 | 3.908.400 |
| Proyecto 14 | Desarrollo de Políticas para la Exploración de Carbones en el Territorio Nal. | 3.168.376 | 1.524.050 | 1.644.326 |
| Proyecto 15 | Adquisición de Maquinaria y Equipo | 3.016.340 | 1.316.000 | 1.700.340 |
| Proyecto 16 | Carbones Norte de Santander | 4.039.572 | 1.430.700 | 2.608.872 |
| Proyecto 17 | Metales Básicos Segunda Fase | 10.809.923 | 7.888.923 | 2.921.000 |
| Proyecto 18 | Sensores Remotos | 1.000.000 | | 1.000.000 |
| Proyecto 19 | Centro de Documentación | 900.000 | 220.000 | 680.000 |
| Proyecto 20 | Construcción Sedes Regionales | 2.000.000 | | 2.000.000 |
| Proyecto 21 | Servicio de la Deuda - Contr. FO-260 | 55 | | 55 |
| TOTALES | | 267.517.257 | 105.585.044 | 161.932.213 |

V - PERSONAL

- Personal Profesional

Con el fin de subsanar el grave problema de la escasez de profesionales de geología y su migración de INGEOMINAS hacia puestos mejor remunerados, así como para mejorar su nivel técnico, se tomaron las siguientes medidas:

1. El Comité de Estudios Avanzados seleccionó candidatos para estudios en el exterior, vigiló el cumplimiento de los contratos correspondientes por parte de los profesionales y organizó conferencias, seminarios y cursos cortos.
2. Se recibió apoyo por parte del Fondo de Becas del Ministerio de Minas y Energía para respaldar los estudios de Post-Grado.
3. Para reglamentar el Decreto 1321 de 1978, se crea la Carrera de Investigador Científico en el INGEOMINAS, el Gobierno expidió el Decreto 2772 del 9 de noviembre de 1979.
4. Se procedió a integrar el Comité de Personal Profesional, contemplado en dicho decreto y la evaluación del personal profesional ha seguido en forma acelerada.

- Personal no profesional

La Junta Directiva del Instituto aprobó el Reglamento del Comité de Capacitación y aprobó fondos para su funcionamiento. Se vinculó, además a un profesional para dedicarse al Bienestar Familiar de los empleados.

VI – RELACIONES INTERINSTITUCIONALES

a. Entidades Nacionales

Los Convenios celebrados con las Universidades Nacional, del Valle e Industrial de Santander, permitieron el acercamiento con dichas entidades y la realización de programas de mutuo beneficio. Dentro del convenio con la Universidad del Valle, ésta procedió a ceder un área de 5.000 m² en forma de comodato para la futura edificación de la sede regional del Instituto.

También se desarrollaron normalmente los convenios celebrados con el Centro del Carbón de la Facultad de Minas de la Universidad Nacional en Medellín y con la CAR. Están pendientes otros convenios de cooperación con la Universidad Tecnológica y Pedagógica de Boyacá, con la Universidad del Cauca y con el Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

Finalmente el INGEOMINAS participa activamente en el Comité de Ciencias de la Tierra de COLCIENCIAS.

b. Cooperación Internacional

Los proyectos de hidrogeología (Cooperación del Gobierno de Holanda, TNO) y de Metales Básicos (PNUDO, Naciones Unidas) han funcionado en forma totalmente satisfactoria.

El Gobierno del Japón a través de JICA, donó un aparato de Rayos X (Difractometría y Espectrometría) que presta sus servicios en la División de Petrología (Medellín), tanto para las necesidades del Instituto, como para empresas particulares por medio de Contratos.

Se inició el proyecto de Cooperación Británico en Cali, que permitirá llevar a cabo cartografía geológica y prospección minera en un área de aproximadamente 10.000 km², localizada en las Cordilleras Central y Oriental.

El Gobierno de Alemania Federal aprobó en principio un proyecto de Cooperación para cartografía y prospección en la Cordillera Occidental (Departamento del Chocó) cuyos detalles se discutirán durante el próximo mes de Agosto.

El Gobierno del Japón aprobó el envío de una misión de Cooperación para prospección de cobre en el área de Piedrancha (Chocó).

También está pendiente una solicitud de Cooperación con la URSS, que contempla la adquisición de equipos, de imágenes de satélites y cartografía — prospección.

Finalmente, la participación del INGEOMINAS en el Consejo Consultivo de Servicios Geológicos de Latinoamérica ha sido muy benéfica, permitiendo amplio intercambio de información de tipo técnico y científico.

VII — CONCLUSIONES

Los cambios institucionales que ha comprendido el INGEOMINAS así como su política laboral orientada a adiestrar y a estabilizar a sus profesionales, lo están encaminando a un mejor cumplimiento de sus funciones como organismo técnico-científico responsable del estudio de los recursos no renovables del país.

VIII — RECOMENDACIONES

Migración de Profesionales

La migración de profesionales de la Geología sigue siendo para INGEOMINAS un problema que no ha sido solucionado totalmente. Es, por lo tanto, importante complementar la implementación de la Carrera de Investigador Científico en el Instituto, seguir con la política de especialización del personal profesional, facilitar dentro de lo posible su participación en eventos técnicos y científicos, manteniendo el estricto cumplimiento de los compromisos adquiridos. También es importante que el Instituto apoye la creación de estudios de Post-Grado en Geología en la Universidad Colombiana.

— Diversificación de Actividades

Con el fin de responder a las crecientes necesidades del país, el INGEOMINAS debe abrir nuevos campos de investigación permanente:

- a. Geotermia - Vulcanología
- b. Geofísica Regional - Sismología
- c. Geología Ambiental
- d. Geología Marina y de Costas

Esta última actividad implica la creación de una nueva oficina regional en Cartagena, donde se cuenta con el apoyo de la Armada Nacional a través del Centro de Investigaciones Hidrográficas y Oceanográficas.

Lo anterior no implica de ninguna manera la disminución del ritmo en las actividades que en la actualidad se realizan.

— Proyectos Internacionales

La experiencia ha mostrado la importancia de los proyectos, tanto extrajeros como internacionales, en la transferencia de tecnología y en la capacitación de los profesionales del Instituto. Debe, sin embargo, disponerse de personal colombiano de alto nivel para que la orientación de los proyectos siga en manos nacionales. Por otra parte, es importante continuar con programas **suficientemente** diversificados en cuanto a los organismos o países involucrados.

2- I A N

A. NEGOCIACIONES INTERNACIONALES EN EL CAMPO NUCLEAR

Durante el período en consideración se concluyó la negociación de un Convenio de Cooperación entre Colombia y los Estados Unidos de América para el Uso Pacífico de la Energía Nuclear. Proximamente se firmará el mismo para que enseguida sea presentado a ratificación del Congreso Nacional.

En enero de 1980 se firmó el Convenio para la Aplicación de Salvaguardias a las Actividades Nucleares en Colombia por parte del Organismo Internacional de Energía Atómica, con sede en Viena. Este Convenio es un desarrollo del Tratado de Tlatelolco, del cual Colombia es parte. El Convenio será presentado a la ratificación del Congreso Nacional.

Además de los dos proyectos de ley ya mencionados se presentará al Congreso Nacional un tercero para ratificar el Acuerdo de Privilegios e Inmunidades del Organismo Internacional de Energía Atómica. Estos tres proyectos de ley irán dentro de un mismo paquete que está siendo preparado conjuntamente con el Ministerio de Relaciones Exteriores.

Además, se ha terminado de negociar un plan de acción 1981-1982 entre Colombia y la Argentina para el desarrollo de programas conjuntos en energía nuclear.

