

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

PROYECCION ENERGETICA DEMANDA Y SUMINISTRO

1984

272

PROYECCION ENERGETICA  
DEMANDA Y SUMINISTRO

1984 — 2000

COLOMBIA

INTERNATIONAL PETROLEUM (COLOMBIA) LTD.  
JULIO 1984

COPIA No. \_\_\_\_\_

PROYECCION ENERGETICA  
DEMANDA Y SUMINISTRO  
1984 — 2000

COLOMBIA

INTERNATIONAL PETROLEUM (COLOMBIA) LTD.  
JULIO 1984

## INTRODUCCION

La situación permanentemente cambiante que tiene el mundo con respecto a la energía, hace que las proyecciones energéticas sean útiles sólomente en cuanto estas estén actualizadas. Su revisión continúa es necesaria para que la proyección sea una herramienta útil en la complicada tarea de planear y fijar guías energéticas a mediano y largo plazo. Consecuente con este pensamiento, hemos creído conveniente revisar y actualizar el panorama energético de Colombia incluyendo nuestras proyecciones hasta finales del presente siglo. Los resultados obtenidos se resumen en este documento que sigue la pauta de publicaciones anteriores de Intercol y se sustenta en buena parte en información recolectada de múltiples fuentes vinculadas al sector energético.

Este estudio busca evaluar órdenes de magnitud y tendencias y no polemizar con planteamientos emitidos en otros documentos que tengan relación con este tema. Nuestro mayor interés es el de compartir con las entidades del sector, nuestros puntos de vista sobre las proyecciones energéticas con el ánimo de prever con suficiente anticipación las posibles situaciones a que puede verse enfrentado el país y así poder llegar a concebir las mejores estrategias.

PROYECCION ENERGETICA  
DEMANDA SUMINISTRO  
1984-2000

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>
1. <u>PERSPECTIVA ENERGETICA Y ECONOMICA</u> .....	1
1.1 Resumen Energético.....	1
1.2 Crecimiento Económico.....	2
2. <u>SUMINISTRO Y DEMANDA DE ENERGIA</u> .....	3
2.1 Demanda Total.....	3
2.2 Demanda Total de Energía por Sectores.....	3
2.2.1 Transporte.....	5
2.2.2 Residencial y Comercial.....	5
2.2.3 Industrial.....	6
2.2.4 No Energéticos.....	6
2.2.5 Consumo Interno del Sector Eléctrico (Pérdidas).....	7
2.3 Suministro de Energía por Fuentes.....	7
2.3.1 Suministro y Demanda de Petróleo.....	7
2.3.2 Suministro y Demanda de Gas.....	8
2.3.3 Suministro y Demanda de Carbón.....	10
2.3.4 Suministro y Demanda Hidroeléctrica.....	10
3. <u>ELECTRICIDAD</u> .....	11
3.1 Políticas del Gobierno.....	11
3.2 Demanda de Electricidad.....	11
3.3 Suministro de Electricidad.....	13
3.4 Pérdidas en Generación, Transmisión y Distribución.....	13
3.5 Capacidad Instalada.....	15
4. <u>PETROLEO</u> .....	16
4.1 Políticas del Gobierno.....	16

4.2	Perspectivas del Petróleo Crudo.....	17
4.2.1	Pronóstico de Producción Local.....	17
4.2.2	Pronóstico de Demanda y Suministro de Crudo.....	22
4.3	Ventas de Productos de Petróleo por Sectores.....	23
4.3.1	Transporte.....	23
4.3.2	Industria.....	23
4.3.3	Residencial y Comercial.....	23
4.3.4	No Energético.....	25
4.3.5	Electricidad.....	25
4.4	Ventas Netas de Productos Petrolíferos.....	25
4.5	Demanda y Suministro de los Productos del Petróleo en la Industria.....	27
4.6	Balance Volumétrico de las Importaciones y Exportaciones....	29
5.	<u>GAS NATURAL</u> .....	30
5.1	Políticas del Gobierno.....	30
5.2	Demanda de Gas Natural por Usuario.....	30
5.3	Demanda y Suministro de Gas Natural por Area.....	31
6.	<u>CARBON</u> .....	35
6.1	Políticas del Gobierno.....	35
6.2	Demanda Local de Carbón.....	35
6.3	Producción de Carbón.....	37
<u>APENDICE:</u>	<u>EFEECTO DE LAS PERDIDAS EN GENERACION HIDROELECTRICA</u> .....	40

## UNIDADES

GW	- gigavatios (millones de kilovatios).
kBD	- miles de barriles de petróleo por día.
kBPED	- miles de barriles de petróleo equivalente por día.
mpg	- millas por galón.
kV	- kilovoltios (miles de voltios).
kWH	- kilovatios hora.
MUS\$	- millones de dólares.
MB	- millones de barriles.
MBPE	- millones de barriles de petróleo equivalente.
MPCD	- millones de pies cúbicos por día.
MBTU	- millones de unidades térmicas británicas.
Mt/año	- millones de toneladas métricas por año.
MW	- Megavatios (miles de kilovatios).
TWH	- miles de millones de kilovatios hora.
T	- Tera ( $10^{12}$ ).
G	- Giga ( $10^9$ ).
M	- Mega ( $10^6$ ).
k	- Kilo ( $10^3$ ).

## PERSPECTIVAS ENERGETICAS Y ECONOMICAS

### RESUMEN ENERGETICO

Colombia se encuentra muy cerca de ser autosuficiente en materia energética. En 1983 importó cerca del 14% de sus necesidades totales de energía, pero si se toman en cuenta las exportaciones de combustóleo y carbón, las importaciones netas fueron menores del 2%. La estrategia global del gobierno continúa siendo la de estimular el consumo de aquellos recursos que existen en forma suficiente para satisfacer la demanda y de fomentar el uso eficiente y racional del petróleo y sus derivados de los cuales existe déficit.

Las reservas de carbón en Colombia (probadas, probables y potenciales) se estiman en cerca de 16.2 Gt y constituyen cerca del 55% de las reservas conocidas de Sur América. Actualmente Carbocol adelanta dos proyectos para desarrollar parte de las reservas de El Cerrejón en el nordeste del país. El Cerrejón Norte, que se halla en etapa de construcción bajo un contrato de asociación con Intercor y El Cerrejón Central, en explotación a través de un contrato de servicios con el consorcio Colombo-Español Domi-Prodeco- Auxini. Considerando sólo la producción de estos dos proyectos, Colombia se convertirá en el mayor productor y exportador de Latinoamérica, tornándose el carbón en una fuente importante de divisas para el país en la próxima década.

El potencial hidroeléctrico de Colombia se estima cercano a los 93 GW, el décimo en el mundo y el segundo en Latinoamérica después del Brasil, del cual sólo el 6% ha sido desarrollado. La capacidad hidroeléctrica total instalada ha pasado de 1741 MW en 1970 a 3500 MW en 1983 y se espera que se triplique en lo que resta del siglo para atender un crecimiento de la demanda, calculado en 6% anual. Esta expansión exigirá que el gobierno continúe dedicando al sector eléctrico considerables recursos financieros.

Las reservas probadas de petróleo conocidas al final de 1983 eran de aproximadamente 635 MB, las cuales podrán durar cerca de 10 años con los niveles actuales de producción. Se pronostica que hasta el año 2000 serán descubiertos cerca de 1080 MB de nuevas reservas, 50% de las cuales se desarrollarán en este período. El alto interés de la industria de explorar en Colombia fue evidente el año anterior al firmarse el mayor número de contratos de asociación en la historia. La significativa reducción en las importaciones de petróleo, que preveemos pasarán de 38.0 kBD en 1983 a 10 kBD para 1990 y a 1.2 kBD para el 2000, podrá lograrse siempre y cuando se materializen los nuevos descubrimientos y se disminuya el ritmo de crecimiento de la demanda.

