

Indice

PRESENTACION

PARTE CUARTA

Diagnósticos y programas de inversión

Capítulo 1

Población

Situación Actual y Proyecciones

1. INTRODUCCION

2. FECUNDIDAD

- A. Evolución histórica y situación actual
- B. Algunos determinantes del descenso de la fecundidad
- C. Perspectivas del comportamiento de la fecundidad

3. MORTALIDAD

- A. Evolución histórica y situación actual
- B. Perspectivas

4. MIGRACION Y DISTRIBUCION ESPACIAL DE LA POBLACION

- A. Evolución histórica y situación actual
- B. Perspectivas del crecimiento poblacional y su distribución espacial

5. TAMAÑO, RITMO DE CRECIMIENTO Y ESTRUCTURA DE LA POBLACION

- A. Tamaño y ritmo de crecimiento
- B. Estructura de la población

6. ALGUNAS IMPLICACIONES DE LA TRANSICION DEMOGRAFICA

Capítulo II

El Sector Energético

ENERGIA ELECTRICA

1. SITUACION ACTUAL

- A. Capacidad instalada
- B. Generación
- C. Transmisión
- D. Cobertura del servicio eléctrico

2. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGIA Y CAPACIDAD INSTALADA

3. PRIORIDADES PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR

4. PROYECTOS

- A. Descripción de los proyectos que entrarán en operación en el período 1979—1982
- B. Descripción de los proyectos que entrarán en operación con posterioridad a 1982

5. ESTUDIOS

- A. Estudio del Sector de Energía Eléctrica — ESEE
- B. Estudio de proyectos fluviales de propósito múltiple
- C. Otros estudios

6. INVERSIONES Y FINANCIACION DEL SECTOR

- A. Inversiones y servicio de la deuda
- B. Fuentes de financiación

PETROLEO

1. SITUACION ACTUAL

- A. Producción y consumo
- B. Reservas
- C. Actividad exploratoria
- D. Refinación
- E. Transporte de hidrocarburos
- F. ECOPETROL

2. PROYECCIONES DE PRODUCCION Y CONSUMO

- A. Petróleo crudo
- B. Derivados

3. PRIORIDADES PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR

4. PLAN DE EXPLORACION Y EXPLOTACION

- A. Desarrollo de campos conocidos
- B. Exploración y explotación de nuevos campos

5. METAS DEL SECTOR PETROLERO

- A. Producción
- B. Refinación
- C. Transporte y almacenamiento
- D. Exploración
- E. Desarrollo

6. INVERSION Y FINANCIAMIENTO

CARBON

1. SITUACION ACTUAL

- A. Reservas

- B. Producción
- C. Demanda interna
- D. Demanda externa

2. PRIORIDADES PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR CARBON

- A. Aumento de la participación del carbón en el balance energético
- B. Exploración
- C. Explotación
- D. Exportación
- E. Combustibles líquidos

3. PROYECTOS

- A. Cuenca del Cerrejón
- B. Convenios con Brasil, Rumania y España
- C. Proyectos de exploración de Carbocol e INGEOMINAS

4. INVERSIONES Y FINANCIACION

- A. Inversión
- B. Financiación

GAS NATURAL

1. SITUACION ACTUAL

- A. Reservas
- B. Producción y consumo

2. PROYECCIONES DE DEMANDA DE GAS NATURAL

- A. Costa Atlántica
- B. Centro

3. PROYECTOS PARA LA UTILIZACION DEL GAS NATURAL

- A. Producción de metanol combustible
- B. Gasoducto de Occidente
- C. Producción de fertilizantes
- D. Exportación de Gas Natural Licuado

Capítulo III

Dotación de Infraestructura

TRANSPORTES

1. SITUACION ACTUAL

- A. Aspectos generales
- B. Transporte y energía
- C. Diagnóstico por subsectores

2. PRIORIDADES PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR

- A. Coordinación Intermodal
- B. Conservación y rehabilitación de obras públicas
- C. Ampliación de facilidades existentes.
- D. Nuevas construcciones
- E. Autonomía regional
- F. Racionalización del servicio
- G. Financiamiento
- H. Continuidad en las políticas y acciones
- I. Estudios

3. PROYECTOS

- A. Proyectos de carreteras
- B. Proyectos de ferrocarriles
- C. Proyectos en vías fluviales
- D. Proyectos en aeropuertos
- E. Proyectos en Puertos Marítimos

4. INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO

- A. Inversiones
- B. Financiación

3. ASPECTOS INSTITUCIONALES

4. EXPLORACION DE MINERALES

5. SITUACION DE LA EXPLOTACION Y PRINCIPALES PROYECTOS

- A. Níquel
- B. Oro
- C. Roca fosfórica
- D. Uranio
- E. Cobre
- F. Aluminio (Bauxita)
- G. Canga
- H. Otros proyectos
- I. Estudio minero de largo plazo

6. INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO RECURSOS NATURALES RENOVABLES

1. INTRODUCCION

2. RECURSO FORESTAL

3. RECURSO PESQUERO

4. CUENCAS HIDROGRÁFICAS

EL SECTOR AGROPECUARIO Y EL SISTEMA DE ALIMENTOS

1. INTRODUCCION

2. EL SISTEMA DE ALIMENTOS

- A. Disponibilidad de alimentos
- B. Componentes del sistema de alimentos
- C. Sector Agropecuario
- D. Agroindustria alimentaria
- E. Comercialización de alimentos

3. COMERCIO EXTERIOR Y PRECIOS

- A. Evolución de las exportaciones de origen agropecuario
- B. Estructura y evolución de las importaciones de origen agropecuario
- C. Manejo de la política

COMUNICACIONES

1. SITUACION ACTUAL

- A. La red de telecomunicaciones
- B. Capacidad instalada
- C. Situación institucional y administrativa

2. PRIORIDADES PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR

3. PROYECTOS

- A. Descripción de los proyectos del plan básico
- B. Plan Complementario

4. FINANCIACION DEL SECTOR

- A. Inversiones
- B. Fuentes de financiación de las inversiones

ACUEDUCTO, ALCANTARILLADO Y ASEO URBANO

1. SITUACION ACTUAL

- A. Estructura institucional
- B. Diagnóstico del estado sanitario
- C. Situación financiera del sector

2. PRIORIDADES PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR

- A. Acueductos y Alcantarillados
- B. Aseo Urbano
- C. Descontaminación de las principales corrientes

3. PROYECTOS

- A. Proyectos de acueducto y alcantarillado
- B. Proyectos de aseo urbano
- C. Conservación de los recursos hídricos

4. INVERSIONES Y FINANCIACION

- A. Inversión total
- B. Fuentes de financiación

Capítulo IV

Sectores Económicos

MINERIA

- 1. ASPECTOS GENERALES**
- 2. CARACTERISTICAS DEL SECTOR**

INDUSTRIA

- 1. SITUACION ACTUAL Y EVOLUCION RECIENTE**
- 2. VINCULOS CON EL RESTO DE LA ECONOMIA**
- 3. COMPOSICION DE LA PRODUCCION Y EL CONSUMO DE BIENES INDUSTRIALES**
- 4. FACTORES PRIMARIOS**
 - A. Capital
 - B. Mano de Obra
- 5. TECNOLOGIA**
 - A. Importaciones de bienes de capital
 - B. Inversión extranjera
 - C. Pagos por tecnología
 - D. Actividad innovativa local
 - E. Productividad
- 6. MERCADO INTERNO, PRECIOS Y PROTECCION CONTRA LA COMPETENCIA EXTERNA**
- 7. EXPORTACIONES**
- 8. PEQUEÑA Y MEDIANA INDUSTRIA**
- 9. ESTIMULOS VIGENTES PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL**
 - A. Crédito
 - B. Incentivos fiscales
 - C. Licencias globales de importación
 - D. Capacitación de mano de obra
 - E. Otros incentivos
- 10. PERSPECTIVAS DE DESARROLLO DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA**
 - A. Bienes no durables de consumo
 - B. Bienes intermedios
 - C. Bienes de capital y durables de consumo

Capítulo V

El Sector Social

MERCADO DEL TRABAJO

1. INTRODUCCION

2. OFERTA LABORAL, DEMANDA LABORAL Y DESEMPLEO

3. EL MERCADO LABORAL URBANO EN LA DECADA DEL SETENTA

- A. Generación de empleo por sectores
- B. Estructura del empleo por categorías ocupacionales
- C. Posición de la mujer en el mercado laboral

4. EL SECTOR INFORMAL URBANO

5. CARACTERISTICAS DEL DESEMPLEO EN COLOMBIA SITUACION DEL MENOR

1. INTRODUCCION

2. LOS PRE—ESCOLARES

- A. Proceso de socialización
- B. Condiciones de salud
- C. Atención al preescolar

3. GRUPO DE 7 A 14 AÑOS

- A. Proceso de socialización
- B. Condiciones de salud
- C. Situación educativa
- D. El gaminismo
- E. Trabajo infantil

4. GRUPO DE 14 A 18 AÑOS

- A. Proceso de socialización
- B. Condiciones de salud
- C. Situación educativa
- D. Empleo

SALUD

1. INTRODUCCION

- A. Mortalidad
- B. Morbilidad hospitalaria
- C. Cobertura de los servicios
- D. Servicios de acueducto y alcantarillado
- E. Evolución del gasto en salud

2. MORTALIDAD

- A. Tasa bruta de mortalidad
- B. Esperanza de vida al nacer
- C. Mortalidad específica
- D. Tasas específicas de mortalidad por grupos de por causas edad y mortalidad

3. MORBILIDAD

- A. Morbilidad de menores de un año
- B. Morbilidad de 1 a 4 años
- C. Morbilidad de 5 a 14 años
- D. Morbilidad de 15 a 44 años
- E. Morbilidad de 45 a 64, 65 y más años

5. GASTO EN SALUD EDUCACION

1. INTRODUCCION

- A. Ritmo de expansión de la matrícula
- B. Cobertura y retención
- C. Diferencias entre el sector urbano y el rural
- D. Estructura interna
- E. Relación con las necesidades del desarrollo socio-económico
- F. Recursos estatales asignados a la educación

2. EDUCACION PRIMARIA

- A. Aspectos generales
- B. Cobertura
- C. Eficiencia interna
- D. Algunos determinantes de la eficiencia interna

3. EDUCACION SECUNDARIA

- A. Aspectos generales
- B. Evolución y composición de la matrícula
- C. Tasa de escolarización
- D. Tasas de ingreso

4. EVOLUCION DE LOS RECURSOS FISICOS Y HUMANOS

- A. Recursos humanos
- B. Recursos institucionales
- C. Rendimiento de los recursos
- D. Saneamiento de aguas

5. GASTOS EN SALUD

EDUCACION

1. INTRODUCCION

- A. Ritmo de expansión de la matrícula
- B. Cobertura y retención
- C. Diferencias entre el sector urbano y rural

- D. Estructura interna
- E. Relación con las necesidades del desarrollo socio-económico
- F. Recursos estatales asignados a la educación

2. EDUCACION PRIMARIA

- A. Aspectos generales
- B. Cobertura
- C. Eficiencia interna
- D. Algunos determinantes de la eficiencia interna

3. EDUCACION SECUNDARIA

- A. Aspectos generales
- B. Evolución y composición de la matrícula
- C. Tasa de escolarización
- D. Tasa de ingreso
- E. Retención
- F. Rendimientos académicos
- G. Personal docente
- H. Tendencias de la educación secundaria

4. EDUCACION SUPERIOR

- A. Aspectos generales
- B. Evolución y composición de la matrícula
- C. Tasa de ingreso
- D. Personal docente
- E. Establecimiento
- F. La investigación en la Universidad

5. NIVEL EDUCATIVO DE LA POBLACION

- A. Analfabetismo
- B. Nivel de escolaridad de la población

6. GASTO EN EDUCACION

Capítulo VI

Desarrollo Regional y Urbano

1. INTRODUCCION

2. EL CRECIMIENTO ECONOMICO REGIONAL

3. EL DESARROLLO DE LOS CENTROS URBANOS SEGÚN TAMAÑO

- A. Centros urbanos mayores
- B. Centros intermedios
- C. Centros menores

4. FINANZAS PÚBLICAS DEPARTAMENTALES Y MUNICIPALES

Presentación

En este tomo se presentan, en forma resumida, los principales estudios de diagnóstico que sirvieron de base para la elaboración de las políticas y programas del Plan de integración Nacional. En sus diversos capítulos podrá encontrarse amplia información estadística sobre la evolución histórica y las características actuales de los sectores analizados. Sin embargo, y como es indispensable en documentos de este carácter, el énfasis de los diagnósticos no se ha puesto en los aspectos simplemente descriptivos sino en la identificación de prioridades para orientación de la política y la acción general del Estado. Por otra parte, en forma consecuente con la premisa fundamental del Plan de que el desarrollo económico depende principalmente de la definición y ejecución de políticas apropiadas, y no tanto del monto global de recursos asignados a la solución de los problemas, dentro de cada sector el análisis se ha concentrado en aquellos aspectos donde existen las mejores posibilidades de contribuir a acelerar el desarrollo mediante una reorientación adecuada de las políticas.

El punto de partida natural para todo ejercicio de planificación económica y social es, por supuesto, el análisis demográfico, puesto que, por un lado, el crecimiento y la estructura de la población determinan en buena parte la evolución de las necesidades económicas y sociales y, por otro, en el largo plazo la población es el principal recurso con que se cuenta para atender tales necesidades. Por esa razón, el primer capítulo está destinado al estudio del comportamiento histórico de la población colombiana y a las proyecciones de su crecimiento y estructura en el largo plazo. Tales proyecciones son particularmente importantes en vista del proceso de transición demográfica experimentado por el país en años recientes, caracterizado por una notable reducción en el ritmo de crecimiento global de la población y cambios aún más acentuados en las tasas de crecimiento de los diversos grupos de edad.

Los siguientes dos capítulos están dedicados al examen del sector energético (electricidad, petróleo, carbón y gas natural) y de la infraestructura de transportes, comunicaciones, acueducto y alcantarillado. Puesto que las inversiones físicas en tales sectores son, por sus mismas características, de magnitud considerable, tienen un largo período de gestación, están fundamentalmente a cargo del Estado y constituyen la base para sustentar el desarrollo de todos los otros sectores, se ha considerado conveniente presentar, además de un diagnóstico y una identificación de prioridades para la acción estatal en esos frentes, un programa de inversiones detallado a nivel de los principales proyectos.

El capítulo IV contiene los diagnósticos de los sectores mineros, de recursos naturales renovables (reforestación, pesca y cuencas hidrográficas) agricultura e industria manufacturera. La importancia del subsector de recursos naturales, tanto renovables como no renovables, no radica tanto en su actual contribución económica, la cual es relativamente baja, sino en el efecto crítico que el desarrollo del mismo tendrá, en el largo plazo, en el área energética, en

el abastecimiento de materias primas esenciales para otros sectores y en la preservación del medio ambiente, en general. Por otra parte, algunas de las actividades de aprovechamiento de recursos naturales, en particular la de la minería, ofrecen posibilidades excelentes de un crecimiento acelerado.

La importancia económica de los sectores de agricultura e industria no necesitan comentarios. Tales sectores no solo hacen la mayor contribución directa a la producción y a la generación de empleo sino que, a través de sus múltiples relaciones insumo producto con el resto de la economía tienen la capacidad para impulsar, en forma ordenada y sostenida, el desarrollo de todos los otros sectores. El diagnóstico se centra en la identificación de los problemas que en cada uno de esos sectores tendrán que ser superados, y de las oportunidades que deberán ser aprovechadas, para lograr que su crecimiento haga la máxima contribución posible a los objetivos generales de acelerar el desarrollo económico y social del país.

En el diagnóstico del sector social, el cual se presenta en el capítulo V, se ha puesto especial atención a la identificación de las necesidades y problemas de algunos grupos de la población que, como en el caso de los menores de edad y los trabajadores vinculados al sector marginal urbano, han tenido hasta el momento una participación moderada en los beneficios del desarrollo. Por otra parte, dentro de cada subsector el énfasis se ha puesto en la evaluación de las políticas, dentro del propósito general de aumentar la eficiencia de la asignación de recursos a tales sectores.

Por último, el diagnóstico regional y urbano, en el cual se identifican los problemas esenciales de la distribución espacial de la actividad económica y de la dinámica del crecimiento urbano, sirve de base para la definición de una política de descentralización y autonomía regional la cual, en sus múltiples relaciones e interdependencias con todas las otras políticas del Plan, constituyen una de sus principales características.

Parte Cuarta

Diagnóstico y Programas
de Inversión

Capítulo I

Población

Situación actual y proyecciones

1. INTRODUCCION

La situación demográfica por la que está atravesando el país en la actualidad presenta un panorama significativamente diferente del registrado a comienzos de la década pasada. Desde entonces, se ha generado una serie de profundos cambios poblacionales cuyas repercusiones sobre las condiciones del desarrollo económico y social del país empiezan a hacerse evidentes e, indudablemente, tendrán una enorme trascendencia en los próximos años.

La natalidad, que hace tres lustros estaba alrededor de 45 nacimientos por cada mil habitantes, se encuentra hoy por debajo de 30 por mil. Así mismo, el ritmo de crecimiento neto de la población se ha reducido sustancialmente, pasando de 32 por mil en 1964 a menos de 20 por mil en la actualidad. La estructura y composición por edad de la población está adquiriendo una con formación diferente a la que presentaba hace poco más de una década. La distribución espacial de la población está tomando nuevos rumbos, con movimientos migratorios diversificados y menos intensos, favorables a un proceso de urbanización equilibrado y funcional.

Sin exageración, puede considerarse que la transición demográfica representa el proceso de cambio social más profundo y de mayores repercusiones que ha experimentado el país en su historia reciente, toda vez que el nuevo fenómeno es mucho más que un cambio demográfico. La nueva dinámica de la población colombiana genera una serie de nuevos procesos económicos, sociales y culturales, que afectan el carácter de muchos de los problemas del desarrollo del país y generan a su turno nuevas necesidades y prioridades. Estos hechos obligan a reconsiderar las metas de políticas globales y sectoriales diseñadas para una población que evolucionaba a un ritmo mucho más acelerado.

El presente diagnóstico constituye un intento de aproximación al conocimiento de la nueva dinámica poblacional colombiana. Se busca identificar la magnitud y carácter que está adquiriendo el desenvolvimiento demográfico del país; la profundidad y extensión de los cambios en la base demográfica; los factores que están interviniendo en la definición de su curso; el alcance que pueden adquirir estos procesos en el mediano y largo plazo; las implicaciones de estas modificaciones y la oportunidad de intervenir para encauzar su desenvolvimiento en una dirección acorde con las condiciones, necesidades e intereses nacionales. El diagnóstico aborda inicialmente el examen de los principales componentes del cambio poblacional (la fecundidad, la mortalidad y las migraciones internas e internacionales) bajo una perspectiva histórica, en la que se analizan sus tendencias pasadas, situación actual y perspectivas en un horizonte aproximado de 20 años. Así mismo, se hace una aproximación a la identificación de sus principales características y de los factores determinantes que han intervenido en la orientación de su curso.

Las secciones finales están dedicadas al análisis del efecto conjunto de estas tres variables sobre el volumen de la población colombiana, su ritmo de

crecimiento y su efecto sobre la estructura y composición por edad de la población y sus transformaciones en el tiempo.

Se incluye, por último, una sección dedicada al análisis de las implicaciones de los cambios poblacionales sobre algunos de los elementos de la estructura social global, con particular énfasis en aquellos relacionados con los problemas del desarrollo social, tales como la salud, el empleo, la educación y el bienestar social.

2. FECUNDIDAD

A. Evolución histórica y situación actual

A partir de 1965 parece haber ocurrido un cambio radical en la dinámica de crecimiento de la población colombiana, pasándose de una etapa de "explosión demográfica" a otra de descensos agudos y continuos en los niveles de la fecundidad. En efecto, mientras a mediados de la década del 60 nacían anualmente en Colombia aproximadamente 45 niños por cada mil habitan¹, patrón que había permanecido prácticamente invariable desde principios de siglo, a partir de ese momento comenzó a percibirse un cambio en los patrones reproductivos tradicionales. Hacia 1968 la tasa había descendido a 41.3 por mil; 5 años después el censo de población registraba un nivel de 33.1 por mil. En 1976 la tasa era ya de 31 por mil y, según los datos de la Encuesta de Hogares del DANE de junio de 1978, había alcanzado un nivel de 29.1 por mil (Cuadro No. 1).

a. *Fecundidad nacional*²

En 1966, el país registró, en promedio, una tasa de fecundidad de 6.5 hijos por mujer, la cual, en 1976 se redujo a 4.2 hijos, representando un descenso de 35% en el decenio (Cuadro No. 1).

b. *Fecundidad urbana-rural*

Las áreas rurales se han caracterizado tradicionalmente por registrar niveles de fecundidad más elevados que los de las áreas urbanas. En 1966, la fecundidad total en el campo colombiano era de 7.7 hijos por mujer, en tanto que en las áreas urbanas era de 5.2, un 32% inferior que en las áreas rurales. Para 1976 la fecundidad total rural registró un nivel de 6.1 hijos por mujer y la urbana de 3.3 acentuándose los diferenciales, toda vez que el nivel urbano en el transcurso de los 10 años se redujo un 37% en tanto que el rural lo hizo sólo en un 21% (Cuadro No. 1).

¹ Relación que corresponde al concepto de Tasa Bruta de Natalidad (TBN).

² Se analizan únicamente los datos de las dos encuestas de fecundidad, de 1969 y 1976, excluyendo del análisis las otras fuentes existentes (Censo de Población de 1973 y Encuesta de Hogares del DANE 1978), para evitar posibles sesgos en las conclusiones que podrían surgir de la comparación de fuentes disímiles. Las dos encuestas de fecundidad obvian este problema, ya que constituyen fuentes metodológicamente comparables, al haber sido levantadas con un diseño muestral similar, además de ser investigaciones especializadas sobre el tema.

c. *Fecundidad por regiones geográficas*³

La fecundidad no sólo registra diferencias en su comportamiento y evolución por zonas urbanas o rurales sino también según regiones geográficas, debido a la heterogeneidad de la estructura económica y socio-cultural del país. Así, en 1966 las regiones Oriental y Atlántica presentaban la fecundidad más alta, por encima del promedio nacional (7.1 y 6.8 hijos por mujer, respectivamente). Las regiones Central, Pacífica y Bogotá registraban niveles por debajo del promedio, con una fecundidad total de 5.9, 4.9 y 4.8 respectivamente. Por otra parte, en 1976 las regiones Atlántica y Pacífica tenían niveles superiores al promedio del país (5.3 y 4.4, respectivamente), en tanto que las regiones Oriental, Central y Bogotá presentaban niveles inferiores al promedio; las primeras registraron en promedio una fecundidad de 3.8 y Bogotá una de 2.7.

Con respecto a la magnitud en el descenso, se observa que en el transcurso de los diez años la región Oriental redujo su fecundidad en un 46%, la capital del país en 44%; la región Central en un 36%; la región Atlántica en un 22% y la Pacífica en un 10%.

Cuadro No. 1

COLOMBIA: FECUNDIDAD TOTAL Y TASAS BRUTAS DE NATALIDAD 1960 — 2.000

AÑOS	Fecundidad Total (FT) (Número promedio de hijos por mujer)			Tasa Bruta de Natalidad (Número de nacimientos por cada 1.000 habitantes)		
	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural
1960 — 64 ¹	7.0	6.1	7.9	48.0	41.6	53.7
1965 — 66 ¹	6.5	5.2	7.7	44.5	35.9	52.6
1967 — 68 ¹	6.0	4.6	7.4	41.3	31.9	50.6
1973 ²	4.7	3.6	6.7	33.1	29.0	38.0
1976 ³	4.2	3.3	6.1	31.1	27.6	36.2
1978 ²	3.9	2.9	6.1	29.1	25.0	35.9
1980 — 85 ⁴	3.4	—	—	28.8	—	—
1985 — 90 ⁴	3.1	—	—	27.6	—	—
1990 — 95 ⁴	2.8	—	—	25.5	—	—
1995 — 2000 ⁴	2.6	—	—	23.1	—	—

FUENTES:

1. Elkins, H. "Cambio de Fecundidad" en *La Fecundidad en Colombia*, Encuesta Nacional de Fecundidad, Bogotá, ASCOFAME, Publicación No. 5, 1973.
2. DANE "La Fecundidad en Colombia 1978" Boletín Mensual de Estadística No. 325, Agosto 1978.
3. Corporación Centro Regional de Población (C.C.R.P.), DANE, Instituto Internacional de Estadística. *Encuesta Nacional de Fecundidad, Colombia 1976. Resultados Generales*, Bogotá, 1977.
4. DNP. *Colombia: Proyecciones de Población 1975-2000*. Documento DNP-UDRU-003, Bogotá, 1977.

³ Dado que la Encuesta Nacional de 1969 no trae datos a nivel regional, se utilizaron para fines de comparación las cifras de la Encuesta Nacional de Morbilidad.

d. Fecundidad por grupos de edad de las mujeres

No todas las mujeres en edad fértil (15-49 años) registran iguales niveles de fecundidad, ni su descenso se ha producido con intensidad similar en todos los grupos de edad. Esto como resultado, por una parte, de la capacidad biológica de procrear (fertilidad) que es diferencial por edad y, por otra, debido a diferenciales económicos y socio-culturales. Las cohortes de edades 15- 19, 25-29 y 40-44, han presentado en el período de los 10 años en mención los descensos más bruscos en la fecundidad: 42%, 40% y 47% respectivamente. La fecundidad del grupo de edad 20-24 registró el cambio de menor intensidad (24%) (Cuadro No. 2 y Gráfico No. 1).

Se observa, en general, una tendencia hacia un incremento de la concentración de la fecundidad en el grupo de edad entre 20 y 29, y una reducción en las edades 15-19 y 30 años y más.

En 1966, el 45°/o de la fecundidad se hallaba localizada en las edades 20-29, porcentaje que subió a un 47°/o en 1976. La concentración en los grupos de 15-19 y 30 años y más, bajó de un 9.6°/o a 8.6°/o para los primeros y de 45% a 44% para los segundos (Cuadro No. 2).

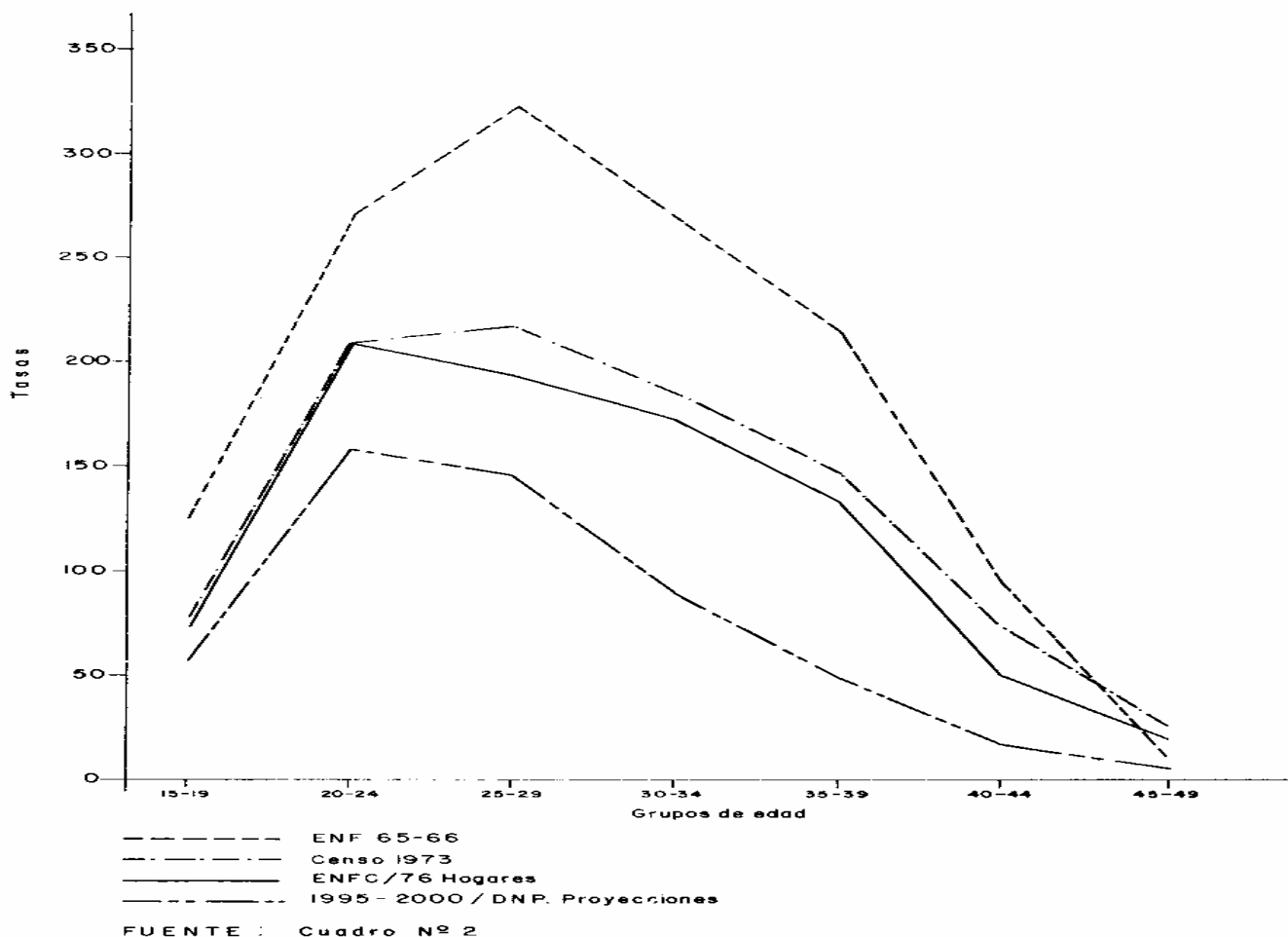
B. Algunos determinantes del descenso de la fecundidad

El descenso en la fecundidad no puede atribuirse a una causa única. Por el contrario, en él han intervenido un conjunto de factores estrechamente relacionados con el proceso de desarrollo y de modernización del país, entre los cuales deben destacarse los siguientes: el aumento en la escolaridad de la mujer; la creciente incorporación femenina a la fuerza de trabajo; los cambios en los patrones de nupcialidad; la migración, la urbanización y la expansión de los programas de planificación familiar. A continuación se examinará brevemente el efecto de cada uno de tales factores.

a. Aumento en la escolaridad de la mujer

Analizando comparativamente las cifras de los dos últimos censos de población (1964-1973), se observa un incremento importante en el nivel de instrucción de la mujer en edad fértil. En 1964 de cada 1.000 mujeres en edad fértil, 247 eran analfabetas; 605 poseían educación primaria; 94 educación secundaria y 5 educación superior. En 1973, de cada 1.000 mujeres en edad fértil 203 eran analfabetas; 536 tenían educación primaria; 214 secundaria y 15 educación superior. Las mujeres que presentaron una mayor reducción del analfabetismo un mayor incremento de la educación secundaria fueron las comprendidas en las cohortes de 15 a 29 años, edades que concentran el mayor porcentaje de la fecundidad y en donde esa variable ha experimentado los mayores descensos.

Gráfico N° 1
COLOMBIA : TASA S ESPECIFICAS DE FECUNDIDAD POR EDAD
 1965 - 2000



Cuadro No. 2

COLOMBIA TASA S ESPECIFICAS DE FECUNDIDAD * DISTRIBUCION PORCENTUAL Y CAMBIO RELATIVO

Grupos de Edad	1965-66 ¹		1976 ²		1980-85 ³		1985-90 ³		1990-95 ³		1995-2000 ³		Cambio relativo de las tasas	
	Tasas (‰)	Distribución %	Tasas (‰)	Distribución %	Tasas (‰)	Distribución %	Tasas (‰)	Distribución %	Tasas (‰)	Distribución %	Tasas (‰)	Distribución %	1965 ² 1974/	2000
15 a 19	125	9.6	73	8.6	62	9.0	61	10.0	59	10.6	57	11.0	-41.6	-21.9
20 a 24	270	20.7	209	24.6	170	24.7	165	27.0	162	29.1	158	30.4	-22.6	-24.4
25 a 29	321	24.7	192	22.6	160	23.3	156	25.6	150	27.0	145	27.9	-40.2	-24.5
30 a 34	267	20.5	172	20.3	136	19.8	115	18.9	99	17.8	89	17.1	-35.6	-48.3
35 a 39	214	16.4	133	15.7	105	15.2	75	12.3	59	10.6	49	9.4	-37.9	-63.2
40 a 44	95	7.3	50	5.9	40	5.8	28	4.6	20	3.6	17	3.2	-47.4	-66.0
45 a 49	10	0.8	19	2.3	15	2.2	10	1.6	7	1.3	5	1.0	90.0	-73.7
	1.302	100.0	848	100.0	688	100.0	610	100.0	556	100.0	520	100.0	-34.9	38.7

FUENTES: 1. Elkins, H. "Cambio de Fecundidad" en *La Fecundidad en Colombia*. Encuesta Nacional de Fecundidad, Publicación No. 5, 1973.

2. CCRP, DANE, Instituto Internacional de Estadística. *Encuesta de Fecundidad. Resultados Generales*. Colombia 1976.

3. DNP. Colombia: *Proyecciones de Población 1975-2000*. Documento DNP-UDRU-003 Bogotá. 1977

* Número promedio anual de nacimientos por mil mujeres en cada grupo de edad.

La correlación existente entre el nivel educativo de las mujeres y los niveles de la fecundidad se evidencia al analizar las cifras de las dos Encuestas Nacionales de Fecundidad. En 1967—1968, la fecundidad promedio de las mujeres que habían completado estudios de primaria era de 3.9 hijos, un 45% inferior a la de las mujeres que no habían completado la primaria. Para 1976, la diferencia fue de un 41%, habiendo registrado las mujeres del primer grupo una fecundidad de 3.0 y las del segundo grupo una de 5.1 hijos.

b. Incorporación de la mujer a la fuerza de trabajo

Igualmente significativo ha sido el incremento de la incorporación de la mujer a las actividades productivas en años recientes, según se desprende de las cifras de los dos últimos censos.