B. LABORES EN EXPLORACION DE URANIO

Durante el último año se continuó la labor de exploración que corresponde por ley al Instituto de Asuntos Nucleares y, además, vale la pena mencionar:

Se llegó a un Contrato de Exploración entre COGEMA (Comisariato de Energía Atómica de Francia) y el Instituto de Asuntos Nucleares de Colombia. Desde enero de 1980 COGEMA abrió sus oficinas en Colombia y adelanta, conjuntamente con el IAN, un programa de exploración en las regiones del Caquetá y de Antioquia.

Se acordó la extensión del Proyecto: Instituto de Asuntos Nucleares-Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo-Organismo Internacional de Energía Atómica (COL/76/031 - Exploración de Minerales Radiactivos en Tres Zonas del País), por un período adicional de uno y medio años. De esta manera el Instituto podrá culminar la exploración preliminar en las áreas de la Serranía de San Lucas (Bolívar), las Serranías de Abibe y San Jerónimo (Córdoba) y Zapatoca (Santander del Sur) para 1982. El Proyecto tiene una duración de tres y medio años y un costo de 140 millones de pesos.

Se continuó la labor de exploración con ENUSA (Junta de Energía Nuclear de España), con base a los dos Contratos de Asociación existentes y los que se desarrollan en Zapatoca (Santander del Sur), Cundinamarca, Guainía y Vaupés. Durante el período en consideración ENUSA invirtió unos 100 millones de pesos. Durante el presente año estos Contratos serán cedidos a COLURANIO, puesto que ha transcurrido la etapa de exploración preliminar.

Se prestó el respaldo técnico requerido por COLURANIO, ENUSA, COGEMA y MINATOME (asociada de COLURANIO en un Contrato) en las áreas de química y electrónica nucleares.

C. MEDICINA NUCLEAR

Se concluyó durante este período la adecuación de los laboratorios de Bioquímica, los que permitirán un mejor abastecimiento de las necesidades del país en materia de productos radiactivos, que son importados por el IAN. También se consiguió la donación, por parte del Gobierno del Japón, de una celda caliente para el manejo de fuentes intensas de radiación.

D. APLICACIONES DE LA ENERGIA NUCLEAR EN INDUSTRIA E HIDROLOGIA

Durante este tiempo se completó la iniciación de los laboratorios requeridos para la metalurgia extractiva del uranio. A partir del próximo año esperamos servir a las compañías mineras en el campo de los ensayos metalúrgicos del uranio.

Se continuó prestando servicios de "Ensayos No Destructivos" (radiografía, gamagrafía, ultrasonido, tintas penetrantes) a las empresas oficiales y particulares que los utilizan en la construcción de oleoductos, complejos industriales, etc.

Se hicieron estudios sobre las causas de erosión en Bucaramanga, Manizales y otras ciudades, así como de determinación de los recursos hídricos subterráneos de diferentes áreas del país.

E. SEGURIDAD DE LA POBLACION CONTRA RADIACIONES

Se colaboró en el desarrollo del Programa Nacional de Cáncer, el cual está instalando varias unidades radiactivas para el tratamiento y diagnóstico de enfermedades. El instituto aconsejó sobre las medidas de seguridad donde se operan los equipos y otorgó las licencias para la importación y manejo de las mismas.

F. TECNOLOGIA Y FISICA NUCLEAR

Se inició el establecimiento de unos cursos sobre energía nuclear, que serán ofrecidos por la Universidad Nacional y la Universidad de Eos Andes, destinados a la preparación de profesionales.

Se envió a cinco profesionales a estudiar diferentes aspectos de la energía nuclear en el extranjero, a la vez que se recibieron varios expertos del Organismo Internacional de Energía Atómica para colaborar en las tareas del Instituto.

G. ENERGIA SOLAR

Se nombró al doctor Clemente Garavito para dirigir la Unidad de Energía Solar del Instituto, el cual es a la vez la sede de la Sociedad Colombiana de Energía Solar y Energías No Convencionales.

INICIATIVAS DE REFORMA

A. EN RELACION CON LOS PROGRAMAS DEL URANIO

Debido a que el uranio es un mineral energético y a la vez estratégico (por sus posibilidades armamentistas) existe, como en los demás países, una legislación particular para él. Pero dada la antigüedad de la misma, es necesario proponer algunas reformas que la actualicen.

B. EN RELACION CON EL INSHTUTO

Como antigua Comisión de Energía Atómica del país la Junta Directiva del IAN está compuesta por cinco Ministros o sus Delegados, quienes dirigen las muy diferentes actividades del Instituto relacionadas con la aplicación de la energía nuclear.

El IAN es una entidad especial que para poder desarrollar sus labores de modo más efectivo, requeriría de una norma que posiblemente cambie su naturaleza jurídica. Esta norma debería darle mayor agilidad en su actuación, ofrecer incentivos a sus profesionales y facilidad en la consecución de personal altamente calificado.

3 - COLURANIO

INTRODUCCION

Dentro de los objetivos fijados a la Empresa, que son los de desarrollar en el país el ciclo del combustible nuclear, con posterioridad a la exploración preliminar, se está llevando a cabo la primera etapa Técnica que corresponde al período de exploración de minerales radioactivos.

Considerando la duración de este período, que puede ser hasta de ocho (8) años, las actividades correspondientes al año comprendido entre el 20 de julio de 1979 y el 20 de julio de 1980, son básicamente la continuación de las labores exploratorias en las áreas objeto de contratos con las compañías asociadas.

La etapa de exploración se ha desarrollado partiendo de la exploración preliminar, que corresponde al IAN y que comprende labores, tales como cartografía geológica, radimetría (medición de la radioactividad en las diferentes rocas) geoquímica (medida de las trazas de elementos en los diferentes medios de la naturaleza) y emanometría (medida del gas radón), tendientes a delimitar yacimientos de minerales.

De otra parte, teniendo en cuenta la reducción de áreas estipulada en los contratos de asociación (90 o/o al finalizar el primer año y 95 o/o al finalizar el cuarto año), las actividades de la empresa se han orientado hacia la exploración técnica, la cual se refiere básicamente a la etapa de perforación en zonas potencialmente positivas.

Todas las actividades mencionadas se han realizado primordialmente dentro de la participación en el desarrollo de los contratos de asociación suscritos por el Gobierno Nacional, inicialmente por intermedio del Instituto de Asuntos Nucleares IAN, con las compañías MINATOME de Francia y ENUSA de España. El contrato con MINATOME fue cedido a COLURANIO en el mes de noviembre y el de ENUSA será cedido próximamente.

I — CONTRATOS DE ASOCIACION CON LAS COMPANIAS MINATOME Y ENUSA

Las actividades realizadas en desarrollo del contrato son:

| ZONA | LABOR REALIZADA |
|--------------------------------|--------------------------------------|
| Ocaña (N. de Santander) | Cartografía, Radimetría y Geoquímica |
| Palermo, Irra, Tesalia (Huila) | Cartografía y Radimetría |

— Resultados Obtenidos

En la actualidad, los resultados obtenidos en todos los proyectos que adelanta la Compañía, demuestran que existen posibilidades de minerales radioactivos en diversas zonas del país, pero aún no es posible definir yacimientos comercialmente explotables. Puesto que el período de exploración tiene una duración aproximada de cuatro a ocho años, los resultados pueden considerarse aceptables dentro de la etapa de desarrollo en que actualmente se encuentra la empresa.