Las reservas probables y probadas de gas natural se estimaban en 5.3 TPC a finales del año 1983. Las mayores reservas de gas están localizadas en la Costa Norte, área que tiene cerca del 65% de la demanda total de gas, dificultándose su mayor utilización por falta de infraestructura de transporte a mercados potenciales. Los únicos proyectos, contemplados en este estudio, tendientes a aumentar el consumo de gas natural durante este siglo son la construcción de una

nueva planta de fertilizantes y el uso de gas natural comprimido (GNC) como combustible para vehículos en la Costa Norte.

## 1.2 CRECIMIENTO ECONOMICO

El crecimiento de la economía colombiana ha presentado un comportamiento bastante modesto durante estos últimos años comparado con las altas tasas de crecimiento logradas en la década pasada. En 1983, las grandes dificultades para obtener nuevos préstamos de la banca privada internacional, la baja en las exportaciones y el aumento del servicio de la deuda externa llevaron a una gran erosión de las reservas internacionales que ha impactado negativamente la posición del país desde el punto de vista externo.

En el ámbito interno, el aumento en el déficit fiscal, compensado sólo parcialmente por cambios en el sistema impositivo, ha retrasado la reactivación de la economía. El sector industrial, afectado por el fuerte incremento en el servicio de la deuda, no ha podido responder rápidamente a los nuevos incentivos económicos, ocasionando altas tasas de desempleo.

Sin embargo, es digno de destacar que el gobierno ha logrado controlar la inflación, obteniéndose en 1983 el nivel más bajo de los últimos 10 años. Por otra parte, la devaluación se ha acelerado como un medio de promover las exportaciones y desincentivar las importaciones.

El mayor problema que actualmente enfrenta el gobierno es el déficit en la balanza cambiaria. La facilidad para Colombia de obtener préstamos externos, dentro del contexto Latinoamericano, se ha restringido, debido a una reducción general en la confianza de los banqueros internacionales y por la preocupación en la habilidad del país para manejar su déficit comercial externo y mantener su política de minidevaluaciones.

Se espera por lo tanto, que el crecimiento económico mejore únicamente en forma gradual, de un 1% en 1985 a un 3% anual entre 1987 y 1990 y un 4% en los siguientes años. La comparación entre el pronóstico de este año y del año anterior se muestra en la siguiente tabla.

### CRECIMIENTO PROYECTADO DEL PIB

	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>87-90</u>	<u>90-00</u>	<u>83-00</u>
<u>Proyección 1983</u>							
PIB	1.0	2.0	1.0	2.0	3.0	4.0	3.4
Sector Industrial	(0.2)	(1.5)	1.0	2.3	3.4	4.0	3.2
<u>Proyección 1982</u>							
PIB	0.0	2.0	3.5	3.5	3.5	4.5	4.1
Sector Industrial	(0.5)	1.5	3.0	4.0	4.0	4.5	4.0

SUMINISTRO/DEMANDA DE ENERGIA

2.1 DEMANDA TOTAL

Debido al bajo crecimiento del PIB proyectado este año y a las dificultades en obtener crédito externo, el consumo de energía sectorial muestra una tendencia más baja que la proyectada el año pasado. La demanda total de energía se espera que crezca de 406.5 kBPED en 1983 a 489.3 kBPED en 1990 y hasta 723.1 kBPED para el año 2000. A las cifras anteriores corresponden tasas de crecimiento promedio anual de 2.1% para el periodo comprendido entre 1983 y 1987; 3.4% para el resto de los años 80; y 4.0% para la década de los 90. Las tasas de crecimiento proyectadas el año anterior, correspondientes a los mismos periodos, fueron 4.5%, 4.6% y 4.9%.

La siguiente tabla muestra la demanda total para ciertos años de referencia, y en forma comparativa las tasas de crecimiento del PIB y de la energía total, correspondiente a varios periodos entre 1960 y el año 2000.

<u>DEMANDA TOTAL DE ENERGIA</u>							
<u>(kBPED)</u>							
	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
DEMANDA TOTAL DE ENERGIA	406.5	410.1	417.6	427.8	442.5	489.5	723.1
<u>TASA ANUAL DE CRECIMIENTO</u>							
<u>(%)</u>							
	<u>60-82</u>	<u>83-87</u>	<u>87-90</u>	<u>90-00</u>	<u>83-00</u>		
PIB	5.2	1.8	3.0	3.9	3.4		
ENERGIA	6.2	2.1	3.4	4.0	3.4		

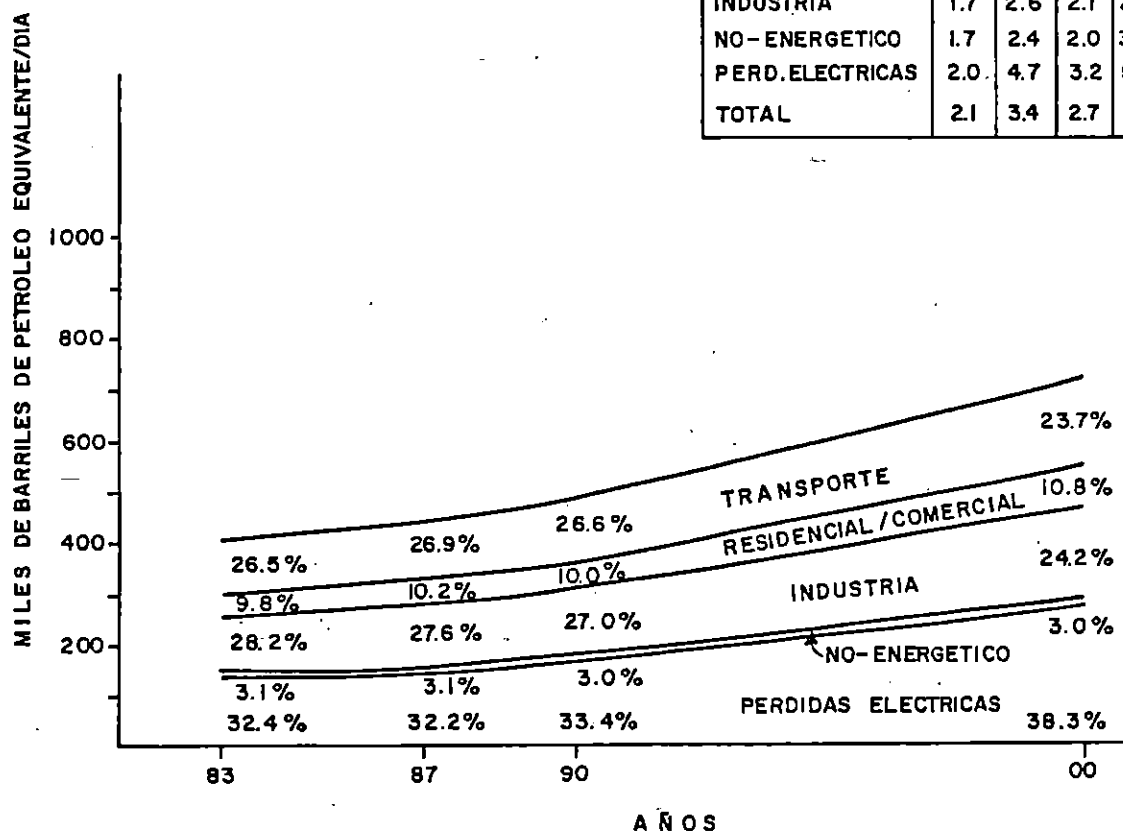
2.2 DEMANDA TOTAL DE ENERGIA POR SECTORES

En el Cuadro 2.1 se muestra la demanda total por usuario final. Los consumidores más importantes de energía son el sector Eléctrico (que corresponde a las pérdidas por generación, hidráulica y térmica, y para transmisión y distribución), el sector Transporte y el sector Industrial. Estos tres sectores consumen aproximadamente el 85% de la energía total. Se pronostica que los sectores Transporte e Industrial disminuirán su participación dentro del total de la energía de 26.5% y 28.2% respectivamente en el año 1983 a el 23.7% y 24.2% para el año 2000 respectivamente. El sector Eléctrico aumentará su participación del 32.4% en 1983 al 38.3% para el año 2000. Los otros dos sectores, Residencial/Comercial y el No-energético, son consumidores de energía en pequeña proporción y sus participaciones a través de todo el período son cercanas al 10% y al 3.0% respectivamente.