En 1964 un 21% de las mujeres en edad fértil eran económicamente activas, proporción que ascendió a un 26% en 1973. El incremento se ha presentado en todos los grupos, siendo particularmente intenso en las edades 20-34 años, especialmente en la cohorte 25-29, la cual registró uno de los descensos más bruscos en los niveles de fecundidad.

Según los datos de la Encuesta Nacional de Fecundidad de 1969, en el área urbana la fecundidad de las mujeres que no trabajaban era cerca de un 52% mayor que la de las mujeres que trabajaban; esta diferencia era de 32% en el área rural⁴. De acuerdo con los datos de la Encuesta Nacional de Hogares de 1977 en Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla se encontró que la fecundidad era sistemáticamente menor en las mujeres ocupadas que en las amas de casa⁵.

c. Cambios en los patrones de la nupcialidad⁶

Con la aparición de los métodos modernos de control de la natalidad la nupcialidad ha perdido importancia como factor que induce cambios en los niveles de la fecundidad. Sin embargo, la nupcialidad continúa teniendo importancia como variable que explica, en parte las modificaciones de aquella. No cabe duda que un aumento en el número de solteras disminuye la proporción de mujeres con riesgo de embarazo y, por tanto, el número de nacimientos en un año, más aún si la nupcialidad se reduce fundamentalmente en aquellas edades de mayor fertilidad. Según las cifras de los dos últimos censos (1964-1973) la nupcialidad entre las mujeres en edad fértil se ha reducido de un 54% a un 51%. El descenso se ha registrado concretamente en las edades más jóvenes (15 a 29 años), siendo particularmente intenso en la cohorte de 15 a 19 años, la cual registró, como ya se anotó, uno de los mayores descensos en los niveles de la fecundidad.

⁴ C.C.R.P. DANE, ISI. Encuesta Nacional de Fecundidad..., Op. Cit. cuadro No. 121, Pág. 150.

⁵ DANE. "La fecundidad en Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla 1977". Boletín Mensual de Estadística. No. 329. Diciembre 1978.

⁶ Para efectos de análisis de este capítulo se considera como nupcialidad cualquier tipo de unión (legal o consensual).

En las mujeres de más de 35 años ha habido un ligero incremento en las tasas de nupcialidad, lo cual puede ser indicativo de que las mujeres están retardando la edad de entrada al matrimonio, posiblemente motivadas por el estudio, el trabajo y, en general, por las nuevas perspectivas que se les han abierto dentro de la sociedad. Estas observaciones acerca de los cambios en los patrones de la nupcialidad se corroboran con los hallazgos de las Encuestas Nacionales de Fecundidad. Entre 1969 y 1976 en Colombia se registró un incremento en el porcentaje total de solteras de 34% a 39%. El mayor aumento se presentó en las edades 15 a 24 años, con especial énfasis en el grupo de edad entre 15 y 19 años⁷.

d. La urbanización

Como ya se anotó, existen importantes diferenciales entre zonas urbanas y rurales respecto a los niveles alcanzados por la fecundidad y la intensidad de su descenso. El proceso de urbanización conlleva una serie de transformaciones socioeconómicas y culturales en la población que a su vez inducen cambios en sus patrones reproductivos. De acuerdo con las cifras del último censo de población se puede establecer una relación inversa entre la magnitud del fenómeno de la urbanización y los niveles de la fecundidad. Con excepción de Pereira y Armenia, en 1973 la fecundidad más baja se registró en los conglomerados de mayor tamaño y viceversa. Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla, ciudades que concentraban el 44% de la población urbana, registraron niveles de fecundidad por debajo del promedio urbano del país.

Si se tiene en cuenta que la fecundidad es menor en las áreas urbanas que en las rurales; que guarda una relación con el tamaño de los conglomerados; que las mujeres de 15 a 49 años conforman principalmente las corrientes migratorias hacia las ciudades mayores, y que los migrantes tienden a adoptar los patrones de fecundidad de las áreas de destino, es evidente que el proceso migratorio hacia las grandes ciudades ha jugado un importante papel en la reducción de los niveles de la fecundidad. Según datos de la Encuesta Nacional de Hogares de junio de 1977, la migración a las cuatro principales ciudades estaba compuesta fundamentalmente por población femenina en edad fértil, presentándose la mayor concentración en las mujeres de 15 a 29 años. En Bogotá, de acuerdo con las cifras censales de 1973, el 400/o de la población migrante estaba conformada por mujeres entre los 15 y 49 años. Esta selectividad de la migración explica en parte el hecho de que en dicho año el 70% de la población femenina en edad fértil del país se encontrara concentrada en áreas urbanas.

e. Planificación familiar

El conjunto de los cambios inducidos por el proceso de desarrollo económico y Social ha generado a su vez modificaciones en los valores y en las actitudes de los individuos y de la pareja respecto al tamaño de la familia. Estos cambios se

⁷ C.C.R.P. **Hacia un análisis de la nupcialidad en Colombia**, Bogotá. julio de 1978.

expresan, en el plano del comportamiento, en la postergación de la edad de ingreso al matrimonio y en la adopción de la planificación familiar.

Los programas de planificación familiar se iniciaron en el país en 1965 a través de la organización privada PROFAMILIA. En 1967 el Ministerio de Salud dio inicio a estas actividades dentro del Programa Materno-Infantil. Desde entonces, las coberturas de estos programas han ido ampliándose progresivamente, pasando de 3.300 mujeres atendidas en 1966 a cerca de 500 mil en 1975⁸.

Estas cifras apenas revelan parte del fenómeno, toda vez que la mayoría de las mujeres planifican su familia por fuera de los programas organizados.

La generalización que se ha producido en los últimos años en el uso de métodos anticonceptivos, tanto entre las mujeres casadas como entre las convivientes, se evidencia a través de las cifras de las Encuestas de Fecundidad. Entre 1969 y 1976 el porcentaje de mujeres casadas que planificaron la familia pasó de un 37% a un 66% y entre las convivientes de un 20% a un 51%⁹.

C. Perspectivas del comportamiento de la fecundidad

A pesar del notable descenso experimentado por la fecundidad en años recientes, se prevé que ésta continuará bajando puesto que sus niveles actuales son aún elevados y todavía vastos sectores de la población no se han incorporado a este proceso de cambio sociodemográfico. De otra parte, la experiencia de los países de mayor desarrollo relativo parece indicar que se trata de un fenómeno irreversible con tendencia a patrones de "fecundidad de reposición" y aún inferiores¹⁰.

De acuerdo con la evolución histórica de la fecundidad, se estima que la tasa bruta de natalidad en el país pasará de 28.8 por mil en el quinquenio 1980-1985 a 23 por mil a finales de siglo. De otra parte, la fecundidad total pasará de 3.4 hijos por mujer a 2.6 en el mismo lapso. (Cuadro No. 1) El descenso de la fecundidad continuará registrándose en todos los grupos de mujeres en edad fértil. Así mismo, cada vez se irá acentuando su concentración en las edades de 20 a 29 años, con especial énfasis en el grupo de mujeres de 20 a 24 años (Cuadro No. 2 y Gráfico No. 1).

Los descensos previstos en los niveles de la fecundidad arrojarán una tasa neta de reproducción¹¹ de 1.5 hijas para 1980-1985 y de 1.2 para 1995-2000. Esto significa que el país se irá acercando a una situación de reposición demográfica, en donde en promedio cada mujer que sale de la vida

⁸ C.C.R.P., Descenso de la Fecundidad y Plan familiar en Colombia, 1964-1975, Bogotá. Dic., 1976.

⁹ C.C.R.P. **Op. Cid**, Pág. 140.

¹⁰ Se entiende por fecundidad de reposición aquella que genera un volumen constante en el tiempo dadas unas condiciones específicas de mortalidad.

¹¹ Tasa Neta de Reproducción (TNR): Número promedio de hijas nacidas vivas por cada mujer al terminar su vida reproductiva, bajo condiciones específicas de fecundidad y mortalidad.

reproductiva es reemplazada por otra. Sin embargo, el volumen anual de nacimientos continuará incrementándose hasta 1995, año a partir del cual comenzará a descender. Se estima que el número de nacimientos pasará de 763 mil en la actualidad a 823 mil en el quinquenio 1985-1990 y a 816 mil a fines de siglo.

Se prevé igualmente un incremento en la proporción de mujeres en edad fértil respecto de la población total y, además, una tendencia al envejecimiento de dicha población, concentrándose cada vez en mayor proporción en aquellas edades de menor capacidad reproductiva. El primer factor tendería a incrementar la fecundidad, en tanto que el segundo operaría en sentido contrario.

3. MORTALIDAD

A. Evolución histórica y situación actual

El estudio de la mortalidad en Colombia tropieza con la limitación de la disponibilidad de adecuadas fuentes de información. Las estadísticas corrientes de mortalidad adolecen de un elevado subregistro; mientras que para 1964 la cobertura del registro se estimaba en 88%, en 1973 sólo alcanzaba el 74%¹². Por otra parte, una alta proporción de defunciones carece de certificación médica, especialmente las correspondientes a niños. Sólo el 69.6% de las defunciones ocurridas en el período 1973-1975 la tuvieron¹³. Así mismo, buen número de los fallecidos no reciben atención médica, por lo que resulta alto el número de decesos cuya causa es desconocida o resulta mal definida¹⁴. Igualmente, son notables las deficiencias en cuanto al diligenciamiento, la recolección y procesamiento de la información. Estas señas limitaciones obligan acudir a métodos indirectos de medición, a utilizar fuentes subsidiarias y a elaborar de modo aproximado ajustes que permitan conocer más adecuadamente el fenómeno.

a. *Mortalidad general*

Durante el presente siglo la mortalidad ha venido descendiendo progresivamente, con especial intensidad a partir de la década de 1950. Entre 1938 y 1951 ocurrían anualmente, en promedio, 22 defunciones por cada mil habitantes; alrededor de 1964 la tasa bruta de mortalidad era de 12.0 por mil y en 1973 de acuerdo con los datos censales, había alcanzado un nivel de 9.0 por mil. Se estima que en la actualidad ocurren en promedio 8 defunciones por cada mil habitantes (Cuadro No. 3).

b. *Esperanza de vida al nacer*

¹² DANE. "La cobertura del censo de población de 1973" **Boletín Mensual de Estadística** No. 308. marzo 1977

¹³ DANE. **Evaluación del subregistro de las estadísticas oficiales de nacimientos y defunciones**. DANAL, 1976.

¹⁴ Para la mortandad del país, en los años 1964-1973-1976 este grupo representaba el 11.0%, 8.2% y 7.8% del total de causas, respectivamente.

Los descensos en los niveles de la mortalidad de la población se reflejan en las ganancias en la esperanza de vida al nacer. En el período comprendido entre 1938 y 1973 la esperanza de vida aumentó en 22.5 años, pasando de 36.5 a 59 años (Cuadro No. 3). Se estima que en la actualidad la esperanza de vida al nacer sea de 61 años, aproximadamente.

c. *Mortalidad por edades*¹⁵

La tasa de mortalidad infantil en el país, al igual que la tasa de mortalidad general, presenta un significativo descenso: en 1951 de cada mil niños que nacían, 124 morían antes de cumplir el primer año de vida; en la actualidad la tan se estima en 80 defunciones por cada mil niños. No obstante esta notable mejoría, su nivel continúa siendo uno de los más altos del continente.

Entre el primero y el cuarto año de vida la mortalidad continúa siendo sensiblemente alta. En 1976 alcanzaba un nivel de 7.6 defunciones por cada mil niños en estas edades. Conviene destacar que es precisamente en este grupo donde en los últimos años se han logrado los mayores avances en la reducción de la mortalidad. En las edades entre 5 y 14 años se registran las menores tasas de mortalidad: en 1976 su nivel era de 1.2 defunciones por cada mil niños pertenecientes a este grupo. Después de los grupos precedente, en éste registran los mayores descensos en las tasas durante los últimos años.

Cuadro No. 3
COLOMBIA: TASAS BRUTAS DE MORTALIDAD
Y ESPERANZA DE VIDA AL NACER
1938 — 2000

AÑOS	Tasa Bruta ‰	Hombres	Esperanza de Vida al Nacer	
			Mujeres	Ambos sexos
1938	17.3* ¹	36.0 ³	37.2 ³	36.6
1951	14.2* ¹	47.9 ³	50.4 ³	48.7
1964	12.4 ²	53.7 ⁴	57.0 ⁴	55.3
1973	9.0 ²	57.1	60.8	59.0
1975 — 80 ⁵	8.5	58.6	62.5	60.5
1980 — 85 ⁵	7.9	60.3	64.3	62.3
1985 — 90 ⁵	7.3	62.1	66.0	64.0
1990 — 95 ⁵	6.9	63.7	67.6	65.6
1995 — 2000 ⁵	6.5	65.2	69.1	67.1

FUENTES:

1. DANE. Anuario General de Estadística 1966-1967. Cuadro No. 9 pág.
2. DNP. Datos ajustados.
3. Federación Panamericana de Asociaciones de Facultades de Medicina. Mortalidad, Tema II, segundo tomo pág. 290 y sigtes.
4. Bayona, A. La Mortalidad en Colombia y Tablas Abreviadas de Mortalidad para el país y sus secciones en 1964 y 1973. Pontificia Universidad Javeriana. Facultad de Estudios Interdisciplinarios, Bogotá, Julio 1977.
5. DNP. Colombia: Proyecciones de Población. Op. cit.

* Tasas sin ajustar

¹⁵ Para mayor ampliación sobre el tema véase el capítulo sobre el sector salud.

A partir de los 15 años la mortalidad comienza a cobrar importancia progresiva. Entre los 15 y 44 años su nivel es aún relativamente bajo; en 1976 la tasa fue de 2.9 defunciones por cada mil personas en estas edades. En los últimos 12 años la mortalidad ha descendido un 2% promedio anual en este grupo, situándose en una posición intermedia si se le compara con las reducciones registradas en las otras cohortes. Entre los 45 y 64 años las tasas registran niveles sensiblemente altos: alrededor de 13 defunciones por cada mil personas pertenecientes a este grupo. Puede considerarse que su nivel ha permanecido prácticamente invariable en los últimos años. La población mayor de 65 años es la que registra entre todos los grupos de edad las mayores tasas de mortalidad, superiores a 85 por mil en 1976.

En síntesis, puede afirmarse que, a pesar de los importantes avances alcanzados en los últimos años, la mortalidad continúa siendo elevada, particularmente entre la población menor de 5 años. De las 203.448 defunciones totales estimadas en 1976, más de una tercera parte correspondía a menores de 5 años, en tanto que este grupo representaba apenas el 14.2% de la población total del país. Un estudio reciente sobre la mortalidad de menores de dos años en el país¹⁶ señala que la mortalidad rural supera en un 45% a la mortalidad urbana y que no menos del 72% de las defunciones nacionales en este grupo de edad corresponde a los grupos de más bajo nivel socio- económico del país.

d. Causas de la mortalidad de menores de cinco años

En los últimos años no se ha observado una modificación en cuanto a las 6 principales causas de muerte entre los niños menores de cinco años, las cuales, por lo demás, representan cerca del 70% del total de las defunciones en este grupo. Estas causas están relacionadas principalmente con el ambiente físico y social y son, por tanto, susceptibles de prevención y tratamiento, en la medida en que se amplíen las coberturas de atención en salud y se modifiquen las condiciones económicas y sociales en que se desarrolla este sector de la población.

B. Perspectivas

El análisis del comportamiento de la mortalidad hasta el presente, así como la decisión del Estado Colombiano de continuar dando alta prioridad a las actividades de salud, con especial atención a la población infantil, permite prever que las tendencias históricas hacia menores niveles de mortalidad continuarán en el futuro, aunque con intensidad decreciente. De esta suerte, se estima que la tasa de mortalidad descenderá a cerca de 6 por mil a fines de siglo; que la esperanza de vida al nacer se incrementará hasta alcanzar el nivel de los países actualmente desarrollados, alrededor de 70 años, y que la mortalidad infantil no será superior a 40 por mil a comienzos del próximo siglo (Cuadro No. 3).

¹⁶ Rueda, José O. y Behm. Hugo. **La mortalidad en los primeros años de vida en países en América Latina, Colombia 1968-1969**. San José de Costa Rica. CELADE. 1977.

4. MIGRACION Y DISTRIBUCION ESPACIAL DE LA POBLACION

A. Evolución histórica y situación actual

Las transformaciones que han tenido lugar en la estructura económica del país y las características del proceso de desarrollo han inducido alteraciones en el plano social reflejadas, entre otras variables, en las migraciones internas y en su consecuencia directa, el proceso de urbanización. A continuación se describen las principales características de los fenómenos migratorios ocurridos durante los últimos treinta años.

a. Migraciones interdepartamentales

Si bien históricamente las migraciones internas en el país han revestido características importantes, es a partir de la década de los años cincuenta cuando adquieren notoria relevancia, al afianzarse el proceso de industrialización y acentuarse el ritmo de crecimiento demográfico. De acuerdo con los datos censales de 1951, el 14% de la población había cambiado de departamento de residencia, proporción que subió a un 18 en 1964, para representar un 21% en 1973.

Tradicionalmente ocho secciones del país (Bogotá, Atlántico, Antioquia, Cesar, Guajira, Meta, Valle y Territorios Nacionales) se han caracterizado por constituir centros de atracción poblacional, en tanto que las demás se han desempeñado como zonas eminentemente expulsoras. Estas últimas están conformadas por departamentos de bajo desarrollo económico relativo, de urbanización incipiente, con predominio del minifundio y concentración de la propiedad rural¹⁷.

Los flujos migratorios no se dan con la misma intensidad entre departamentos de cada categoría, observándose marcadas diferencias entre ellos, de acuerdo con las características desiguales que ha tomado el proceso de desarrollo dentro del territorio nacional, coexistiendo zonas de gran desarrollo con otras altamente deprimidas (Cuadro No. 4).

Entre los dos períodos intercensales se observa que la intensidad de la migración interdepartamental en el conjunto del país se desaceleró, al pasar de una tasa neta promedio anual de 6.6 por mil en el período 1951-1964 a 6.3 por mil en el período 1964-1973. Dentro de los departamentos de atracción, registraron reducciones en la intensidad del fenómeno Valle, Antioquia y Bogotá, al tiempo que en Atlántico y Cesar el fenómeno se intensificó. Respecto a los polos de expulsión, presentaron un descenso en las tasas Bolívar, Risaralda, Tolima, Chocó y Córdoba y un aumento Cauca, Huila, Boyacá, Quindío, Caldas, Sucre, Cundinamarca y Santander. Durante el período de referencia, Norte de Santander y Magdalena fueron los únicos departamentos donde se cambió el sentido de la migración, convirtiéndose el

¹⁷ Bolívar, Córdoba, Sucre, Viejo caldas, Tollina, Hulla, Santander, Boyacá, cu Nariño, Cauca, Chocó.

primero en una zona de atracción y el segundo en una de expulsión (Cuadro No. 4).

Los descensos ocurridos en las tasas de emigración puede haber sido el resultado, por una parte, de la reducción en el ritmo de crecimiento de la población (consecuencia de los cambios en los niveles de la fecundidad) y, por otra, del posible mejoramiento relativo en las condiciones de vida en dichas regiones. Así mismo, el deterioro de las condiciones de vida de algunos departamentos ha podido ocasionar un incremento en las tasas de expulsión.

Cuadro No. 4

VOLUMEN DE INMIGRANTES, EMIGRANTES, SALDOS Y TASAS NETAS DE MIGRACION POR DEPARTAMENTO
PERIODOS INTERCENSALES 1951-1964 y 1964-1973

Departamentos	Volumen Inmigrantes		Volumen Emigrantes		Saldos		Tasas Netas Anuales*		Variación
	51-64	64-73	51-64	64-73	51-64	64-73	51-64	64-73	%
BOGOTA D.E.	519.004	543.942	54.588	55.512	464.416	488.430	30.5	23.7	- 22.3
REGION ATLANTICA									
Atlántico	62.201	99.319	24.864	16.952	37.337	82.367	4.8	10.5	118.8
Bolívar	36.538	38.647	99.360	41.515	62.822	2.868	5.0	0.4	- 92.0
Magdalena	71.194	4.689	331.124	69.865	40.070	74.554	5.0	14.4	+388.0
Córdoba	-	7.640	-	37.819	-	30.179	5.0	4.9	2.0
Sucre	-	10.324	-	34.010	-	23.686	5.0	7.3	46.0
Guanjira	-	30.112	-	18.218	-	11.894	-	7.3	-
Cesar	-	30.081	-	1.942	-	28.139	5.0	9.5	90.0
REGION CENTRAL									
Caldas	35.494	9.275	154.584	64.347	119.090	73.622	7.3	11.3	54.8
Quindío	-	5.741	-	44.107	-	38.366	7.3	13.2	80.8
Risaralda	-	6.068	-	20.523	-	14.455	7.3	3.5	- 52.1
Antioquia	100.808	75.580	54.163	37.003	46.645	38.577	1.8	1.5	- 16.7
Tolima	8.252	12.285	137.856	77.062	129.604	64.797	13.2	8.0	- 39.4
Huila	19.522	2.139	31.338	33.864	11.816	31.506	2.6	7.7	196.2
REGION ORIENTAL									
Norte de Santander	22.195	29.020	27.411	10.934	5.216	18.086	0.9	3.2	455.5
Santander	27.891	33.814	76.682	79.199	48.791	45.385	4.3	4.6	6.9
Boyacá	42.141	428	109.296	126.457	67.155	126.885	5.7	12.8	124.5
Cundinamarca	36.540	23.306	188.106	155.649	151.566	132.343	11.2	12.7	13.4
Meta	-	33.425	-	17.276	-	16.149	-	8.5	-
REGION PACIFICA									
Valle	159.506	125.436	97.528	82.573	61.978	42.863	3.4	2.3	- 32.4
Nariño	6.389	5.069	41.706	36.834	35.317	31.765	4.4	4.4	0
Cauca	28.581	17.966	35.442	44.358	6.861	26.402	1.1	4.4	300.0
Chocó	6.968	10.041	19.176	19.514	12.208	9.473	6.2	5.2	- 16.1
PAIS	1.183.224	1.125.553	1.183.224	1.125.553	0	0	6.6	6.3	- 4.5

FUENTE: Con base en la información Censal.

Para el período 51-64 a los departamentos de Cesar, Córdoba, Quindío, Risaralda y Sucre se les supuso la misma tasa neta que la del departamento del cual se desagregaron.

* Se trata de la Tasa de Inmigración = $\frac{\text{Inmigrantes}}{\text{Población Residente en el período}} \cdot 1000$.

b. Migraciones a las capitales de departamentos

En la mayoría de las capitales de departamento, de acuerdo con los datos de los últimos censos, se observa un aumento en la proporción de migrantes respecto de la población total. La excepción la constituyen las tres principales ciudades del país (Bogotá, Medellín y Cali), conjuntamente con Bucaramanga y Villavicencio, en donde dicha proporción registra un ligero descenso. En tales ciudades, a excepción de Medellín, la población migrante tradicionalmente ha representado un 50% o más del total (Cuadro No. 5).

El hecho de que la proporción de migrantes haya permanecido prácticamente invariable en las principales ciudades, al tiempo que se ha registrado un incremento en las restantes capitales de departamento, puede ser indicio de que está ocurriendo una reorientación de los flujos migratorios y que otras ciudades han aumentado su capacidad de atracción, constituyéndose en nuevas alternativas para la población migrante. Una posible corroboración de dicha hipótesis estaría en el hecho de que en los últimos años la absorción de empleo ha venido incrementándose en ciudades diferentes a los cuatro principales centros urbanos¹⁸.

c. Urbanización

Como resultante de los movimientos migratorios y debido a las transformaciones socioeconómicas que han generado profundas alteraciones en la división social del trabajo, el proceso de urbanización se acentuó en el país a partir de la década de los años cincuenta. En efecto, en 1951 el 39% de la población colombiana se asentaba en las áreas urbanas, proporción que subió a 52 en 1964 para representar en 1973 un 60%. El porcentaje correspondiente a 1978 se estima en 62.8%. En un período de 22 años el volumen de la población urbana se multiplicó por tres, al tiempo que la población rural se incrementó sólo en un 30% (Cuadro No. 6).

Tradicionalmente Bogotá, Atlántico, Valle, Antioquia, Bolívar, Quindío y Risaralda han representado las secciones del país de mayor urbanización, al tiempo que Cundinamarca, Nariño, Córdoba, Boyacá, Cauca y Chocó, han constituido los departamentos menos urbanizados (Cuadro No. 7).

Si bien el proceso de urbanización ha ido incrementándose, a partir del último período intercensal se empieza a evidenciar una desaceleración en el ritmo del fenómeno, posiblemente como respuesta a la transición demográfica y la consecuente reducción en la intensidad de los desplazamientos internos de población. La tasa de crecimiento de la población urbana en el conjunto del país se redujo en un 20% entre los dos últimos períodos intercensales, al pasar de 5.4% a 4.3% (Cuadro No. 6).

¹⁸ Para mayor ampliación sobre este punto ver DNP— Empleo y salarios 1970-1978 Doc.-DNP-UDS OT-02, mayo de 1979.

Cuadro No. 5

PROPORCION DE INMIGRANTES A LAS CAPITALES DE DEPARTAMENTO SEGUN LUGAR DE PROCEDENCIA 1964-1973
(Porcentajes)

DEPARTAMENTOS	1964 ¹			1973 ²		
	Inmigrantes	Del mismo Dpto.	De otros Dptos.	Inmigrantes	Del mismo Dpto.	De otros Dptos.
BOGOTA D. E.	51.2	0.6	50.6	50.7	0.3	50.4
REGION ATLANTICA						
Barranquilla	39.1	8.3	30.8	41.8	6.4	35.4
Santa Marta	35.3	13.7	21.6	41.1	18.0	23.1
Valledupar	46.2	21.3	24.9	49.5	6.9	42.6
Riohacha	15.1	6.0	9.0	34.0	9.0	25.0
Montería	27.3	17.6	9.7	39.8	22.6	17.3
Sincelejo	28.8	18.9	9.9	38.4	18.2	20.2
Cartagena	32.3	18.9	13.4	35.8	14.2	21.6
REGION CENTRAL						
Armenia	51.9	25.4	26.5	52.6	16.5	36.1
Pereira	52.9	30.5	22.4	56.3	11.6	44.7
Medellín	48.5	39.6	8.9	48.1	37.2	10.9
Manizales	42.0	26.5	15.5	50.3	23.7	26.6
Ibagué	47.6	27.6	20.0	54.0	30.9	23.6
Neiva	46.3	27.1	19.2	47.5	29.1	18.4
REGION ORIENTAL						
Cúcuta	45.3	29.4	15.9	51.7	28.6	23.1
Bucaramanga	51.8	38.7	13.1	50.1	34.8	15.3
Tunja	32.3	23.4	8.9	49.2	32.1	17.1
Villavicencio	58.0	7.6	50.4	57.5	8.8	48.7
REGION PACIFICA						
Cali	56.1	18.6	37.5	55.4	18.2	37.2
Popayán	41.2	20.1	21.1	48.3	27.8	20.5
Pasto	30.2	25.0	5.2	40.5	31.3	9.2
Quibdó	18.7	14.3	4.4	37.7	24.4	13.3

FUENTE: 1. Con base en los datos censales.
2. Con base en los datos del Boletín No. 314, DANE 1977.

La disminución en la intensidad de la urbanización ha ocurrido en todo el territorio nacional, si bien con características diferentes según se desprende de las cifras, tanto a nivel departamental como de las ciudades capitales. En todos los departamentos, con excepción de la Guajira, Cauca y Santander, el crecimiento urbano ha ido desacelerándose a partir del período 1964-1973.

Las mayores reducciones se registraron en Quindío, Magdalena, Caldas, Boyacá y Córdoba y las menores en Cundinamarca, Atlántico y Nariño (Cuadro No. 5). El aumento en la tasa de crecimiento urbano de los departamentos de Cauca y Santander puede interpretarse como un posible incremento en los movimientos migratorios intradepartamentales.

Con respecto a las ciudades capitales, se observa que, con excepción de Riohacha y Pasto, las restantes experimentaron reducciones en el ritmo de crecimiento urbano. Manizales, Armenia, Santa Maña y Montería, registraron los descensos más fuertes en las tasas de crecimiento, en tanto Bucaramanga, Villavicencio y Sincelejo los menores. De las cuatro ciudades principales la mayor reducción en la intensidad de crecimiento se experimentó en Cali y la menor en Barranquilla; por otra parte, Bogotá continúa registrando la mayor tasa de crecimiento de los cuatro centros y la tercera después de Valledupar y Villavicencio, dentro del conjunto de las capitales (Cuadro No. 8).

Cuadro No. 7

COLOMBIA: DISTRIBUCION PORCENTUAL POR DEPARTAMENTOS Y ZONAS URBANAS, 1951-1973

REGIONES Y DEPARTAMENTOS	1951			1964			1973		
	Pob. Dpto. Pob. país %	Pob. Urb. Dpto. Pob. Urb. país %	Pob. Urb. Dpto. Pob. Total Dpto. %	Pob. Dpto. Pob. país %	Pob. Urb. Dpto. Pob. Urb. país %	Pob. Urb. Dpto. Pob. Total Dpto. %	Pob. Dpto. Pob. país %	Pob. Urb. Dpto. Pob. Urb. país %	Pob. Urb. Dpto. Pob. Total Dpto. %
BOGOTA D.F.	6.2	14.6	92.9	9.7	18.3	97.9	12.2	20.4	99.3
REGION ATLANTICA									
Atlántico	3.7	8.3	87.9	4.1	7.2	90.9	4.5	6.9	91.4
Bolívar	3.8	5.3	54.6	4.0	4.4	57.9	4.0	4.1	50.8
Magdalena	2.6	2.7	42.1	3.0	2.6	44.3	2.6	2.1	45.1
Córdoba	2.8	1.8	24.6	3.3	2.0	30.7	3.3	1.9	33.9
Sucre	1.9	1.6	33.0	1.8	1.4	41.0	1.6	1.3	47.0
Guajira	0.9	0.5	20.2	0.8	0.5	29.9	0.9	0.7	44.5
Cesar	1.0	0.6	25.1	1.5	1.1	37.4	1.5	1.4	50.9
Subtotal	16.7	20.8	49.0	18.5	19.1	53.5	18.3	18.3	58.1
REGION ORIENTAL									
Norte de Santander	3.4	3.2	37.6	3.1	2.9	49.2	3.1	2.7	51.0
Santander	6.5	5.3	32.5	5.7	4.8	43.9	5.5	5.0	53.5
Boyacá	6.9	2.7	15.1	6.0	2.8	23.7	5.0	2.5	29.4
Cundinamarca	7.9	4.1	20.7	6.4	3.6	28.8	5.6	3.4	35.5
Meta	0.6	0.6	37.4	1.0	0.8	47.0	1.1	1.0	55.4
Subtotal	25.3	15.9	24.8	22.2	14.9	34.9	20.3	14.6	42.4
REGION CENTRAL									
Quindío	2.0	2.2	44.3	1.7	2.3	68.2	1.4	1.8	71.6
Risaralda	2.7	2.6	38.0	2.5	2.6	53.0	2.3	2.6	67.2
Antioquia	13.6	13.9	40.2	14.2	14.5	53.4	14.6	15.5	62.6
Caldas	4.6	4.1	35.4	4.1	3.9	50.1	3.6	3.4	54.1
Tolima	6.2	4.3	27.7	4.8	3.9	42.1	4.5	3.8	49.2
Huila	2.5	2.0	31.8	2.4	2.0	43.1	2.3	1.9	48.6
Subtotal	31.6	29.1	36.5	29.7	29.2	51.1	28.7	29.0	59.1
REGION PACIFICA									
Valle	9.6	12.1	49.8	9.9	13.4	70.4	10.3	13.0	75.8
Nariño	4.7	2.9	24.3	4.0	2.4	30.4	3.7	2.2	34.1
Cauca	3.8	1.8	18.1	3.5	1.5	23.2	3.4	1.6	27.4
Chocó	1.1	0.4	15.4	1.0	0.5	20.4	1.0	0.5	26.6
Subtotal	19.2	17.2	35.2	18.4	17.8	50.1	18.4	17.3	55.6
Total Deptal.	99.0	97.6	--	98.5	99.3	--	97.9	99.6	--
TERRITORIOS NACIONALES	1.0	2.4	26.0	1.5	0.7	27.5	2.1	0.4	38.8
PAIS	100.0	100.0	39.5	100.0	100.0	52.0	100.0	100.0	59.5

FUENTE: Con base en las cifras de los tres últimos censos de población

Cuadro No. 8

COLOMBIA: TASAS DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION POR ZONA DE RESIDENCIA EN LOS DEPARTAMENTOS Y EN LAS CAPITALES. VARIACION PORCENTUAL EN LOS PERIODOS INTERCENSALES 1951-1964 Y 1964-1973

DEPARTAMENTOS	Tasas de crecimiento urbano %		Variación Porcentual	Tasas de crecimiento rural %		Variación Porcentual	Tasas de crecimiento de la Capital ³		
	51-64 ¹	64-73 ²		51-64 ¹	64-73 ²		51-64	64-73	Variación Porcentual
Antioquia	5.6	4.9	- 12.5	1.6	0.8	- 50.0	6.6	5.2	- 21.2
Atlántico*	4.2	3.8	- 9.5	1.7	3.2	88.2	4.4	3.8	- 13.6
Bogotá, D.E.*	6.9	5.4	- 21.7	- 2.7	- 7.1	162.9	7.0	5.9	- 15.7
Bolívar	3.9	3.4	- 12.8	2.9	2.5	- 13.8	5.1	4.2	- 17.6
Boyacá	5.5	3.1	- 43.6	1.3	- 0.1	107.6	4.3	3.6	- 16.3
Caldas*	4.9	2.5	- 49.0	0.3	0.8	166.6	5.6	0.9	- 83.9
Cauca	4.2	4.3	2.4	1.9	1.9	0	4.6	3.3	- 28.3
Cesar	9.4	7.2	- 23.4	5.0	1.2	- 76.0	11.9	8.7	- 26.9
Córdoba	6.1	3.6	- 41.0	3.8	2.1	- 44.7	8.3	3.6	- 56.6
Cundinamarca	4.1	3.7	- 9.8	0.8	0.4	- 50.0	--	--	--
Chocó	5.7	3.7	- 35.1	1.7	1.9	11.8	6.0	3.4	- 43.3
Guajira	5.7	7.5	31.6	1.8	0.8	- 55.5	5.1	5.5	7.8
Huila	5.0	3.9	- 22.0	1.3	1.6	23.1	6.3	4.2	- 33.3
Magdalena	4.8	1.9	- 60.4	4.1	1.5	63.4	6.7	2.1	- 68.7
Meta	8.6	6.2	- 27.9	5.5	2.5	- 54.5	7.4	7.0	- 5.4
Nariño	3.6	3.4	- 5.6	1.3	1.6	23.1	4.0	4.8	20.0
Norte de Santander	4.5	3.3	- 26.7	0.9	2.6	188.8	5.6	4.5	- 19.6
Quindío	5.4	1.8	- 66.7	- 2.1	0.0	101.9	5.7	1.4	- 75.4
Risaralda*	5.2	4.3	- 17.3	0.6	2.1	250.0	5.2	3.9	- 25.0
Santander*	4.5	4.6	2.2	0.8	0.5	- 37.5	5.6	5.3	- 5.4
Sucre	4.1	3.5	- 14.6	1.5	0.9	- 40.0	5.4	5.2	- 3.7
Tolima	4.4	4.1	- 6.8	- 0.4	1.7	520.0	6.3	4.7	- 25.4
Valle*	6.0	3.8	- 36.7	- 0.6	0.9	250.0	7.2	4.9	- 31.9
País	5.4	4.3	- 20.4	1.3	1.0	- 23.1	--	--	--

FUENTES:

1. Con base en los datos censales.
2. Datos censales de 1973 ajustados por el DNP.
3. DANE. Boletín 314. Sep. 1977

* La tasa de crecimiento de la capital se refiere al Area Metropolitana.

d. Distribución espacial de la población

Puesto que los beneficios del desarrollo no se han distribuido en forma homogénea a lo largo del país y la localización de la población responde al desarrollo de las fuerzas productivas, e igualmente debido al comportamiento diferencial de las tres variables demográficas (fecundidad, mortalidad y migración) por regiones y departamentos, la población total y urbana del país se distribuye espacialmente dentro del territorio de manera concentrada. Tradicionalmente cinco departamentos (Antioquia, Valle, Cundinamarca, Boyacá, Santander) y Bogotá, han concentrado un poco más de la mitad de la población del país; en 1973, el 53% de los colombianos habitaba en dichas secciones, las cuales representan el 14% de la superficie total nacional (Cuadro No. 7).