— Proyectos de la Compañía

Básicamente, se continuará la exploración desarrollada bajo los contratos de asociación con las compañías MINATOME y ENUSA. Con la Compañía MINATOME, cuyo contrato es el más avanzado, se han seleccionado dos áreas promisorias (Berlín en Caldas y Pacarní en Huila), donde se ha iniciado la etapa de perforación.

Con la Compañía ENUSA se realizará exploración principalmente en las áreas de Contratación, Lebrija, Vanegas y Santa Bárbara en Santander; Caño

Negro en Cundinamarca y Meta, Tocana en Cundinamarca, Isabeles en el Norte de Santander y finalmente, así como la capacitación del personal vinculado en los métodos y técnicas para la exploración de zonas uraníferas.

Dentro de este proyecto se participó en la exploración preliminar de un área ubicada al oriente de la Serranía de San Lucas y en la región de Zapatoca, donde se han realizado trabajos de evaluación preliminar de los indicios ya conocidos. Los métodos sistemáticos que se emplearon en esta última zona, fueron: Prospección del área, mapas geológicos locales, trasversas mediante el empleo de amonimetría y scintilometría terrestre y geoquímica de aguas y sedimentos.

Asímismo, se iniciaron trincheras, perforaciones y perfiles de pozos. El trabajo analítico necesario como soporte de las operaciones de campo, es proporcionado por los laboratorios del Instituto de Asuntos Nucleares.

Todas las anomalías y ocurrencias de uranio confirmadas y delimitadas por los métodos descritos anteriormente, son objeto de una investigación y evaluación por parte del Instituto de Asuntos Nucleares.

| ZONA | LABOR REALIZADA |
|-----------------|--------------------------|
| Páez (Cauca) | Cartografía y Radimetría |
| Berlín (Caldas) | Perforación |
| Pacarní (Huila) | Perforación |

II – ACTIVIDADES REALIZADAS EN DESARROLLO DEL CONTRATO CON LA COMPAÑIA ENUSA COLOMBIANA

| ZONA | LABOR REALIZADA |
|--|--|
| Lebrija (Santander) | Cartografía, Radimetría y Geoquímica |
| Contratación (Santander) | Cartografía, Radimetría y Emanometría |
| Girardot, Nariño, Guataquí, Tocajima (Cundinamarca) | Reconocimiento, Geológico, Estratigráfico y Radimétrico Regional. |

— Participación con el Instituto de Asuntos Nucleares “IAN” en el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo “PNUD”

La Compañía tomó parte en el programa que viene adelantando el Instituto de Asuntos Nucleares IAN, en desarrollo del convenio con las Naciones Unidas PNUD. Este programa está orientado a la prospección y evaluación de recursos de uranio, en las áreas de Vaupés y Guainía.

Con respecto a la participación en el proyecto que el Instituto de Asuntos Nucleares adelanta con la asistencia técnica de las Naciones Unidas, se continuará la etapa de perforación en Zapatoca.

El proyecto más importante de la Compañía consiste en la exploración propia en áreas nuevas, para lo cual el Ministerio de Minas y Energía otorgará en aporte un área de 24.000 hectáreas, ubicada en los municipios de Surata (Corregimiento de California), Charta y Vetas, en el Departamento de Santander.

De otra parte, es importante mencionar que la Compañía paralelamente al desarrollo de las actividades mencionadas, se encuentra en una etapa de planeación a largo, mediano y corto plazo que le permita cumplir con sus objetivos.

Esta etapa se fundamenta principalmente en el análisis y la investigación de los aspectos técnicos, comercial económico y financiero, con el fin de establecer las previsiones que se consideran convenientes en el desarrollo del ciclo del combustible nuclear.

4 - ECOMINAS

INTRODUCCION

La Empresa Colombiana de Minas, "ECOMINAS", es una entidad comercial e industrial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, que tiene como funciones primordiales explorar y administrar los yacimientos minerales no combustibles aportados a la Empresa por el gobierno y fomentar el desarrollo de la minería en el país.

Fue creada en el año de 1968, por el Decreto 912, con el nombre Empresa Colombiana de Esmeraldas, que posteriormente fue denominada Empresa Colombiana de Minas, conforme a las normas del Decreto 3161 del mismo año.

Actualmente, tiene bajo su responsabilidad el manejo de diversos depósitos mineros, como los de esmeraldas, cobre, roca fosfórica, oro, azufre, yesos, bauxita y mineral de hierro, entre otros.

En el período objeto de este informe, la empresa, mediante una eficiente gestión administrativa y financiera, realizó una importante labor que se refleja en sus estados financieros y la sitúa en una posición ventajosa para realizar los objetivos para los cuales fue creada.

Desde el punto de vista técnico ha venido desarrollando proyectos mineros de gran importancia, como el de fosfatos en Pesca (Boyacá) y Sardinata (Norte de Santander) y el de oro en Marmato (Caldas), los cuales permitirán a la Empresa mejorar sus ingresos y, por ende, acometer el desarrollo de nuevos proyectos.

I – ACTIVIDADES ADMINISTRATIVAS

Como una necesidad surgida de los nuevos proyectos, programas y actividades emprendidos por la actual gerencia de la empresa, tendientes a cumplir, cabalmente los objetivos que a ésta se le habían asignado desde su creación, se llevó a cabo la reestructuración de la organización administrativa y la planta de personal de ECOMINAS, la cual se concibió para obtener una mayor funcionalidad administrativa y técnica, acorde con sus proyectos y actividades.

— Estructura de ECOMINAS

Esta reestructuración contempla una Gerencia y dos Sub-Gerencias, la Técnica y la Financiera. Además, de la Gerencia depende la Oficina Jurídica, el Centro de Información y la Secretaría General. De esta Secretaría dependen las secciones de Archivo, Exportaciones y Servicios Generales.

La Sub-Gerencia Técnica consta de tres departamentos, así:

— Plan de Desarrollo Minero y de Proyectos.- Es el encargado de elaborar, bajo la coordinación de los organismos de planificación del gobierno central, el Plan de Desarrollo Minero y controlar su ejecución. Promover y elaborar proyectos específicos de prospección, exploración, explotación y comercialización de minerales.

— Proyecto de Fosfatos.- Es el encargado de atender y coordinar las labores y trabajos relacionados con el estudio y realización del proyecto de exploración y comercialización de los yacimientos de roca fosfórica de Pesca (Boyacá) y Sardinata (Norte de Santander).

— Proyecto de Oro.- Encargado de atender y coordinar las labores y trabajos relacionados con el estudio y realización del proyecto de prospección, explo-

ración explotación y comercialización de las minas nacionales de oro de Marmato y áreas vecinas y de promover y coordinar los trabajos preliminares de explotación de yacimientos de oro localizados en otros sitios del país.

La Sub-Gerencia Financiera consta de tres (3) departamentos y una sección:

— Presupuesto y Contabilidad.- Encargados de preparar y controlar la ejecución del presupuesto de rentas y gastos y de manejar la contabilidad de la empresa.

— Aportes.- Encargado de contratar, administrar y controlar los yacimientos adjudicados por el Gobierno en forma de aportes a la empresa.

Tramitar y obtener ante el Ministerio de Minas y Energía el aporte de los yacimientos, en los que estudios previos realizados por Ingeominas, hayan determinado la existencia de minerales de interés para el desarrollo nacional.

— Crédito.- Encargado de promover, estudiar y tramitar solicitudes de crédito. Programar y coordinar los servicios de asistencia técnica que se deban prestar conjuntamente con el otorgamiento y ejecución del crédito.