COLOMBIA

DEMANDA DE ENERGIA POR USUARIO

USUARIO	TASA DE CRECIMIENTO(%)				
	83-87	87-90	83-90	90-0	83-00
TRANSPORTE	2.5	2.9	2.7	2.8	2.8
RES/COMERCIAL	2.9	3.1	3.0	4.8	4.0
INDUSTRIA	1.7	2.6	2.1	2.9	2.5
NO-ENERGETICO	1.7	2.4	2.0	3.9	3.1
PERD.ELECTRICAS	2.0	4.7	3.2	5.4	4.5
TOTAL	2.1	3.4	2.7	4.0	3.4



DEMANDA DE ENERGIA POR SECTORES

kBPED

USUARIO	1983	1984	1987	1990	2000
TRANSPORTE	107.9	108.8	119.2	130.0	171.3
RESIDENCIAL	39.9	42.0	44.6	49.0	77.9
INDUSTRIAL	114.3	114.8	122.2	132.1	175.3
NO-ENERGETICO	12.9	13.1	13.7	14.8	21.6
SECTOR ELECTRICO (PERDIDAS)	131.5	131.4	142.8	163.6	277.0
DEMANDA TOTAL	406.5	410.1	442.5	489.5	723.1

2.2.1 Transporte

El consumo total de energía en el sector Transporte se espera que crecerá de 107.9 kBD en 1983 a 130.0 kBD en 1990 y 171.3 kBD en el año 2000, a una tasa promedio anual para todo el período de 2.8%.

La participación de este sector dentro de la demanda total de energía disminuirá del 26.5% en 1983 al 23.7% en el año 2000 como un reflejo de las mejoras en las eficiencias de los vehículos y en el sistema vial del país. Los productos petrolíferos son y continuarán siendo la principal fuente de suministro para este sector.

DEMANDA DE ENERGIA PARA EL SECTOR TRANSPORTE

	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
Demanda Total (kBPED)	107.9	108.8	119.2	130.0	171.3
Participación en el Total(%)	26.5	26.5	26.9	26.6	23.7

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL (%)

<u>83-87</u>	<u>87-90</u>	<u>83-90</u>	<u>90-00</u>	<u>83-00</u>
2.5	2.9	2.7	2.8	2.8

2.2.2 Residencial y Comercial

El consumo de energía en los sectores Residencial y Comercial corresponde principalmente a electricidad, productos petrolíferos, gas y pequeñas cantidades de carbón.

La participación de estos sectores en la demanda de energía total oscilará entre el 10% y el 11% para el período analizado. El consumo crecerá de 39.9 kBPED en 1983 a 77.9 kBPED para el año 2000. Su crecimiento refleja la urbanización creciente, la expansión de las redes eléctricas (tanto urbana como rural) y la mejora en las condiciones de vida.

Se espera que la demanda en el sector Residencial y Comercial crezca a una tasa de 2.9% hasta 1987 y de 4.8% para la década de los 90. La tasa promedio anual para todo el período se espera que sea cercana al 4.0%.

DEMANDA DE ENERGIA PARA EL SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL

	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
Demanda Total (kBPED)	39.9	42.0	44.6	49.0	77.9
Participación en el Total (%)	9.8	10.2	10.0	10.0	10.8

TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL (%)

<u>83-87</u>	<u>87-90</u>	<u>83-90</u>	<u>90-00</u>	<u>83-00</u>
2.9	3.1	3.0	4.8	4.0

2.2.3 Industrial

En el análisis sobre la demanda de energía en la industria, se ha tenido en cuenta el énfasis de la política del gobierno por concentrar en este sector sus esfuerzos para reactivar la economía. Esta política incluye el programa de construcción a gran escala de nuevas viviendas, programa que dependerá altamente de la participación de grandes consumidoras de energía como son las fábricas de ladrillo, acero, vidrio y cemento. A mediano plazo, el déficit de la balanza cambiaría será una gran restricción para lograr un ritmo adecuado de crecimiento industrial que será parcialmente compensado con la creación de industrias con consumo intensivo de energía, como resultante del énfasis gubernamental en la sustitución de importaciones y la promoción de exportaciones.

Se espera que la demanda Industrial crezca a una tasa promedio de 1.7% durante el período 83-87 y al 2.9% para la década de los 90. Su participación dentro del total de la energía disminuirá ligeramente de 28.2% en 1983 a 24.2% en el año 2000.

DEMANDA DE ENERGIA EN EL SECTOR INDUSTRIAL

	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
Demanda Total (kBPED)	114.3	114.8	122.2	132.1	175.3
Participación en Total (%)	28.2	28.0	27.6	27.0	24.2

TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL (%)

<u>83-87</u>	<u>87-90</u>	<u>83-90</u>	<u>90-00</u>	<u>83-00</u>
1.7	2.6	2.1	2.9	2.5

2.2.4 No Energéticos

El uso no-energético de la energía se da principalmente en la fabricación de petroquímicos, lubricante y asfaltos.

Las necesidades de este sector crecerán desde 12.9 kBPED en 1983 hasta 21.6 kBPED en el año 2000, a una tasa promedio para todo el período de 3.1%.

década, pero su participación en la demanda total de energía disminuirá gradualmente de 41.3% en 1983 a 39.2% en 1990 y 32.6% en el año 2000, cuando se convertirá en la segunda fuente en importancia después de la hidroelectricidad.

Esta disminución es el reflejo de los planes oficiales para estimular el uso de aquellas fuentes que existen en mayor proporción en Colombia como son la hidroenergía y el carbón, reduciendo así el impacto negativo sobre la balanza de pagos causada por la importación de petróleo y sus derivados.

La demanda total de petróleo y sus derivados se espera que crezca a una tasa promedio de 2.0% para todo el período analizado.

Como consecuencia de la declinación natural de los campos, se estima que la producción de crudo en los campos existentes disminuirá de 152.1 kBD en 1983 a 135.4 kBD en 1990 y a 46.7 kBD en el 2000. La producción de los nuevos descubrimientos aumentará desde niveles cercanos a 16.8 kBD en 1987 a 185.5 kBD para el final del siglo, haciendo que el suministro local crezca de 203.1 kBD en 1990 a 232.2 kBD en el 2000.

Al igual que en la proyección del año anterior, se espera que la importación de productos petrolíferos tienda a reducirse al mínimo para concentrar los esfuerzos de importación en el crudo necesario para alimentar a las refinerías. Como resultado de este planteamiento, se espera que las importaciones de gasolina se reduzcan desde 20.4 kBD en 1983 hasta 11.3 kBD para 1987 y continúe hasta 9.7 kB en el año 2000. Puesto que los productos negros generados en el proceso de refinación, principalmente combustóleo, seguirán excediendo las necesidades locales, las exportaciones de éste continuarán durante todo el período analizado, pasando de 46.7 kBD en 1983 hasta cerca de 49.4 kBD en 1987 y a 10.6 kBD en 1995 cuando la planta de hidrocrqueo proyectada entre en servicio.