Cada vez una mayor proporción de la población colombiana tiende a localizarse en el 7.5% del territorio nacional, representado por las secciones de mayor desarrollo económico relativo: Bogotá, Antioquia y Valle. El incremento en la concentración poblacional ha sido particularmente intenso en la capital del país; en 1951 ésta contenía el 6% de la población colombiana, porcentaje que se elevó al 12% en 1973 (Cuadro No. 7).

De igual manera, se registra un aumento en la concentración poblacional en departamentos que tradicionalmente no han representado un porcentaje importante de la población nacional. Tal el caso de la mayoría de los departamentos de la Costa (Atlántico, Bolívar, Córdoba y Cesar) así como Meta y los Territorios Nacionales. Este fenómeno puede deberse al incremento registrado en los desplazamientos de población hacia Atlántico, Cesar, Meta y Territorios Nacionales y a la reducción de la capacidad de expulsión poblacional de Bolívar y Córdoba.

La desigual distribución de la población dentro del territorio ha ocasionado que existan zonas densamente pobladas como Bogotá (1.745 hbtes/km²); Atlántico (312); Quindío (186); Risaralda (124) y Valle (104), y otras prácticamente despobladas como es el caso de los Territorios Nacionales los cuales, en 1973, concentraban el 2.1% de la población nacional, cubrían el 49.8% de la superficie colombiana y registraban una densidad de 0.9 hbtes km². Así mismo, presentan bajas densidades Meta (2.9); Chocó (4.8); Guajira (9.9) y Cesar (15.7).

Si se analiza el patrón de distribución de la población urbana, se observa que éste presenta características de mayor concentración que el de la población total. Cuatro secciones (Bogotá, Atlántico, Antioquia y Valle), las de mayor desarrollo económico relativo y en donde se localizan las 4 ciudades principales, albergaban en 1973 el 56% de la población urbana nacional. Entre 1951 y 1973, con excepción del Atlántico, las tres restantes registraron un incremento en el fenómeno de la concentración. Igualmente se registró un ligero aumento en la concentración de la población urbana en los departamentos de Córdoba, Guajira, Cesar y Meta (Cuadro No. 7).

Analizando para los tres últimos censos el patrón de asentamiento de la población en los principales conjuntos urbanos del país, se observan dos fenómenos de especial importancia. Por una parte, una diversificación de la malla urbana al haberse incrementado el número de cabeceras de 30.000 y más habitantes y, por la otra, una intensificación de la concentración poblacional en las ciudades de 500.000 y más habitantes. En el lapso de los 22 años comprendidos entre 1951 y 1973 el número de conglomerados de 30.000 y más habitantes se duplicó, al pasar de 20 a 40, al tiempo que la concentración en las ciudades de más de 500.000 habitantes aumentó de 6% a 27% en el mismo lapso (Cuadro No. 9).

Específicamente la concentración poblacional ha ido acentuándose en la capital y en Cali, Medellín y Barranquilla como resultado, en gran medida, del desarrollo de la actividad manufacturera. A partir de la década de 1950, en la cual el país comenzó a experimentar una rápida expansión industrial, la mayoría de los empleos industriales fueron creados en dichos centros y sus áreas urbanas inmediatas. Esta tendencia parece no haberse modificado, toda vez que para el período 1970-1975, Bogotá, Medellín y Cali absorbieron el 64% del empleo urbano y generaron alrededor del 60% del valor agregado real de la producción industrial¹⁹.

Paralelamente al proceso de concentración de la población en las ciudades de más de 500.000 habitantes, las ciudades intermedias y las menores han mantenido su importancia relativa como centros de concentración poblacional al tiempo que las pequeñas²⁰ la han ido perdiendo. En el período en cuestión, la población asentada en las ciudades intermedias y menores ha sido de un 10% y 6% respectivamente, a la vez que en las pequeñas la proporción se redujo de 16.5% en 1951 a 15.9% en 1973 (Cuadro No. 9).

Cuadro No. 9

COLOMBIA: POBLACION DEL PAIS, SEGUN NUMERO Y TAMAÑO DE CONGLOMERADOS URBANOS: 1951 — 1973

Tamaño de los conglomerados	1951			1964			1973		
	Número de cabeceras	Población	<u>P. Urbana</u> o/o P. Total	Número de cabeceras	Población	<u>P. Urbana</u> o/o P. Total	Número de cabeceras	Población	<u>P. Urbana</u> o/o P. Total
Población Urbana	827	4.468.437	38.6	883	9.093.096	52.0	958	13.409.685	59.5
500.000 y más	1	664.506	5.8	4	3.785.531	21.6	4	6.108.222	27.1
100.000 a 499.999	5	1.158.471	10.0	8	1.351.736	7.7	12	2.341.162	10.4
30.000 a 99.999	14	742.339	6.4	18	1.042.176	6.0	24	1.368.389	6.1
30.000 y más	20	2.565.316	22.2	30	6.179.443	35.3	40	9.817.773	43.6
Menos de 30.000	807	1.903.121	16.4	853	2.913.653	16.7	918	3.591.912	15.9
Población Rural		7.079.735	61.4		8.391.414	48.0		9.142.126	40.5
Población Total País		11.548.172	100.0		17.484.508	100.0		22.551.811	100.0

FUENTE: DANE, Censos de Población.

¹⁹ DNP— Diagnóstico Urbano. Doc.-DNP-UDRU. DEU-109. mayo de 1979.

²⁰ se entiende por ciudades intermedias aquellas entre 100.000 y 499.999 habitantes; por ciudades menores aquellas entre 30.000 y 99.999 y por pequeñas las de menos de 30.000 habitante

En síntesis, el crecimiento urbano del país, en el período analizado, se caracterizó por la presencia de dos fenómenos simultáneos: una diversificación de la estructura urbana, y una mayor concentración poblacional en las cuatro principales ciudades. Este doble fenómeno ha ocasionado el que Colombia posea un sistema relativamente balanceado de ciudades, y por tanto no presente el problema de "primacía urbana", situándose en una posición privilegiada frente a la mayoría de los países de América Latina, en donde la capital constituye el único centro urbano de importancia.

e. Migración internacional

La migración internacional obedece a los desequilibrios en el desarrollo económico entre los diferentes países, resultado de la conjunción de procesos históricos y de diferencias geográficas, étnicas y culturales. Este fenómeno constituye una respuesta de los individuos a las limitaciones de las estructuras productivas de sus países de origen, en términos de empleo, así como a las desventajosas condiciones de vida. El éxodo de colombianos no es un fenómeno de reciente acontecer, puesto que sus orígenes se sitúan alrededor de la década de 1920 cuando se iniciaron las corrientes migratorias hacia Panamá²¹. La década de 1940 dio origen a los desplazamientos de colombianos hacia los Estados Unidos y Venezuela, fenómeno que se ha venido acentuando a partir de la década de 1950²². La corriente más reciente la constituye la que se dirige hacia Ecuador, cuyos inicios se sitúan en la década pasada. Los países de mayor preferencia de los emigrantes colombianos han sido Venezuela y los Estados Unidos. A medida que se ha venido intensificando el éxodo de colombianos al exterior, se ha incrementado su carácter clandestino, dado que los países receptores, preocupados por la magnitud del fenómeno, han ido implantando legislaciones migratorias cada vez más restrictivas.

Este carácter de ilegalidad de la emigración ha impedido el que se conozca la verdadera magnitud del fenómeno y el volumen exacto de colombianos residentes en los diferentes países. Algunos estimativos plantean que el número de colombianos en Venezuela asciende en la actualidad a un millón²³ y que el número de colombianos residentes en los Estados Unidos es de cerca de 350.000. Con respecto al Ecuador estimaciones hechas en 1973 calculaban en 22.560 los inmigrantes colombianos, cifra que puede ascender a 60.000 según otros cálculos. De otra parte, Alfonso Arbeláez estimó en 556.683 el número de colombianos que emigraron al exterior durante el período 1963- 1973, de los cuales un 68% lo habría hecho ilegalmente²⁴.

En síntesis, la migración al exterior es un fenómeno que día a día parece estar revistiendo mayor intensidad, con graves repercusiones para el crecimiento

²¹ Cardona, Ramiro, Cruz, Carmen In Castaño, Juanita. Migraciones de colombianos a países fronterizos : una contribución al estudio de las emigraciones de colombianos a Venezuela, Bogotá, Febrero 1979. Informe Preliminar.

²² *Ibíd.* Pág. 27.

²³ *Ibíd.* Págs. 28, 29 y 30.

²⁴ Arbeláez, Alfonso. "El éxodo de colombianos en el período 1963-73": DANE Boletín Mensual de Estadística No. 310, mayo de 1977.

económico y social por cuanto significa un drenaje continuo de recursos humanos que, de una u otra forma, podrían contribuir al proceso de desarrollo del país.

B. Perspectivas del crecimiento poblacional y su distribución espacial

En esta sección se presentan algunos estimativos de lo que se prevé será el futuro crecimiento de la población en los próximos 25 años y su patrón de concentración por zonas y regiones. El análisis se basa en los resultados de las proyecciones de la población nacional y departamental, elaboradas por el Grupo de Población del Departamento Nacional de Planeación.

a. Migración

Como se mostró en la sección anterior, en los últimos años el país ha experimentado una reducción en la intensidad de las migraciones interdepartamentales. En el futuro, considerando esta tendencia, al igual que los descensos en el ritmo de crecimiento de la población y los posibles resultados de las políticas del Plan de Integración Nacional, se prevé una mayor reducción en las tasas migratorias del país. Así mismo, se estima que la migración internacional experimentará reducciones importantes, en la medida en que las condiciones internas de desarrollo del país se vayan mejorando, y se alcance un mayor nivel de vida para la población. En el Cuadro No. 10 se incluyen los estimativos de las tasas netas de migración²⁵, para Cada una de las secciones del país en el período comprendido entre 1973-2003.

Cuadro No. 10
COLOMBIA: TASAS NETAS DE MIGRACION PROMEDIO ANUAL* EN LOS DEPARTAMENTOS
1973—2003

DEPARTAMENTOS	1973—1978	1978—1983	1983—1988	1988—1993	1993—1998	1998—2003
Antioquia	—	—	—	—	—	—
Atlántico	6.1	7.4	7.6	7.1	6.1	5.4
Bogotá, D.E.	20.1	19.5	18.7	17.7	16.9	16.1
Bolívar	— 5.3	— 5.0	— 4.8	— 4.6	— 4.2	— 3.8
Boyacá	— 18.2	— 19.8	— 17.4	— 16.7	— 15.5	— 14.3
Caldas	— 10.5	— 15.6	— 15.8	— 14.8	— 13.3	— 10.9
Cauca	— 7.7	— 9.1	— 9.6	— 10.7	— 9.8	— 8.7
Cesar	— 7.0	— 6.8	— 9.0	— 8.5	— 8.2	— 7.8
Córdoba	— 8.3	— 9.0	— 8.5	— 7.8	— 7.1	— 6.4
Cundinamarca	— 14.1	— 13.6	— 13.1	— 12.3	— 11.3	— 10.3
Choco	— 7.3	— 7.0	— 6.7	— 6.2	— 5.6	— 5.1
Guajira	— 4.0	— 5.3	— 6.3	— 7.6	— 9.1	— 9.9
Huila	— 3.2	— 2.9	— 2.7	— 2.5	— 2.3	— 2.1
Magdalena	— 19.6	— 17.8	— 17.0	— 15.7	— 14.2	— 12.9
Meta	— 9.3	— 12.2	— 10.8	— 11.2	— 10.0	— 9.7
Nariño	— 6.2	— 5.8	— 5.8	— 5.1	— 4.7	— 4.3
Norte de Santander	— 2.5	— 2.0	— 2.0	— 1.9	— 1.8	— 1.6
Quindío	— 14.3	— 12.9	— 11.7	— 8.8	— 9.7	— 8.7
Risaralda	— 5.0	— 4.4	— 3.9	— 3.4	— 2.9	— 2.5
Santander	— 8.4	— 8.7	— 8.6	— 8.3	— 7.9	— 7.4
Sucre	— 13.2	— 15.4	— 14.8	— 13.9	— 12.8	— 11.8
Tolima	— 6.9	— 6.5	— 5.5	— 6.3	— 5.8	— 5.4
Valle	—	—	—	—	—	—
TOTAL	— 2.0	— 1.6	— 1.0	— 0.6	— 0.2	0.2

FUENTE: DNP. Proyecciones departamentales de población (Tabulados).
* Incluye Migración Internacional.

²⁵ Incluyen las migraciones internacionales.

b. Urbanización

En el futuro, el proceso de urbanización continuará cada vez con menor intensidad en razón, de una parte, de los descensos previstos en el ritmo de crecimiento poblacional y, de otra, de la reducción en los desplazamientos internos de población. Se estima que la población urbana pasará de 16 millones en 1978, a 28 millones en el año 2003, representando un 63% y 75%, respectivamente, de la población total nacional. La tasa de crecimiento urbano se reducirá de un 3.00/o en el quinquenio 78-83 a 1.70/o en el período 1998-2003. De otra parte, la población rural permanecerá prácticamente estacionaria en los próximos 25 años, con un volumen aproximado de 9.3 millones de habitantes y con tasas de crecimiento cercanas a cero (Cuadro No. 6).

Cuadro No. 11

COLOMBIA: DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE LA POBLACION TOTAL Y URBANA DEPARTAMENTAL Y REGIONAL 1978 - 1998

Regiones y Departamentos	1978		1983		1988		1993		1998	
	P. Urb. Dpto. P.Tot. Urbana	P. Total Dpto. País	P. Urb. Dpto. P.Tot. Urbana	P. Tot. Deptal. País	P. Urb. Dpto. P.Tot. Urbana	P.Tot. Deptal. País	P. Urb. Dpto. P.Tot. Urbana	P.Tot. Deptal. País	P. Urb. Dpto. P.Tot. Urbana	P. Tot. Deptal. País
Bogotá, D.F.	21.3	13.8	22.2	15.1	23.0	16.3	23.6	17.3	24.0	18.1
Reg. Atlántica										
Atlántico	6.8	4.7	6.7	4.9	6.6	5.0	6.6	5.2	6.6	5.3
Bolívar	3.9	4.1	3.8	4.1	3.8	4.0	3.7	4.1	3.7	4.0
Magdalena	1.8	2.5	1.7	2.3	1.5	2.2	1.4	2.1	1.4	2.0
Córdoba	1.8	3.2	1.8	3.1	1.8	3.1	1.8	3.0	1.8	3.0
Sucre	1.3	1.6	1.2	1.5	1.2	1.4	1.2	1.4	1.2	1.3
Guajira	0.7	0.9	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
Cesar	1.6	1.8	1.8	1.9	2.0	2.0	2.1	2.2	2.3	2.3
Subtotal	17.9	18.8	17.8	18.7	17.8	18.7	17.8	19.0	18.1	19.0
Reg. Central										
Caldas	3.2	3.5	3.0	3.3	2.8	3.1	2.6	2.9	2.5	2.7
Quindío	1.6	1.4	1.4	1.3	1.3	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1
Risaralda	2.5	2.2	2.4	2.2	2.3	2.1	2.2	2.0	2.1	1.9
Antioquia	16.4	15.0	16.3	15.1	16.3	15.0	16.0	15.0	15.8	14.9
Tolima	3.9	4.6	3.9	4.5	3.9	4.5	4.0	4.4	4.0	4.4
Huila	1.9	2.4	2.0	2.4	2.0	2.5	2.0	2.5	2.1	2.5
Subtotal	29.5	29.1	29.0	28.8	28.6	28.4	28.0	27.9	27.6	27.5
Región Oriental										
N. de Santander	2.6	3.2	2.6	3.2	2.6	3.2	2.6	3.2	2.6	3.3
Santander	5.1	5.5	5.2	5.4	5.2	5.2	5.1	5.1	5.0	5.0
Boyacá	2.5	4.8	2.4	4.5	2.5	4.3	2.5	4.1	2.5	4.0
Cundinamarca	3.3	5.3	3.3	4.9	3.2	4.6	3.2	4.4	3.2	4.3
Meta	1.2	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.6	1.7	1.8	1.8
Subtotal	14.7	20.0	14.8	19.4	14.8	18.9	15.0	18.5	15.1	18.4
Región Pacífica										
Valle	12.4	10.2	12.0	10.1	11.6	10.0	11.4	9.8	11.0	9.7
Nariño	2.2	3.8	2.3	3.7	2.2	3.7	2.2	3.6	2.2	3.6
Cauca	1.6	3.3	1.6	3.2	1.5	3.0	1.5	2.9	1.5	2.7
Chocó	0.4	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0	0.5	1.0
Subtotal	16.6	18.3	16.2	18.0	15.8	17.7	15.6	17.3	15.2	17.0
Total País	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

FUENTE: Proyecciones DNP-UDS, Grupo de Población

c. Distribución espacial de la población

Si bien el proceso de urbanización se irá atenuando, el patrón de distribución espacial de la población dentro del territorio nacional no experimentará mayores alteraciones, y la población continuará concentrándose en unos pocos departamentos y conglomerados urbanos. Se estima que hacia finales del siglo

el 57% de la población departamental habitará en seis secciones del país: Bogotá, Antioquia, Valle, Atlántico, Santander y Tolima. En los próximos 25 años, la concentración poblacional se acentuará tan sólo en Bogotá, Atlántico, Guajira, Cesar y Meta, con mayor énfasis en la capital del país. Los restantes departamentos irán perdiendo peso relativo (Cuadro No. 11).

Por otra parte, durante los próximos 25 años la población colombiana continuará concentrándose, cada vez en una mayor proporción, en los conglomerados urbanos de 500.000 y más habitantes, con especial énfasis en las cuatro principales ciudades, al tiempo que la concentración en las ciudades inter medias y menores de 100.000 se irá reduciendo. La proporción de población concentrada en las ciudades de más de 500.000 habitantes pasará de un 29 en 1978 a un 45% a finales del siglo, la concentración en Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla y sus áreas metropolitanas, pasará de un 29% a un 38% en el mismo lapso. En las ciudades intermedias se localizaba el 13% de los colombianos en 1978 y a finales del siglo lo hará el 12%. Finalmente, en las localidades menores de 100.000 habitantes, la proporción bajará de 20% a 18% en los próximos 25 años (Cuadro No. 12).

La diversificación de la malla urbana acompañará al fenómeno de la concentración. Se estima que el número de ciudades de más de 500.000 habitantes llegará a 8 en el año 1998 y las ciudades intermedias a 20 (Cuadro No. 12). Se calcula que a comienzos del siguiente siglo todas las capitales de departamento, con excepción de Riohacha y Quibdó, entrarán dentro de esta categoría.

En síntesis, en el desarrollo urbano futuro continuarán registrándose los dos aspectos que lo han caracterizado hasta el presente: fuerte concentración en las cabeceras de 500.000 y más habitantes e incremento en el número de ciudades intermedias y de menor tamaño.

5. TAMAÑO, RITMO DE CRECIMIENTO Y ESTRUCTURA DE LA POBLACION

A. Tamaño y ritmo de crecimiento

La dinámica demográfica colombiana en la segunda mitad del presente siglo muestra dos tendencias claramente diferenciadas: a) un rápido ritmo de crecimiento de la población hasta mediados de la década del 60, producto de una mortalidad en descenso y de una fecundidad elevada y constante en el tiempo y b) una desaceleración en el ritmo de crecimiento, desde ese entonces, producto de los descensos registrados en los niveles de la fecundidad. En efecto, la tasa de crecimiento geométrico pasó de 3.1% entre 1951-1964, a 2.8%, entre 1964-1973 y a 2.0% en 1980. Este crecimiento registra marcadas diferencias en el ámbito regional, departamental y por zonas. En el período 1964-1973, las "Cabeceras Municipales" crecieron a una tasa de 4.3% en tanto que la población localizada fuera de las cabeceras creció al 1% anual (Cuadro No. 6).

Cuadro No. 12

**COLOMBIA: POBLACION DEL PAIS SEGUN NUMERO Y TAMAÑO DE
LOS CONGLOMERADOS URBANOS Y AREAS METROPOLITANAS
1978 - 1998**

Conglomerados según tamaño y Areas Metropolitanas	1978			1983			1988			1993			1998		
	No. Cabe-ceras	Poblacion	P.urbana P. total o/o	No. Cabe-ceras	Poblacion	P.urbana P. total o/o	No. Cabe-ceras	Poblacion	P.urbana P. total o/o	No. Cabe-ceras	Poblacion	P.urbana P. total o/o	No. Cabe-ceras	Poblacion	P.urbana P. total o/o
P. Urbana		15.664.256	62.8		18.217.020	62.2		20.814.270	69.1		23.550.653	71.6		26.201.263	73.7
500.000 y más	4	7.294.504	29.3	5	9.256.497	33.7	5	10.869.143	36.1	6	12.971.843	39.5	6	14.493.595	40.8
100.000 a 499.999	17	3.320.260	13.3	18	3.506.225	12.7	18	4.029.666	13.4	21	4.486.513	13.6	22	5.044.296	14.2
Menos de 100.000	—	5.049.492	20.2	—	5.454.298	19.8	—	5.915.461	19.6	—	6.092.297	18.5	—	6.663.372	18.7
P. RURAL	—	9.257.744	37.2	—	9.285.980	33.8	—	9.308.730	30.9	—	9.327.347	28.4	—	9.342.737	26.3
P. Total País	—	24.922.000	100.0	—	27.503.000	100.0	—	30.123.000	100.0	—	32.878.000	100.0	—	35.544.000	100.0
Areas Metropolitanas															
— Bogotá D.E.	—	3.403.701	13.7	—	4.140.682	15.1	—	4.920.278	16.3	—	5.693.786	17.3	—	6.432.618	18.1
— Medellín y Valle de Aburrá	—	1.835.542	7.4	—	2.177.512	7.9	—	2.569.482	8.5	—	2.911.452	8.9	—	3.252.352	9.2
— Cali y Yumbo	—	1.165.460	4.7	—	1.337.209	4.9	—	1.507.643	5.0	—	1.665.426	5.1	—	1.793.026	5.0
— Barranquilla y Soledad	—	889.801	3.6	—	1.039.452	3.8	—	1.207.166	4.0	—	1.384.846	4.2	—	1.504.946	4.2
Subtotal Ar. Met.	—	7.294.504	29.4	—	8.694.855	31.7	—	10.204.569	33.8	—	11.655.010	35.5	—	12.982.942	36.5

FUENTE: Proyecciones DNP - UDS - Grupo de Población.

Con base en las tendencias históricas y en los cambios recientes de los componentes demográficos (fecundidad, mortalidad y migración) se ha elaborado un juego de proyecciones para el período 1978-2003 el cual permite estimar para el país a finales de siglo una población aproximada de 37 millones de habitantes (Cuadro No. 6).

B. Estructura de la población

De producirse el comportamiento previsto en la dinámica de la población, la estructura de edades registrará cambios fundamentales, disminuyendo la proporción de población dependiente²⁶ e incrementándose la población potencialmente activa²⁷ (Gráfico No. 2), según se detalla a continuación.

a. Población menor de 15 años

El efecto más visible del descenso de la fecundidad será el cambio del volumen y la proporción de la población de menores de 15 años. En 1964 este grupo comprendía el 46.8% de la población total del país; en 1973 había descendido al 44.8% y se espera que para el año 2000 representará sólo el 31.6% (Cuadro No. 13).

b. Población de 15 a 64 años

²⁶ Población constituida por los menores de 15 años y los mayores de 65.

²⁷ Población comprendida entre 15 y 65 años.

Este grupo no se verá afectado en el corto y mediano plazo por los descensos en la fecundidad. Su volumen pasará de 12.6 millones en 1975 a 23.4 millones a fines del siglo; es decir que prácticamente experimentará una duplicación en lo que resta del siglo. En términos relativos irá aumentando su importancia dentro de la población del país. En 1964 representaba el 50.3%; en 1973 el 52.4% y se estima que para el año 2.000 este grupo contenga cerca de dos terceras partes de la población colombiana (Cuadro No. 13).

c. Población mayor de 65 años

Como efecto conjunto del descenso de la fecundidad y de la mortalidad, la población mayor de 65 años se incrementará notablemente en el futuro, pasando de 600 mil en 1975 a un millón seiscientos mil, aproximadamente, a fines del presente siglo. Dentro del conjunto de la población su importancia relativa pasará de 2.8% en 1975 a 4.4% en el año 2000 (Cuadro No. 13).

Cuadro No. 13
COLOMBIA: POBLACION POR GRUPOS DE EDAD
1964 — 2003

AÑOS	Menores de 15 años		De 15 a 64 años		De 65 y más años	
	No.	o/o	No.	o/o	No.	o/o
1964	8.448.0	46.8	9.075.0	50.3	529.0	2.9
1973	10.209.0	44.8	11.928.0	52.4	635.0	2.8
1975	10.216.0	43.5	12.599.0	53.7	661.0	2.8
1980	10.378.0	40.0	14.763.0	56.9	799.0	3.1
1990	10.854.0	34.8	19.233.0	61.6	1.132.0	3.6
2000	11.570.0	31.6	23.421.0	64.0	1.592.0	4.4

FUENTE: DNP - Colombia: Proyecciones de Población... op. cit.

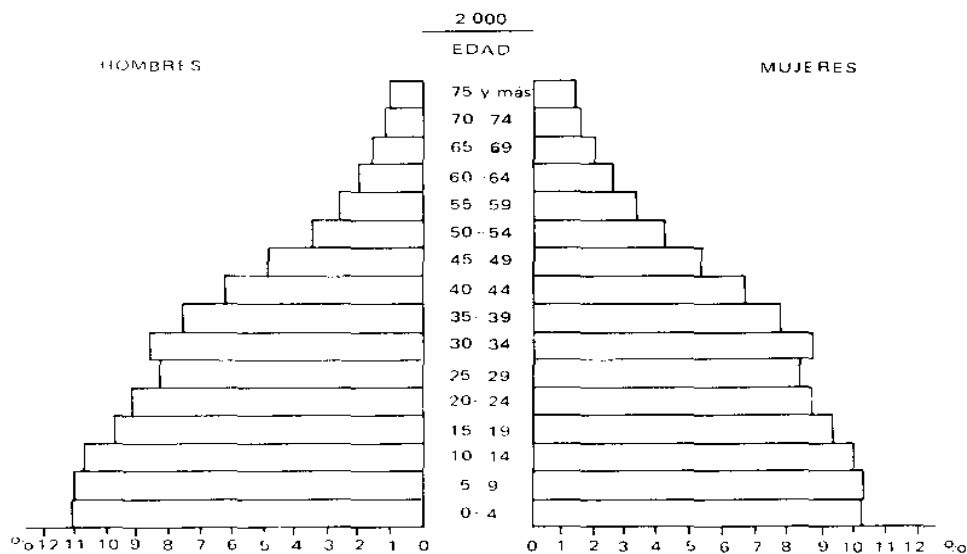
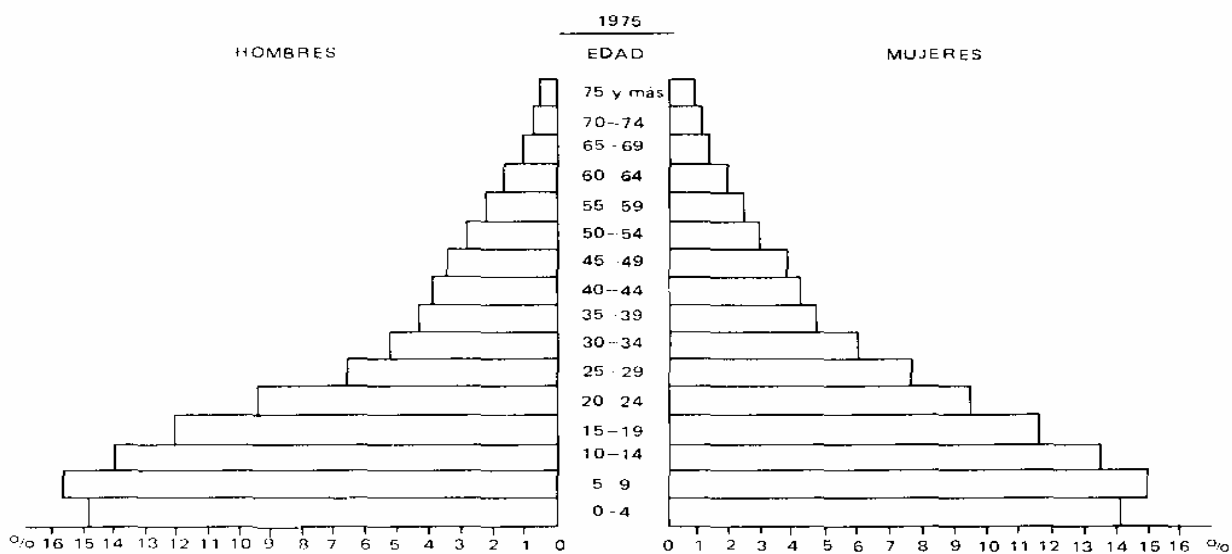
6. ALGUNAS IMPLICACIONES DE LA TRANSICION DEMOGRAFICA

La nueva dinámica de crecimiento poblacional tendrá una serie de repercusiones en la estructura socioeconómica global y, en tal sentido, se constituirá en un elemento impulsador del desarrollo, en la medida que las políticas se adecuen al nuevo acontecer demográfico.

Los descensos previstos en los niveles de la fecundidad producirán transformaciones en la composición de la estructura familiar, reduciéndose el número promedio de hijos por familia. Tal hecho incrementará la capacidad de ahorro de las unidades domésticas y transformará la estructura de la demanda. Algunos estudios han establecido que la reducción en el tamaño familiar tiene, sobre la composición del gasto, efectos muy similares a los de un crecimiento en el ingreso per cápita, esto es, disminuye relativamente el

consumo de alimentos, mientras aumenta la demanda por vestuario, bienes de consumo durable y vivienda- En suma, el menor tamaño familiar acelerará la modernización de la estructura de la demanda, creando nuevos mercados y oportunidades de inversión²⁸.

Gráfico No. 2
ESTRUCTURA DE LA POBLACION SEGUN SEXO Y GRUPOS DE EDAD
1975 - 2.000



FUENTE: Con base en los datos de DNP, Colombia Proyecciones, ... OPCIT

²⁸ López de Rodríguez, Cecilia, Gómez Buendía, Hernando. **Familia y consumo en la ciudad colombiana**. Fundación para la Educación superior y el Desarrollo (FEDESARROLLO). Bogotá, D.E. 1977.

La pérdida gradual de la importancia relativa de la población menor de quince años tendrá resultados benéficos sobre los servicios de educación, salud y recreación, entre otros, al disminuir el ritmo de incremento de la demanda de esos servicios, permitiendo al Estado encauzar sus esfuerzos y recursos en una mayor proporción a mejorar los aspectos cualitativos de los mismos.

A su vez, el fuerte incremento que experimentará la población de 15 a 64 años tendrá una importante repercusión en la oferta de trabajo, de tal manera que en lo que queda del presente siglo ésta irá en progresivo ascenso. Este hecho pone de relieve la importancia de diseñar y ejecutar políticas que garanticen el enganche de esta nueva población a las actividades productivas.