— Tesorería.- Encargada de recaudar y custodiar los dineros y bienes de la empresa, así como efectuar los pagos correspondientes a los gastos. Llevar los registros contables.

— Nómina de ECOMINAS

En la actualidad, la Empresa cuenta con un total de sesenta y seis (66) trabajadores.

— Capacitación

Con el objeto de adiestrar a sus empleados para obtener una mayor eficiencia en el desarrollo de sus actividades, la empresa ha venido patrocinando la asistencia de su personal a diferentes cursos, seminarios y congresos.

II — PROYECTOS

Se presenta a continuación una descripción de los principales proyectos que la empresa está llevando a cabo, y con los cuales impulsa el desarrollo minero del país.

— Roca Fosfórica (Boyacá y Norte de Santander)

Los depósitos más importantes de roca fosfórica son los correspondientes a Pesca (Boyacá), con reservas probadas y probables de 19 millones de toneladas y los de Sardinata (Norte de Santander), con 9 millones de toneladas probadas.

ECOMINAS, durante este período, seleccionó el consorcio de Singmaster & Breyer, para realizar el estudio de factibilidad sobre el aprovechamiento industrial de la roca fosfórica de Pesca y Sardinata. Firmó el contrato en octubre de 1979 y se inició el estudio, el cual se espera terminar en el mes de noviembre de 1981.

Este estudio comprende evaluación de reservas, minería, mercado de fertilizantes fosfatados, alternativas de beneficio de roca fosfórica, proceso de producción de fertilizantes y diseño básico de las plantas. El costo del estudio asciende a la suma de \$ 166.000.000.00.

Si los resultados son favorables, se continuará con la segunda fase del proyecto, que comprende el desarrollo de minas y montaje de la planta de fertilizantes, con una inversión total estimada de US\$ 250.000.000.00.

A la fecha están por finalizar los trabajos geológicos de campo en Sardinata, esperándose terminar los de Pesca a finales del presente año.

— Oro (Caldas)

La Empresa ha venido adelantando conversaciones con el Ministerio de Minas y Energía, tendientes a recibir en calidad de aporte las conocidas minas nacionales de Marmato. Este proyecto contempla dos áreas denominadas Zona Alta (A) y Zona Baja (B).

En la Zona Alta el proyecto comprende:

- Reparación, reposición y electrificación de los equipos:
- Dotación de un sistema de cianuración por agitación y del laboratorio de fundición.
- Asistencia técnica a los mineros de la zona.
- Las inversiones proyectadas son del orden de \$ 6.000.000.00

Para la Zona Baja, ECOMINAS abrió una convocatoria internacional para preselección de firmas consultoras, con el objeto de realizar un estudio de factibilidad técnico-económico. Se presentaron 35 firmas, las cuales son estudiadas y valoradas por un comité creado para el efecto.

En la Zona Baja se han calculado reservas posibles de 3 millones de toneladas, con un tenor de oro entre 7 y 10 grs. por tonelada. Las inversiones que se estiman para el desarrollo del proyecto son del orden de \$ 250.000.000.00.

A la fecha, se inició la limpieza de los túneles conocidos como La Maruja y la Palma, con el objeto de reunir elementos de juicio para fijar los términos de referencia para el estudio de factibilidad.

— Cobre

— Pantanos - Pegadorcito.

Estudios de exploración minera llevados a cabo por Ingeominas durante los años 1970-73, revelaron la existencia de importantes anomalías de cobre y molibdeno en las áreas de Pantanos-Pegadorcito, Departamento de Antioquia.

Definida por parte de la empresa la política de obtener un mejor conocimiento de los yacimientos minerales que ha recibido por parte de la nación en calidad de aporte, decidió adelantar conversaciones con Ingeominas, para que este instituto realice un estudio de prefactibilidad tectónico-económico de las áreas en mención.

Estas conversaciones se iniciaron en el mes de Abril, encontrándose prácti-

camente definidas las bases del estudio. Se espera iniciar la primera fase, denominada "justificación del estudio de prefactibilidad Pantanos-Pegadorcito", el próximo mes de Noviembre, ya que el contrato ha de firmarse en los primeros días del mes de Octubre. El costo estimado del estudio es de \$ 86'000.000.00, más un 15 o/o para realizar obras extras y/o adicionales en un lapso de dos años. Si los resultados de esta primera fase son positivos, se continuará la segunda fase (prefactibilidad), que también tiene una duración de dos años y un costo aproximado de \$ 100'000.000.00.

Las labores que comprende el estudio que ha de realizarse, son: topografía, geología y geoquímica, geofísica, perforación, análisis de laboratorio y estimación de reservas.

— Alisales - Nariño

Ecominas ha venido negociando con la TEXAS PETROLEUM CO., la posibilidad de estructurar un contrato de sociedad para explorar y explotar el cobre del yacimiento de Alisales, localizado en el Departamento de Nariño, municipios de Córdoba y Potosí, en donde la compañía posee varias licencias de exploración. En el momento estas conversaciones se encuentran suspendidas.

— Aluminio (Bauxita)

En 1973 Ingeominas adelantó estudios de exploración geológica en las áreas de Morales y Cajibío (Cauca) y San Antonio, Villa Colombia, Bitaco y la Cumbre (Valle del Cauca), donde ubicó reservas posibles de arcillas bauxíticas del orden de 375 millones de toneladas en base seca. El tenor promedio de alúmina es de 40 o/o.

ECOMINAS contrató con el Instituto de Investigaciones Tecnológicas la realización de análisis químicos y ensayos preliminares de concentración y beneficio. Con los resultados de los análisis que determinarán la homogeneidad de yacimiento, se ordenarán los ensayos de orientación para la obtención de alúmina en grado metalúrgico en los laboratorios de la Universidad de Lovaina (Bélgica) y Ormet Co., (U.S.A.).

Los costos estimados para estos ensayos ascienden a la suma de \$2'000.000.00; ellos son la base para determinar si se deben continuar los estudios de prefactibilidad y factibilidad para establecer la industria del aluminio en Colombia.

— Canga (Córdoba)

La canga se encuentra localizada en el yacimiento de Cerromatoso (Monte Líbano) y en los Cerros de Queresa y Porvenir (Planeta Rica). La canga que cubre en parte el mineral de níquel de Cerromatoso, asciende a 15.7 millones de toneladas, con un promedio de hierro de 46 o/o. En Queresa y Porvenir se establecieron reservas del orden de 7.8 millones de toneladas, con tenores de hierro entre 35 y 55 o/o.

Dada la importancia de incrementar la producción del hierro en el país, la empresa ha creído conveniente adelantar estudios de concentración y metalurgia conducentes a determinar una utilización adecuada para este recurso.

Algunos ensayos de concentración y prereducción están programados para realizarse conjuntamente con Ferrominera S.A., firma que ha demostrado gran interés en el aprovechamiento de este mineral.

ECOMINAS, contrató con la Universidad Católica de Lovaina (Bélgica), la realización de un estudio de orientación sobre concentración de este mineral. Los costos de estos estudios se estiman en unos \$ 5'000.000.oo.

— Yesos

La política adoptada por la empresa con respecto a este recurso, es la realización de contratos de exploración-explotación con personas naturales o jurídicas, de las áreas recibidas en aportes.

Por tanto, se ha celebrado contrato de esta índole, con la Sociedad Minera Almirante Colón y se encuentran para aprobación sendos contratos con Cementos Boyacá y Promotora de Minerales (Cementos Samper) en el área de aporte No. 019, en el Departamento de Santander.