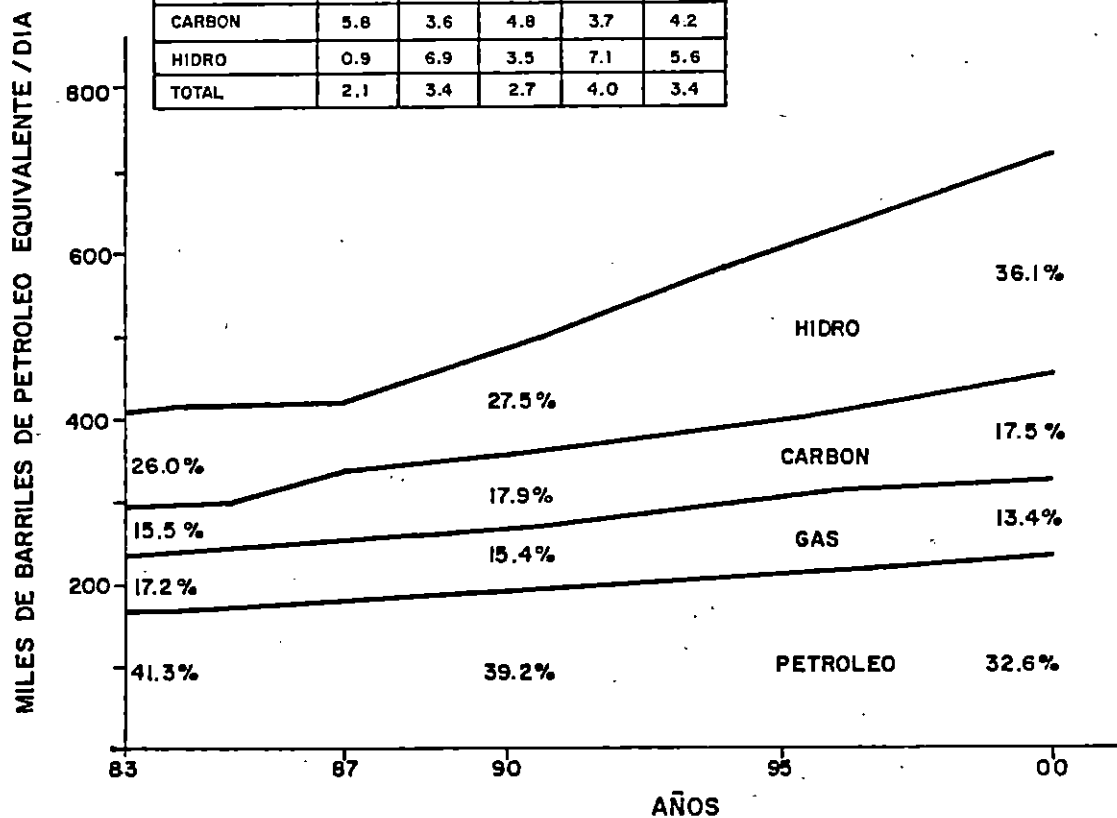
Basados en el crecimiento de la demanda total de petróleo y derivados, el pronóstico de producción de crudo y en la necesidad de minimizar las importaciones de derivados del petróleo, se proyecta que continúen las importaciones de crudo durante el resto del siglo, disminuyendo desde 37.9 kBD en 1983 a 10.3 kBD en 1990 y luego a 1.2 kBD en el 2000. Estos niveles de importación son significativamente menores que los proyectados el año pasado.

#### 2.3.2 Suministro y Demanda de Gas

Se espera que el suministro de gas natural exceda la demanda de la Costa Norte pero que no alcance a copar la del área de Santander. El déficit de gas en esta área se asume que continúe a través del período analizado y se cubrirá consumiendo combustóleo. El pronóstico de este año incluye al

COLOMBIA  
DEMANDA /SUMINISTRO DE ENERGIA POR FUENTE

USUARIO	TASA DE CRECIMIENTO (%)				
	83 - 87	87 - 90	83 - 90	90 - 00	83 - 00
PETROLEO	2.0	1.9	2.0	2.0	2.0
GAS	0.8	1.5	1.1	2.5	1.9
CARBON	5.8	3.6	4.8	3.7	4.2
HIDRO	0.9	6.9	3.5	7.1	5.6
TOTAL	2.1	3.4	2.7	4.0	3.4



SUMINISTRO DE ENERGIA POR FUENTES

kBPED

<u>FUENTE</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
PETROLEO	167.9	168.9	181.7	192.2	235.4
GAS	70.0	70.4	72.3	75.6	96.7
CARBON	63.0	63.2	79.0	87.8	126.1
HIDROENERGIA	<u>105.6</u>	<u>107.6</u>	<u>109.5</u>	<u>133.9</u>	<u>264.8</u>
SUMINISTRO DE ENERGIA	406.5	410.1	442.5	489.5	723.1

sector transporte como un nuevo usuario de gas (gas natural comprimido), siguiendo las políticas del gobierno de reemplazar gasolina por gas natural.

La participación del gas en el suministro total de energía disminuirá desde 17.2% en 1983 hasta 13.4% en el 2000, equivalente a un crecimiento promedio del 1.9% para lo que resta de este siglo. Una explicación más amplia del balance de suministro y demanda de gas se presenta en la Sección 5.

### 2.3.3 Suministro y Demanda de Carbón

La demanda total de carbón incluye tanto el térmico como el metalúrgico. La demanda total de carbón térmico, consumido principalmente en la generación eléctrica y para uso residencial e industrial, crecerá a una tasa promedio del 4.2% para el periodo analizado. La participación del carbón en la demanda total de energía crecerá desde 15.5% en 1983, hasta 17.5% para el año 2000.

Se espera que las exportaciones de carbón comiencen a ser una importante fuente de ingresos para el país hacia finales de esta década, cuando los proyectos del área de El Cerrejón estén operando a plena capacidad.

### 2.3.4 Suministro y Demanda Hidroeléctrica

El pronóstico de generación hidroeléctrica de este año resulta ser un poco menor que el del año anterior debido a las perspectivas de menor crecimiento en la demanda de electricidad; su participación en el cubrimiento de la demanda de energía total crecerá del 26.0% en 1983 al 36.0% en el 2000. La participación de la generación térmica, dentro del total de generación eléctrica, se espera aumente debido a una mayor utilización de plantas térmicas modulares.

## ELECTRICIDAD

### 3.1 POLITICAS DEL GOBIERNO

A partir de 1980 la demanda por energía eléctrica ha mostrado un cambio sustancial en su tendencia histórica. Así, mientras en las décadas de los 60 y 70 el crecimiento promedio anual osciló entre 9% y el 10%, en los últimos tres años ha estado entre el 5% y el 6%. En este pronóstico, debido a las expectativas de un menor crecimiento de la economía y a la eliminación de los sistemas de transporte masivo (metro) ha dado como resultado una demanda de electricidad mucho más baja (6.0% vs. 7.6% del pronóstico del año anterior).

La reducción de la demanda hace que el programa de expansión contemplado en el pronóstico del año pasado se haya moderado. Por esta razón, se ha bajado la necesidad de capacidad instalada para el año 2000 de 19 GW a 14 GW, ajustando las fechas de construcción de los proyectos de acuerdo a las nuevas necesidades. Por otra parte, se ha asumido que algunos grandes proyectos hidroeléctricos, de la década del 90, serán reemplazados por pequeñas unidades modulares térmicas. De esta forma, el componente térmico aumenta su participación en la capacidad total instalada a 3.6 GW para el año 2000, comparado con el 2.9 GW del pronóstico de 1983 (25% vs. 15%). El sector eléctrico es un importador neto de divisas, ya que no genera exportaciones ni recibe inversión extranjera y requiere masivas inyecciones de préstamos externos, de modo que cualquier reducción en su programa de inversiones alivia la situación de la balanza de pagos. Un estimativo preliminar indica que el nuevo programa de expansión contemplado en éste estudio costaría cerca de US\$5.0 G menos que el anterior.

La construcción de una segunda línea de interconexión de 500-KV entre el interior del país y la Costa Norte es considerada por el gobierno como de alta prioridad para obtener un sistema eléctrico interconectado confiable. Se asume que esta línea iniciará operaciones en 1990.