Por último, puesto que la estructura de la población colombiana irá experimentando un envejecimiento paulatino, toda vez que hacia el futuro la población de 65 y más años irá en aumento, es preciso que el gobierno empiece a diseñar desde ya políticas que le permitan suministrar asistencia adecuada a dicho segmento de la población, en términos de seguridad social, salud, régimen de jubilaciones y pensiones, entre otras.

La nueva situación demográfica del país constituye, sin duda, un factor positivo para el desarrollo urbano y regional, ya que el ritmo de crecimiento de la población en los principales conjuntos urbanos ha descendido significativamente, lo que implica poder tener un mayor control sobre el fenómeno de la urbanización y concentración de la población. Teniendo en cuenta las nuevas perspectivas del desenvolvimiento demográfico es razonable suponer que en el futuro el fenómeno del crecimiento urbano no revestirá las magnitudes ni ocasionará los resultados caóticos que se preveían antes que tuviera lugar en el país la transición demográfica.

Capítulo II

El sector energético

ENERGÍA ELÉCTRICA

1. SITUACION ACTUAL

A. Capacidad instalada

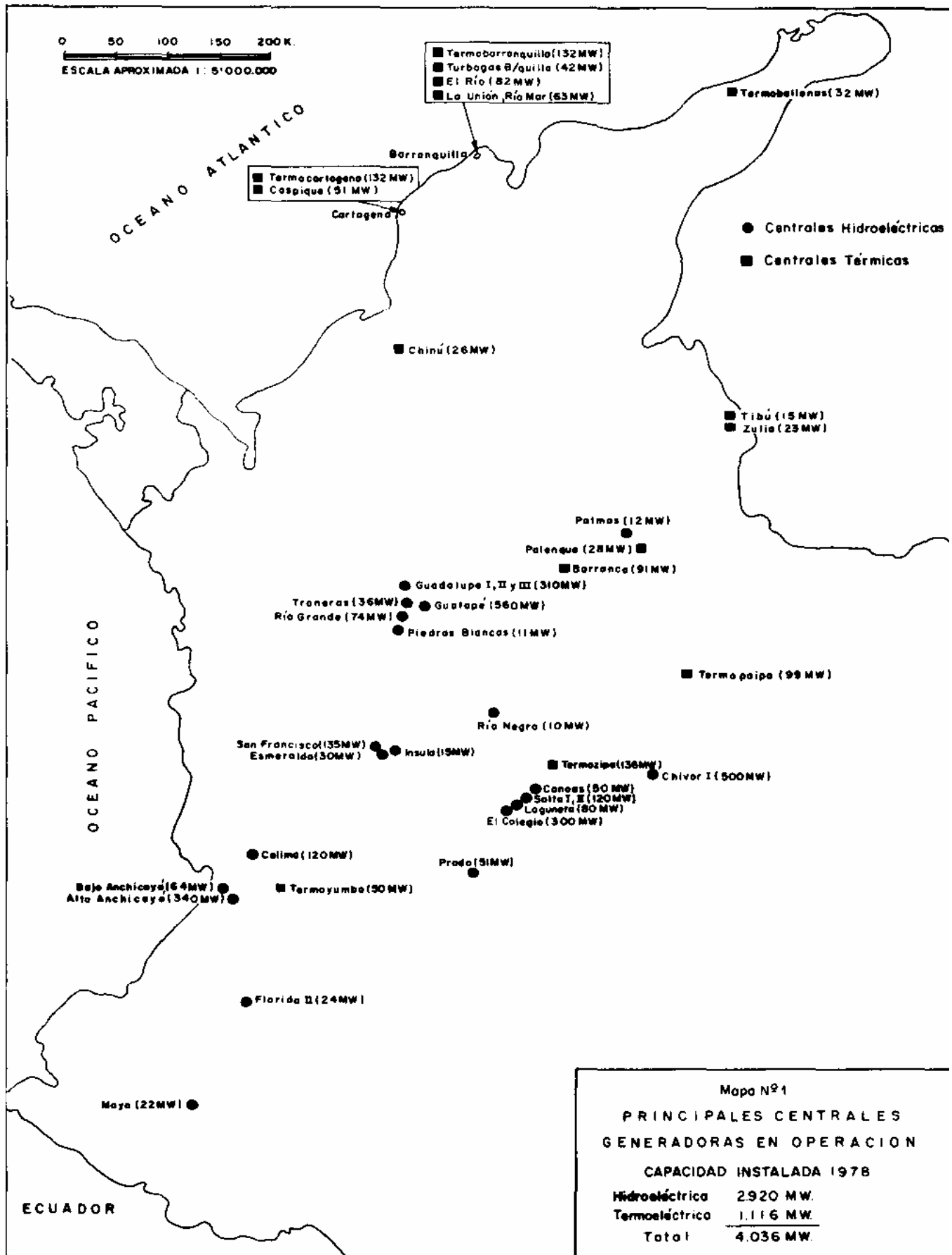
La capacidad instalada en el país a finales de 1978 era aproximadamente de 4.000 MW de los cuales un 72% era de origen hidroeléctrico y un 28% de origen termoeléctrico. Su distribución por subsistemas se presenta en el Cuadro No. 1 (véase también el Mapa No. 1).

Cuadro No. 1

CAPACIDAD INSTALADA DEL SECTOR ELECTRICO

Entidad ¹	Capacidad Total		Capacidad Hidráulica		Capacidad Térmica	
	M W	%	M W	%	M W	%
ISA	500	12.4	500	17.1	0	0.0
EEEB	684	16.9	548	18.8	136	12.2
EPM	999	24.8	999	34.2	0	0.0
CVC	584	14.5	534	18.3	50	4.5
ICEL	682	16.9	339	11.6	343	30.7
Sub-Total Sistema						
Central ²	3449	85.5	2920	100.0	529	47.4
CORELCA	587	14.5	0	0.0	587	52.6
TOTAL ³	4036	100.0	2920	100.0	1116	100.0

1. ISA-Interconexión Eléctrica S.A., EEEB-Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, EPM-Empresas Públicas de Medellín, CVC-Corporación Autónoma Regional del Cauca, ICEL-Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, CORELCA-Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica.
2. El sistema central se interconectará con el sistema CORELCA a partir de 1982, mediante una línea a 500 kV.
3. En estas capacidades no se incluyen algunos autoprodutores importantes y localidades abastecidas por centrales menores que no se encuentran interconectadas a los subsistemas existentes.



0 50 100 150 200 K.
 ESCALA APROXIMADA 1:5'000.000

OCEANO ATLANTICO

OCEANO PACIFICO

ECUADOR

■ Termobarranquilla (132 MW)
 ■ Turbogas B/quilla (42 MW)
 ■ El Río (82 MW)
 ■ La Unión, Río Mar (63 MW)

■ Termocartagena (132 MW)
 ■ Cospique (51 MW)

● Centrales Hidroeléctricas
 ■ Centrales Térmicas

Barranquilla

Cartagena

■ Termobellenas (32 MW)

■ Chinú (26 MW)

■ Tibú (15 MW)
 ■ Zulia (23 MW)

Palmas (12 MW)

Palenque (28 MW) ■

■ Barranca (91 MW)

● Guadalupe I, II y III (310 MW)

Troneras (36 MW) ● ● Gustapé (560 MW)
 Río Grande (74 MW) ● ● Piedras Blancas (11 MW)

■ Termopampa (99 MW)

Río Negro (10 MW)

San Francisco (35 MW) ● ● Insula (19 MW)
 Esmeralda (30 MW)

■ Termozipe (136 MW)

● Chivor I (500 MW)

● Canoa (50 MW)
 ● Salta I, II (120 MW)
 ● Laguna (80 MW)
 ● El Colegio (300 MW)

● Celima (120 MW)

Prado (51 MW)

Bajo Anchicaya (64 MW) ● ●
 Alta Anchicaya (340 MW) ● ●

■ Termoyumba (50 MW)

● Florida II (24 MW)

● Maya (22 MW)

E. Generación

El potencial hidroeléctrico de Colombia, de acuerdo con los resultados del Estudio del Sector de Energía Eléctrica —ESEE—, es de 93.085 MW repartidos en 308 proyectos. De ellos, en la actualidad están en operación 22, con una capacidad instalada de 2.920 MW. Además se encuentran en construcción los siguientes proyectos: Chivor II (500 MW), Paraíso—La Guaca (600 MW), San Carlos I (620 MW) y San Carlos II (620 MW).

Por su parte, el sistema de generación termoeléctrica está compuesto por 16 plantas en operación con una capacidad instalada de 1.116 MW. Otros 5 proyectos, actualmente en construcción, adicionarán al sistema 480 MW.

C. Transmisión

Para finales de 1978 el país contaba con 1.987 km de líneas de transmisión a 230 kV y 2.789 km de líneas a 115 kV. Estas líneas constituyen el medio de interconexión entre los diferentes subsistemas.

D. Cobertura del servicio eléctrico

Para finales de 1978 se tenía un total aproximado de 2.11 millones de usuarios directos, atendidos por el servicio de energía eléctrica, con un cubrimiento estimado de 14.200.000 habitantes. La cobertura promedio del servicio era de un 57%, con un 13% en el sector rural y un 86% en el sector urbano.

2. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGIA Y CAPACIDAD INSTALADA

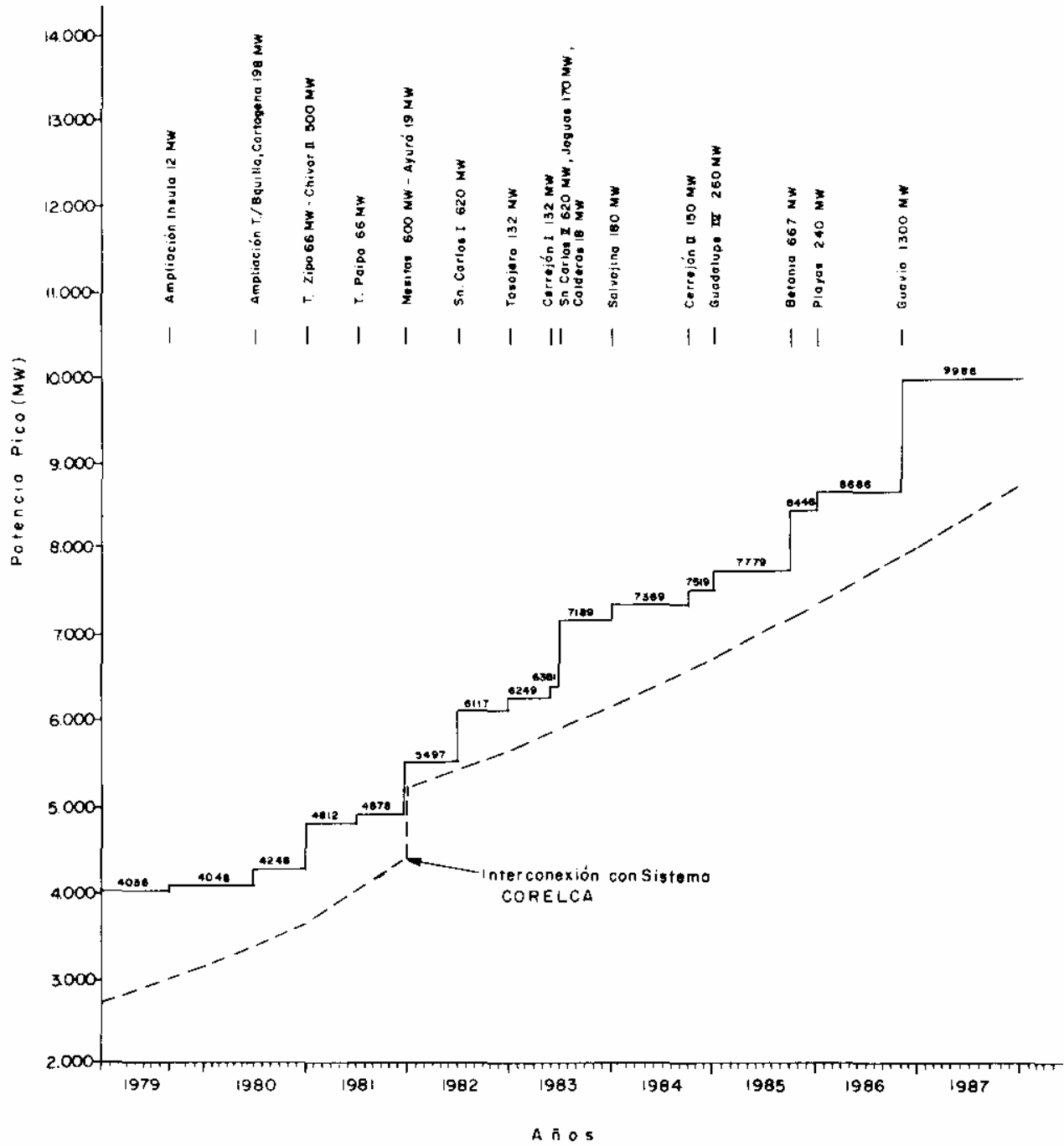
El cubrimiento de la demanda de energía eléctrica y de la capacidad instalada proyectada en el Estudio del Sector de Energía Eléctrica —ESEE—, ya mencionado, se presenta en la siguiente tabla y en el Gráfico No. 1.

Año	Energía GWh	Potencia MW ¹	kWh/hab.
1979	18890	4100	743
1980	20800	4500	802
1981	23700	4940	896
1982 ²	26000	5640	964
1983	28500	6200	1036
1984	30900	6730	1103
1985	33900	7400	1190
1990	51200	11200	1640
1995	75000	16400	2209
2000	107900	23600	2949

1. Incluye reserva de un 15%.

2. Año de interconexión del Sistema Central con el Sistema CORELCA.

Gráfico N° 1
PROYECCIONES DE DEMANDA PICO Y CAPACIDAD INSTALADA
 1979 - 1987



CONVENCIONES

- Capacidad Instalada
- - - Demanda Pico más 15% de Capacidad de Reserva

El crecimiento de la demanda de energía fue del 10% anual en el período 1970-1978. Para el futuro, de acuerdo con las tendencias actuales, se espera un crecimiento promedio del 8.9% hasta el año 2000.

3. PRIORIDADES PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR

El objetivo principal del Plan de Desarrollo es satisfacer la demanda de energía eléctrica en el corto y mediano plazo. Para ello se continuarán e iniciarán nuevas obras en generación, transmisión y distribución de energía. Por otra parte, se hará un plan de estudios que garantizará el suministro del servicio eléctrico hasta finales de la década del ochenta y principios de la década del noventa.

Aparte de satisfacer la demanda de las regiones que cuentan con electricidad, uno de los fundamentos del desarrollo del sector será el ampliar el servicio a las zonas marginadas tanto urbanas como rurales, para lo cual se adelantarán programas de electrificación a nivel nacional y regional.

Por otra parte, el sector eléctrico apoyará, en la medida de su competencia, las acciones tendientes a lograr la optimización de los recursos energéticos, entre otras las políticas de sustitución y los programas de fuentes no convencionales de energía. Dentro de esta óptica, se iniciará un plan de recursos renovables, un plan de microcentrales y estudios para el aprovechamiento de la energía geotérmica.

4. PROYECTOS

A. Descripción de los proyectos que entrarán en operación en el período 1979-1982.

a. Generación

A continuación se incluye una descripción de los proyectos de generación que entrarán en operación en este período, así como su cronograma de construcción y costo estimado. En el Cuadro No. 2 se presenta un resumen de los costos estimados de los proyectos de generación:

- 1) **Desviaciones de los ríos Tunjita, Rucio y Negro hacia el embalse de Chivor.** Entidad ejecutora: ISA. El proyecto consiste en la desviación de los ríos Negro y Rucio, tributarios del río Guavio, hacia la hoya del río Batí y la desviación del río Tunjita, tributario del río Lengupá, hacia el embalse de la Esmeralda para aprovechar sus caudales en la Central Hidroeléctrica de Chivor, e incrementar así su capacidad de generación en 800 GWh/año.
- 2) **Desviaciones de los ríos Nechí, Pajarito y Dolores. Entidad ejecutora: EPM.** El proyecto consiste en desviar el sistema Nechí-Pajaxito-Dolores hacia el río Concepción, para aumentar el caudal en las

plantas Troneras y Guadalupe en 20 m3/seg. e incrementar la generación de EPM en 339 GWh/año.

- 3) **Ampliación Ínsula.** Entidad ejecutora: ICEL — CHEC. El proyecto consiste en la ampliación de la capacidad instalada de la Central Ínsula en 19MW.
- 4) **Programa de Ensanches Termo-Cartagena y Termo-Barranquilla.** Entidad ejecutora: CORELCA. El proyecto consiste en el diseño, suministro e instalación de tres unidades con una capacidad de generación de 66 MW cada una, correspondiendo dos unidades a la Central Térmica de Barranquilla y una a la Central Térmica de Cartagena. Estas centrales contribuirán a respaldar el sistema eléctrico del centro del país a través de la línea de Inter conexión Nacional.

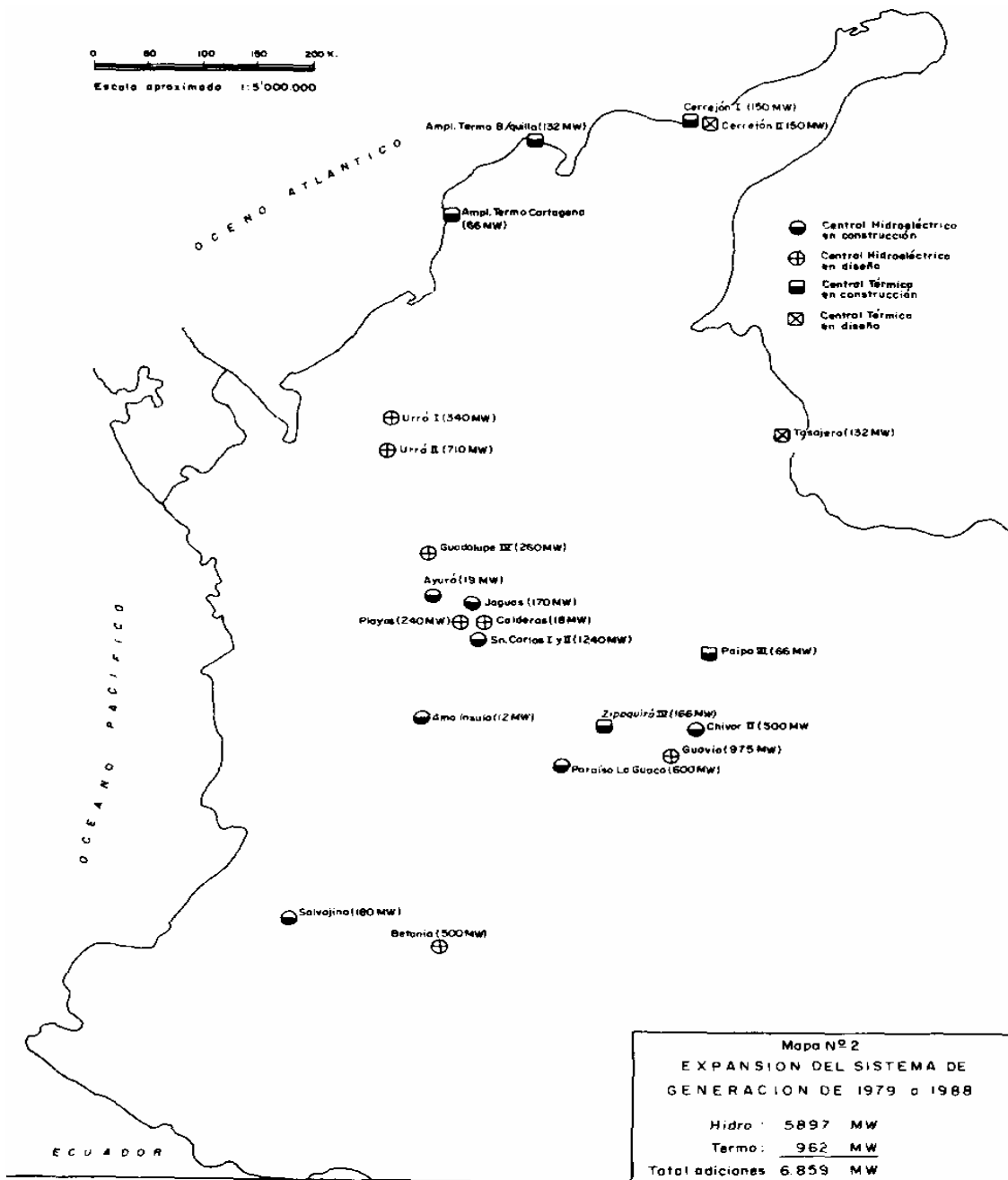
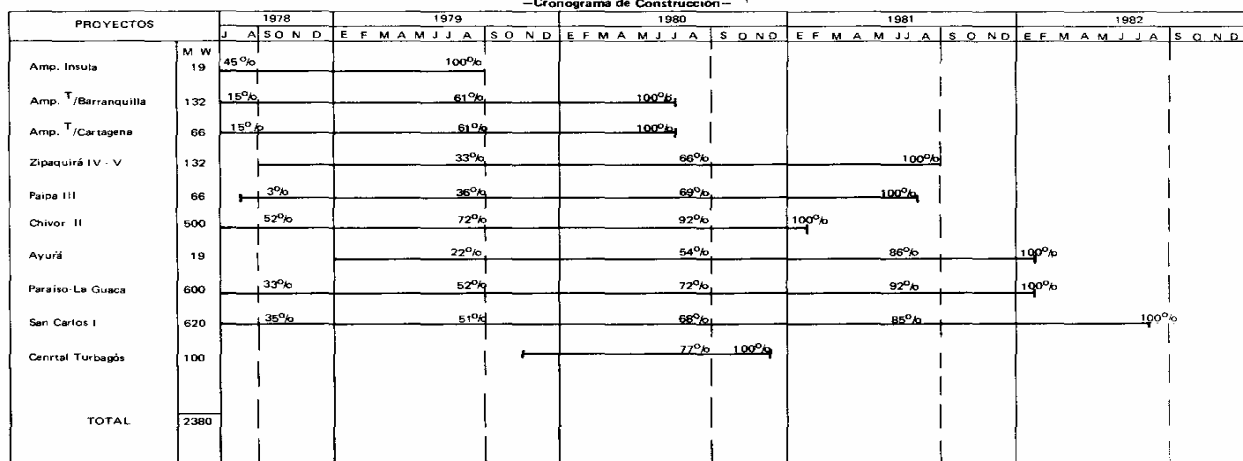


GRAFICO No. 2
 PROYECTOS DE GENERACION QUE ENTRAN EN OPERACION DURANTE EL PERIODO-AGOSTO 1978 - AGOSTO 1982



1/ El cronograma incluye las obras asociadas a los proyectos como son: Construcción de subestaciones, líneas de transmisión y desvío de ríos.

Cuadro No. 2

**COSTO ESTIMADO DE LOS PROYECTOS DE GENERACION
 QUE ENTRARAN EN OPERACION EN EL PERIODO
 1979 - 1982
 (Millones de Dólares)**

PROYECTO	Costo Total	Componente Externa	Componente Local
Desviaciones ríos Tunjita - Rucio - Negro	88.0	62.6	25.4
Desviaciones ríos Nechí - Pajarito - Dolores	17.0	7.1	9.9
Ampliación Insula	4.0	2.5	1.5
Ampliaciones Termo - B/quilla y Termo - Cartagena	136.4	98.9	37.5
Termo - Zipa IV y V	103.0	61.8	41.2
Termo - Paipa III	57.9	34.3	23.6
Chivor II	152.8	110.4	42.4
Ayurá	9.4	5.2	4.2
Paraiso - La Guaca	251.5	143.6	107.9
San Carlos I	370.0	240.0	130.0
Turbogas (100 MW)	62.8	37.8	25.0

NOTA: Precios corrientes

- 5) **Termo-Zipacuirá IV y V.** Entidad ejecutora: ISA. Consiste en la construcción de dos unidades adicionales de 66 MW en la Central Térmica de Zipacuirá, con el fin de suplir parcialmente el déficit esperado de energía para el período 1981-1983.
- 6) **Termo-Paipa III** Entidad ejecutora: ICEL. El proyecto consiste en la ampliación de la capacidad actual de la Central Termoeléctrica de Paipa, en el Departamento de Boyacá, con una unidad térmica de 66 MW a base de carbón.
- 7) **Chivor II. Entidad ejecutora:** ISA. Se aumentará la capacidad instalada de la Central en 500 MW y se construirá una línea de transmisión de doble circuito a 230 kV entre Chivor y Torca.
- 8) **Central Ayurá. Entidad ejecutora:** EPM. El proyecto consiste en el montaje de una unidad generadora de 19MW de capacidad. Para conectar la central al sistema eléctrico sólo se requerirá una corta línea de transmisión a 44 kV.
- 9) **Paraíso- La Guaca.** Entidad ejecutora: EEEB. El proyecto abarca fundamentalmente la construcción y puesta en operación del proyecto hidroeléctrico de Mesitas II, el cual adicionará a la empresa una capacidad instalada de 600 MW, utilizando el caudal adicional del río Bogotá, proveniente del proyecto Chingaza.
- 10) **San Carlos I.** Entidad ejecutora: ISA. El proyecto está localizado en el Departamento de Antioquia, sobre el río Guatapé, y utilizará el caudal natural de este río incrementado con el caudal desviado desde el río Nare a través de la Central de Guatapé, construida por EPM. La regulación se logrará mediante el embalse creado por la presa de Punchiná. Este proyecto tendrá una capacidad de 620 MW.
- 11) **Turbogas (100 MW).** Entidad ejecutora: ISA. Considerando la probabilidad del déficit de energía durante los años de 1981, 1982 y 1983 debido a los atrasos en los proyectos de Chingaza 1, la Línea de Interconexión Nacional y Chivor II se adicionará al sistema central una turbogas con una capacidad instalada de 100 MW, en Chinú.

b. Transmisión

En el Cuadro No. 3 se indican las características principales de las líneas que entran en operación en este período. El cronograma de construcción se presenta en el Gráfico No. 3.

Cuadro No. 3

**LINEAS DE TRANSMISION QUE ENTRARAN EN OPERACION
ENTRE 1980 - 1982**

Líneas	Longitud (km)	No. Cir- cuitos	Tensión (kV)	Entrada en operacion
Chivor - Torca	103	2	230	Dic./80
San Carlos - Guatapé	34	2	230	Agos./81
San Carlos - Bogotá	210	2	230	Agos./82
Mesitas - Bogotá	57	2	230	Marz./82
San Carlos - Cerromatoso				
Chinú - Sabanalarga ¹	519	1	500	Julio/81
Líneas del Plan de Expansión del ICEL				
Neiva - Altamira	110	1	115	Agos./82
Guavio - Villavicencio	70	1	115	Agos./82
Viterbo - Certeguí	30	1	115	Abril/82
Yumbo - Popayán	140	2	230	Agos./82
Popayán - Pasto	162	2	230	Agos./82
Betania - Neiva	30	1	230	Agos./82
Programa de Transmisión de la Guajira				
Riohacha - Cuestecita - Maicao	107	1	115	Dic./80
Cuestecita - San Juan	70	2	115	Dic./80
Termo - Cerrejón - Cuestecita	90	2	115	Dic./80
Cuestecita - Mina	36	2	115	Dic./80
Otras Líneas				
Valledupar - San Juan	52	1	115	Sept./80
Valledupar - Codazzi	60	1	115	Ener./81
Paipa - Barbosa - Chiquinquirá	110	1	115	Julio/80
Quibdó - Certeguí - Itsmina	75	1	115	Oct./80

1. San Carlos - Cerromatoso - Chinú - Sabanalarga (Línea de Interconexión Nacional).
El proyecto consiste en la construcción de una línea de 500 kV, con una longitud total de 519 Km. entre la Central Hidroeléctrica de San Carlos en el Dpto. de Antioquia y la subestación de Sabanalarga en el Dpto. del Atlántico, interconectándose así el sistema de la Costa Atlántica al sistema eléctrico central.

Gráfico NE 3

PROGRAMA DE LINEAS DE TRANSMISION DEFINIDO PARA EL PERIODO - AGOSTO 1976 - AGOSTO 1982 -
- Cronograma Aproximado de Construcción -

LINEA	KM	KV	1978			1979			1980			1981			1982			En Operación
			A	S	O	E	F	M	A	M	J	A	S	O	E	F	M	
Chivero - Torco	103	220				30%			90%			100%						1980
San Carlos - Guatapá	34	220													100%			1981
San Carlos - Bagota	210	220				12%			41%			70%			100%			1982
Mesetas - Bagota	57	220										63%			100%			1982
Carraón - Sta Maria - Fundación	150	220							5%			11%			72%			1983
Esmeralda - Yumbo	194	220							25%			50%			75%			1983
San Carlos - Medellín	90	220													61%			1983
San Carlos - Caramatosa - Chiru - Sabanaharga	519	500				32%			80%			100%						1981
LINEAS DEL PLAN DE EXPANSION DEL ICEL																		
Nevia - Aldamiro	110	115										45%			100%			1982
Guavio - Villavicencia	100	115													100%			1982
Yumbo - Papayán	140	220							31%			66%			100%			1982
Papayán - Pasto	162	220				10%			40%			70%			100%			1982
La Mesa - Ibaqué	110	220													36%			1984
Pasto - Tumaco	210	115							7%			47%			87%			1982
Betania - Papayán - Cali	290	220				7%			35%			63%			91%			1982
Betania - Neiva	35	220													100%			1982
PROGRAMA DE TRANSMISION DE LA GUAJIRA																		
Riochacha - Cusstacá - Maricao	107	110				36%			84%			100%						1980
Cusstacá - San Juan	70	110																
F. Carraón - Cusstacá	90	110																
Cusstacá - Mino	38	110																
OTRAS LINEAS																		
Valledupar - San Juan	52	110				36%			95%			100%						1980
Valledupar - Cedezi	60	110				26%			78%			100%						1981
Pezpe - Barbosa - Chiquinquire	110	116				76%			100%									1980
Yumbo - Cartagena - Itzimina	75	115										86%			100%			1980
	2969																	

* Doble circuito

e. Electrificación rural

1) **Plan nacional de electrificación rural — ICEL.** Entidad ejecutora: ICEL. Este proyecto alcanzará un cubrimiento aproximado de 150.000 nuevos usuarios rurales distribuidos en todo el territorio de la jurisdicción de ICEL y el correspondiente a la CVC. El cubrimiento del programa representa aproximadamente el 10% del total nacional de viviendas rurales y su costo estimado es de US \$150 millones.

2) **Programa de electrificación rural zona CORELCA.** Entidad ejecutora: CORELCA. Forman parte de este proyecto dos subprogramas denominados programas de electrificación rural Córdoba-Sucre-Sur de Bolívar y Magdalena Medio-Cesar-Guajira. El proyecto alcanzará un cubrimiento aproximado de 60.000 usuarios con un costo estimado de US \$60 millones.

3) **Desarrollo rural integrado (DRI).** Entidad ejecutora: ICEL. El proyecto cubre los Departamentos de Cauca, Nariño, Córdoba, Sucre, Santander, Boyacá, Cundinamarca y Antioquia. La cobertura esperada del programa es de 40.000 usuarios rurales, habiéndose ejecutado obras hasta el momento para 12.000 viviendas. El costo de este proyecto asciende a \$147 millones.

4) **Plan trienal de los Territorios Nacionales.** Entidad ejecutora: ICEL. Consiste en la construcción de nuevas redes de distribución en los Territorios

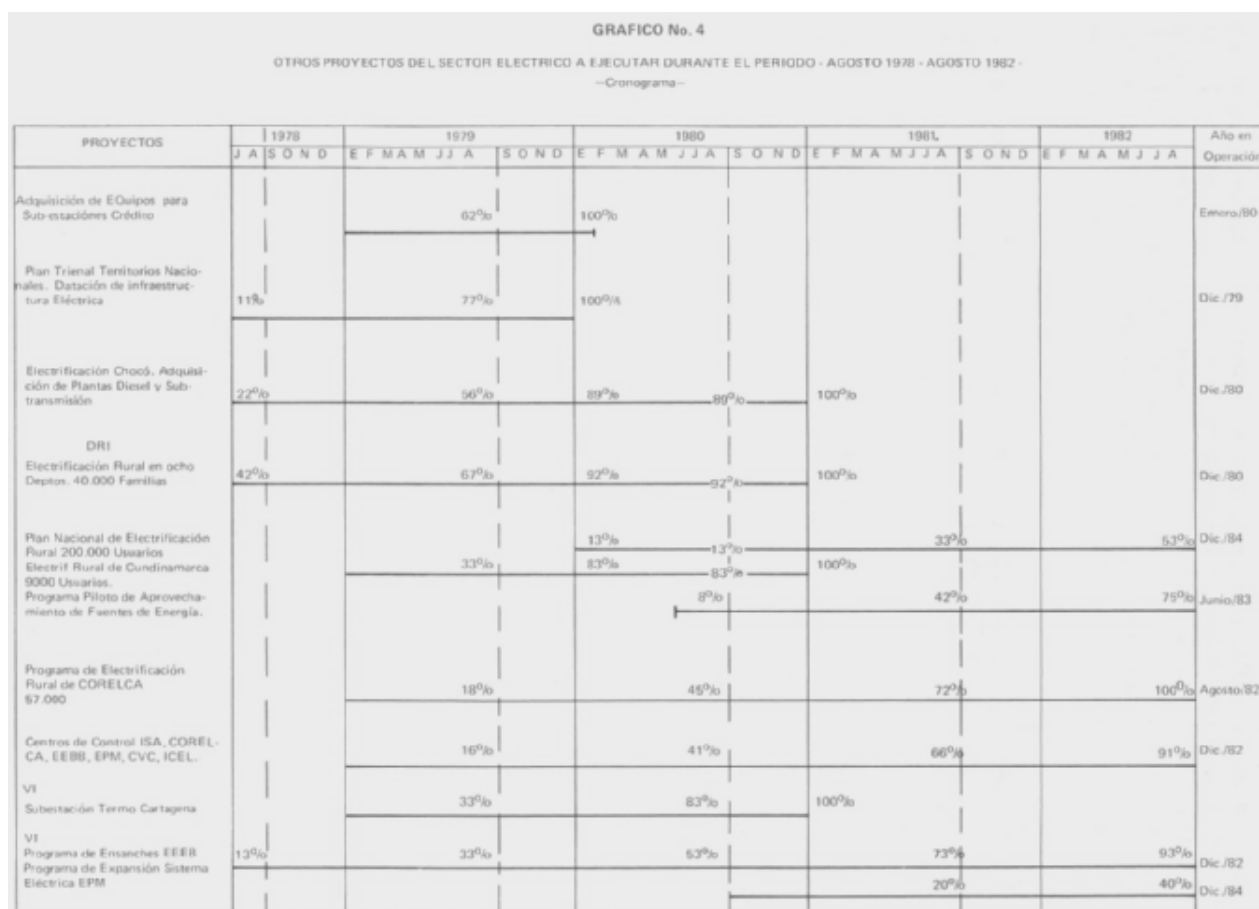
de Arauca, Casanare, Putumayo, Amazonas, Guainía, Guaviare y Vichada, la remodelación de redes en Caquetá y la construcción de la subestación de Florencia. Su costo es del orden de los \$73 millones.