El yacimiento de la Guajira tiene reservas de 6 millones de toneladas, para cuya explotación la empresa realizó estudios de evaluación técnica y económica y espera contratar la operación próximamente.

— Azufre (Cauca)

A raíz de la reversión de la concesión No. 434 de Industrias Puracé, el próximo mes de abril de 1983, ECOMINAS ha venido realizando conversaciones con la firma citada, con el fin de continuar la explotación del yacimiento de azufre, el cual cuenta con una reservas probadas de 2.9 millones de toneladas de mineral, con un contenido de azufre del 30 o/o.

Se ha previsto solicitar en aporte al Ministerio de Minas y Energía el área que cubre la concesión y proceder a celebrar con Industrias Puracé el contrato de operación correspondiente.

— Plan de Desarrollo Minero

ECOMINAS, como empresa matriz de la minería colombiana, ha emprendido conjuntamente con el Ministerio de Minas y Energía la elaboración del Plan de Desarrollo Minero 1980-2.000, para que sirva de marco de referencia a las entidades y empresas del sector y de instrumento eficaz para la programación y la financiación global del desarrollo de la minería a largo plazo. En este sentido, el plan está concebido como un conjunto de políticas, estrategias, proyectos y programas

que se deben formular y ejecutar en forma unificada, encaminados a racionalizar la producción y el desarrollo de los recursos minerales del país dentro del contexto del desarrollo nacional integrado.

El plan será elaborado y ejecutado bajo el esfuerzo común de las entidades y empresas oficiales de la minería con la estrecha colaboración del sector privado.

La elaboración del plan tendrá duración de 2 años. El costo previsto es de \$ 20.000.000.oo.

III – LABORES REALIZADAS

Las actividades más destacadas que ha realizado la empresa durante el lapso cubierto por este informe son:

— Estudio de Factibilidad y Proyecto de Ley de la Corporación Financiera

Justificada plenamente en varios estudios del Ministerio de Minas y Energía, del sector privado y de ECOMINAS, la Corporación Financiera de Minas es una de las necesidades prioritarias para el desarrollo del sector minero. ECOMINAS ha elaborado estudios de factibilidad para la creación de la corporación y en coordinación del Ministerio de Minas y Energía se ha formulado el proyecto de Ley por la cual se crea la Corporación.

— Planeación Financiera en la Empresa a cinco (5) años, de acuerdo con proyectos y programas que tiene definidos.

— Solicitudes de contratos de esmeraldas y yesos sobre áreas aportadas a la empresa. Se contrataron tres aportes y están en trámite otros siete (7).

El valor total de los aportes contratados asciende a la suma de \$32.841.218.12

— Cales del Departamento (Valle del Cauca)

La empresa “Cales del Departamento” del Valle del Cauca se encuentra interesada en industrializar las calizas de Vijes y para tal efecto inició un estudio de factibilidad, el cual en su primera fase recomendó el montaje de 4 hornos de 60 ton/sem/horno, de cal viva, para una producción de 11.000 ton/año, y 4.000 toneladas de cal agrícola con la cual se abastece el 45 o/o del mercado local.

ECOMINAS ha venido colaborando, por intermedio de sus ingenieros, en el desarrollo de este proyecto. Se espera contribuir económicamente con 14.0 millones de pesos en calidad de préstamo, los cuales se convertirán en aporte directo una vez que se reestructure la entidad que operará el proyecto. La inversión total requerida es de \$ 24.000.000.00.

- Pago oportuno de las regalías correspondientes al Departamento de Boyacá y sus municipios, por concepto de explotación de las minas de esmeraldas.
- Saneamiento y balance de la empresa tanto en sus activos como en sus pasivos, para que muestren más exactamente la realidad económica de la misma.
- Tramitación y realización de los juicios laborales pendientes contra la empresa por administraciones pasadas, hasta dejar prácticamente saneado este antiguo problema de la empresa.
- Liquidación de las esmeraldas recibidas en pago de la Sociedad Minera Boyacense S.A., por un valor aproximado de \$ 280.000.000.
- Iniciación de contactos con las entidades correspondientes con el fin de estructurar programas de cooperación técnica e internacional de interés para ECOMINAS, con Francia, Checoslovaquia, Chile y el Programa Andino de Desarrollo Tecnológico del Cobre.
- Preparación de la participación de ECOMINAS en la Exposición y Conferencia Minera Internacional IMEC 80, que se celebrará en la ciudad de Calgary, Canadá del 26 al 28 de agosto próximo. La empresa exhibirá un stand ilustrativo de los proyectos mineros que se adelantan en Colombia por ECOMINAS y otras empresas del sector minero, con el fin de promover en el exterior el conocimiento de la minería colombiana y la vinculación de capitales y tecnología extranjera al desarrollo de estos proyectos.
- Estudio y elaboración del Manual de Crédito Minero para su aplicación, dado que la empresa está facultada para efectuar operaciones de crédito a la pequeña y mediana minería.
- Centro de Información. Este centro fue creado para mantener informados a los diferentes organismos del sector sobre los aspectos más importantes relacionados con el desarrollo minero nacional.

El centro edita un boletín mensual donde se destacan las principales actividades mineras, tanto nacionales como internacionales. Igualmente, suministra datos estadísticos de precios, así como el progreso de los principales proyectos que se llevan a cabo en el ámbito nacional e internacional.

IV – ACTIVIDADES FINANCIERAS

El crecimiento de la empresa en el período de junio 30 de 1979 a junio 30 de 1980 ha sido acelerado, como se observará en las variaciones del activo, pasivo y patrimonio en ese lapso.

| | 1979 | 1980 | Variación Absoluta | Relativa |
|-----------------|-------------|-------------|--------------------|----------|
| Activos totales | 137'331.062 | 612'106.144 | 474'375.082 | 346 o/o |
| Pasivos totales | 31'637.706 | 186'503.013 | 154'865.307 | 489 o/o |
| Patrimonio | 105'693.355 | 425'603.130 | 319'909.775 | 303 o/o |

Este crecimiento se debe principalmente a la gestión de cobro que se acometió de manera persistente durante el primer semestre de 1980.

En los pasivos totales hubo un incremento de 489 o/o, debido al aumento en 1980, respecto al año anterior, de los rubros de acreedores varios y regalías en contratos de explotación.

El patrimonio ha tenido importante crecimiento durante este período; desde la fecha de su creación ECOMINAS tuvo un capital autorizado de \$120'000.000, pero sólo se pagaron 10.3 millones de pesos. Con los resultados operacionales a diciembre 31 de 1979, se capitalizó la empresa hasta \$100.000; para el presente ejercicio se ha logrado tener un resultado operacional de \$ 300'000.000, lo que permite que ECOMINAS se solidifique financieramente.

— Análisis Financiero (Ver anexo)

Los principales índices financieros, tomados del balance general son:

| | | |
|--|---------|---------|
| — Índice Financiero | 1890 | 1979 |
| a) De estructura financiera | | |
| - <u>Razón de Solvencia</u> | | |
| Activo corriente sobre pasivo corriente | 5.94 | 4.03 |
| - <u>Razón de Liquidez</u> | | |
| Efectivo, documentos negociables cuentas por cobrar sobre pasivo corriente | 2.98 | 3.99 |
| - <u>Razón de Endeudamiento</u> | | |
| Deuda total sobre total activos | 19 o/o | 21 o/o |
| b) De rentabilidad sobre capital | 300 o/o | 350 o/o |

Las cifras anteriores presentan una situación financiera bastante aceptable para la empresa; de un período a otro se mantiene la misma línea en su manejo y estos resultados son producto de la gestión de cobro realizada en el transcurso del año, ya que anteriormente se tenían contabilizados los contratos de contraprestación económica en cuentas de orden y no reflejaba el verdadero valor de los activos, pero a partir del mes de septiembre de 1979 se incorporaron a las cuentas mayores y de ahí los resultados presentados.