### 3.2 DEMANDA DE ELECTRICIDAD

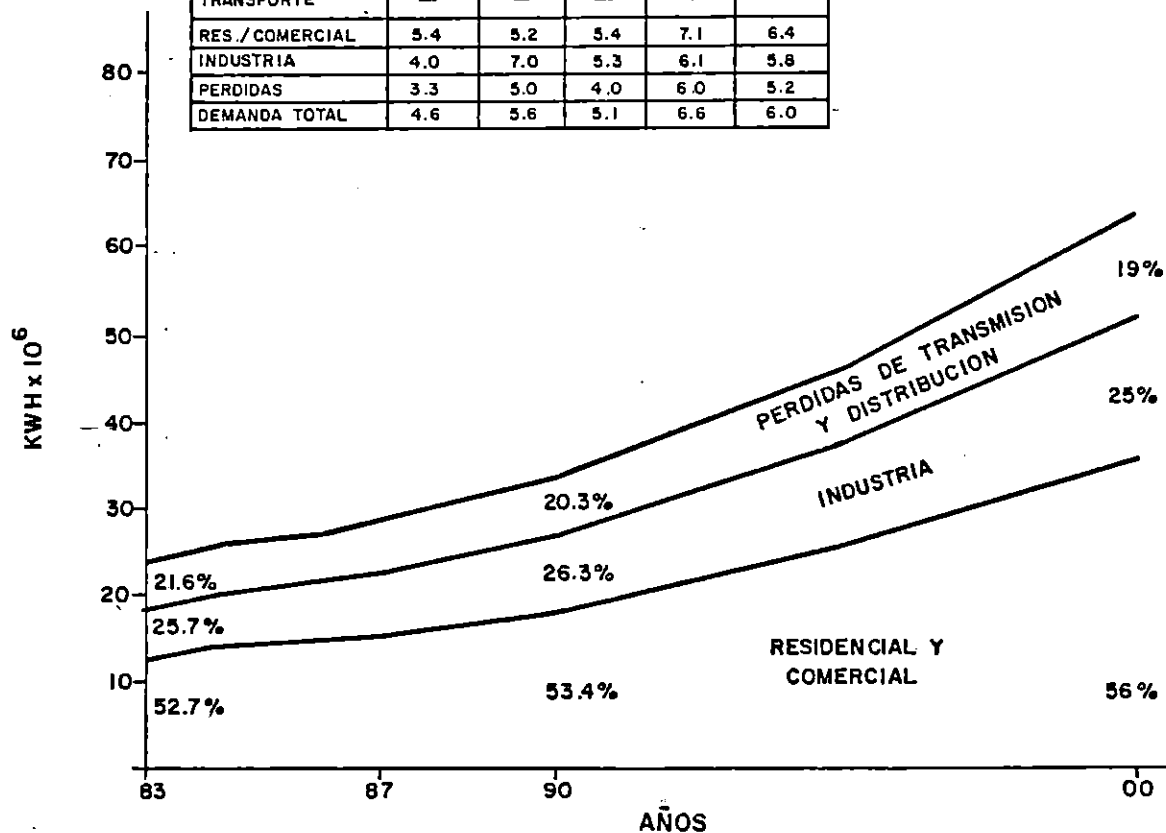
Se estima que la demanda de electricidad se incrementará desde un nivel de 23.7 TWH (22.8 TWH excluida la autogeneración) en 1983 a 33.5 TWH en 1990 y a 63.6 TWH en el año 2000, según se indica en el Cuadro 3.1. A estas cifras corresponde un incremento promedio anual del 5.1% hasta el año 1990 y del 6.0% para el período 1983-2000.

El sistema de transporte masivo (metros) de Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla es considerado demasiado costoso y no se incluyen en el pronóstico de este año, debido a consideraciones financieras.

La demanda del sector Residencial y Comercial se espera que se incremente desde 12.5 TWH en 1983 a 17.9 TWH en 1990 y a 35.6 TWH en el año 2000, lo que implica una tasa de crecimiento promedio anual del 6.4%. La participación de este sector dentro del total de la demanda

COLOMBIA  
DEMANDA DE ELECTRICIDAD POR SECTORES

SECTOR	TASA DE CRECIMIENTO %				
	83-87	87-90	83-90	90-00	83-00
TRANSPORTE	—	—	—	—	—
RES./COMERCIAL	5.4	5.2	5.4	7.1	6.4
INDUSTRIA	4.0	7.0	5.3	6.1	5.8
PERDIDAS	3.3	5.0	4.0	6.0	5.2
DEMANDA TOTAL	4.6	5.6	5.1	6.6	6.0



DEMANDA DE ELECTRICIDAD

<u>TWH</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
TRANSPORTE	—	—	—	—	—
RESIDENCIAL Y COMERCIAL	12.5	13.9	15.4	17.9	35.6
INDUSTRIAL	6.1	6.0	7.2	8.8	15.9
PERDIDAS DE TRANS. Y DISTRIBUCION	5.1	5.3	5.8	6.8	12.1
DEMANDA TOTAL	23.7	25.2	28.4	33.5	63.6

fué del 52.7% en 1983 y se espera que crezca aproximadamente a 56% para finales de siglo.

El sector industrial incrementará su demanda de 6.1 TWH en 1983 a 8.8 TWH en 1990 y a cerca de 15.9 TWH en el año 2000, a una tasa promedio anual del 5.8%. La participación del sector industrial en el total de la demanda decrecerá levemente al pasar del 25.7% en 1983 a cerca del 25% en el año 2000.

La participación de las pérdidas de transmisión y distribución, dentro del total de energía generada, se espera que decrezca del 21.6% (5.1 TWH) en 1983 al 19% (12.1 TWH) en el año 2000, como resultado de las acciones que se adelantan para mejorar los sistemas eléctricos y disminuir las pérdidas asociadas con el cobro del servicio.

### 3.3 SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

El Cuadro 3.2 muestra la generación total esperada por tipo de plantas. Como se señaló en la Sección 3.2, se espera que la generación de electricidad se incremente a una tasa promedio anual del 6.0% al pasar de 23.7% TWH en 1983 a 33.5 TWH en 1990 y a cerca de 63.6 TWH en el año 2000.

Las plantas hidroeléctricas aumentarán considerablemente su participación en el total de la generación de electricidad, pasando del 65.4% (15.5 TWH) en 1983 a 73.7% (46.9 TWH) en el año 2000. En el caso de la generación térmica, se espera que el carbon incremente su participación al pasar del 13.1% en 1983 (3.1 TWH) a 19.4% (6.5 TWH) en 1990, mientras que el gas decrece del 19.7% (4.7 TWH) en 1983 a 14.0% (4.7 TWH) en 1990 y probablemente a menos del 8% en el año 2000.

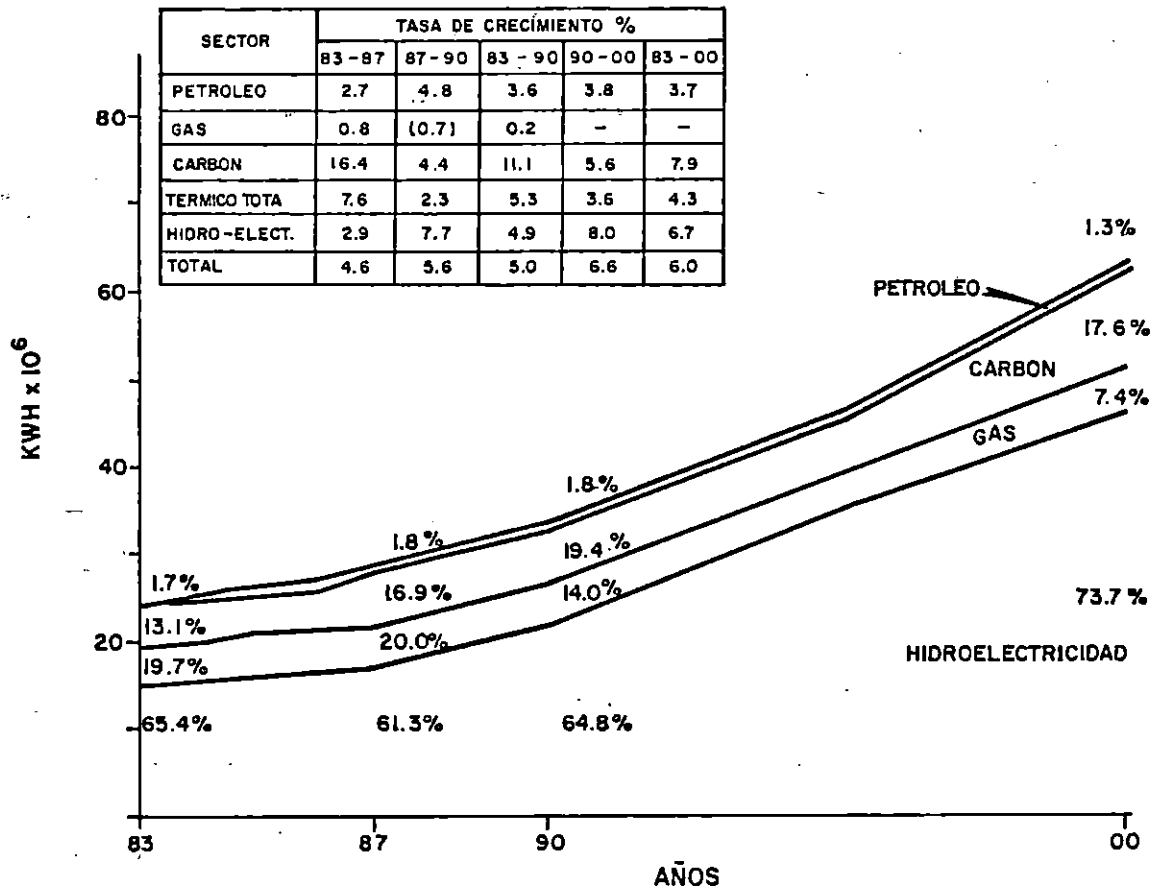
### 3.4 PERDIDAS DE GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION

El estimativo de las pérdidas de generación depende en gran medida del criterio que se adopte para tratar la pérdidas de generación hidráulica, lo que a su vez incide considerablemente en la participación de la hidroenergía dentro del balance de energía.

El criterio utilizado en nuestras proyecciones energéticas consiste en suponer que las plantas hidroeléctricas poseen una eficiencia igual a la promedia de las plantas térmicas del país. Así la hidroenergía, como energía primaria, sería igual al valor total esperado de generación hidroeléctrica (TWH) expresado en kBPED (mediante el factor 1.598 kBDT/TWH) dividido por la eficiencia promedia esperada de las plantas térmicas.

Para las centrales térmicas, suponemos que su eficiencia promedia histórica aumentará en el futuro en la medida que mejore la tecnología de las nuevas plantas y se retiren del servicio las centrales más ineficientes.

COLOMBIA  
ELECTRICIDAD POR FUENTE



SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD POR FUENTES

<u>TWH</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
GAS	4.7	4.8	4.8	4.7	4.7
CARBON	3.1	3.4	5.7	6.5	11.2
PETROLEO	0.4	0.4	0.5	0.6	0.8
TOTAL GENERACION TERMICA	8.2	8.6	11.0	11.8	16.7
HIDRO-ELECTRICIDAD	15.5	16.6	17.4	21.7	46.9
TOTAL GENERACION	23.7	25.2	28.4	33.5	63.6

Bajo estas consideraciones, en el Cuadro 3.3 se presenta el estimativo sobre las pérdidas de generación, transmisión y distribución.

CUADRO 3.3

PERDIDAS DE GENERACION TRANSMISION Y DISTRIBUCION

<u>KBPED</u>	<u>1983</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
Pérdidas Totales de Generación	123.4	133.4	152.9	257.7
Pérdidas de Transm. y Distrib.	8.2	9.3	10.8	19.3
Total Pérdidas	131.6	142.7	163.7	277.0
Disponibile para Consumo Final	29.7	36.1	42.7	82.3
Total Demanda	161.3	178.7	206.4	359.3
<u>Participación %</u>				
Pérdidas de Generación	76.3	74.6	74.1	71.7
Pérdidas de Transm. y Distrib.	5.1	5.2	5.2	5.4
Total Pérdidas	81.6	79.8	79.3	77.1
Disponibile para Consumo Final	18.4	20.2	20.7	22.9
<u>Eficiencia Térmica %</u>	23.5	25.4	25.9	28.3

Con el ánimo de establecer una comparación, en el Apéndice de este documento se presenta el análisis anterior bajo el criterio de no considerar pérdidas en la generación hidroeléctrica. Como se verá, ello origina modificaciones importantes en el estimativo sobre la demanda total de energía y en la participación de las diferentes fuentes.

3.5 CAPACIDAD INSTALADA

Se espera que la capacidad total instalada pase de 5.6 GW en 1983 a cerca de 14.1 GW en el 2000, con una tasa de crecimiento promedio anual del 5.6%. La participación de las centrales hidroeléctricas se incrementará de 62% (3.5 GW) en 1983 a 69% (5.9 GW) en 1990 y a cerca del 75% (10.5 GW) en el año 2000. Durante el período 1983-1990 la capacidad instalada en plantas a carbón crecerá a una tasa promedio del 22% pasando de 0.54 GW en 1983 (9.6%) a 1.2 GW (14%) en 1990. La capacidad instalada en plantas a gas es de 1.13 GW (17.9%) al final de 1984. Sin embargo, no se esperan adiciones de plantas de gas. Por ello, en 1990, la participación de la capacidad total instalada puede estar por debajo del 13%.

PETROLEO

4.1 POLITICAS DEL GOBIERNO

Las actuales políticas del gobierno otorgan una alta prioridad a encontrar nuevas fuentes de suministro de crudo. El sistema de contratos de asociación, el cual entró en operación a mediados de los setentas, ha sido muy exitoso atrayendo inversionistas extranjeros en busca de petróleo. Es así, como desde la implantación del sistema, los inversionistas extranjeros han invertido cerca de US\$2.000 millones en exploración de petróleo y gas. Estos contratos pueden ser considerados como contratos de riesgo durante la etapa de exploración y como de operación conjunta en la etapa de desarrollo. Sus principales características son:

- El período de exploración es de tres años y puede ser extendido otros tres años con el compromiso de aumentar la actividad exploratoria y las inversiones.
- Durante la etapa de exploración, la compañía asociada corre con todo el riesgo exploratorio.
- La compañía asociada está comprometida a hacer sísmica, después de lo cual tiene la opción de perforar un pozo exploratorio por año o devolver las tierras. Si la exploración resulta exitosa, el período de desarrollo y producción es de 22 años.
- En la fase de producción, Ecopetrol comparte el 50% de los gastos y es propietaria del 50% del crudo (después de regalías).
- La regalía pagada por la compañía asociada es del 20% del total de la producción, quedando por tanto con una participación neta del 40%.
- La compañía asociada recibe por su crudo el precio equivalente a las importaciones C&F Cartagena de un crudo similar.
- En el desarrollo de un campo, la compañía asociada actúa como operadora del mismo bajo la dirección de un comité ejecutivo el cual aprueba los planes de inversión y de actividades. Este comité está compuesto por un representante de cada socio.

Ecopetrol concentrará sus esfuerzos en las áreas más conocidas donde el riesgo geológico es menor. La mayor parte del esfuerzo exploratorio continuará siendo hecho por las compañías privadas.

Dada la situación actual, se pronostica que Colombia continuará siendo un importador de crudo por el resto del siglo. Sin embargo, los volúmenes a importar son substancialmente menores a aquellos pronosticados el año anterior, teniendo su máximo en 1985 con 45 kBD para luego disminuir a 10 kBD en 1990 y a solo 1 kBD en el 2000.

En el sector de refinación, el gobierno ha decidido posponer la construcción de nuevas refinerías hasta tanto la capacidad actualmente disponible sea copada. Sin embargo, al igual que en la proyección energética realizada en 1983, se ha incluido este año la construcción de una planta de hidrocrackeo y de una refinería en los Llanos para el procesamiento de crudos pesados, prevista para entrar en operación a finales del siglo.

Los planes para el transporte de crudo incluyen la construcción de dos nuevos oleoductos que van de los Llanos al Magdalena Medio, de aproximadamente 50 kBD de capacidad cada uno, que además de transportar el crudo de los Llanos a las refinerías también estimularán la exploración en esa área. La figura 4.1 muestra las líneas existentes y las pronosticadas para el transporte de crudo y de gas.