5) **Electrificación Chocó.** Entidad ejecutora: ICEL. Este Flan comprende la adquisición de plantas diesel para 12 localidades con una capacidad total de 1.665 kVA; la construcción de 155 km de líneas de 115 kV, 7 km de líneas de 13.2 kV, 26 km de longitud de circuitos secundarios y una capacidad de transformación de más de 20 MVA. El costo del proyecto asciende a \$49 millones.

6) **Electrificación rural de Cundinamarca.** Entidad ejecutora: Electrificadora de Cundinamarca, Gobernación y CAR. Contempla la instalación del servicio de energía eléctrica para 9.000 viviendas rurales del Departamento de Cundinamarca, lo que implica un incremento del 31% en la cobertura actual²⁹. El programa tiene un costo aproximado de \$343 millones.

d. *Otros proyectos*

A continuación se describen algunos proyectos adicionales, indicándose su cronograma de construcción, conjuntamente con los programas de electrificación rural, en el Gráfico No. 4.



²⁹ La cobertura actual del departamento es de 20%

- 1) **Programa piloto de aprovechamiento de fuentes alternas de energía.** Entidad ejecutora: ICEL. Este programa se pretende ejecutar inicialmente en algunos sectores rurales de los contemplados por el programa DRI y su alcance incluye la utilización de fuentes tales como: la energía solar, la energía eólica, la bioconversión, la utilización de briquetas de carbón y estufas de leña especialmente diseñadas y el aprovechamiento de pequeños caudales para la instalación de minicentrales. Su costo estimado es de \$100 millones.
- 2) **VI Programa de Ensanches de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá.** Entidad ejecutora: EEEB. El proyecto consiste en la expansión del sistema de subtransmisión y distribución de la zona urbana y del sistema de distribución rural. El costo estimado es de US\$204.5 millones.
- 3) **Programa de expansión del sistema de subtransmisión y distribución de las Empresas Públicas de Medellín.** El proyecto consta de dos partes: expansión del sistema de subtransmisión y distribución de la zona urbana y expansión del sistema de distribución rural. Su costo estimado es de US \$90 millones.
- 4) **Centros de Control.** Durante el período 1979-1982 ISA adelantará los estudios e iniciará la construcción de un Centro de Control Nacional cuyo objetivo es coordinar la operación del sistema interconectado, estimando se su costo en US \$15 millones. Así mismo, se adelantarán los estudios y se iniciará la construcción de Centros de Control regionales para los sistemas correspondientes a la CVC, EEEB, EPM, ICEL y CORELCA. Estos centros de control regional operarán en coordinación con el C de Control Nacional y su costo estimado es de US \$50 millones.
- 5) **Subestación Termo-Cartagena.** Entidad ejecutora: CORELCA. El proyecto consiste en la construcción de una subestación a 220/66 kV, localizada en la planta de Termo-Cartagena con el fin de constituir un nuevo punto de alimentación a la red de subtransmisión de la ciudad de Cartagena. El costo estimado es de US\$ 2 millones.
- 6) **Adquisición de equipos para subestaciones.** Entidad ejecutora: ICEL. El proyecto consiste en la adquisición de los equipos para la subestación Belén de Cúcuta y de equipos para patios en las subestaciones de Bucaramanga, Belencito, Esmeralda, Ínsula, La Rosa, Regivit, La Victoria, El Papayo, Mariquita y Boavita. Este proyecto tiene un costo aproximado de US \$40 millones.

B. Descripción de los proyectos que entrarán en operación con posterioridad a 1982.

a. Generación

A continuación se describen los proyectos de generación, cuya construcción se inicia durante el período 1979-1982 pero que entrarán en operación con posterioridad a 1982. Su cronograma de construcción se presenta en el Gráfico No. 5 y los costos correspondientes se muestran en el Cuadro No. 4.

Cuadro No. 4

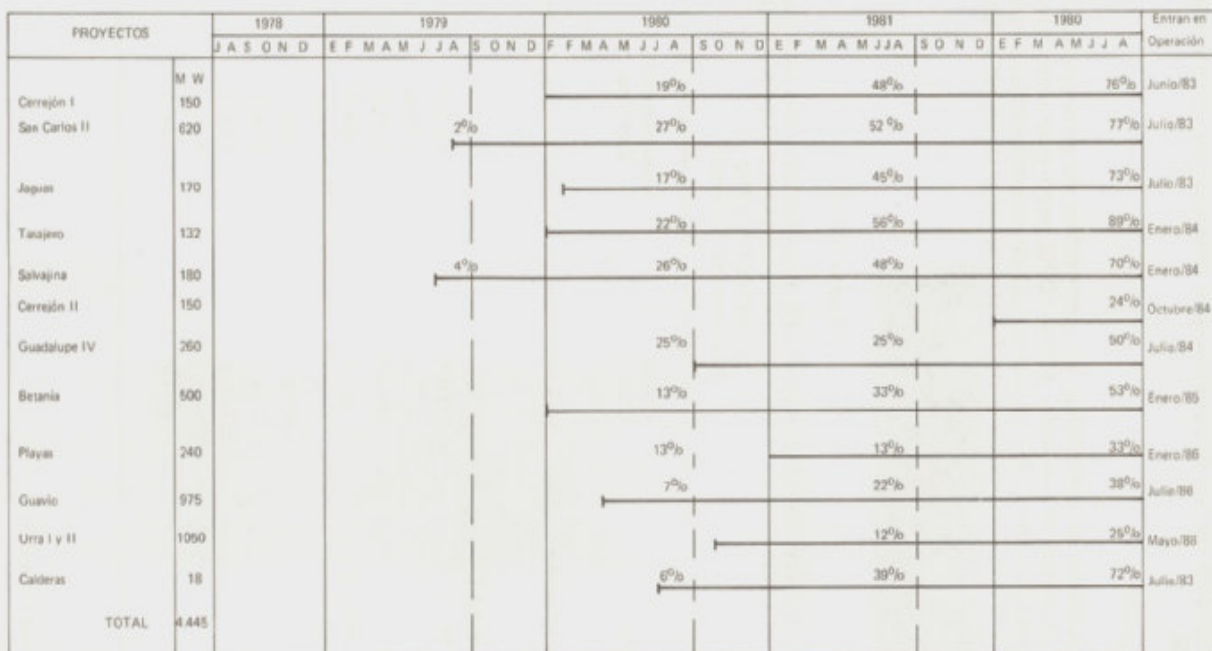
**COSTO ESTIMADO DE LOS PROYECTOS DE GENERACION
QUE ENTRAN EN OPERACION CON POSTERIORIDAD A
AGOSTO DE 1982
(Millones de Dólares)**

PROYECTO	Costo Total	Componente Externa	Componente Local
Termo-Cerrejón I	168.0	116.0	52.0
San Carlos II	238.0	156.5	81.5
Jaguas	177.2	102.6	74.6
Salvajina	234.0	123.0	111.0
Termo-Cerrejón II	90.1	68.3	111.9
Guadalupe IV	134.1	72.4	61.7
Betania	623.7	372.2	251.5
Playas	294.0	179.1	114.9
Guavio	1.176.7	728.1	448.6
Urrá I y II	1.091.1	712.9	378.2
Tasajero	109.6	89.6	20.0

GRAFICO No. 5

PROYECTOS DE GENERACION SE INICIAN DURANTE EL PERIODO - AGOSTO 1978 - AGOSTO 1982 -

- Cronograma de Construcción -



1/ El cronograma incluye la construcción de las obras asociadas a los proyectos como son: Subestaciones, líneas de transmisión y derivó de río.

- 1) **Central Térmica de Cerrejón.** Entidad ejecutora: CORELCA. El proyecto consiste en el diseño e instalación de una central térmica con una capacidad instalada de 150 MW, localizada en el Departamento de la Guajira.
- 2) **San Carlos II.** Entidad ejecutora: ISA. Este proyecto hace parte del desarrollo hidroeléctrico de la región oriental del Departamento de Antioquia y utiliza los caudales del río Guatapé al igual que el del río Nare. Las obras consisten en la ampliación de la capacidad instalada en 620 MW.
- 3) **Jaguas.** Entidad ejecutora: ISA. Con su construcción se logra una segunda desviación de las aguas del río Nare hacia el río Guatapé. La Central contará con una potencia nominal de 170 Mw.
- 4) **Regulación del río Cauca (Salvajina).** Entidad ejecutora: CVC. El objeto principal del proyecto es controlar las inundaciones del río Cauca y dotar de drenaje primario a una zona agrícola de aproximadamente 100.000 ha. en el Valle del Cauca. Igualmente se prevé la utilización de las obras para la generación de energía eléctrica para lo cual se construirá una central de 180 MW en el sitio de Salvajina.
- 5) **Termo-Cerrejón II.** Entidad ejecutora: Sin definir. Consiste en la instalación de una segunda unidad térmica de 150 MW en el Departamento de la Guajira, utilizando el carbón proveniente de los yacimientos del Cerrejón.
- 6) **Guadalupe IV.** Entidad ejecutora: EPM. El proyecto consiste en la construcción de una planta generadora de 260 MW, aguas abajo de la actual Guadalupe III de tal forma que Guadalupe II quedará como planta de re- selva.
- 7) **Betania.** Entidad ejecutora: ICEL. El proyecto está localizado sobre el río Magdalena, en el Departamento del Huila, y se prevé una capacidad instalada de 500 MW.
- 8) **Playas.** Entidad ejecutora: EPM. El proyecto, localizado sobre el río Guatapé en el Departamento de Antioquia, hace parte del complejo hidroeléctrico Guatapé -San Carlos-Jaguas. La capacidad instalada será de 240 MW.
- 9) **Guavio.** Entidad ejecutora: EEEB. Proyecto localizado sobre el río Guavio, en el Departamento de Cundinamarca. Utiliza los caudales de los ríos Guavio, Chivor y Batatas. Inicialmente se instalarán 975 MW de una capacidad final de 1300 MW.
- 10) **Urrá 1 y II.** Entidad ejecutora: ISA. Este proyecto aprovecha la hoya del río Sinú, en el Departamento de Córdoba. El proyecto comprende la construcción de dos centrales hidroeléctricas denominadas Urrá 1 y Urrá I y la desviación de los ríos San Jorge y Verde al embalse de Urrá II. La capacidad instalada total será de 1050 MW.
- 11) **Central Térmica de Tasajero.** Entidad ejecutora: ICEL. La Central tendrá una capacidad inicial de 132 MW y estará localizada en el Departamento de Norte de Santander.

b. Transmisión

Las características más importantes de las líneas que entrarán en operación con posterioridad a agosto de 1982 son las siguientes:

Líneas	Longitud (km)	No. Cir- cuitos	Tensión (kV)	Adelanto en las obras en Agos./82 (o/o)
Cerrejón-Santa Marta- Fundación	150	2	230	72
Esmeralda-Yumbo	194	2	230	75
San Carlos-Medellín	90	2	230	61
La Mesa-Ibagué	110	1	230	36
Pasto-Tumaco	210	1	115	87
Betania-Popayán	150	2	230	91

5. ESTUDIOS

A continuación se indican los principales estudios que serán concluidos o iniciados durante el período 1979-1982:

A. Estudio del Sector de Energía Eléctrica — ESEE—

A principios de 1975 el Gobierno Colombiano, a través del Departamento Nacional de Planeación e ISA, y con la asistencia técnica de la República Federal de Alemania, inició lo que se ha denominado el "Estudio del Sector de Energía Eléctrica", el cual comprende, principalmente, la elaboración de un estudio institucional para el Sector, la ejecución del Inventario Hidroeléctrico y las bases para la planeación eléctrica a niveles de generación y transmisión en el mediano y largo plazo.

El inventario de posibilidades hidroeléctricas del ESEE arrojó los siguientes resultados:

REGIONES	No. Proyectos	Potencial MW
I. Magdalena-Cauca	132	35.465
II. Orinoquia-Catatumbo	79	27.320
III. Sierra Nevada-Guajira	10	600
IV. Atrato-Sinú	10	5.500
V. Vertiente Pacífica	44	12.100
VI. Amazonia	33	12.100
	308	93.085

El potencial identificado permitirá satisfacer los requerimientos hidroeléctricos del país hasta una época cercana al año 2030.

Desde el punto de vista termoeléctrico, el ESEE ha recomendado los siguientes proyectos:

PROYECTO	MW	Combustible
Galerazamba	600	Gas
Ubaté	600	Carbón
Cúcuta	600	Carbón
Riohacha	300	Gas
Barrancas	600	Carbón
Amagá	600	Carbón
Valledupar	600	Carbón
Cali	300	Carbón
Caucasia	300	Carbón
	<hr/>	
	4500	

B. Estudio de proyectos fluviales de propósito múltiple

El Departamento Nacional de Planeación está tramitando con la República Federal de Alemania un estudio que se puede considerar como complementario del Estudio del Sector de Energía Eléctrica, orientado al análisis y evaluación de proyectos sobre el río Magdalena aptos para la generación de electricidad mediante la construcción de centrales de baja caída y que, adicionalmente, permiten la adecuación del río para la navegación.

C. Otros estudios

a. Plan de microcentrales

En Colombia, por su gran extensión geográfica y distribución demográfica, existen ciertas poblaciones que por su localización no están en posibilidades de contar en un futuro próximo con el servicio de energía eléctrica mediante la interconexión con los sistemas existentes. Por esta razón el ICEL ha contratado la elaboración de un estudio para dotar de energía eléctrica a algunos de estos centros, a partir de microcentrales.

El estudio comprende tres etapas: reconocimiento, factibilidad y diseño. Se contempla la posibilidad de instalar 35 microcentrales con una capacidad que varía entre 100 kW y 500 kW para un total aproximado de 68.0 MW, en plantas instaladas en: Boyacá, Casanare, Vaupés, Arauca, Cauca, Vichada, Guainía, Meta, Nariño, Caquetá, Amazonas y Chocó. El costo aproximado de los estudios es de \$164.000.000, financiados por el FONADE.

b. *Estudio energético nacional*

El Departamento Nacional de Planeación, a través de la Unidad de Infraestructura y sus Divisiones de Energía, Recursos Naturales no Renovables y Transporte, está coordinando la elaboración de un Estudio Energético Nacional cuyo objetivo es hacer un análisis global a corto, mediano y largo plazo del sector energético colombiano que sirva de base para definir las políticas de inversión con el fin de satisfacer las necesidades energéticas del país, de acuerdo con las restricciones técnicas, económicas, sociales y políticas de Colombia. Se espera tener concluida la primera parte para agosto de 1980 y la segunda parte para agosto de 1981. El costo estimado es de \$20.000.000.

e. *Aprovechamiento geotérmico*

A partir de 1979 el ICEL, la CHEC y la Empresa Estatal de Electricidad de Italia, ENEL, iniciaron un programa de investigación geotérmica en el Macizo del Ruiz, cuya fase final contempla la instalación de una planta piloto experimental con capacidad de 10 MW. El costo estimado de los estudios es de \$36.0 millones, contándose con la financiación del FONADE y una contra partida del Gobierno Italiano de US \$220.000 (para 1979).

6. INVERSIONES Y FINANCIACION DEL SECTOR

A. Inversiones y servicio de la deuda

El monto total de las inversiones requeridas en el Sector Eléctrico (generación, transmisión, subtransmisión, distribución y estudios) asciende a \$153.339 millones, de los cuales \$78.831 millones corresponden a la componente en moneda externa y \$74.508 millones a la componente en moneda local. Estas inversiones se distribuyen a lo largo del período, como se muestra en el Cuadro No. 5.

Cuadro No. 5

INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO 1979 — 1982
(Millones de Pesos Corrientes)

Año	Moneda Externa	Moneda Local	TOTAL
1979	11.994	13.272	25.266
1980	20.984	19.138	40.122
1981	20.317	19.861	40.178
1982	25.536	22.237	47.773
TOTAL	78.831	74.508	153.339

El total del servicio de la deuda para el período alcanza un monto de \$44.211 millones, de los cuales \$28.899 millones corresponden a la deuda externa y \$15.313 millones a la deuda interna, distribuidos así como se muestra en el Cuadro No. 6.

Con base en las cifras anteriores se desprende que el total de requerimientos monetarios para financiar tanto la inversión como el servicio de la deuda del sector asciende a \$197.550 millones, cuya distribución se presenta en el Cuadro No. 7.

Cuadro No. 6

**SERVICIO DE LA DEUDA INTERNA Y EXTERNA DEL
SECTOR ELECTRICO
1979 - 1982
(Millones de pesos corrientes)**

	Servicio de Deuda Externa	Servicio de Deuda Interna	TOTAL
1979	4.029	3.185	7.214
1980	6.251	4.081	10.332
1981	8.449	4.088	12.539
1982	10.170	3.959	14.129
TOTAL	28.899	15.313	44.211

Cuadro No. 7

**REQUERIMIENTOS TOTALES DEL SECTOR
(Millones de pesos corrientes)**

AÑO	Inversión	Deuda	TOTAL
1979	25.266	7.214	32.480
1980	40.122	10.332	50.454
1981	40.178	12.537	52.714
1982	47.773	14.129	61.902
TOTAL	153.339	44.211	197.550

B. Fuentes de financiación

a. Moneda externa

La financiación de la componente en moneda externa se hará en su mayor parte con recursos provenientes de las entidades internacionales y en menor cuantía con crédito de proveedores o bancos comerciales. Cabe anotar que actualmente está asegurada la financiación externa de los siguientes proyectos: Chivor I Ampliación Ísula, Mesitas, San Carlos I, Desviaciones de Chivor, Jaguas y San Carlos II.

Por otra parte, la contratación de crédito que debe alcanzarse durante el período asciende a US\$2.122 millones, distribuidos en la siguiente forma:

CONTRATACION DE LA MONEDA EXTERNA

Año	US\$ Millones
1979	779
1980	780
1981	341
1982	222
TOTAL	2.122

FUENTE: Lista de Proyectos de Financiamiento Externo 1979-1982. Documento DNP-1574-UIP. Bogotá, junio de 1979.

b. Moneda local

Las fuentes de financiación actualmente existentes para Financiar la moneda local de los proyectos son fundamentalmente cuatro: recursos propios, pre supuesto nacional, crédito interno y aportes de socios o de Filiales de las entidades.

Para el período 1979-1982 los requerimientos de estos recursos son en su orden, los siguientes:

Recursos propios \$24.937 millones, presupuesto nacional \$11.345 millones³⁰, crédito interno \$6.606 millones, aportes de socios o filiales \$22.931 millones y otros recursos \$8.689 millones. Los recursos provenientes del crédito interno tienen como destino financiar los estudios del sector (créditos de FONADE) y las calderas de las plantas termoeléctricas. Los aportes de los socios y de las filiales son, en el caso de Interconexión Eléctrica S.A., la participación de cada

³⁰ Incluye los desembolsos del Banco Mundial para financiar la moneda local del primer circuito de la línea de interconexión.

uno de los socios, mediante bonos y acciones, en la componente en moneda local de cada proyecto. En el caso del ICEL se refiere a los aportes de las electrificadoras a los proyectos del Instituto. El resto de la financiación en moneda local de los proyectos de ISA, que no cubren los socios con sus aportes, se completa con los ingresos de operación de dicha entidad.

El Cuadro No. 8 ilustra para el período 1979-1982 la financiación de las inversiones en moneda local, según fuentes:

Cuadro No. 8

**FUENTES DE FINANCIACION DE LA COMPONENTE EN
MONEDA LOCAL DE LA INVERSION
(Millones de pesos corrientes)**

	1979	1980	1981	1982	TOTAL
Recursos propios	3.853	5.000	8.380	7.740	24.937
Crédito interno	1.990	1.605	1.632	1.378	6.606
Presupuesto Nacional	3.456	4.352	1.904	1.633	11.345
Aportes de socios	3.174	4.416	5.973	9.369	22.931
Otros	799	3.765	1.972	2.153	8.689
TOTAL	13.272	19.138	19.861	22.237	74.508

En conclusión, los requerimientos financieros internos del sector eléctrico, para inversión, deuda interna y externa, se han estimado para el período 1979-1982 en \$118.719 millones, de los cuales el 53.3% se espera que sea financiado con recursos propios, el 31.3% con presupuesto nacional, el 6.0% con crédito interno, el 2.0% con crédito externo³¹ y el 7.4% con otros recursos, cuya fuente de financiación está sin determinar.

c. Financiación total

En resumen, para el período 1979-1982, la financiación total del sector, incluyendo inversión y servicio de la deuda, será el que se presenta en el Cuadro No. 9

³¹ Utilizado durante 1979 para financiar deuda externa.

Cuadro No. 9

FINANCIACION TOTAL DEL SECTOR ELECTRICO
1979 — 1982

	(Millones de pesos corrientes)	o/o
Crédito Externo	81.190 ²	41.1
Recursos Propios	63.332	32.1
Crédito Interno	7.157	3.6
Presupuesto Nacional	37.182	18.8
Otros Recursos	8.689	4.4
TOTAL	197.550	100.0

2. Incluye el monto de refinación de la deuda externa de 1979.

PETRÓLEO

1. SITUACION ACTUAL

A. Producción y consumo

La producción interna de petróleo crudo alcanzó su máximo en 1970, con 80 millones de barriles. Desde entonces la producción ha venido en constante descenso, alcanzando en 1979 un nivel de solo 46.0 millones de barriles (véase el Cuadro No. 1).

Durante el período 1970-1978 la tasa promedio de declinación fue del 6.8% anual, y se estima que esa tasa permanecerá sustancialmente igual hasta el hallazgo de nuevos campos productores o hasta tanto se inicie la producción de los crudos de Cocorná y los Llanos Orientales (Castilla, Trinidad, Caño Garza). El creciente déficit en la producción doméstica ha hecho necesario importar crudo en volúmenes que pasaron de 6.7 millones de barriles en 1976 a 8.9 millones de barriles en 1979. Puesto que, paralelamente, los precios internacionales han venido aumentando rápidamente, pasando de US \$12.47/Bl en 1976 a US \$23.12/Bl en 1979, las importaciones de crudos han significado egresos de divisas cada vez mayores, hasta llegar en 1979 a US \$207.3 millones (véase el Cuadro No. 2).

Así mismo, desde 1975 se ha venido importando gasolina, para llegar en 1979 a 9.2 millones de barriles, a precios que, como se observa en el Cuadro No. 2, aumentaron de US \$12.95/Bl en 1975 a US \$33.70/Bl en 1979. El costo de las importaciones para 1979 se ha estimado, preliminarmente, en US \$310 millones³².

Cuadro No. 1

PRODUCCION Y CONSUMO DE DERIVADOS,
1970 - 1978
(Miles de Barriles)

Año	PETROLEO		GASOLINA MOTOR			A C P M			KEROSENE		FUEL OIL		
	Producción	Importaciones	Producción	Consumo	Importaciones	Producción	Consumo	Exportaciones ¹	Producción	Consumo	Producción	Consumo	Exportaciones
1970	79.590.2	—	15.283.6	15.925.7	—	6.095.0	5.347.4	1.049.3	3.554.4	3.360.7	16.373.7	6.639.6	7.421.0
1971	78.634.3	—	16.242.5	16.770.6	813.1	7.299.0	6.281.3	940.8	3.359.1	3.282.5	17.923.4	8.089.0	8.870.0
1972	71.673.7	—	17.501.0	17.553.2	218.9	9.044.6	6.797.3	2.429.4	2.997.2	2.968.1	18.047.3	8.389.7	8.978.1
1973	67.088.9	—	19.091.5	18.818.3	136.5	8.155.4	7.067.8	1.088.0	3.134.2	3.100.0	17.930.2	10.085.7	8.159.6
1974	61.387.2	—	20.803.2	20.200.0	206.9	8.304.0	7.197.0	1.143.8	3.329.1	3.245.9	17.926.6	9.073.4	8.701.4
1975	57.258.6	—	19.595.1	21.185.7	1.761.3	6.647.4	6.838.8	—	3.360.6	3.233.4	17.496.5	7.602.9	8.690.9
1976	53.376.1	6.725.9	19.507.1	22.550.5	2.616.7	7.491.4	7.421.7	(40.0)	3.286.9	3.093.8	18.219.3	8.801.6	8.766.7
1977	50.168.0	9.398.7	20.766.9	23.742.9	3.452.0	7.570.2	7.633.2	(210.5)	3.039.2	3.008.4	18.418.1	8.841.1	8.621.1
1978	47.698.7	8.831.8	17.138.3	25.321.3	8.025.6	8.204.4	7.814.5	(77.0)	3.148.4	3.006.8	17.344.3	6.925.3	11.079.6
1979	46.000.0	8.900.0	16.825.0	26.340.0	9.200.0	7.210.0	8.148.0	(938.0)	3.017.0	3.017.0	18.104.0	6.383.0	11.721.0

FUENTE : ECOPETROL.

1. Las cifras en paréntesis corresponden a importaciones. En el año 1971 se registró una importación de 58.200 barriles.

³² En cuanto al consumo de gasolina, este creció a una tasa promedio anual de 5.7% durante el Período 1970-1978.

Cuadro No. 2

**IMPORTACIONES Y PRECIOS DE
CRUDO Y GASOLINA**

AÑOS	IMPORTACION DE CRUDO			IMPORTACION DE GASOLINA		
	Millones de Barriles	Promedio US\$/BL	Millones de dólares	Millones de Barriles	US\$/BL	Millones de dólares
1975	—	—	—	1.8	12.95	23.3
1976	6.7	12.47	83.5	2.6	14.17	36.8
1977	9.4	13.88	130.4	3.4	14.81	50.3
1978	8.8	13.63	119.9	8.0	15.49	123.9
1979*	8.9	23.12	207.3	9.2	33.70	310.0

FUENTE: ECOPETROL

* Con base en datos hasta septiembre 30 de 1979.

De otro lado, se ha continuado la exportación de productos sobrantes, de los cuales el principal ha sido el Fuel-Oil o Combustóleo. Para 1979 los ingresos de divisas por concepto de exportación de Fuel-Oil se estiman en US \$182 millones, equivalentes al 90% del valor total de las exportaciones de derivados. El resto corresponde a otros productos cuyo volumen individual no es importante³³.

El Gobierno Nacional ha venido aplicando, desde 1975, medidas dirigidas, por una parte, a estimular por medio de contratos de asociación, la inversión en exploración y producción de las compañías extranjeras y, por otra, a incrementar las inversiones de ECOPETROL en exploración. Tales inversiones de ECOPETROL pasaron de US \$6.5 millones en 1975 a US \$37.9 millones en 1979 (véase el Cuadro No. 3).

A pesar de estos esfuerzos los hallazgos de nuevos campos productores de petróleo han sido escasos, siendo los más significativos el de Castilla y los últimos descubrimientos en los Llanos Orientales (Caño Garza).

B. Reservas

La cantidad de reservas probadas de petróleo ha venido disminuyendo en valores absolutos ya que las adiciones por nuevos descubrimientos no han alcanzado a equilibrar los volúmenes extraídos anualmente. Los aumentos que se registran en las cifras oficiales a partir de 1976 obedecen, fundamentalmente, a reevaluación de las reservas de los campos existentes.

La situación anterior se refleja en la relación entre reservas y producción. Para Colombia, dicha relación ha venido disminuyendo continuamente des de 1926, cuando tuvo un valor de 127, hasta el presente, cuando tiene un valor de 7.27. Esto significa que para el final de la década de los años 80 el país habrá

³³ No se contabilizan las exportaciones indirectas como JP-1A y la gasolina de aviación, productos que se venden para los viajes internacionales.

consumido las reservas explotables que conoce en la actualidad. Lo anterior, sin embargo, no quiere decir que el país haya agotado la totalidad de sus recursos sino sugiere que debe intensificar la actividad exploratoria e incrementar la actividad en recuperación secundaria.

Cuadro No. 3
INVERSIONES DE ECOPETROL EN EXPLORACION
(Millones de Dólares Corrientes)

AÑO	GEOLOGIA	PERFORACION	TOTAL
1975	3.5	3.0	6.5
1976	3.9	4.0	7.9
1977	4.4	5.9	10.3
1978	6.8	11.5	18.3
1979	16.0	21.8	37.8

FUENTE: ECOPETROL.

De los 330 millones de barriles de reservas probadas en el país³⁴, ECOPETROL posee el 36% del total y es la única empresa dentro de la industria del petróleo en Colombia que realiza labores de recuperación secundaria (en la Antigua Concesión de Mares).

C. Actividad exploratoria

En la exploración de petróleo se pueden distinguir dos actividades: la exploración superficial y la perforación. La primera actividad sirve, en términos generales, para identificar prospectos de acuerdo con la estructura geológica resultante de la investigación; la perforación, de otro lado, es el único medio por el cual se puede determinar la existencia o no de petróleo y las cantidades respectivas.

a. Exploración superficial

De acuerdo con las investigaciones geológicas llevadas a cabo hasta el presente, se ha dividido al país en 13 cuencas sedimentarias, con una extensión de 716.000 km las cuales pueden ser potencialmente productoras de petróleo. Sin embargo, la exploración superficial tan solo ha cubierto el 25% de esta área.

³⁴ No se incluyen las posibles reservas de los campos de cocorn4 y castilla, ya que ellas no han sido probadas.

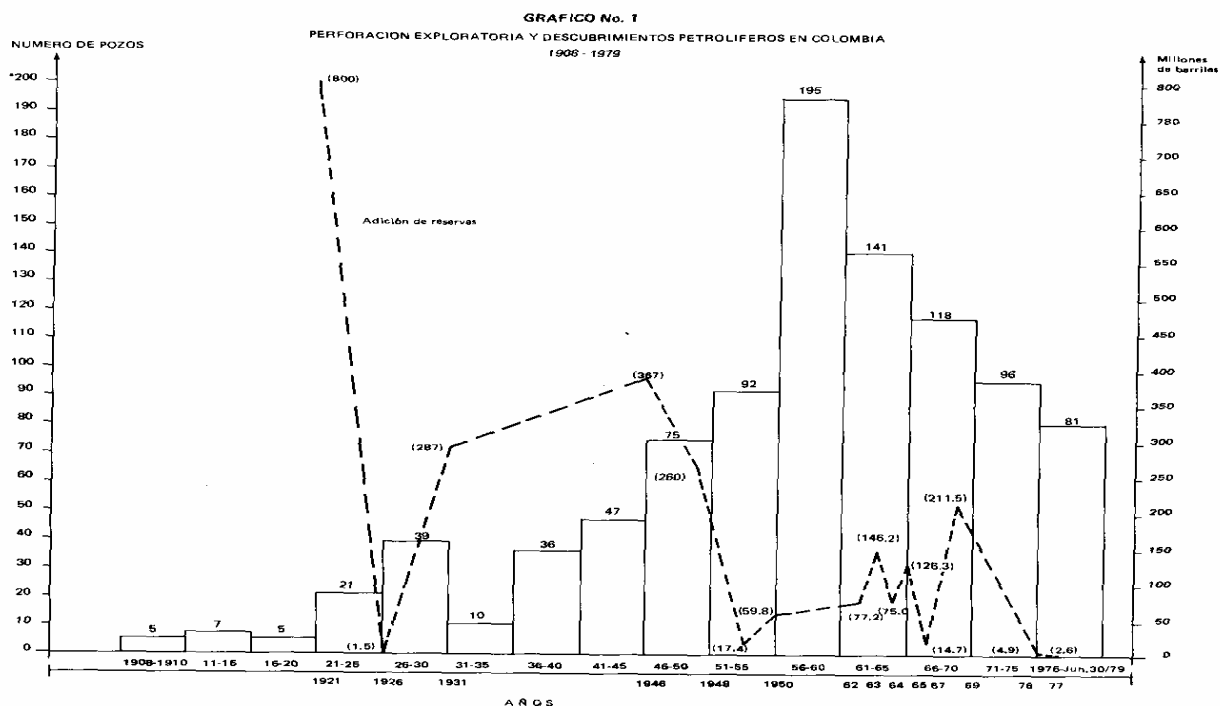
Adicionalmente, los estudios geológicos se han concentrado en el Valle del Magdalena, con el 43.2% de líneas sismográficas registradas, el 53.7% de la gravimetría realizada y el 75.0% de los pozos exploratorios perforados.

En los últimos cinco años la actividad de exploración superficial ha sido superior a la de otros períodos. Sin embargo, se considera que la intensidad debe ser incrementada en forma sustancial con el fin de lograr un cubrimiento mayor del país en el menor tiempo posible y así estructurar un plan de perforación con identificación de zonas específicas.

b. Perforación

Como se indicó anteriormente, la existencia o no de petróleo se verifica mediante la perforación de pozos exploratorios. La actividad de perforación en Colombia ha seguido una tendencia similar a la de la exploración superficial, con escaso cubrimiento y alta concentración regional. Hasta 1977 se habían perforado solo 925 pozos, 84% de ellos en el Valle del Magdalena.