— Análisis presupuestal

En el presente semestre, la empresa registró ingresos totales por \$512'704.129. y de acuerdo con lo presupuestado, en término porcentuales, ejecutó hasta junio 30/80 el 55 o/o, incluyéndose en este valor el pago recibido en especie de la Sociedad Minera Boyacense por valor de \$262'850.000, que ECOMINAS irá a convertir en dinero en efectivo en el transcurso del siguiente semestre.

Los egresos de la compañía han tenido una ejecución presupuestal del 10 o/o, pero el mayor valor de la inversión se estima para el segundo semestre, que permitirá cumplir el 67 o/o de los ingresos totales, quedando un superávit para ejercicios posteriores de \$300 millones; éstos serán base para desarrollar planes y políticas trazados por ECOMINAS en bien del desarrollo minero y económico del país.

V — INVERSIONES EXTERNAS

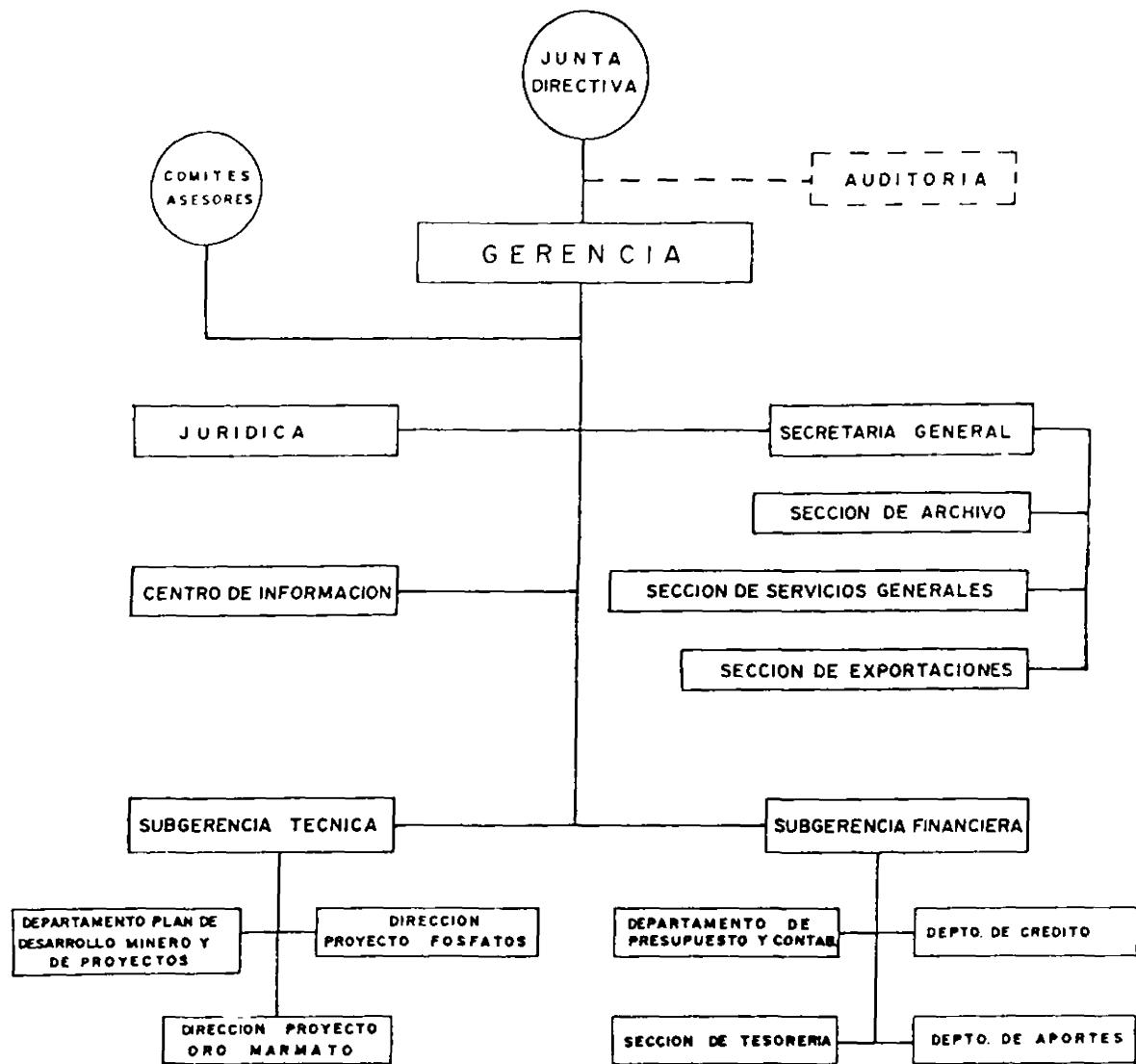
ECOMINAS, ha invertido \$ 81'838.000, en varias empresas mineras con el objeto de promover el desarrollo minero y regional. Estas empresas se detallan a continuación:

| | Aporte (\$) | Participación (o/o) |
|---------------------|--------------------|------------------------|
| Fosfatos Boyacá | 26'235.000. | 47 |
| Fosfatos del Norte | 10'588.000. | 39.2 |
| Carbocol | 39'400.000. | 5.2 |
| Colurano | 5'232.000. | 5.4 |
| Fosfatos del Huila | 250.000. | 2.5 |
| Econíquel | 33.000. | Menos de 1 |
| Alcalis de Colombia | 10.000. | Menos de 1 |
| TOTAL | 81'838.000. | |

Fosfatos Boyacá, Fosfatos del Norte de Santander y Fosfatos del Huila, son empresas departamentales de economía mixta, creadas con el objeto de explotar y comercializar los yacimientos de roca fosfórica en Pesca (Boyacá), Sardinata (Norte de Santander) y Aipe (Huila).

ECOMINAS actualmente adelanta los estudios de factibilidad técnico-económico para la industrialización de la roca fosfórica de Pesca (Boyacá) y Sardinata (Norte de Santander); de ahí su interés por mantener una participación apropiada en tales empresas. También se está llevando a cabo el estudio de factibilidad del yacimiento de Aipe (Huila), por la empresa Fosfatos del Huila, con la intervención de ECOMINAS.