#### 4.2 PERSPECTIVAS DEL PETROLEO CRUDO

##### 4.2.1 Pronóstico de Producción Local

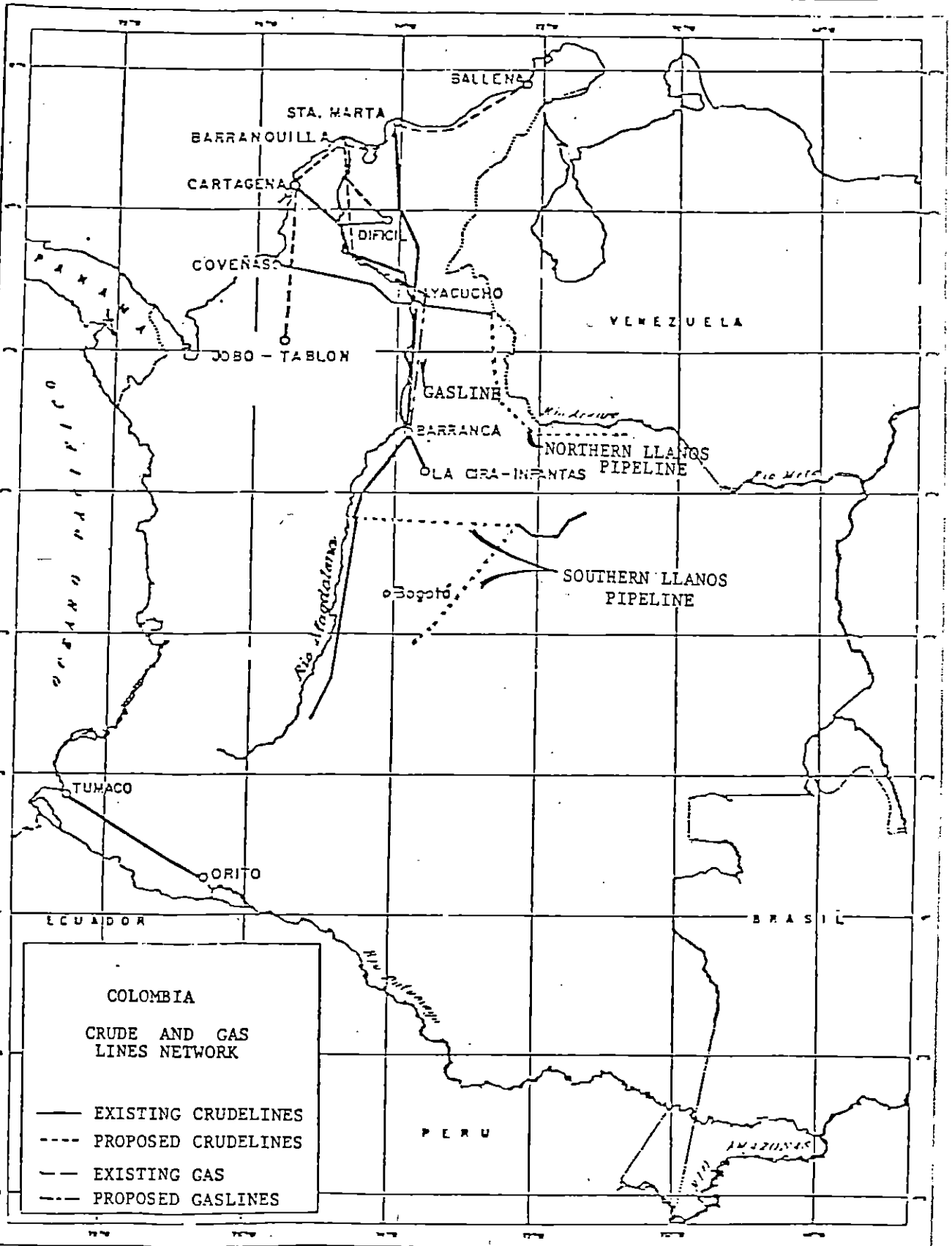
Como resultado de los atractivos descubrimientos en los Llanos, los planes en firme para la construcción de dos oleoductos en los Llanos, y también un aumento en el estimativo del potencial de crudo por descubrir en el país, el pronóstico de producción se ha incrementado comparado con el pronóstico del año pasado. El siguiente Cuadro muestra el pronóstico actual.

	<u>PRONOSTICO DE PRODUCCION LOCAL</u>				
	kBD				
	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
Campos Existentes	145.7	131.1	70.7	48.0	23.0
Incrementos Futuros	-	18.3	51.7	57.1	12.8
Nuevos Descubrimientos	6.4	15.1	49.1	30.3	10.9
Total Campos conocidos	152.1	164.5	171.5	135.4	46.7
Futuros Descubrimientos	-	-	16.8	67.7	185.5
Gran Total	152.1	164.5	188.3	203.1	232.2

El total de la producción estimada el año pasado para 1990 era de 147 kBD y en este pronóstico alcanza 203 kBD para el mismo año con un aumento del 38%. Para fines del siglo, el pronóstico del año pasado de 211 kBD es 20 kBD menor al nuevo pronóstico.

La producción de los campos existentes se espera decrezca de 146 kBD en 1983 a 48 kBD en 1990 y a 23 kBD en el año 2000.

CUADRO 4.1



La producción incremental resulta de la actividad prevista en los campos, del proyecto de recuperación secundaria de Casabe, ya iniciado por Ecopetrol y del proyecto Cocorná de Texaco. La producción incremental se espera aumente de 18.3 kBD en 1984 a 57 kBD en 1990 para después decrecer a 13 kBD para el año 2000.

Bajo la clasificación de nuevos descubrimientos se encuentran todos aquellos encontrados en los últimos 9 años localizados lejos de cualquier infraestructura (básicamente campos en los Llanos Orientales). La producción de crudo en los Llanos se inició el año pasado y se está transportando en carrotaques por 3 rutas diferentes, de las cuales dos de ellas no están pavimentadas. Este cuello de botella se espera quede eliminado para 1986 cuando los dos oleoductos proyectados entren en operación. Al sur de los Llanos ya ha sido puesto a licitación por Ecopetrol la construcción del oleoducto Apiay-Yopal-Velasquez. Al norte de los Llanos, Occidental financiará el 50% del oleoducto de Caño Limón-Saravena-Río Zulia. La producción de los nuevos descubrimientos se espera aumente de 15.6 kBD en 1984 a 49 kBD en 1987 cuando alcance su máximo.

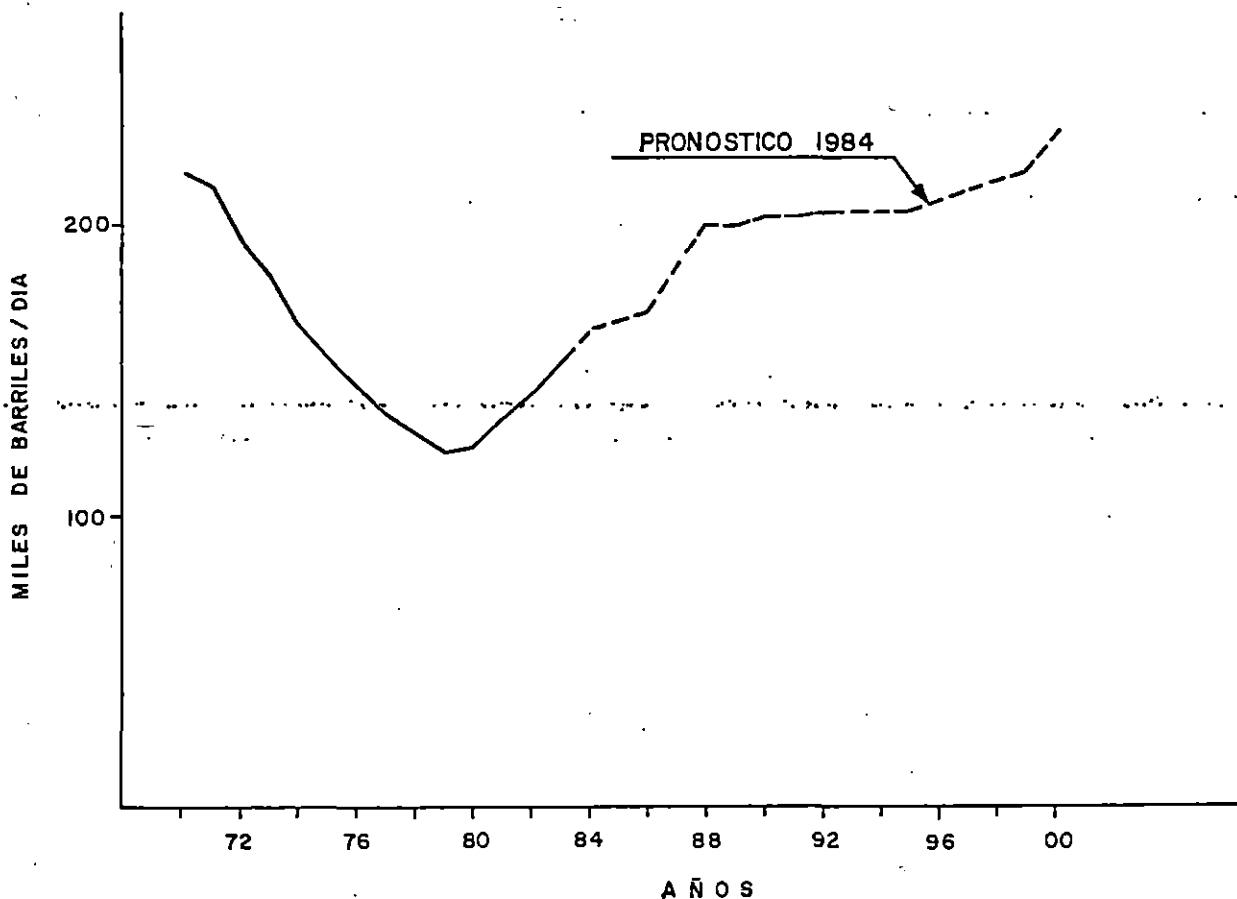
Es interesante mencionar que la producción de crudo en Colombia se ha incrementado gradualmente desde un nivel de 123 kBD en 1979 a 152 kBD en 1983, debido principalmente a los incentivos dados por el gobierno a los productores bajo los regímenes de concesión y de asociación (ver cuadro 4.2). El cuadro 4.3 nos muestra la localización de los campos de petróleo y gas en Colombia.