La intensidad exploratoria alcanzó su máximo, en cuanto a perforaciones se refiere, en la década de los años 50, con un promedio de 39 pozos anuales (véase el Gráfico No. 1). Durante el período 1970-1978 la actividad de perforación fue bastante estable, con un promedio de 20 pozos por año y una profundidad promedio de 8.000 pies. De los 182 pozos perforados en el período mencionado, 38 resultaron productivos pero la adición de reservas no compensó el consumo, situación que se reflejó en una disminución de las reservas probadas en términos absolutos, tal como se anotó anteriormente.



Los 925 pozos exploratorios arriba mencionados han dado lugar al descubrimiento de 76 campos productores, lo cual da una relación de éxito pozos campo de 12.2. Una interpretación algo simplista de esta relación indicaría que es necesario perforar 12 pozos para encontrar un campo nuevo. Sin embargo, la relación pozos/campo es decreciente en un comienzo y, a medida que se avanza en la actividad exploratoria, es de esperar que dicha relación aumente, lo cual significa que se necesitará un mayor número de pozos para encontrar un nuevo campo.

El grueso de la actividad exploratoria de hidrocarburos (exploración superficial y perforación) ha sido desarrollado por la inversión privada extranjera, principalmente. Así, por ejemplo, el 68% de la exploración sísmica realizada entre 1974-1978 estuvo a cargo de compañías extranjeras y de los 182 pozos exploratorios perforados entre 1970 - 1978, apenas 25 estuvieron a cargo directamente de la Empresa Colombiana de Petróleos³⁵. Sin embargo, debe observarse que la actividad exploratoria de ECOPETROL ha venido aumentando sensiblemente desde 1975.

Lo anterior es indispensable porque, siendo el petróleo un producto estratégico, el país debe minimizar el déficit en el suministro de combustibles. La dependencia externa se refleja en el hecho de que, a menos que se encuentren nuevos recursos, para 1989 habrá necesidad de importar 73 millones de barriles de petróleo, equivalentes al 77% de las cargas a las refinerías, así como 6.2 millones de barriles de gasolina, equivalentes al 16% del consumo. Vale la pena observar que, si bien las cifras son importantes para el país, dentro del contexto internacional son insignificantes, lo cual crea grandes dificultades para asegurar contratos de largo plazo con precios razonables e incluso para el cumplimiento normal de los contratos.

Para evitar, precisamente, las importaciones de crudo y combustible, en el año de 1976 se propuso un plan de exploración, que tenía como objetivo perforar 800 pozos en 10 años, los cuales podrían reportar 1.600 millones de barriles de reservas adicionales, con un valor de US \$3.000 millones. La implementación de este plan fue dejada, fundamentalmente, a la iniciativa privada extranjera, con la consecuencia que los resultados han sido inferiores a los esperados originalmente. Este último aspecto es muy importante tenerlo en cuenta, pues si la inversión extranjera no ha respondido a las expectativas del gobierno, no es por falta de un clima de inversión apropiado. Es evidente que la exploración no puede dejarse enteramente a la iniciativa extranjera, puesto que ésta depende de factores distintos a consideraciones de urgencia nacional.

D. Refinación

En agosto de 1978 la capacidad de refinación de petróleo crudo en el país era de 175.650 barriles diarios, de los cuales el 91.0% estaba localizado en las

³⁵ Fuente: "Políticas. Obras y Proyectos del Sector Minas y Energía", Ministerio de Minas, 1978 y ECOPETROL.

refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, con capacidades de 110.000 y 50.000 barriles diarios, respectivamente. El resto de la capacidad instalada corresponde a refinerías pequeñas ubicadas en campos de producción. Dichas refinerías son: La Dorada, Tibú, El Guamo, Orito y El Plato.

Con la ampliación de la refinería de Barrancabermeja, en diciembre de 1979, la capacidad refinadora aumentó en 30.000 barriles por día. Está en proceso de ampliación la refinería en Cartagena. Esa ampliación, de 20.000 barriles por día, entrará en funcionamiento en 1983.

E. Transporte de hidrocarburos

a. Red de oleoductos

La red de oleoductos tiene una extensión de 2.363 kms. y una capacidad de transporte de 752.900 B/D (ver Mapas Nos. 1 y 2). De esa red, ECOPETROL posee el 45.5% del kilometraje y el 58% de la capacidad.

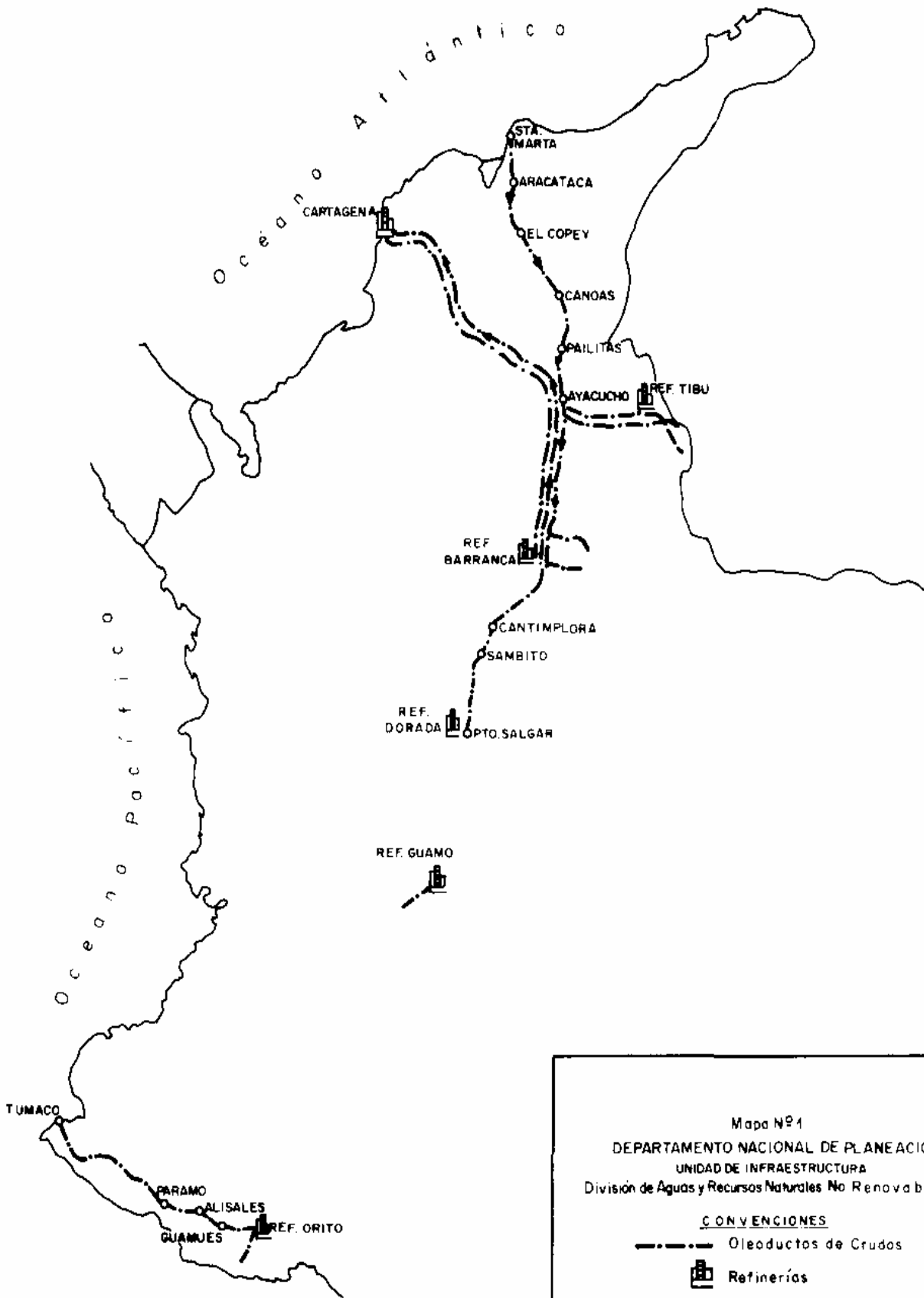
La red de oleoductos fue construida originalmente para los requerimientos de la exportación de crudos desde el área del Magdalena Medio hacia Cartagena y desde las zonas productoras del Norte de Santander hacia Coveñas y Santa Marta. Posteriormente, con la terminación de las exportaciones y la aparición y crecimiento de las importaciones de hidrocarburos, la dirección de los flujos de los oleoductos se ha venido invirtiendo, quedando en su sentido original únicamente la del oleoducto de Andian que transporta todavía una parte del crudo de Velásquez para refinación en Cartagena y algunos volúmenes de combustóleo para exportación.

El aumento en las importaciones de crudos ha creado la necesidad de incrementar las capacidades de bombeo de la Costa Norte hacia Barrancabermeja; es así como se ha venido adaptando el sistema desde Pozos Colorados (en Santa Marta) y ya se está planeando el manejo de crudos también desde Coveñas.

b. Red de poliductos

El transporte de productos blancos se lleva a cabo a través de una red de poliductos de 1.598 kms., y 403.200 B/D de capacidad. ECOPETROL posee el 89.5% de la extensión y el 98% de la capacidad de transporte.


Debido a la demanda creciente de productos refinados, la red interna de transporte tendrá que ser ampliada con el fin de abastecer las necesidades regionales. Sin embargo, se considera que la infraestructura existente permite dichas ampliaciones sin necesidad de tender nuevas líneas. Como en el caso de los oleoductos, será preciso hacer modificaciones en la red a medida que crezcan los volúmenes de importación de gasolina.

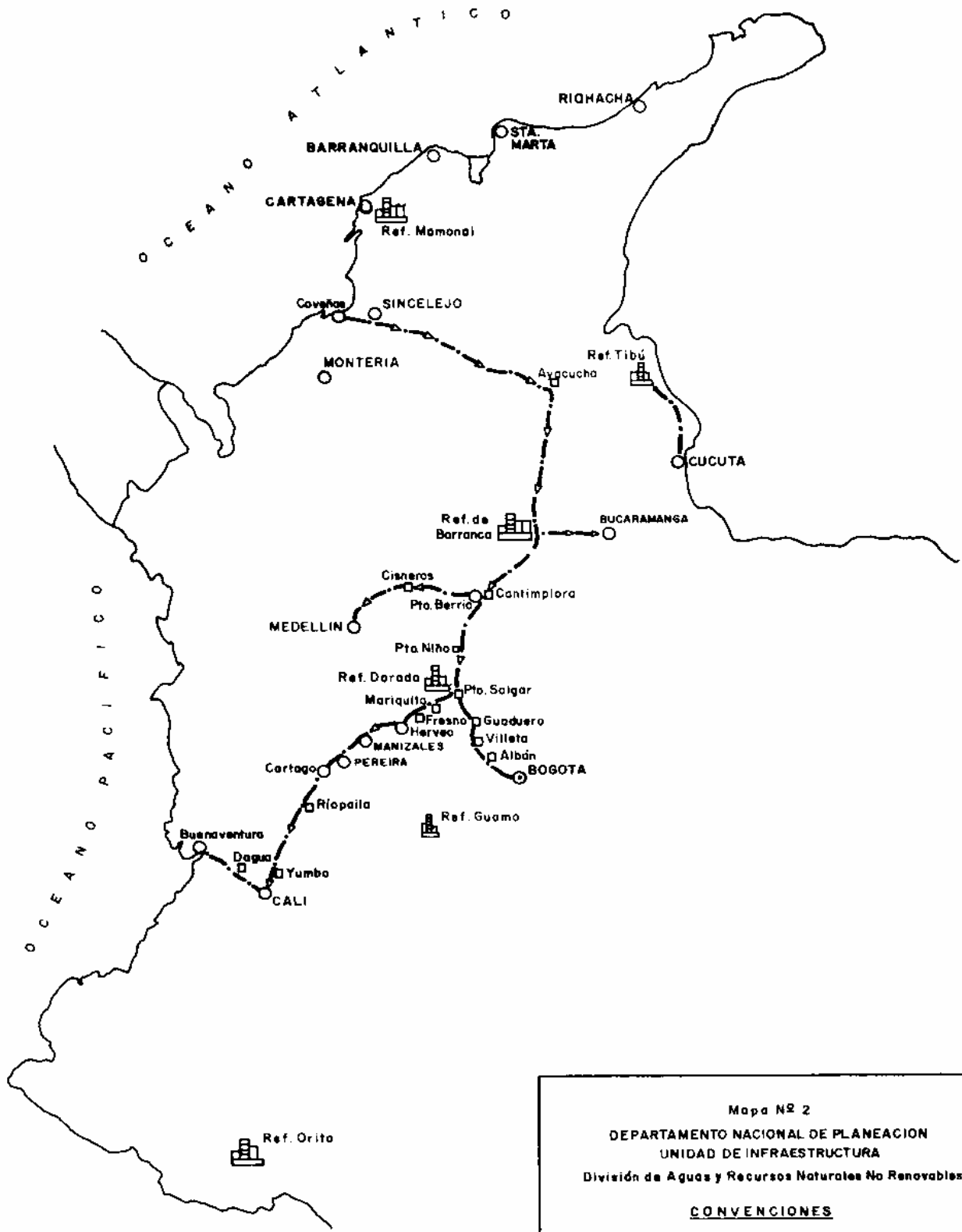


Mapa N° 1
 DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION
 UNIDAD DE INFRAESTRUCTURA
 División de Aguas y Recursos Naturales No Renovables

CONVENCIONES

----- Oleoductos de Crudos


 Refinerías



Mapa N° 2
 DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION
 UNIDAD DE INFRAESTRUCTURA
 División de Aguas y Recursos Naturales No Renovables

CONVENCIONES

----- Oleoductos de Productos

 Refinerías

F. ECOPETROL

La Empresa Colombiana de Petróleos es la entidad nacional encargada de hacer la exploración, explotación, refinación y transporte de hidrocarburos en el país. Inici  actividades en el año de 1951 con motivo de la reversión de la Concesión de Mares y, con el tiempo, ha venido recuperando para el país un mayor dominio sobre todas las áreas de la producción. La última fase que se ha agregado a este proceso es la correspondiente a la exploración.

a. Situación de ECOPETROL

ECOPETROL ha tenido que afrontar en los años 1975-79 la situación descrita en cuanto a importaciones de petróleo y gasolina con las siguientes repercusiones en sus resultados operacionales y financieros:

1) **Utilidad (Pérdida).** Las utilidades de ECOPETROL disminuyeron de \$1.337 millones registrados para 1975 a 439 millones en 1977. A partir de 1978 la Empresa empezó a mostrar pérdidas considerables (véase el Cuadro No. 4), a pesar de los incrementos de precios internos decretados por el Gobierno, puesto que estos no alcanzaron a compensar los niveles de inflación ni el aumento real registrado en los precios en los mercados internacionales. Así, el precio real interno de la gasolina motor ha permanecido en promedio constante en la última década, presentando ligeras variaciones como se observa en el Gráfico No. 2. A precios de 1970, el precio de un gal n de gasolina era en 1968 de \$2,70, y 10 años después, a pesar de los aumentos nominales, de solo \$2.48. Esto contrasta con la evolución de los precios internacionales para los combustibles, los cuales han venido creciendo a una tasa real del 3 anual durante la presente década.

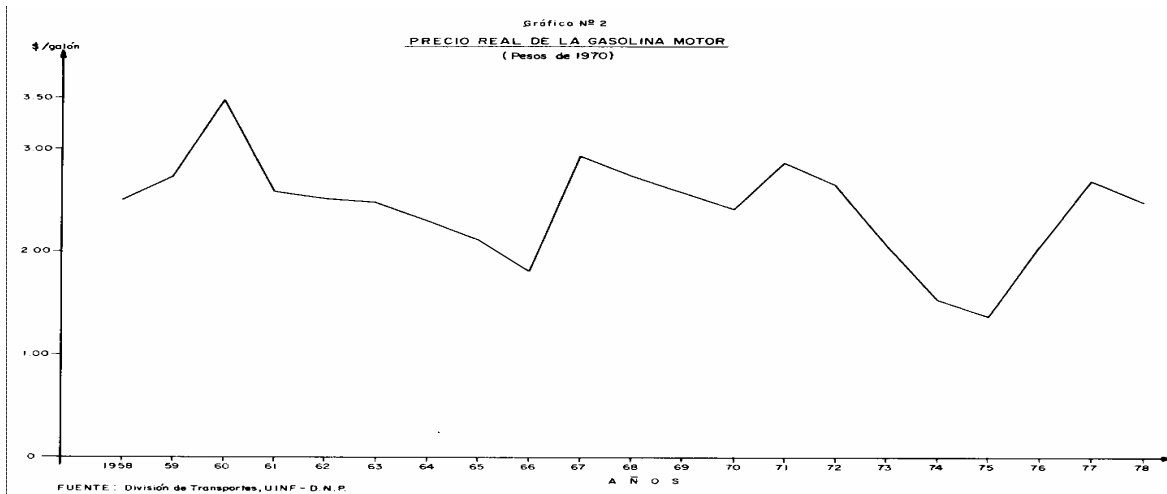
Cuadro No. 4

SITUACION FINANCIERA DE ECOPETROL (Millones de Pesos)

Año	Activos	Pasivos	Patrimonio	Endeu- damiento o/o	Utilidad o (pérdida)	Importaciones crudo y gasolina
1975	13.383.6	6.569.6	6.814.0	49.1	1.336.9	725.1
1976	19.711.9	10.847.2	8.864.7	55.0	726.3	3.281.3
1977	25.554.8	16.271.6	9.283.2	63.6	439.3	5.879.5
1978	32.468.3	23.970.9	8.497.4	73.8	(897.8)	9.106.4
1979 ¹	42.235.0	35.582.2	6.652.8	84.2	(1.026.5)	22.399.1

FUENTE: ECOPETROL

1. A octubre 31 de 1979.



2) **Inversiones.** La Empresa, para cumplir con sus funciones específicas, realizó inversiones en el período 1975-1979 del orden de \$28.598 millones (Cuadro No. 5), orientadas especialmente hacia el incremento en la capacidad de refinación (56.4%), y hacia la exploración y explotación (23%).

3) **Endeudamiento.** Como resultado de la insuficiente generación de recursos propios en el período 1975-1979, para llevar a cabo las inversiones ya mencionadas ECOPEPETROL se vio obligada a incrementar sus créditos externos progresivamente de \$1.650 millones en 1975 a \$11.611 millones en 1979, como se puede observar en el Cuadro No. 6. Además, mientras en 1975 se financió con recursos externos un 53% del crecimiento de los activos; esta financiación se aumentó al 93% en 1977. En 1978 no solamente se financió con fondos externos la totalidad del crecimiento de los activos sino, además, se necesitaron créditos para financiar parte de la operación, incluyendo el costo de las importaciones. Para 1979, a pesar de los efectos favorables de los aumentos de precios decretados en julio, la situación a octubre indica que se han presentado pérdidas que es necesario financiar.

Cuadro No. 5

INVERSIONES ECOPEPETROL
1975 — 1979
(Millones de Pesos)

	1975	1976	1977	1978	1979 ¹	TOTAL
Inversiones Ordinarias	234	285	811	516	764	2.610
Inversiones Especiales:						
Exploración y Explotación	401	715	1.187	1.837	2.446	6.586
Refinación y Petroquímica	2.124	3.078	3.598	3.456	3.878	16.134
Oleoductos	242	843	612	903	630	3.230
Otras Areas	—	—	—	20	18	38
TOTAL INVERSIONES	3.001	4.921	6.208	6.732	7.736	28.598

FUENTE: ECOPEPETROL

1. Estimado.

Cuadro No. 6

**ECOPETROL — VARIACIONES
EN EL BALANCE GENERAL
(Millones de Pesos)**

Año	Incremento neto activos	Incremento Pasivos	Incremento Patrimonio	Financiación activos con pasivos o/o
1975	3.124.0	1.649.9	1.474.1	53
1976	6.328.4	4.277.6	2.050.8	68
1977	5.842.9	5.424.4	418.5	93
1978	6.913.5	7.699.3	(785.8)	111
1979 ¹	9.766.7	11.611.3	(1.844.6)	119

FUENTE: ECOPETROL

1. A octubre 31 de 1979.

Se concluye que la Empresa, a partir del año 1978, no ha generado fondos suficientes para cubrir su operación, ni mucho menos para aportar capital propio a las inversiones realizadas. Como consecuencia de lo anterior, el índice de endeudamiento de ECOPETROL ha venido creciendo de 49.1% en 1975 a 84.2% en octubre de 1979. Sin embargo, se espera que este último índice disminuya ligeramente para fines del año por el efecto que los aumentos de precios ya efectuados tendrán en los resultados operacionales de los últimos meses.

b. Proyecciones de ECOPETROL

En razón del creciente valor de las importaciones, en caso de no llevarse a cabo un plan exploratorio agresivo, los resultados operacionales de la Empresa mostrarían pérdidas crecientes que pasarían de aproximadamente \$1.000 millones en 1979 a \$62.000 millones en 1989, con un acumulado para la década de \$324.000 millones. En cuanto a los resultados en el flujo de fondos, se presentaría un déficit acumulado, en los diez años, de aproximadamente US \$7.800 millones (\$360.000 millones). Para corregir esta situación se requerirían incrementos de precios desproporcionados.

La descripción anterior de las perspectivas de ECOPETROL sugiere la importancia de realizar el plan de exploración y desarrollo que se explica más adelante, y cuyo objeto es disminuir las importaciones de crudo a partir de 1981, con una mejora sustancial en los estados financieros de ECOPETROL.

2. PROYECCIONES DE PRODUCCION Y CONSUMO

De acuerdo con la infraestructura petrolera existente y la tendencia en el consumo de derivados, el país tendrá que hacer importaciones crecientes de

hidrocarburos líquidos si no se realiza un esfuerzo exploratorio mayor. Como se mostrará más adelante, esto tendría efectos bastante desfavorables sobre la balanza de pagos del país.

Cuadro No. 7
PROYECCIONES DE PRODUCCION E IMPORTACION
DE CRUDO 1980 — 1989
Alternativa con campos existentes

Año	Cargas a refinería	Producción de crudo 1 (Millones de Barriles)	Importación de crudo	Costo de Importaciones (Millones de Dólares de 1980)
1980	62.9	46.0	13.4	423
1981	69.3	43.9	20.5	656
1982	69.3	40.1	24.3	777
1983	76.7	35.7	41.3	1.322
1984	83.3	32.0	50.2	1.606
1985	86.9	29.0	56.2	1.798
1986	90.2	26.2	62.1	1.990
1987	95.0	23.7	69.4	2.221
1988	95.0	21.7	71.5	2.288
1989	95.0	20.0	73.2	2.342
TOTAL	823.6	318.3	482.1	15.423

FUENTE : Ecopetrol.

1. Incluye crudo de Castilla que se vende como Fuel -Oil.

A. Petróleo crudo

Se estima que la demanda de crudo para cargar las refinerías pasará de 62.9 millones de barriles en 1980 a 95.0 millones de barriles en 1989. Puesto que, al mismo tiempo, se prevé que la producción de crudos, con base en los campos existentes, pasará de 46.0 millones de barriles en 1979 a 20.0 millones de barriles en 1989, esto tendrá como consecuencia la importación del 77% del crudo cargado a las refinerías en el año de 1989, con un costo de importaciones de petróleo de aproximadamente US \$15.423 millones para el período 1980-1989 (véase el Cuadro No. 7).

B. Derivados

Para el abastecimiento de la demanda de derivados del petróleo se tratará de maximizar la producción de ACPM y gasolina motor en las refinerías. Con el ensanche de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena y la nueva refinería de los Llanos Orientales las importaciones de gasolina se reducirán sustancialmente durante la década.

Si se mantiene un crecimiento en el consumo de gasolina equivalente a 4.1% anual, en 1989 habrá necesidad de importar 6.2 millones de barriles, correspondientes al 16% del consumo nacional. Con base en este supuesto, el valor de las importaciones de gasolina entre 1980 y 1989 sería de US \$1.130 millones (véanse los Cuadros Nos. 8 y 9).

Adicionalmente, se continuará con las exportaciones de Fuel-Oil, las cuales le darán ingresos al país por aproximadamente US\$2.075 millones en el período considerado.

3. PRIORIDADES PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR

Con base en el diagnóstico sectorial y teniendo en cuenta, por una parte, la importancia estratégica que tiene para el país el logro de un abastecimiento adecuado de energía y, por otra, la necesidad indispensable de asignar en la forma más eficiente posible sus limitados recursos de inversión, se han fijado las siguientes prioridades para la misma:

1. Desarrollo de los campos conocidos y aún no explotados.
2. Desarrollo de la infraestructura interna de refinación, oleoductos y poliductos para facilitar y mejorar el abastecimiento interno de combustibles líquidos.
3. Aumento de la actividad exploratoria para disminuir la dependencia del exterior en el suministro de petróleo y sus derivados.

**PROYECCIONES DE PRODUCCION, CONSUMO, IMPORTACION
Y EXPORTACION DE PRODUCTOS
1980 - 1989
(Millones de Barriles)**

Año	GASOLINA MOTOR			A. C. P. M.		JP - 1A		KEROSENE		FUEL-OIL		
	Produc- ción	Consu- mo	Impor- tación	Produc- ción	Consu- mo	Produc- ción	Consu- mo	Produc- ción	Consu- mo	Produc- ción	Consu- mo	Expor- tación
1980	21.6	26.6	5.0	8.8	8.8	3.6	3.6	3.0	3.0	12.5	8.3	4.5
1981	24.0	27.7	3.7	9.3	9.3	3.9	3.9	3.1	3.1	15.1	8.9	5.2
1982	23.3	28.8	5.5	9.7	9.7	4.2	4.2	3.2	3.2	15.1	11.0	4.1
1983	30.0	30.0	—	10.1	10.1	4.6	4.6	3.2	3.2	19.9	11.5	8.4
1984	31.2	31.2	—	10.6	10.6	5.0	5.0	3.3	3.3	21.2	11.6	9.6
1985	32.5	32.5	—	11.1	11.1	5.4	5.4	3.3	3.3	22.6	12.4	10.2
1986	33.8	33.8	—	11.5	11.5	5.8	5.8	3.4	3.4	24.1	12.7	11.4
1987	35.2	35.2	—	12.0	12.0	6.3	6.3	3.5	3.5	26.3	13.1	13.2
1988	33.3	36.6	3.3	12.5	12.5	6.8	6.8	3.6	3.6	26.6	13.5	13.1
1989	31.9	38.1	6.2	13.0	13.0	7.4	7.4	3.6	3.6	27.0	13.9	13.1
Total	296.8	320.5	23.7	108.6	108.6	53.0	53.0	33.2	33.2	210.4	116.9	92.8

Cuadro No. 9
BALANCE DE IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES
DE HIDROCARBUROS
1980 — 1989
Alternativa con campos existentes
(Millones de Dólares de 1980)

Año	Costos de Importación Crudo	Gasolina	Ingresos por Exportaciones	DEFICIT
1980	423	233	101	555
1981	656	175	116	715
1982	777	263	92	948
1983	1.322	—	188	1.134
1984	1.606	—	215	1.391
1985	1.798	—	228	1.570
1986	1.990	—	254	1.736
1987	2.221	—	295	1.926
1988	2.288	158	293	2.153
1989	2.342	298	293	2.347
TOTAL	15.423	1.127	2.075	14.475

FUENTE: Ecopetrol.

4. Logro de un grado aceptable de conservación de la energía por medio del ahorro y de la racionalización de su empleo, paralelamente al desarrollo acelerado de fuentes energéticas alternativas a los hidrocarburos.

En las siguientes secciones de este capítulo se describen los principales programas que se realizarán en el frente de hidrocarburos. Los programas para desarrollo de otras fuentes energéticas (en particular, energía eléctrica y carbón) se describen en otros capítulos de este Tomo.

4. PLAN DE EXPLORACION Y EXPLOTACION

Para satisfacer las necesidades de petróleo existen varias fuentes: la producción de los campos actuales, conjuntamente con la recuperación secundaria de Casabe; el desarrollo de los campos de Cocorná y los Llanos Orientales cuyas reservas se pueden probar con una inversión mínima y, por último, el desarrollo de nuevas reservas como resultado de las inversiones futuras en exploración.

A. Desarrollo de campos conocidos

La forma más rápida de aumentar la oferta de hidrocarburos consiste en la utilización al máximo de las reservas que actualmente se conocen, pero que por diversos inconvenientes no han sido explotadas. Este es el caso de los crudos de Castilla y Cocorná, entre otros, que conjuntamente podrían llegar a producir unos 40.000 barriles por día. El campo de Cocorná está cubierto por un contrato de concesión suscrito en 1958 con la Texas Petroleum Company. Este campo produce un crudo pesa do, a un ritmo de 600 barriles diarios. Las reservas probadas son de 10 millones de barriles y las probables de 300 millones.

El campo de Castilla, ubicado en los Llanos Orientales, está bajo el régimen de asociación con la Chevron desde 1974 y produce un crudo bastante pesado; las reservas conocidas son del mismo orden de magnitud que las de Cocorná. La explotación de los campos de Castilla y Cocorná representaría una producción adicional de aproximadamente 16 millones de barriles anuales, a partir de 1985.

B. Exploración y explotación de nuevos campos

La cantidad de petróleo adicional producto de la exploración es difícil de precisar con alguna exactitud debido al carácter aleatorio de esta actividad. Sin embargo, existe una correlación entre los niveles de inversión y el hallazgo de nuevas reservas. Como se explicó anteriormente, la actividad exploratoria se ha concentrado en las cuencas de los ríos Magdalena y Catatumbo, obteniéndose de las mismas las mayores producciones y reservas (véase el Cuadro No. 10). Una actividad exploratoria en las cuencas restantes, con la intensidad que se ha efectuado en las del Catatumbo y Valle Medio del Magdalena, podría aumentar las reservas a los niveles requeridos para cubrir las necesidades del país.

En consecuencia, el programa exploratorio que se ha estructurado (Cuadro No. 11) tiene por fin definir razonablemente las posibilidades de hidrocarburos de las 13 cuencas sedimentarias del país. El plan consiste en la ejecución para los próximos 10 años de 143.000 kms., de líneas sísmicas y la perforación de 720 pozos exploratorios. La ejecución de ese programa exigiría inversiones de US \$1.837 millones, de los cuales ECOPEPETROL realizaría US \$1.037 millones (Cuadro No. 12). Ese programa incluye, además, a partir de 1985, exploración con taladro en la plataforma submarina, a niveles de agua superiores a 2.000 metros.

Cuadro No. 10

Cuadro comparativo por cuencas		ACTIVIDAD EXPLORATORIA											
AREA KM ²	RESERVAS DESCUBIERTAS		RESERVAS KM ²		PRODUCCION ACUMULADA		RESERVAS REMANENTES		Pozos Perforados A-3	Cubri- miento Km ² / Pozo	Cam- pos Produc- tores	Proba- bilidad de éxito	
	MMBLS	Gas BPC	Petróleo KM ²	Gas MMPC/ KM ²	Agosto 1979 Pet. MMBLS	Gas BPC	Agosto 1979 Pet. MMBLS	Gas BPC					
1. Pacífico Valle Atrato	70.000 ¹	—	—	—	—	—	—	—	10	7000	—	0.00	
2. Bajo Magdalena	87.000 ²	87.0 ⁸	759.3 ⁶	1.00	8.7	66.1	627.9	20.9	131.4	184	473	12	0.06
3. Medio Magdalena	30.000	2153.7 ⁴	2144.0	71.8	71.5	1452.5	1497.8	701.2	646.2	237	127	34	0.14
4. Alto Magdalena	16.000	92.4	44.3	5.8	2.8	36.0	12.1	56.4	32.2	62	258	5	0.08
5. Valle Cauca Patía	9.000	—	—	—	—	—	—	—	—	1	9000	—	—
6. Guajira	31.000 ³	—	3441.0 ⁷	—	107.1	—	58.6	—	3382.4	22	1409	4	0.18
7. Maracaibo	9.000	416.2	448.5	46.2	49.8	386.4	446.0	29.8	2.5	37	243	8	0.22
8. Sabana Bogotá	9.000	—	—	—	—	—	—	—	—	4	2250	—	—
9. Llanos Orientales	190.000	207.0 ⁵	—	1.1	—	0.7	—	206.3	—	37	5135	5	0.14
10. Putumayo	48.000	216.4	197.8	4.5	4.1	175.6	151.9	40.8	45.9	64	750	12	0.19
11. Amazonas	108.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12. Cesar Ranchería	9.000	—	—	—	—	—	—	—	—	8	1125	—	—
13. Insulares	100.000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
TOTAL	716.000	3172.7⁹	7034.9¹⁰	4.4	9.8	2117.3	2794.3	1055.4	4240.6	666	29920	80	0.12

1. Incluye 14.000 fuera de costa
2. Incluye 17.000 fuera de costa
3. Incluye 16.000 fuera de costa

4. Probables 452 MMBLS
5. Probables 117 MMBLS
6. Probables 61 BPC
7. Probables 156 BPC

8. Probables 18 MMBLS
9. Probables 587 MMBLS
10. Probables 217 BPC

MBLS: Miles de barriles
MMBLS: Millones de barriles
MMPC: Millones de pies cúbicos
BPC: Billones de pies cúbicos. (1 Billón = 1000 millones).

FUENTE: Ecopetrol

Cuadro No. 11

**ACTIVIDAD EXPLORATORIA
PERIODO 1980 — 1989**

CUENCAS	Area Km ²	Exploración Geofísica KMS			Exploración con Taladro Pozos		
		Reque- rida	Reali- zada	Progra- mada	Reque- rida	Reali- zada	Progra- mada
1. Pacífico Valle Atrato	70.000	28.000	5.600	20.000	70	10	20
2. Bajo Magdalena	87.000	34.800	18.670	4.800	435	184	120
3. Medio Magdalena	30.000	12.000	5.741	5.000	600	237	200
4. Alto Magdalena	16.000	6.400	1.755	4.000	160	62	100
5. Valle Cauca Patía	9.000	3.600	400	2.000	9	1	6
6. Guajira	31.000	12.400	6.813	2.000	62	22	30
7. Maracaibo (Catatumbo)	9.000	3.600	1.935	1.000	90	37	10
8. Sabana Bogotá	9.000	3.600	400	3.000	9	4	4
9. Llanos Orientales	190.000	76.000	5.906	40.000	190	37	120
10. Putumayo	48.000	19.200	3.400	10.000	100	64	40
11. Amazonas	108.000	43.200	0	30.000	100	—	30
12. Cesar Ranchería	9.000	3.600	1.400	1.200	18	8	10
13. Insulares	100.000	40.000	7.000	20.000	50	—	30
TOTAL	716.000	286.400	50.020	143.000	1.893	666	720

FUENTE: ECOPETROL.