NUEVA ESTRUCTURA DE ECOMINAS



ANALISIS DE LOS RESULTADOS PRESUPUESTADOS ENERO ENERO 1 - JUNIO 30 DE 1980

| | REALIZADO | PRESUPUESTADO | VARIACION | |
|--|-------------|---------------|-------------|----------|
| | | | ABSOLUTA | RELATIVA |
| I - INGRESOS | | | | |
| Recursos del Balance | 98.000.000 | 98.000.000 | | |
| Contratos de explotación de esmeraldas | 120.863.485 | 666.400.000 | 282.686.515 | 42 |
| Proyectos mineros en desarrollo | | 4.800.000 | 4.800.000 | |
| Ingresos Financieros | 3.853.094 | 22.000.000 | 18.146.505 | 82 |
| Ingresos varios e imprevistos | 913.593 | 12.000.000 | 11.086.406 | 92 |
| Ingresos del crédito interno | 26.223.956 | 125.100.000 | 98.876.043 | 79 |
| TOTAL INGRESOS DEL PERIODO | 249.854.129 | | | |
| TOTAL | 262.850.000 | 928.300.000 | 415.595.871 | 45 |
| | 512.704.129 | | | |
| II - EGRESOS | | | | |
| Gastos de funcionamiento | 14.200.022 | 90.030.550 | 75.830.527 | 84 |
| Pago de la Deuda | 4.248.454 | 43.000.000 | 38.751.545 | 90 |
| Inversiones | 30.250.500 | 280.000.000 | 249.741.499 | 89 |
| Gastos de proyectos mineros | 40.882.165 | 303.100.000 | 262.217.837 | 87 |
| A disposición Honorable J.O. | | 125.269.450 | 125.269.450 | |
| Financiación para Desarrollo del Sector Minero | | 86.900.000 | 86.900.000 | |
| Total ejecución egresos del período | 89.589.144 | 928.300.000 | 86.900.000 | |
| Superávit presupuestal a Junio 30/80 | 160.264.984 | | 838.710.855 | 90 |

BALANCES COMPARATIVOS ENTRE JUNIO 30 DE 1979 Y JUNIO 30 DE 1980 (6 RESDS)

| | VARIACION | | VARIACION | | VARIACION | |
|---------------------------------|------------------|---|--------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|
| | JUNIO 1979 | JUNIO 1980 | ABSOLUTA Y RELATIVA | PASIVO | JUNIO 1979 | JUNIO 1980 |
| ACTIVO | | | | | | |
| BANCOS | 419,115.37 | 22,504,392.18 + 21,885,276.81 + 5217 | 21,885,276.81 + 5217 | Excedente | 5,513,456.53 | 4,715,700.00 - 793,555.64 - 14 |
| Inversiones | 104,511,021.00 | 122,779,577.13 + 38,088,195.93 + 36 | 38,088,195.93 + 36 | Cuentas por pagar | 11,422,574.57 | 22,263,224.00 + 70,780,670.10 + 620 |
| SUB-TOTAL | 105,240,506.97 | 125,212,279.21 + 59,971,772.24 + 57 | 59,971,772.24 + 57 | Acreditores Varios | 9,384,080.51 | 2,439,564.9 - 6,944,515.55 - 74 |
| DEUDORES | | | | Document. x pagar | 1,692,302.87 | 1,116,783.91 - 575,520.96 - 34 |
| Cuentas por cobrar | 2,932,637.72 | 2,467,434.60 - 485,203.12 - 17 | 485,203.12 - 17 | Otras prest. x pas. | 191,792.31 | 498,987.17 + 307,194.86 + 160 |
| Dividendos e intereses x cobrar | 19,513.57 | 19,513.57 | - 0 - - 0 - | SUB-TOTAL | 28,204,206.78 | 90,978,449.39 + 62,774,242.61 + 223 |
| Documentos por cobrar | 3,671,000.00 | 91,019,158.33 + 87,148,158.33 + 2251 | 87,148,158.33 + 2251 | ACTIVO PASIVO | | |
| Deudores Varios | 372,466.34 | 12,545,066.34 + 12,172,600.00 + 3668 | 12,172,600.00 + 3668 | Ingresos por recibir | 72,046,208.33 + 68,612,708.33 + 1995 | |
| SUB-TOTAL | 7,195,617.63 | 106,031,170.84 + 98,835,553.21 + 1374 | 98,835,553.21 + 1374 | Reservas en contratos de explotación | 3,433,900.00 | |
| INVENTARIOS | | | | Reservas Pasivo | | |
| Almacenes | 1,204,763.51 | 6,412,651.47 + 5,227,887.96 + 434 | 5,227,887.96 + 434 | Reservas Pasivo | | |
| Lineales | 49,303.10 | 262,943,634.46 + 262,694,331.36 + 533,221 | 262,694,331.36 + 533,221 | Reserva Legal | 8,399,780.00 | 13,109,407.00 + 4,709,627.00 + 560 |
| Materiales y suministros | 24,997.13 | 24,997.13 | - 0 - | Reserva Legal y Ganancias | 12,099,780.97 | 12,099,780.97 |
| Bienes en Tránsito | 84,443.80 | 84,443.80 | - 0 - | Resultados ejerc. ant. | 300,393,943.02 + 263,639,031.12 + 717 | |
| SUB - TOTAL | 1,363,507.54 | 269,485,726.80 + 268,122,219.26 + 19,664 | 268,122,219.26 + 19,664 | Resultados ejerc. cure. | 612,106,144.88 + 474,775,082.14 + 346 | |
| LOANES PLAZO | | | | Total Pasivo y Patrimonio | 1,371,331,062.74 | |
| Inversiones para Fomento | 12,894,000.00 | 43,983,199.99 + 31,089,199.99 + 241 | 31,089,199.99 + 241 | Cuentas de orden por contra | 605,790.00 | |
| Minero | 15,000.00 | 15,000.00 | - 0 - - 0 - | | | |
| FLUJO DE DEPOSITABLES | | | | | | |
| Terranos | 15,000.00 | 15,000.00 | - 0 - - 0 - | | | |
| FLUJO DEPOSITABLES | | | | | | |
| Maquinaria y Equipo | 2,751,453.21 | 59,355.60 - 2,692,097.61 - 96 | 2,692,097.61 - 96 | | | |
| Equipo de Transporte | - 0 - | 35,025.20 - 35,025.20 - 100 | 35,025.20 - 100 | | | |
| Equipo de Oficina | - 0 - | 171,238.00 - 171,238.00 - 100 | 171,238.00 - 100 | | | |
| Suministros | - 0 - | - 0 - - 0 - | - 0 - - 0 - | | | |
| SUB - TOTAL | 2,751,453.21 | 265,618.80 - 265,618.80 - 10 | 265,618.80 - 10 | | | |
| DIFERIDO | | | | | | |
| Gastos pagado por anticip. | 4,770,635 | 4,770,635.00 | - 0 - - 0 - | | | |
| OTROS ACTIVOS | | | | | | |
| Responsabilidades | 2,883,730.36 | 2,884,318.26 + 587.90 - 0 | 587.90 - 0 | | | |
| Deudores Permanentes | 62,446.20 | 57,446.20 + 4,997.00 + 6 | 4,997.00 + 6 | | | |
| Gastos de Explor. y Fomento | 154,165.83 | 19,400,749.72 + 19,246,583.89 + 12,484 | 19,246,583.89 + 12,484 | | | |
| TOTAL ACTIVO | 137,331,062.74 | 612,106,144.88 + 474,775,082.14 + 346 | 474,775,082.14 + 346 | | | |
| SUB-TOTAL | 1,061,860,732.48 | 605,790 | 605,790 | | | |

INDICE

| | Página |
|--|--------|
| ENERGIA | 1 |
| A - HIDROCARBUROS | 3 |
| 1 - ECOPETROL | 3 |
| I - EXPLORACION Y EXPLOTACION | 5 |
| 1. Exploración de Superficie | 5 |
| 2. Perforación de Pozos | 6 |
| 3. Contratos de Asociación | 8 |
| 4. Producción Promedia de Petróleo | 9 |
| 5. Gas Natural | 12 |
| II - OPERACIONES INDUSTRIALES | 16 |
| 1. Refinación | 16 |
| 2. Producción de Derivados del Petróleo | 18 |
| 3. Transporte | 21 |
| III - PROYECTOS INDUSTRIALES Y OLEODUCTOS | 25 |
| 1. Proyectos Terminados | 25 |
| 2. Proyectos en Ejecución | 27 |
| 3. Proyectos en Estudio | 33 |
| IV - CONSUMO NACIONAL DE HIDROCARBUROS | 37 |
| 1. Gasolina Motor | 37 |
| 2. A.C.P.M. y Queroseno | 40 |
| 3. Turbocombustible JP-1A | 42 |
| 4. Combustible Liviano Doméstico (CLD), Cocinol y Bencina Industrial | 42 |
| 5. Gasolina de Aviación 100/130 | 43 |
| 6. Propano (G.L.P.) | 44 |
| 7. Combustóleo | 44 |
| 8. Gas Natural | 45 |
| 9. Resumen del Consumo de Productos Blancos | 46 |
| 10. Resumen del Consumo de Productos Negros | 46 |
| 11. Resumen del Consumo de Combustibles Totales | 47 |
| V - ACTIVIDADES ADMINISTRATIVAS | 49 |
| 1. Nómina de Ecopetrol | 49 |
| 2. Salarios y Prestaciones Sociales | 50 |
| 3. Convención Colectiva | 50 |

| | <u>Página</u> |
|---|---------------|
| VI — COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS . . . | 57 |
| 1. Importaciones | 57 |
| 2. Exportaciones | 57 |
| 3. Balanza Comercial Petrolera | 58 |
| 4. Las Importaciones de Hidrocarburos y su Efecto en las Importaciones Totales del País | 58 |
| VII — SITUACION FINANCIERA | 69 |
| 1. Comentarios a Pérdidas y Ganancias | 69 |
| 2. Comentarios a los Balances Generales | 70 |
| 3. Ultimos Aumentos de los Precios de Combustibles | 71 |
| 4. Programa de Inversiones | 71 |
| ANEXOS | 75 |
| Anexo 1 | 77 |
| Anexo 2 | 80 |
| B — ELECTRICIDAD | |
| 1 - ISA | 83 |
| INTRODUCCION | 85 |
| I — OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA | 87 |
| 1. Pasado y Presente de la Oferta y Demanda de Electricidad | 87 |
| 2. Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica | 89 |
| II — PLANEAMIENTO DEL SECTOR A CORTO Y MEDIANO PLAZO | 93 |
| 1. Programa de Generación | 93 |
| 2. Programa de Transmisión | 99 |
| 3. Programa de Estudios | 101 |
| III — ESTUDIO DEL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA-ESEE | 105 |
| 1. Objetivo Propuesto | 105 |
| 2. Resultados | 106 |
| 3. Recomendaciones para la Planeación | 117 |
| IV — SITUACION FINANCIERA DEL SECTOR | 121 |
| 1. Período 1974 — 1979 | 122 |
| 2. Situación en el año de 1980 | 122 |
| 3. Período 1981 — 1985 | 123 |
| 4. Problemática Financiera | 123 |
| V — OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO | 127 |
| 1. Operación Año 1979 | 127 |
| 2. Proyecto Telecomunicaciones y Control | 128 |

| | <u>Página</u> |
|---|---------------|
| VI — DECISIONES ACORDADAS EN EL SECTOR 1979 — 1980 | 131 |
| 1. Acuerdo de Cali | 131 |
| 2. Recinto de Quirama — Conclusiones | 132 |
| ANEXOS | 135 |
| Anexo 1 | 137 |
| Anexo 2 | 141 |
| 2 - ICEL | 159 |
| I — PROGRAMA DE GENERACION | 161 |
| 1. Proyectos en Construcción | 161 |
| 2. Proyecto en Estudio | 162 |
| 3. Microcentrales | 164 |
| 4. Proyecto Geotérmico del Macizo Volcánico del Ruiz | 165 |
| II — PROGRAMA DE TRANSMISION | 167 |
| 1. Plan de Expansión | 167 |
| III — PROGRAMA DE DISTRIBUCION | 173 |
| 1. Plan de Electrificación Rural de Cundinamarca | 173 |
| 2. Plan Nacional de Electrificación Rural | 174 |
| 3. Desarrollo Rural Integrado, Subproyecto de Electrificación | 175 |
| 4. Plan de Electrificación del Chocó | 175 |
| 5. Plan Trienal para Territorios Nacionales | 176 |
| Programa de Fuentes no Convencionales de Energía | 176 |
| 3 - CORELCA | 181 |
| I — RESUMEN DE LABORES | 183 |
| 1. Ensanches en las Centrales Termoeléctricas de Barranquilla y Cartagena | 183 |
| 2. Central Termoeléctrica de El Cerrejón, Subestaciones y Líneas de Transmisión Asociadas | 183 |
| 3. Ensanche Térmico de Andrés Islas | 184 |
| 4. Desarrollo Hidroeléctrico del Alto Sinú | 184 |
| II — PROGRAMAS DE TRANSMISION | 185 |
| 1. Línea de Interconexión Nacional Sistema Central Costa Atlántica | 185 |
| 2. Línea de 110 KV Valledupar — San Juan | 185 |
| 3. Programa de Transmisión y Distribución Departamento de la Guajira | 186 |
| 4. Programa de Electrificación Rural | 186 |

| | <u>Página</u> |
|--|---------------|
| C = CARBON | |
| 1 - CARBOCOL | 187 |
| I - CARBONES DE COLOMBIA S.A. | 189 |
| El Contrato de Asociación con Intercor | 189 |
| Declaratoria de Comercialidad | 190 |
| Generalidades | 190 |
| II - ZONA CENTRAL DE EL CERREJON | 195 |
| III - INTERVENCION DE CARBOCOL | 197 |
| 1. Estudio de Factibilidad Minera | 198 |
| 2. Minería Inicial | 199 |
| IV - UTILIZACION DEL CARBON EN EL CERREJON | 203 |
| 1. Transporte | 203 |
| 2. Programa Vial | 204 |
| Convenios Binacionales | 206 |
| MINAS | |
| 1 - INGEOMINAS | 207 |
| I - MODERNIZACION DEL INSTITUTO | 209 |
| II - INVESTIGACIONES GEOLOGICAS | 211 |
| III - SUBDIRECCION DE INVESTIGACIONES QUIMICAS | 215 |
| IV - EJECUCION PRESUPUESTAL | 216 |
| V - PERSONAL | 219 |
| VI - RELACIONES INTERINSTITUCIONALES | 221 |
| VII - CONCLUSIONES | 222 |
| VII - RECOMENDACIONES | 223 |
| 2 - IAN | 225 |
| 3 - COLURANIO | 231 |
| INTRODUCCION | 233 |
| I - CONTRATOS DE ASOCIACION CON LAS COMPAÑIAS MINATOME Y ENUSA | 234 |
| II - ACTIVIDADES REALIZADAS EN DESARROLLO DEL CONTRATO CON LA COMPAÑIA ENUSA COLOMBIANA | 237 |
| 4 - ECOMINAS | 239 |
| INTRODUCCION | 241 |

| | <u>Página</u> |
|--|---------------|
| I - ACTIVIDADES ADMINISTRATIVAS | 243 |
| II - PROYECTOS | 245 |
| III - LABORES REALIZADAS | 251 |
| VI - ACTIVIDADES FINANCIERAS | 253 |
| V - INVERSIONES EXTERNAS | 255 |

*Editado e Impreso en los Talleres de
Publicaciones del Ministerio de Minas
y Energía – Bogotá, Diciembre de
1980*

1480

PROPIEDAD
Sección Documentación
y Divulgación
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

DE VENCIMIENTO

000086

PL. 4404

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

01000355
BIBLIOTECA

Memorias al congreso nacional
1980 / Humberto Avila Mora
333.7 C718o Ej.1