Con las expectativas de hallazgos existentes se puede esperar que se genere una actividad de desarrollo de nuevos campos tal como se aprecia en el Cuadro No. 13. El costo de esa actividad, más el valor de las inversiones requeridas para desarrollar los campos ya descubiertos de Castilla y Cocorná y para realizar el desarrollo secundario de Casabe, ascendería a US\$2.520 millones, de los cuales ECOPETROL invertiría US \$1.740 millones, teniendo en cuenta su participación en los contratos de asociación.

Con base en la experiencia histórica se espera que las inversiones del programa exploratorio y de desarrollo se traduzcan en los aumentos de la producción mostrados en el cuadro No. 14. En síntesis, de llevarse a cabo, con éxito, el programa exploratorio y de desarrollo mencionado se tendrá el siguiente balance: la inversión de US \$5770.1 millones (US\$ 4203.1 millones por ECOPETROL y US \$1.567 millones Compañías Extranjeras) permitirá una disminución en las importaciones de crudo equivalentes a US \$11.700 millones para el período 1980-1989, y de sumas aun mayores en el futuro. Además, debe observarse que con este programa se lograría una independencia en cuanto a fuentes de suministro externas, las cuales son cada vez más inciertas y costosas.

Cuadro No. 12
PLAN EXPLORATORIO PERIODO
1980 — 1989
POZOS E INVERSIONES

AÑO	EXPLORACION DIRECTA ECOPETROL			EXPLORAC. Y PERFORAC. POR ASOCIACION		
	Geofísica Kms.	Perforación Pozos	Valor Total (Millones de dólares)	Pozos	Valor Total (Millones de dólares)	Valor Total Explor. (Millones de dólares)
1980	8.500	22	59	35	80	139
1981	10.500	27	74	35	80	154
1982	12.000	33	92	35	80	172
1983	16.000	40	116	35	80	196
1984	16.000	40	116	35	80	196
1985	16.000	40	116	35	80	196
1986	16.000	40	116	35	80	196
1987	16.000	40	116	35	80	196
1988	16.000	40	116	35	80	196
1989	16.000	40	116	35	80	196
Total	143.000	362	1.037	350	800	1.837

FUENTE: Ecopetrol.

De acometerse el programa propuesto, el país podría ser autosuficiente en materia de crudos a partir de 1986 y, si se amplía la capacidad refinadora con base en los excedentes de crudo que resultarían a partir de ese año, también se llegaría a la autosuficiencia en derivados.

5. METAS DEL SECTOR PETROLERO

Dadas las características de la industria del petróleo, la planeación de este sector se concibe a largo plazo, por lo cual las metas indicativas propuestas tienen un horizonte de 10 años, entre 1980 y 1989. Debe tenerse en cuenta que el cumplimiento de las metas que se presentan a continuación estará condicionado a la disponibilidad de recursos por parte de ECOPETROL.

Cuadro No. 13
PLAN DE DESARROLLO CORRESPONDIENTE AL PROGRAMA
EXPLORATORIO PROGRAMADO
POZOS E INVERSIONES
(Millones de Dólares)

AÑO	Operación Directa			Operación Asociada		Corcorná y Castilla		TOTAL		
	Pozos No.	Desarr. Inver-	Desarr. Secund. Casabe	Pozos Desarr. No.	Desarr. Inver- siones	Pozos No.	Desarr. Inver- siones	Pozos No.	Inversiones ¹	Parti. Ecopetrol
1980	—	—	2.0	—	13.5	—	—	—	15.5	8.6
1981	—	—	15.0	—	—	54	54.0	54	69.0	42.0
1982	66	66.0	15.0	105	160.0	12	25.0	183	266.0	173.5
1983	81	84.5	15.0	105	158.0	62	34.0	248	291.5	195.5
1984	99	103.1	15.0	105	158.0	85	42.0	289	318.1	218.1
1985	120	124.7	15.0	105	168.0	12	24.0	237	331.7	235.7
1986	120	125.5	5.0	105	178.0	24	7.0	249	315.5	223.0
1987	120	125.3	3.0	105	178.0	12	4.0	237	310.3	219.3
1988	120	124.8	3.0	105	178.0	12	4.0	237	309.8	218.8
1989	120	124.6	3.0	105	158.0	24	7.0	249	292.6	210.1
Total	846	878.5	91.0	840	1349.5	297	201.0	1.983	2.520.0	1.744.6

1. Del total de las inversiones solamente se han incluido lo que Ecopetrol debe aportar, teniendo en cuenta que cuando se descubra el petróleo, o gas, debe pagar por el volumen del asociado.

Se iniciará la producción de los campos nuevos de acuerdo Con el siguiente cronograma:

Desarrollo del campo Cocorná	1981
Desarrollo secundario de Casabe	1982
Desarrollo de los campos de Castilla, Trinidad y Caño Garza	1983

Se estima que la producción de petróleo, en los campos que se descubran como resultado del esfuerzo exploratorio, se podrá iniciar a partir de 1984 ó 1985. Con base en estas expectativas de producción, el país podría abastecer totalmente la capacidad refinadora del país, sin tener que recurrir a las importaciones, a partir del año 1986.

Cuadro No. 14

**PROYECCIONES DE PRODUCCION E IMPORTACION
DE CRUDO 1980 — 1989
CON EL PROGRAMA EXPLORATORIO
(Millones de Barriles)**

Año	Producción actual crudo	Producción nuevos campos	Total	Cargas a Refinería	Excedente de petróleo
1980	46.0	—	46.0	62.9	(16.9)
1981	43.9	2.2	46.1	69.3	(23.2)
1982	40.1	2.6	42.7	69.3	(26.6)
1983	35.7	5.2	40.9	76.7	(35.8)
1984	32.0	28.7	60.7	83.3	(22.6)
1985	29.0	51.6	80.6	86.9	(6.3)
1986	26.2	69.0	95.2	90.2	5.0
1987	23.7	85.8	109.5	95.0	14.5
1988	21.7	98.1	119.8	95.0	24.8
1989	20.0	107.7	127.7	95.0	32.7
TOTAL	318.3	450.9	769.2	823.6	(54.4)

FUENTE: Ecopetrol.

B. Refinación

En diciembre de 1979 se terminó la ampliación de la refinería de Barrancabermeja, la cual permitirá un mayor rendimiento en la producción de gasolina. En 1982 se terminará la ampliación de la refinería de Cartagena con 20.000 barriles por día.

Con el fin de aprovechar los nuevos descubrimientos en los Llanos Orientales se proyecta la construcción de una nueva refinería, que entrará en producción en 1983, con una capacidad total de 40.000 barriles por día.

Las anteriores obras permitirán ampliar la capacidad total de refinación en el país de 175.650 barriles diarios a 265.650 barriles diarios, con lo cual se disminuirá sustancialmente la importación de gasolina.

Cuadro No. 15

**EFEECTO DEL PLAN DE INVERSIONES SOBRE
LAS IMPORTACIONES DE CRUDO**

Año	MILLONES DE BARRILES			Valor de la Disminución a US\$32.156 BL. (Millones de dólares de 1980)
	Importaciones de crudo sin Plan Exploratorio	Importaciones de crudo con Plan Exploratorio	Disminución de las importaciones de crudo	
1980	13.4	13.4	—	—
1981	20.5	18.2	2.3	74
1982	24.3	21.7	2.6	83
1983	41.3	36.0	5.3	170
1984	50.2	21.5	28.7	918
1985	56.2	4.5	51.7	1.654
1986	62.1	—	62.1	1.988
1987	69.4	—	69.4	2.221
1988	71.5	—	71.5	2.288
1989	73.2	—	73.2	2.342
TOTAL				11.738

FUENTE: Ecopetrol.

C. Transporte y almacenamiento

Las obras más importantes que se llevarán a cabo son las siguientes:

- a) La adaptación del oleoducto existente que transportará el crudo de Cocorná hasta Barrancabermeja (1983).
- b) Las ampliaciones de los poliductos para el transporte de productos blancos entre Sebastopol-Medellín y Barrancabermeja-Sebastopol, las cuales se terminarán en 1983 y 1986, respectivamente.
- c) Adaptación de los tanques de almacenamiento de crudo y gasolina en Coveñas (1983).

D. Exploración

En exploración superficial ECOPETROL hará levantamientos sísmicos aproximados a 150.000 kms., lineales en las 13 cuencas sedimentarias durante el

periodo 1980-1989. Este cubrimiento sismográfico, más lo realizado hasta el presente, equivale a cerca del 80% de los requerimientos para tener un conocimiento amplio del potencial petrolero de dichas cuencas.

En exploración con taladro, ECOPEPOTROL deberá aumentar progresivamente el número de pozos perforados, comenzando con 22 en 1980, hasta llegar a 40 en 1983, para un promedio de 36 pozos perforados por año en el período. Adicionalmente, se estima que la contribución de la inversión extranjera deberá aumentar a un promedio de 35 pozos anuales (Cuadro No. 12).

El costo de la exploración directa por parte de ECOPEPOTROL se calcula en US \$578 millones para los años 1980-1985 y en US \$464 millones para el período 1986-1989.

E. Desarrollo

- a) ECOPEPOTROL perforará 326 pozos en asociación con inversionistas extranjeros. Esos pozos son necesarios para desarrollar los campos conocidos de Cocorná y Castilla.
- b) De acuerdo con las metas en exploración tanto de ECOPEPOTROL como de los inversionistas extranjeros, se espera que sea necesario perforar aproximadamente 1.686 pozos para el desarrollo de las nuevas reservas descubiertas (Cuadro No. 13). La inversión de ECOPEPOTROL en esta fase se estima en US \$1.744 millones³⁶, la cual se efectuará dependiendo de los hallazgos de petróleo.

6. INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO

Las metas de inversión de ECOPEPOTROL en exploración, explotación, refinación y transporte ascienden a US\$2.500 millones durante el período 1980-1985. En el período 1986-1989 se proyectan inversiones por US \$1.700 millones, debiendo observarse que las que tienen que ver con exploración y desarrollo de campos nuevos se realizarán solamente si los resultados han sido positivos en el período anterior. La distribución de la inversión se presenta en el Cuadro No. 16 y su financiación prevista en el Cuadro No. 17. Se estima que para cumplir las metas del plan exploratorio se requerirá inversión extranjera del orden de US \$877 millones durante 1980-1985 y US \$690 millones en los años 1986 -1989.

En el período 1980-1982 la inversión total será de US \$1.171 millones a precios constantes, correspondientes a \$62.186 millones corrientes, de los cuales el 20.5% se invertirá en exploración, el 32.7% en explotación, el 23.3% en oleoductos y el 23.5% en refinación y petroquímica.

³⁶ Incluye desarrollo en los campos de Cocorná y Llanos Orientales.

Cuadro No. 16

PLAN DE INVERSIONES DE ECOPETROL 1980 - 1989
(Millones de Dólares de 1980)

	1980	1981	1982	Total 1980-82	Total 1980-85	Total 1986-89
Producción	157.3	157.5	308.6	623.4	1.762.1	1.561.3
Exploración directa	64.3	74.0	92.0	230.3	578.3	464.0
Exploración asociada	3.4	3.4	3.4	10.2	20.4	13.6
Desarrollo directo nuevas reservas	2.0	15.0	81.0	98.0	455.3	514.2
Desarrollo asociado	6.6	27.0	92.5	126.1	418.1	357.0
Recuperación primaria y sanitaria campos existentes	57.3	21.0	21.0	99.3	162.3	84.0
Inversiones ordinarias en mantenimiento	23.7	17.1	18.7	59.5	128.0	128.5
Refinación y petroquímica	69.3	122.7	83.2	275.2	374.4	45.6
Oleoductos y otras áreas	52.4	114.0	106.3	272.7	365.7	94.0
TOTAL	279.0	394.2	998.1	1.171.3	2.502.2	1.700.9

FUENTE: Ecopetrol.

Cuadro No. 17

FINANCIACION DE LA INVERSION Y DE LA OPERACION DE ECOPETROL
(Millones de Dólares de 1980)

	1980	1981	1982	Total 1980-82	Total 1980-85	Total 1986-89	Total 1980-89
1. Gastos por importaciones de crudo y gasolina	674.3	757.6	957.2	2.389.1	4.373.1	455.5	4.828.6
2. Ingresos netos de operación antes del pago de importaciones	701.7	774.3	802.7	2.278.7	4.711.1	2.633.6	7.344.7
3. Superavit (déficit) de operación (1 - 2)	27.4	16.7	(154.5)	(110.4)	338.0	2.178.1	2.516.1
4. Valor de las inversiones	277.0	394.2	498.1	1.169.3	2.500.5	1.700.9	4.201.4
5. Valor servicio de deuda a largo plazo	34.4	35.3	37.5	107.2	216.4	148.3	364.7
6. Pago financiación a corto plazo	204.3	138.8	51.0	394.1	510.1	—	510.1
7. Otros	42.0	10.0	—	52.0	52.0	—	52.0
TOTAL DEFICIT	530.3	561.6	741.1	1.833.0	2.941.0	(328.9)	2.612.1
1. Crédito a largo plazo	176.0	241.0	298.9	715.9	1.001.8	—	1.001.8
2. Financiación importaciones de crudo y gasolina a corto plazo	100.0	51.0	50.0	201.0	267.0	—	267.0
3. Déficit a financiar con otros recursos	254.3	269.6	392.2	916.1	1.672.2	—	1.672.2

FUENTE: Ecopetrol.

Para financiar las inversiones se cuenta con dos fuentes: recursos propios de ECOPETROL y Crédito Externo.

Los resultados esperados en los flujos de fondos de la Empresa, a los niveles de precios actuales de los combustibles, presentan un déficit de US\$2.941 millones durante el período 1980-1985 y un superávit de US \$329 millones durante el período 1986-1989 (Cuadro No. 17). Para que el programa de inversión sea viable financieramente ese déficit deberá corregirse combinando diversas acciones, entre las cuales serán de especial importancia las siguientes:

1. Reajuste de los precios internos de tal manera que ECOPETROL logre cubrir, además de sus costos de operación, los costos del componente en pesos de las inversiones propuestas.
2. Financiado con créditos externos a largo plazo un porcentaje de las inversiones durante los años 1980-1983.
3. Utilizando créditos a corto plazo para financiar las importaciones de crudo y gasolina (de 1980 a 1983).
4. Eventualmente, creando un Fondo de Exploraciones con base en recursos que se definirían posteriormente.

CARBÓN

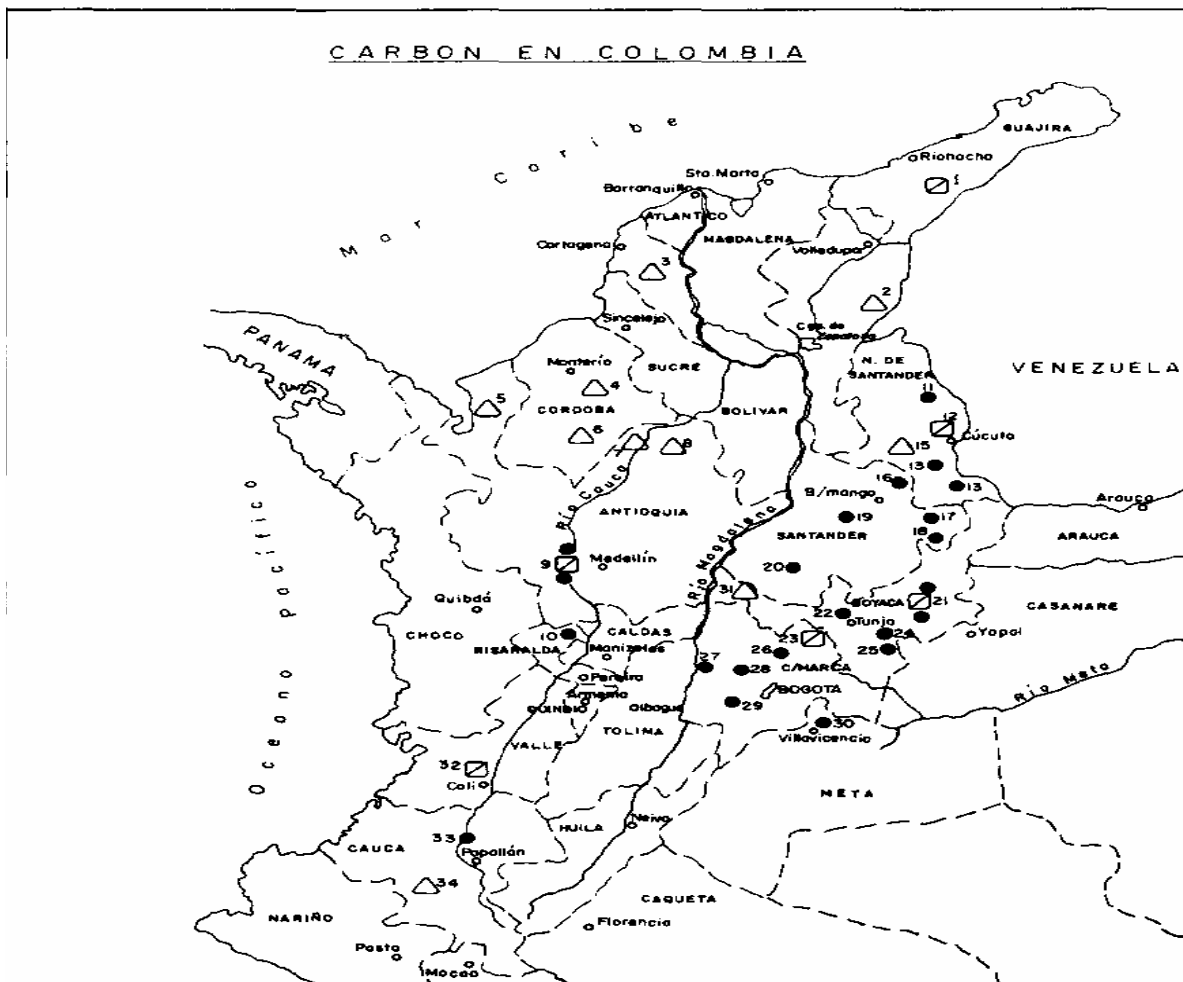
1. SITUACION ACTUAL

A. Reservas

En el país existen 35 cuencas con posibilidades de carbón explotable, distribuidas en las tres cordilleras y en las hoyas interandinas del Cauca y del Magdalena (Mapa No. 1).

Los estudios que se han adelantado para conocer la magnitud de las reservas carboníferas del país, sus calidades y posibles aplicaciones son, en general, preliminares e incompletos. Así, el rango de variabilidad de los recursos carboníferos estimados va de los 3.500 a los 40.000 millones de toneladas. El último cálculo de reservas de carbón, basado en información cartográfica y geológica más actualizada, muestra que las reservas totales del país son de 10.056 millones de toneladas entre medidas, indicadas e inferidas (Cuadro No. 1).

Mapa No. 1



CONVENCIONES

- ☐ Yacimiento
- Prospecto
- △ Manifestación

- | | |
|--------------------------------|---|
| 1 - Cerrejón | 19 - Sn.Vicente de Chucurí-Labrijó |
| 2 - La Jagua de Ibirico | 20 - Londázuri |
| 3 - San Jacinto | 21 - Chicamocha - Morcá - Pez de Río - Jerico |
| 4 - Ciénaga de Oro | 22 - Tunja - Peipe - Duitama |
| 5 - Urabá - Mutatá - Chigorodó | 23 - Cagua - Semeed |
| 6 - Alto San Jorge | 24 - Suevo - Umbita - Laguna de Tota |
| 7 - Torozó - Río Man | 25 - La Balsa - Suesa - Chocotá |
| 8 - Purí - Cocerí | 26 - Río Frio |
| 9 - Amagá - Sepetrán | 27 - Pubenza - Dindal |
| 10 - Río Sucio - Quinchía | 28 - Subachoque - La Pradera |
| 11 - Catatumbo | 29 - Fusagasugá - El Saito |
| 12 - Zulia | 30 - Guatiquia |
| 13 - Pamplona - Doña Juana | 31 - Territorio Vásquez |
| 14 - Tolosa - Herrán | 32 - Valle del Cauca |
| 15 - Salazar | 33 - Suárez - Ployón - Dinde |
| 16 - Mutiscua | 34 - Mercaderes |
| 17 - Páramo del Almorzadero | 35 - Chiribiquete |
| 18 - Miranda - Molagavita | |

Las reservas medidas son del orden de 1.268 millones de toneladas, de las cuales el 80% están ubicadas en el Cerrejón (Guajira). Las reservas indicadas, iguales a 805 millones de toneladas, representan un 8.0% del volumen total calculado. Estos volúmenes de carbón son susceptibles de medirse con mayor precisión mediante una exploración más detallada que incluya perforación de pozos para determinar espesor y continuidad de los mantos. Las reservas inferidas totalizan 7.983 millones de toneladas y equivalen al 79% del total de reservas. El significado de esta cifra es de tipo indicativo y sólo sirve para orientar los proyectos de exploración detallada.

Cuadro No. 1

RESERVAS MEDIDAS, INDICADAS E INFERIDAS DE CARBON POR DEPARTAMENTOS, 1979
(Millones de Toneladas)¹

Departamento	Reservas Medidas			Reservas Indicadas			Reservas Inferidas			TOTALES		
	Térmi- cas	Coqui- zable	Total	Térmi- cas	Coqui- zable	Total	Térmi- cas	Coqui- zable	Total	Térmi- cas	Coqui- zable	Total
Guajira	1.021	—	1.021	186	—	186	2.000	—	2.000	3.207	—	3.207
C/marca	—	104	104	—	221	221	5	3.320	3.325	5	3.645	3.650
Boyacá	25	75	100	86	48	134	64	230	294	175	353	528
Santander	—	—	—	—	—	—	187	19	206	187	19	206
Cesar	—	—	—	8	—	8	470	—	470	478	—	478
Norte de Santander	1	16	17	67	165	232	48	161	209	116	342	458
Bolívar	1	—	1	—	—	—	200	—	200	201	—	201
Córdoba	3	—	3	—	—	—	1.202	—	1.202	1.205	—	1.205
Valle del Cauca	1	—	1	20	—	20	39	—	39	60	—	60
Antioquia	21	—	21	4	—	4	38	—	38	63	—	63
TOTAL	1.073	195	1.268	371	434	805	4.253	3.730	7.983	5.697	4.359	10.056

FUENTE: Ingeominas.

1. Cifras aproximadas al millón de toneladas.

A pesar de que Colombia es un país rico en carbón, dentro del contexto internacional sus reservas representan menos del 2% del total. Los recursos carboníferos a nivel mundial han sido estimados en 10.127 billones de toneladas distribuidos de la manera presentada en el Cuadro No. 2. De estos recursos, se consideran como "reservas económicamente recuperables" 635 billones de toneladas, equivalentes a un 6.3% del total. Sin embargo, dada la calidad y bajo contenido de azufre de los carbones colombianos así como la

reducida demanda interna con respecto al potencial explotable, los carbones colombianos alcanzan una participación importante en el mercado mundial.

B. Producción

La explotación del carbón, de acuerdo con el censo minero del carbón de 1974, se llevaba a cabo en 630 minas, en su mayoría a nivel artesanal. El 86% de las minas producían menos de 500 toneladas por mes y contribuían con un 40% a la producción total de carbón, mientras que un 6 de las minas producían más de 1.000 toneladas por mes y contribuían con un 52% a la producción nacional.

Sin embargo, a pesar del bajo nivel tecnológico de las explotaciones, la producción de carbón ha venido creciendo a partir de 1970 a una tasa promedio compuesta de 5.1% anual, aumentando de 3.317.000 toneladas en 1970 a 4.930.000 en 1978 (Cuadro No. 3).

Cuadro No. 2

RESERVAS MUNDIALES DE CARBON

País	Reservas	TOTAL RECURSOS	
	Recuperables (10 ⁹ toneladas)	(10 ⁹ toneladas)	Porcentaje
U.R.S.S.	110	4.860	48.0
Norteamérica	188	2.691	26.6
República Popular China	99	1.438	14.2
India	33	57	0.6
Europa Occidental	91	430	4.2
Europa Oriental	38	159	1.5
Africa	34	173	1.7
Suramérica	10	29	0.3
Japón	1	9	0.1
Oceanía	27	263	2.6
Resto del mundo	4	18	0.2
TOTAL	635	10.127	100.00

FUENTE: Shell Coal International Ltd. Reseña preparada para Carbones de Colombia S.A. Citado del World Energy Conference, 1977.

C. Demanda interna

El consumo de carbón se concentra en un 98% en los sectores eléctrico e industrial. El 2% corresponde al sector residencial. En la industria sobresalen por su consumo los sectores de cementos, siderurgia, ladrillos y, en menor es cala, textiles, bebidas, papel y vidrio (Cuadro No. 3).

Teniendo en cuenta los proyectos existentes en los sectores eléctrico, de cementos y siderúrgico, es de esperar que el consumo interno de carbón crezca en la década de los ochenta a una tasa mayor que la histórica.

La política establecida en el sector eléctrico en cuanto a las fuentes de combustibles es la de avanzar en la sustitución de combustóleo, diesel y gas por carbón, para la generación de energía eléctrica. Así, dentro de los proyectos definidos para la expansión en la capacidad generadora hasta 1987, 564 MW³⁷ se harán con plantas térmicas con base en carbón. Además, las plantas actuales de Termo-Cartagena (132 MW) y Termo-Barranquilla (132 MW) sustituirán el gas natural por carbón a partir de 1982.

En total, el consumo de carbón para la generación eléctrica pasará de 629.000 toneladas en 1978 a 2.335.000 en 1985 y 9.081.000 en el año 2000, lo cual corresponde a tasas de crecimiento de 18.7% y 9.4% en los períodos 1978-1985 y 1985-2000, respectivamente, frente a una tasa de 7.0% en los últimos ocho años (véanse los Cuadros Nos. 4 y 5).

El tercer consumidor potencial de carbón será la industria del cemento, dado que el costo del millón de BTU de carbón es menor que el de los otros combustibles. Se estima que la industria del cemento consumirá 541.000 toneladas adicionales para 1985, considerando las ampliaciones previstas en capacidad y los programas de sustitución.

CUADRO No. 3
CONSUMO DE CARBON EN EL PERIODO 1970 - 1978
(Miles de Toneladas)

Año	PRODUCCION	CONSUMO INTERNO				EXPORT.	
		Total	Electricidad	Cementeras	Siderúrgicas		Otros
1970	3.317	3.308	358	451	732	1.767	9
1971	2.800	2.788	348	472	772	1.196	12
1972	2.900	2.863	337	512	567	1.447	37
1973	3.360	3.325	429	507	630	1.759	35
1974	3.600	3.545	342	525	630	2.048	55
1975	3.800	3.757	259	447	661	2.390	43
1976	4.000	3.947	520	496	661	2.270	53
1977	4.200	4.041	631	538	787	2.085	159
1978	4.930	4.570	629	577	883	2.481	360

FUENTE: Ministerio de Minas y Energía, ICEL y Centro de Información de la Industria del Cemento.

1. Corresponden a las plantas térmicas de Cerrejón (300 MW), Termo-Tasajero (132 MW), Paipa III (66 MW) y Zipaquirá (66 MW).

³⁷ Corresponden a las plantas térmicas de Cerrejón (300 MW), Termo-Tasajero (132 MW), Paipa III (66 MW) y Zipaquirá (66MW)

En cuanto al carbón coquizable, las necesidades domésticas estarán determinadas por los programas de ensanche de Paz de Río, Colar y las fundiciones. La producción actual de arrabio es de aproximadamente 200.000 toneladas por año que pretende ser ampliada a 633.000 toneladas por año para 1985. Esto implicará un consumo adicional de carbón coquizable de 640.000 toneladas.

Cuadro No. 5

PROYECCION DEL CONSUMO INTERNO DE CARBON
(Miles de Toneladas)

Año	Sector Eléctrico Público	Sector Cementeras	Sector Siderúrgico	Otras Industrias	Total Consumo	Tasa de Crecimiento
1979	794	595	904	2.588	4.881	—
1980	782	633	926	2.699	5.010	3.3
1981	1.113	672	948	2.815	5.548	10.1
1982	1.198	768	971	2.936	5.873	5.9
1983	1.512	812	994	3.062	6.380	8.6
1984	2.169	857	1.018	3.194	7.238	13.4
1985	2.335	1.270	1.242	3.331	8.178	13.0
1986	2.505	1.309	1.483	3.475	8.772	7.3
1987	2.688	1.350	1.764	3.624	9.426	4.6
1988	2.885	1.391	1.807	3.780	9.863	4.6
1989	3.095	1.434	1.850	3.942	10.321	4.6
1990	3.405	1.479	1.894	4.112	10.890	5.5
1991	3.772	1.525	1.939	4.289	11.525	5.8
1992	4.180	1.572	1.978	4.473	12.203	5.9
1993	4.632	1.521	2.026	4.666	12.845	5.3
1994	5.132	1.671	2.074	4.866	13.743	7.0
1995	5.787	1.723	2.124	5.075	14.700	7.0
1996	6.325	1.776	2.175	5.294	15.570	5.8
1997	6.913	1.831	2.227	5.521	16.492	5.9
1998	7.556	1.888	2.280	5.759	17.483	6.0
1999	8.259	1.947	2.335	6.006	18.547	6.1
2000	9.081	2.007	2.391	6.265	19.744	6.4

FUENTE: Cálculos del DNP.

La demanda interna, dentro de una proyección de crecimiento intermedio, pasará de 4.570.000 toneladas de carbón en 1978 a 8.178.000 en 1985 y 19.744.000 en el año 2000, lo que implica tasas de crecimiento de 9.5% en el período 1978-1985 y 5.7 en el período 1981-2000, frente a la tasa de crecimiento histórica de 4.1 durante 1970-78. Esta aceleración, especialmente durante los años 1979-85, se deberá a las políticas de sustitución de carbón por gas en el sector eléctrico y a los planes en los sectores de cementos y

siderúrgico. Acciones y políticas que incentiven el uso de carbón conducirán a tasas de crecimiento en la demanda aún más altas.

Las proyecciones anteriores de la demanda de carbón significan un consumo acumulado de carbón hasta el año 2000 de 208 millones de toneladas de carbón térmico y 38 millones de toneladas de carbón coquizable, que contrastan tan favorablemente con las reservas medidas e indicadas de 1.443 y 630 millones de toneladas de carbón térmico y coquizable, respectivamente.

D. Demanda externa

La exportación de carbón por parte de Colombia se ha llevado a cabo en volúmenes muy bajos, no obstante que en los últimos años aumentó apreciablemente (véase el Cuadro No. 6). El principal obstáculo para ampliar las exportaciones de carbón ha sido la falta de infraestructura de transportes.

Cuadro No. 6

EXPORTACION DE CARBON

Año	Toneladas	(Miles de Pesos)	Precio x Ton ¹
1970	8.802	3.192	363
1971	12.102.5	6.786	561
1972	37.385.5	18.779	502
1973	35.045.1	21.489	613
1974	55.088.9	85.420	1.550
1975	42.738.6	95.078	2.225
1976	53.032.1	112.364	2.119
1977	158.885.8	312.499	1.961
1978 ²	360.000.0	625.320	1.737

FUENTE: DANE Anuarios de Comercio Exterior.

1. La distorsión de los precios se debe a haber acumulado los valores de Antracita, Hullas Bituminosas, Coque y Semicoque. Por ejemplo, el precio de las primeras, en 1974, fue de \$568 por tonelada y los coques de \$1.704 por tonelada.
2. Tabulados Banco de la República. Registros de Exportación.

A pesar de las cifras elevadas de la producción mundial de carbón, el comercio internacional del mismo es aún muy bajo. En 1977 se produjeron en el mundo 2.465 millones de toneladas, de las cuales 195 millones, o sea el 7.9%, fueron objeto de intercambio entre países. De esos 195 millones de toneladas, apenas 45 millones correspondieron a carbón térmico.

Para el año 2000 Shell Coal International pronostica que el comercio mundial de carbón térmico será de 350 millones de toneladas y el de carbón metalúrgico de 225 millones de toneladas, invirtiéndose la tendencia actual en que predomina el carbón coquizable. Las principales zonas consumidoras serán Europa, Japón, el Caribe y Estados Unidos.

Los cambios anteriores en la composición interna del comercio internacional del carbón tienen su razón en la importancia del carbón térmico para la generación de energía eléctrica puesto que las plantas térmicas a base de carbón compiten muy favorablemente con las de Fuel-Oil y no se espera que la energía nuclear crezca a las tasas elevadas que se proyectaron en el pasado. Adicionalmente, el carbón adquirirá importancia para sustituir hidrocarburos o producir gas y crudos sintéticos. De otro lado, la tasa de crecimiento del carbón metalúrgico ha venido disminuyendo debido a la creciente utilización de chatarra en la industria siderúrgica y a los avances tecnológicos que van acompañados de un mayor rendimiento del coque para la producción de arrabio.

Dentro de esta perspectiva internacional, las posibilidades de que Colombia sea uno de los principales exportadores de carbón son excelentes. Las necesidades internas del carbón coquizable hasta el año 2000, y aun hasta el año 2030, son pequeñas comparadas con nuestras reservas. De ahí que el país pueda comprometerse en una política agresiva de exportación de carbón coquizable, sin temor de que sus reservas se agoten rápidamente. En el caso del carbón térmico las posibilidades son también excelentes, pero dadas las necesidades internas para el siglo XXI, la política exportadora debe ser más cuidadosa en el sentido de no comprometer todas nuestras cuencas térmicas en un programa de exportación. La explotación de las cuencas térmicas debe estar sujeta a prioridades teniendo en cuenta que los proyectos no compitan entre sí, tratando de abastecer con nuestros carbones entre el 10% y el 18% de la demanda mundial, lo cual es factible dada la privilegiada posición geográfica del país.

De todas formas, Colombia puede exportar en los próximos veinte años un volumen de carbón cercano a los 30 millones de toneladas de carbón térmico por año sin poner el abastecimiento interno en peligro, permitiendo un tiempo prudencial para seguir los desarrollos de licuefacción y gasificación a partir del carbón, los cuales seguramente se encontrarán, para finales del siglo, en un estado tecnológico definido y a unos costos competitivos con las fuentes tradicionales.

2. PRIORIDADES PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR CARBON

Las prioridades del sector, teniendo en cuenta la situación actual del país en cuanto a exploración, explotación y consumo de carbón, la situación a largo plazo en materia de combustibles y el lugar que deberá ocupar el carbón a nivel nacional e internacional son las siguientes:

A. Aumento de la participación del carbón en el balance energético

Dados los abundantes recursos carboníferos del país, se hace imperativo promover el uso del carbón como sustituto de combustibles derivados del petróleo. En el sector eléctrico, los nuevos desarrollos térmicos se harán con base en carbón, excepto en los casos de plantas tipo turbogas para atender

picos de la demanda. Así mismo, se promoverá el uso de carbón en los procesos industriales mediante medidas que estimulen la oferta de carbón y una política de precios de los demás combustibles que incentiven su sustitución por carbón. En el largo plazo, el carbón será elemento importante para la producción de combustibles líquidos y gas, política que debe estar coordinada con los acontecimientos en el sector petróleo. Si después de una exploración intensiva se llegara a la conclusión que las posibilidades de encontrar petróleo son escasas en Colombia, el carbón jugaría un papel vital en el desarrollo energético. Lo anterior significa que el nivel de exportaciones sería diferente a finales del siglo al que se tendría con un escenario de abastecimiento suficiente de petróleo interno.

B. Exploración

A corto plazo es evidente la necesidad de mejorar el conocimiento del potencial carbonífero del país, especialmente de las áreas en que se desarrollarán proyectos específicos como futuras termoeléctricas. Las exigencias más inmediatas están determinadas por la nueva térmica de Tasajero y el suministro de carbón a las actuales centrales de Termo-Zipaquirá y Termo-Paipa, las cuales serán ampliadas con dos unidades de 66 Mw, la primera, y con una unidad de 66 MW, la segunda.

A mediano plazo, con el fin de mantener un suministro confiable de energía eléctrica, la termoelectricidad proveerá, aproximadamente, un 20% de la demanda eléctrica en el país.

Para cumplir con este propósito, el programa de expansión de carbón deberá tener como marco de acción los proyectos termoeléctricos identificados por el estudio del sector de energía eléctrica.

Fuera de las termoeléctricas, el carbón térmico se seguirá consumiendo en las sementeras, la industria de papel, las ladrilleras y la industria textil. De ahí que los planes de exploración deben considerar, además, la localización de las industrias susceptibles de utilizar carbón.

C. Explotación

La entidad encargada de ejecutar las políticas en el sector será Carbocol, que hará los desarrollos mineros con sus propios recursos, en asocio con capital extranjero y a través de empresas de economía mixta con capita' privado colombiano.

Se estimulará, en lo posible, el desarrollo de la minería privada mediante políticas de crédito y mercadeo e incentivos tributarios.

D. Exportación

Colombia puede iniciar una etapa importante en su desarrollo económico mediante la exportación de carbón tanto térmico como coquizable. Esta política tendrá en consideración las necesidades del país a largo plazo. Dentro de esta óptica, se impulsará el desarrollo de los proyectos del Cerrejón y de las cuencas que por su cercanía puedan utilizar la infraestructura que se creará con estos proyectos en lo que se refiere a carbones térmicos. Los proyectos de creación y mejora de la infraestructura de transporte para llevar a los puertos los carbones del centro del país están íntimamente relacionados con los respectivos proyectos de exportación de carbón, y no serían rentables para el país en ausencia de un flujo adecuado de exportaciones de carbón coquizable. Por esta razón, se considera indispensable diseñar mecanismos para lograr la vinculación del capital de los socios extranjeros de Carbocol, en los proyectos de carbón coquizable, a la financiación de los costos de creación de la infraestructura de transporte. Por otra parte, puesto que el beneficio para el país representado por la exportación de carbón es, fundamentalmente, el de utilizar un recurso abundante para generar divisas, y no tendría sentido subsidiar el consumo de energía de los países importadores, en ningún caso deberá subsidiarse el transporte del carbón para las exportaciones de los nuevos proyectos.

Para la exportación de los carbones coquizables del área del Norte de Santander se buscará llegar a acuerdos con la república de Venezuela para el transporte y embarque en puerto de tales carbones.

E. Combustibles sintéticos

Dados los avances tecnológicos desarrollados hasta hoy y los que se esperan en un inmediato futuro sobre el empleo del carbón como fuente de combustibles líquidos y gaseosos, se mantendrá una política de evaluación permanente sobre los resultados que en esta materia se obtengan, para determinar cuándo el país debe decidir su aprovechamiento e incorporación de los nuevos procesos dentro de la estructura energética colombiana.

3. PROYECTOS

Los proyectos de inversión pública en el sector carbón se adelantan por intermedio de Carbocol e Ingeominas, tanto para explotación como para la exploración en diferentes regiones del país.

A. Cuenca del Cerrejón

Carbocol adelanta en la Zona del Cerrejón los dos proyectos más importantes de explotación.

a. Proyecto Carbocol-Intercor

Este proyecto se refiere a la zona norte o bloque B del Cerrejón (aprox. 38.000 Has.) y es objeto de un contrato de asociación con Intercor desde 1977. La

localización del puerto se ha definido en Bahía Portete y los estudios específicos de factibilidad del desarrollo de la mina y de la infraestructura necesaria para exportar el carbón están prácticamente terminados.

Se espera que a principios de 1980 esté definida la factibilidad comercial del proyecto para iniciar el montaje, que se terminará en 1984. A partir de 1984 empezará la fase de explotación, que se prolongará por 23 años, durante los cuales se producirán 15 millones de toneladas anuales destinadas a la exportación. Tales exportaciones aportarán un ingreso total, hasta el año 2007, es timado en US \$52.873 millones a precios corrientes.

El costo total del proyecto, incluyendo las inversiones del socio extranjero, es de \$51.729 millones a precios de 1979, discriminados en la siguiente forma:

	\$ Millones	US\$ Millones
Mina	15.265	355
Ferrocarril	6.880	160
Puerto	9.030	210
Vivienda y otros	9.030	210
Gastos pre-operacionales	11.524	268
TOTAL	51.729	1.203¹

1. Equivalente a US\$1.700 millones en términos corrientes.

b. Proyecto Zona Centro

Esta zona tiene una extensión de 10.000 Has. y ha sido explorada directamente por Carbocol. La fase de exploración está terminada y en la actualidad se están realizando los estudios de diseño minero que se terminarán en junio de 1980. La explotación de la mina se iniciará con 300.000 toneladas en 1982 pan llegar en 2 años a una producción de 1.500.000 toneladas anuales que abastecerá las necesidades de las plantas térmicas de la Costa Atlántica, incluyendo Termo-Cerrejón. Este carbón será transportado inicialmente por camiones a los sitios de consumo en la Costa Atlántica y posteriormente se utilizarán el ferrocarril y el puerto del proyecto de Carbocol-Intercor.

El proyecto, a su vez, abastecerá la demanda externa con una producción de 5 millones de toneladas en el año 1990. Con este programa se iniciará la producción en gran escala en el país y se logrará la sustitución del gas por carbón en las plantas térmicas de la Costa Atlántica.

El costo total del proyecto es de \$2.176 millones para la parte minen y \$800 millones para la carretera troncal de la mina a Termo-Cerrejón, la cual deberá estar terminada a mediados de 1982.

B. Convenios con Brasil, Rumania y España

Estos convenios se iniciaron hace cinco años y tienen como objetivo evaluar las reservas de carbón coquizable de tres áreas del Departamento de Cundinamarca para llegar a una factibilidad minera que permita la explotación de un mínimo de un millón de toneladas en cada convenio, con destino a la exportación.

La dirección de los proyectos está a cargo de un comité integrado por Ingeominas, Carbocol, Ministerio de Minas y un representante de la respectiva empresa extranjera.

La exploración se ha realizado conjuntamente con Ingeominas y ha sido finalizada con resultados de reservas que pueden dar lugar a la extracción de 3 a 6 millones de toneladas anuales. La iniciación de la exploración en detalle y la explotación está supeditada a: i) la solución de los problemas jurídicos existentes en las áreas objeto de estudio, u) la terminación de la variante férrea Saboyá-Carare, necesaria para transportar el carbón a la Costa Atlántica, dadas las limitaciones de la ruta actual Bogotá-Puerto Salgar, iii) la construcción del puerto de exportación en la Costa Atlántica.

— El proyecto con España se desarrolla en el flanco occidental del sinclinal Checua-Lenguazaque (42 km²). Los resultados hasta el presente indican 44 millones de toneladas medidas y 1.600 millones de toneladas inferidas.

— El proyecto con Rumania se realiza en la zona de Guaduas - Caparrapí y Facatativa - Subachoque -Pacho. Este proyecto se inició en junio de 1977 y hasta el momento se han estimado unas reservas suficientes para una explotación minera de escala adecuada.

— El convenio con Brasil se desarrolla en la Cuenca Checua - Lenguazaque (60 km²), a continuación del área de España. Las reservas medidas se estiman en 60 millones de toneladas.

C. Proyectos de exploración de Carbocol e Ingeominas

Carbocol adelantará planes exploratorios con sus propios recursos y con asistencia técnica de gobiernos y entidades extranjeras. Las áreas prioritarias de estudio se han fijado, dadas las necesidades de carbón térmico, en los departamentos de Norte de Santander, Valle del Cauca, Antioquia y Cundinamarca.

4. INVERSIONES Y FINANCIACION

A. Inversión

La inversión pública en el sector carbón estará básicamente ligada a los proyectos de Carbocol en el Cerrejón. Esta inversión se realizará hasta el año de 1986 y se estima que tendrá un valor de US \$1.195.9 millones, de los

cuales el 35% serán gastos en moneda local. Esta inversión se discrimina, por proyectos, como se muestra en el Cuadro No. 7).

El total de las inversiones en el período 1979-1982, incluyendo las inversiones que debe realizar Interco en la Zona Norte, ascenderá a la suma de \$42.629 millones, de los cuales le correspondería a Carbocol la suma de \$22.630 millones.

Cuadro No. 7

INVERSIONES DE CARBOCOL EN EL PERIODO 1979-1986
(Millones de Dólares Corrientes)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	TOTAL
Zona Norte	—	10.0	103.8	240.0	207.9	187.4	183.5	192.8	1.125.4
Zona Central	1.6	15.2	20.1	12.2	—	—	—	—	49.1
Otros proyectos Mineros	0.4	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	21.4
TOTAL	2.0	28.2	126.9	255.2	210.9	190.4	186.5	195.8	1.195.9

Cuadro No. 8

FINANCIACION DEL SECTOR SEGUN FUENTES
(Millones de Dólares Corrientes)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	TOTAL	o/o
Créditos externos	—	12.00	111.8	212.6	157.5	123.5	50.0	—	667.4	55.8
Aportes de accionistas o Gobierno	—	13.0	13.8	39.6	48.9	56.9	63.0	40.5	275.7	23.1
Recursos propios + in- gresos netos por ventas	2.0	3.2	1.3	3	4.5	10.0	73.5	155.3	252.8	21.1
TOTAL	2.0	28.2	126.9	255.2	210.9	190.4	186.5	195.8	1.195.9	100.0

E. Financiación

Tratando de minimizar el esfuerzo financiero de los accionistas o del Gobierno Nacional, se ha considerado conveniente que los accionistas de Carbocol cubran únicamente lo correspondiente al pago de los intereses durante el período de construcción. Lo correspondiente a las inversiones directas deberá ser cubierto mediante crédito externo, recursos propios de la Empresa y los ingresos netos por ventas cuando se inicien las explotaciones en la Zona Centro (1982) y la Zona Norte (1985), tal como se presenta en el Cuadro No. 8.

GAS NATURAL

1. SITUACION ACTUAL

A. Reservas

Las reservas probadas de gas natural en el país ascienden a 4.716 miles de millones de pies cúbicos (Cuadro No. 1) equivalentes a 942 millones de barriles de petróleo. De estas reservas, el 73% estaban ubicadas en la Guajira, en los yacimientos de Ballenas, Chuchupa y Riohacha. Se estima que para el año 1992 los yacimientos del Medio Magdalena estarán agotados, por lo cual a partir de este año se contaría básicamente con los yacimientos de la Guajira, de no encontrarse nuevos campos.

De acuerdo con la actividad exploratoria que se está realizando en el país, se ha encontrado que la región de la Costa Atlántica presenta un ambiente geológico propicio para la existencia de yacimientos gasíferos. Sin embargo, puesto que es difícil prever los aumentos futuros en las reservas de gas, se considera conveniente planear la utilización de este recurso, en el mediano plazo, con base en las reservas que se conocen con precisión. Por otro lado, debe anotarse que una ampliación de la demanda actual mediante la definición de proyectos específicos que utilicen el gas natural, bien sea como materia prima o como sustituto de combustibles líquidos para la producción de calor, crearía un incentivo para acelerar la actividad exploratoria y un eventual aumento en las reservas.

B. Producción y consumo

La producción de gas natural en 1978 fue de 146.6 miles de millones de pies cúbicos que corresponden, aproximadamente, a 402 millones de pies cúbicos diarios³⁸. De esta producción, el 66.20/o fue consumido directa mente (265 millones de pies cúbicos diarios) y el resto fue quemado al aire o reinyectado nuevamente a los pozos con el fin de mantener la presión en la producción de crudos (véase el Gráfico No. 1). Aunque el consumo neto del gas³⁹ creció a una tasa anual compuesta del 8,4% en el período 1971-1978, la tasa de crecimiento ha sido muy variable anualmente, hecho que se explica por los cambios en el consumo de gas por las electrificadoras (véase el Cuadro No. 2). Al entrar nuevas plantas eléctricas a gas el consumo aumentó drásticamente pan luego permanecer prácticamente estacionario. En la industria el consumo ha tenido un comporta miento casi estacionario en términos absolutos. Por otra parte, la proporción que se quema al aire tiende a disminuir. Dentro del conjunto de las electrificadoras e industria, el consumo de gas natural se ha concentrado en la Costa Atlántica, siendo esta la principal fuente primaria de energía de la región. Así para el año 1978 dicha región consumió el 67% del gas natural en estos sectores (véase el Cuadro No. 3).

³⁸ Equivalente a 79.000 barriles diarios de petróleo.

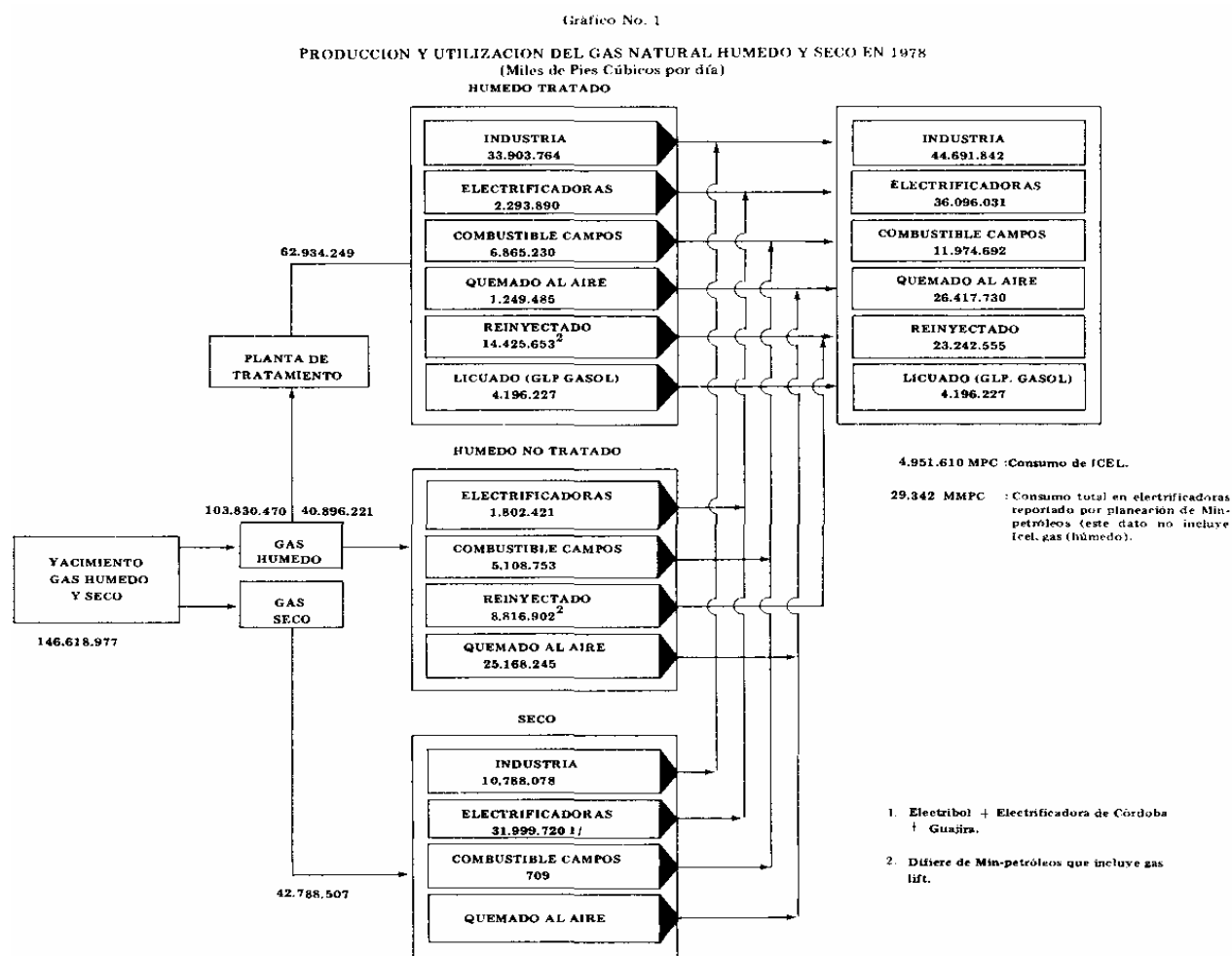
³⁹ Consumo en la industria, las electrificadoras y en los campos.

Cuadro No. 1
RESERVAS PROBADAS A 31 DE DICIEMBRE DE 1978

Cuenca	Miles de millones de pies cúbicos	%
Medio Magdalena (Payoa, Provincia)	687 ¹	14.6
Bajo Magdalena (Difícil, Jobo-Tablón y otros)	97	2.1
Alto Magdalena (Neiva, Terán, etc.)	45	0.9
Catatumbo (Barco-Zulia)	391	8.3
Putumayo (Orito)	54	1.1
Guajira (Ballenas, Riohacha)	3.442	73.0
Total	4.716	100.0

FUENTE: Ministerio de Minas. Disponibilidades de Gas Natural en la Costa Norte, Mayo de 1979. Documento OP-DC No. 5.

1. Son las reservas totales del área, gran parte de las cuales no son aprovechables directamente.



Cuadro No. 2

CONSUMO DE GAS NATURAL 1971 - 1978
(Millones de pies cúbicos por día)

Año	Industria	Electrifi- doras	Combustible en campos	Insumo para GLP y Gasolina	Total
1971	89.1	13.7	36.6	11.9	151.3
1972	78.2	49.1	39.2	12.8	179.3
1973	87.0	48.8	35.7	13.9	185.4
1974	92.4	39.6	35.4	12.9	180.3
1975	89.6	41.5	35.8	13.7	180.6
1976	88.7	47.3	33.5	13.3	182.8
1977	99.6	59.2	33.3	11.2	203.3
1978	122.4	98.9	32.8	11.5	265.6

FUENTE: Cálculos del Departamento Nacional de Planeación basados en informes del Ministerio de Minas y Energía, ECOPETROL e ICEL.

Cuadro No. 3

**CONSUMO DE GAS EN LA COSTA ATLANTICA
ELECTRIFICADORAS E INDUSTRIA**
(Millones de pies cúbicos)

Año	Húmedo Procesado	Seco	Total	Porcentaje del Total Nacional
1970	6.210	9.511	15.721	42.0
1971	9.800	9.560	19.360	51.6
1972	15.492	11.352	26.844	57.8
1973	13.580	9.982	23.562	47.2
1974	13.806	11.474	25.280	52.5
1975	13.809	11.426	25.235	52.7
1976	12.665	12.340	25.005	50.4
1977	11.837	20.195	32.032	55.2
1978	11.486	42.788	54.274	67.2

FUENTE: Ministerio de Minas y Energía, ICEL y CORELCA.

2. PROYECCIONES DE DEMANDA DE GAS NATURAL

A. Costa Atlántica

Actualmente, para la producción de energía la Costa Atlántica depende fundamentalmente del gas natural. En esta zona del país el gas se utiliza principalmente como combustible para la generación de energía eléctrica en las plantas térmicas, para producción de energía en la industria, como insumo en la industria petroquímica y, en menor medida, para el consumo doméstico.

En el futuro, el consumo de gas natural en la Costa Atlántica estará íntimamente relacionado con los proyectos de Carbocol en el Cerrejón, que permitirán la sustitución de gas por carbón en la industria cementera y en el

sector eléctrico. En efecto, la producción de carbón de la zona centro del Cerrejón se iniciará en 1982 con el siguiente programa:

	1982	1983	1984	1985
Miles ton.	300/400	700	1.500 (mínimo)	1.500 (mínimo)

A partir de 1984 se adicionará la producción de la zona norte del Cerrejón. Esto permitirá que las nuevas plantas térmicas en la Costa Atlántica (Cerrejón I y II) puedan consumir desde un comienzo carbón, en vez de gas, y que a partir de 1985 se inicie la sustitución de gas por carbón en las 5 unidades de Termo-Barranquilla y Termo-Cartagena. La sustitución implicaría un consumo de 2.0 millones de toneladas de carbón al año dentro de un potencial de producción en la zona del Cerrejón de 20 millones de toneladas anuales.

Puesto que esa sustitución de combustibles para las plantas térmicas es de conveniencia nacional, es indispensable que las electrificadoras, como consumidores, y Carbocol, como productor, definan prontamente los aspectos referentes al precio del carbón, el transporte y el puerto, de tal manera que se asegure la ejecución de este programa de acuerdo con el cronograma previsto. Una vez se lleve a cabo la sustitución de gas por carbón en las termoeléctricas se liberarán aproximadamente 100 millones de pies cúbicos diarios de gas, en 1985. La disponibilidad de ese gas, conjuntamente con el potencial de producción de gas natural en la Guajira, permitirá la realización de diversos proyectos industriales (véase el Cuadro No. 4). Por otra parte, dentro de un programa de emergencia para el sector eléctrico ISA ha planteado la necesidad de instalar en el interior del país, en el futuro inmediato, plantas adicionales de generación termoeléctrica con una capacidad total de 166 MW, de los cuales 100 MW estarán ubicados en Chinú, utilizando gas natural, y 66 MW estarán ubicados en Termo-Zipacquirá, usando carbón como combustible.

Cuadro No. 4
PROYECCIONES DE CONSUMO Y EXCEDENTES DE GAS EN LA COSTA ATLANTICA
1980-2000
(Millones de Pies Cúbicos por Día)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000
Producción potencial de gas	264	350	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
Consumo de gas sin sustitución													
Electrificadoras	120	130	131 ¹	136	146	147	147	147	147	147	147	147	147
Cementeras	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	45	45
Otras industrias	65	68	72	76	80	85	90	96	102	108	110	130	130
Total Consumo	210	224	230	230	255	262	268	275	282	289	292	322	322
Excedente de gas sin sustitución	54	126	220	220	195	188	182	175	168	161	158	128	128
Sustitución por carbón													
Electrificadoras	—	—	—	17	56	67	67	67	67	67	67	67	67
Cementeras	—	—	—	—	—	30	31	32	33	34	35	45	45
Total Sustitución	—	—	—	17	56	97	98	99	100	101	102	112	112
Excedente de gas con sustitución	54	126	220	237	251	285	280	274	268	262	260	240	240

FUENTE: Ministerio de Minas, Corelca, Ecopetrol.

1. Se supone que a partir de 1982 entra la interconexión con el interior del país, lo cual libera cierta cantidad de gas.

Cuadro No. 5

**PRONOSTICO DE DEMANDA DE GAS, AREA
BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA
(Millones de Pies Cúbicos por Día)**

	1980	1981	1982	1983	1985
Barrancabermeja					
Refinería de Barranca	54.0	58.9	64.2	69.5	75.5
El Centro	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Ferticol ¹	7.5	8.5	21.5	21.5	21.5
Termo-Barranca	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
Sub-Total	86.5	92.4	110.7	116.0	122.0
Bucaramanga					
Planta Eléctrica Palenque	7.5	8.0	8.0	8.0	8.0
Cementos Diamante	3.2	3.2	3.2	3.2	6.3
Otros	0.8	2.0	2.1	2.3	2.7
Sub-Total	11.5	13.2	13.3	13.5	17.0
TOTAL	98.0	105.6	124.0	129.5	139.0

FUENTE: D.N.P. Evaluación Social y Privada de las Alternativas de Expansión de la Industria de Fertilizantes Nitrogenados en Colombia. - Mimeo, Agosto /79.

1. Suponiendo que el nuevo proyecto de Ferticol no utilizará gas natural para generar energía.

Tal como se muestra en el Cuadro No. 4, a partir de 1985, después de descontar el consumo industrial y si no se presentan problemas en los programas de sustitución en el sector eléctrico, habrá excedentes de gas que variarán entre 240 y 280 millones de pies cúbicos diarios, suponiendo que no se encuentren nuevos yacimientos de gas.

B. Centro

El consumo de gas en el interior del país está concentrado en la región de Barrancabermeja y Bucaramanga. Para el período 1980-1985 se estima que el consumo crecerá por las necesidades de la refinería de Barrancabermeja (Cuadro No. 5). A diferencia del gas de la Costa Atlántica, este es un gas asociado cuya tasa de producción depende parcialmente de la tasa de extracción del petróleo y cuyo contenido de etano lo hace esencial como insumo en la producción de etileno polietileno y, por lo tanto, su tasa de producción óptima dependerá de las necesidades de la planta de etileno. Con los proyectos existentes la demanda aumentará a 139 millones de pies cúbicos por día en 1985, mayor que el potencial de producción (100 millones) de la zona. Este déficit hará necesario atender el abastecimiento de la zona con gas natural proveniente de la Costa Atlántica.

3. PROYECTOS PARA LA UTILIZACION DEL GAS NATURAL

Hasta el presente existen 4 proyectos para la utilización del gas natural que, adicionados al déficit que presenta la zona de Barrancabermeja, representarán un consumo entre 491 y 1.028 millones de pies cúbicos diarios. Estos proyectos son:

	CONSUMO DE GAS	
	Millones de pies cúbicos diarios – 1990	
	Mínimo	Máximo
Producción de metanol o de combustibles sintéticos	77	200
Gasoducto de Occidente	138	230
Producción de amoníaco y úrea	26	48
Déficit área Barranca	<u>70</u>	<u>70</u>
Subtotal	311	548
Exportación de gas natural	<u>180</u>	<u>480</u>
Total	491	1.028

De acuerdo con los estudios de factibilidad todos los proyectos mencionados son rentables, pero su ejecución conjunta superaría la disponibilidad actualmente conocida de gas natural, por lo cual será indispensable definir prioridades para su ejecución. A continuación se hace una breve descripción de cada uno de los proyectos.

A. Producción de metanol combustible

El proyecto de metanol consiste en el montaje de una planta para la producción de alcohol metílico, para utilizarlo como combustible en una mezcla con gasolina o para producir gasolina sintética.

De acuerdo con datos de ECOPETROL⁴⁰, las bases para el montaje de una planta de metanol serían las siguientes:

- Estudios, licitación, diseño y montaje: 5 años. Tiempo de vida del proyecto: 10 años.
- Inversión para producción de 17.400 barriles/día: US\$ 195 millones.
- Consumo de gas natural: 77 millones de pies cúbicos diarios.
- Costo de venta: US \$15.44 /Bl.

Se ha estimado que la rentabilidad social del proyecto sería bastante alta, pues dicho proyecto permitiría sustituir importaciones de gasolina cuyo costo es ya muy superior al del alcohol metílico que produciría la planta, y ha venido aumentando rápidamente.

B. Gasoducto de Occidente

⁴⁰ Gas natural Zona Norte. Producción y Abastecimiento. Abril de 1979.

Con el fin de utilizar los excedentes de gas natural de la Guajira e iniciar la sustitución en el consumo de los combustibles líquidos relativamente más es casos, se ha planteado la posibilidad de construir un gasoducto que transporte dicho gas al interior del país. La longitud de este gasoducto sería de 1.067 kms., distribuida de la siguiente manera:

Galerazamba-Medellín-Santa María	635 kms.
Santa María-Bogotá	192 kms.
Santa María-Cali	<u>240 kms.</u>
Total	1.067 kms.

Los productos que sustituiría el gas natural serían el combustóleo, ACPM, kerosene y propano. De acuerdo con el estudio de factibilidad, el mercado potencial, una vez construido todo el gasoducto, sería equivalente a 150 millones de pies cúbicos diarios en 1985. La captación de este mercado es bastante posible dadas las ventajas que presenta como combustible el gas natural con respecto al combustóleo, el ACPM y el kerosene en cuanto a precio, limpieza y costo de almacenamiento. El volumen potencial podría aumentar en 1990 hasta 230 millones de pies cúbicos diarios y en 1995 hasta 294 millones de pies cúbicos diarios. De este total, y según el estudio de factibilidad, el 40% del consumo potencial de gas correspondería a Bogotá. Sin embargo, los análisis posteriores han llevado a concluir que las necesidades de combustibles en la industria de Bogotá se pueden abastecer con el combustóleo de los campos petrolíferos de los Llanos Orientales, el cual no tiene posibilidad de ser exportado. Si se eliminara el ramal a Bogotá el consumo potencial de gas natural se reduciría a 90 millones de pies cúbicos por día en 1985 y a 138 en 1990.

El principal atractivo del proyecto es que permitiría la sustitución de costosos combustibles líquidos, utilizado actualmente por la industria, por un recurso relativamente abundante. Los combustibles líquidos liberados podrían, entonces, ser exportados con una ganancia sustancial para el país. Por otra parte, una vez se construyera un gasoducto al interior sería relativamente poco costoso extender un ramal a Barrancabermeja, para atender necesidades de gas natural de esa región.

C. Producción de fertilizantes

En un estudio reciente, contratado por el Departamento Nacional de Planeación⁴¹, se determinó la conveniencia de utilizar gas natural para nuevas plantas de amoníaco y urea. Los resultados de la investigación se pueden sintetizar de la siguiente manera:

- Es conveniente para el país instalar un nuevo complejo de amoníaco, urea y fertilizantes compuestos en el futuro inmediato.
- Parece más conveniente la instalación de un gran complejo de fertilizantes que dos pequeños complejos en localidades diferentes.

⁴¹ Mejía, Millán y Ferry, Evaluación Social y Privada de las Alternativas de Expansión de la Industria de Fertilizantes Nitrogenados en Colombia. Bogotá, 1979.

- El tamaño óptimo del complejo de fertilizantes resulta muy sensible a las posibilidades de exportación.
- La ubicación más conveniente está ligada a la existencia de un gasoducto en el interior del país.
- Las capacidades óptimas (en miles de ton/año), en función de las exportaciones, serían las siguientes:

Exportaciones	Costa Atlántica			Interior		
	1%	10%	20%	1%	10%	20%
Amoníaco	431	450	450	247	270	332
Urea	289	374	431	335	378	479

El consumo de gas natural para la producción de amoníaco y urea variaría desde un mínimo de 26 millones de pies cúbicos por día para la alternativa de una planta de amoníaco de 247.000 toneladas por año, hasta un máximo de 48 millones de pies cúbicos por día para una planta de 450.000 toneladas por año.

D. Exportación de gas natural licuado

El Consejo Nacional de Política Económica y Social, en febrero de 1977, autorizó a ECOPETROL para recibir propuestas para la realización de un proyecto de exportación de gas natural colombiano en forma líquida. En la autorización se asignó un límite de 180 millones de pies cúbicos diarios de gas proveniente de los yacimientos de la Guajira.

Para lo anterior se llegó a un acuerdo con la sociedad El Paso LNG Company de los Estados Unidos para la elaboración de un estudio de prefactibilidad que fue terminado en enero de 1979. El estudio presentó dos alternativas de inversión: la exportación neta de 163 millones de pies cúbicos diarios para una inversión por US \$657.2 millones⁴² y la exportación neta de 478 millones de pies cúbicos diarios con inversiones por US \$1.260 millones⁴³.

El proyecto consiste en la construcción de un gasoducto para conducir el gas hasta la planta de licuefacción (170 kms.), la construcción de la planta de licuefacción, la adquisición de buques para el transporte hasta la costa de los Estados Unidos (2.632 kms.), la adecuación del terminal en los Estados Unidos y la construcción de nuevas estaciones de compresión para el transporte del gas desde el puerto hasta el interior de los Estados Unidos (740 kms.).

La rentabilidad del proyecto es bastante sensible a la escala del mismo, sien do más favorable desde el punto de vista económico la escala de producción mayor.

⁴² El gas haría un recorrido de aproximadamente 3.500 kms. para ser colocado en el sitio de distribución en los Estados Unidos.

⁴³ Colombia LNG Project, Executive Summary. Enero/79.