En los años 90, se espera un aumento gradual de la exploración en Colombia siguiendo la tendencia de un mayor precio internacional del petróleo y de una creciente demanda interna. La producción de los campos a ser descubiertos (futuros descubrimientos) se espera aumente de 4 kBD en 1986 a 68 kBD en 1990 y cerca a 186 kBD en el 2000.

Con respecto a los crudos pesados, los actuales precios internacionales han disminuido la presión para el desarrollo de esta fuente. Asumiendo que los actuales precios se mantengan no existiría actividad exploratoria para crudos pesados antes del año 2000. Se ha previsto que Ecopetrol iniciará el desarrollo del crudo pesado de Rubiales alcanzando una modesta producción de 5 kBD en el año 2000.

CUADRO 4.2

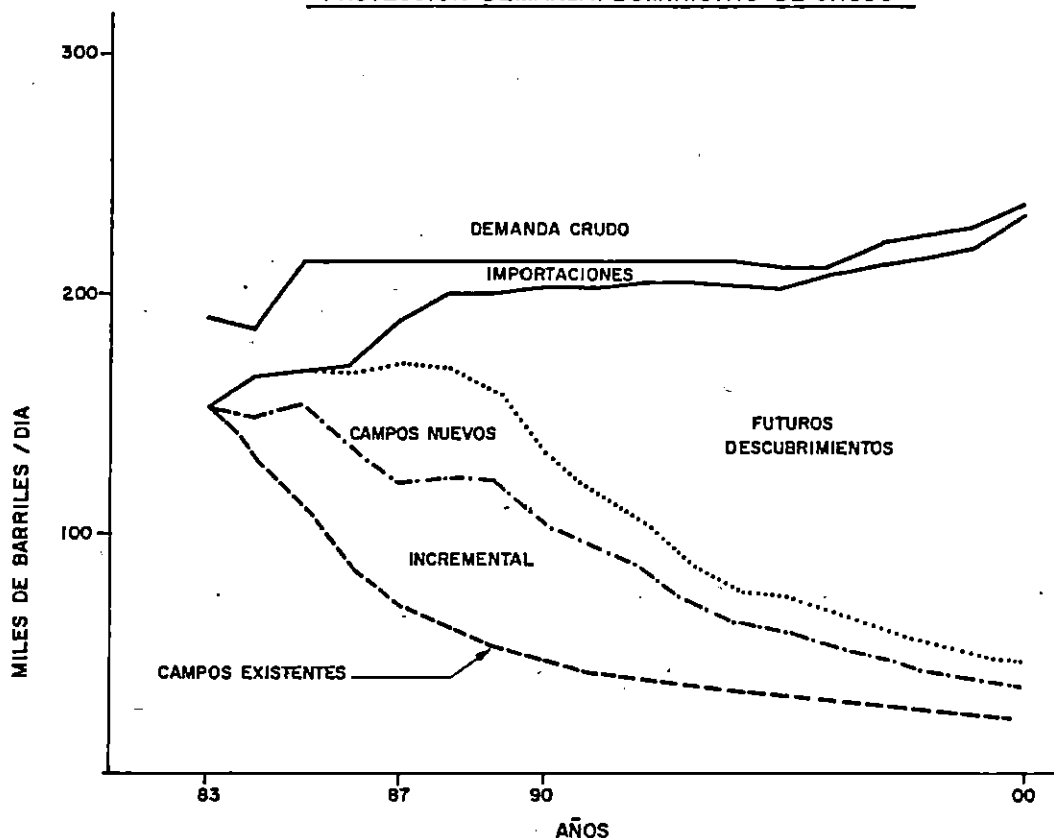
COLOMBIA  
PRODUCCION DE CRUDO



PRODUCCION DE CRUDO

<u>kBD</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
PRONOSTICO 1984	152.1	164.5	188.3	203.1	232.2
PRONOSTICO 1983	141.7	146.9	146.9	147.2	210.6

COLOMBIA  
PROYECCION DEMANDA/SUMINISTRO DE CRUDO



4.2.2 Pronóstico de Demanda y Suministro de Crudo

El Cuadro 4.4 ilustra la demanda y el suministro de crudo hasta el año 2000. La demanda total de crudo, compuesta por la suma de las cargas de refinería y el crudo consumido como combustible por la industria, se espera que pase de 196 kBD en 1983 a 218 kBD en 1990 y a 236 kBD en el año 2000, resultando en un incremento promedio de cerca del 1% anual durante todo el periodo.

La demanda de crudo ha sido proyectada asumiendo que las cargas de refinería serán maximizadas desde 1985 a fin de reducir las importaciones de productos blancos. El menor crecimiento proyectado este año para la demanda de productos reducirá la demanda de crudo prevista en el pronóstico anterior.

En cuanto al suministro, el total de la producción local de crudo corresponde a la suma de la producción de los campos existentes (producción básica, producción incremental futura, nuevos campos) y la de los descubrimientos futuros. Las importaciones de crudo son necesarias para completar los requerimientos de crudo. Estas importaciones tendrán un tope de 45 kBD en 1985, declinando a 10 kBD en 1990 y después a 1 kBD para el año 2000. Existe una reducción apreciable en los pronósticos de 1983 y 1984, ya que el año anterior las importaciones estimadas para 1990 eran 94 kBD. Nuevamente se debe esto a que existe una menor demanda y una proyección más optimista de producción de crudo.

#### 4.3 VENTAS DE PRODUCTOS DEL PETROLEO POR SECTORES

El Cuadro 4.5 ilustra la proyección de demanda sectorial de productos derivados del petróleo desde 1983 hasta el año 2000. La demanda total se espera aumente desde 167.9 kBD en 1983 a 235.5 kBD para el año 2000, con una tasa promedio de crecimiento para el período del 2%. A continuación se presentan algunos comentarios sobre la demanda de productos por sectores.

##### 4.3.1 Transporte

El Transporte participó en 1983 con 107.9 kBD y se espera se incremente a 128.3 kBD en 1990 y aproximadamente a 161.7 kBD en el año 2000, con una tasa promedio de crecimiento para el período del 2.4%. Este sector presenta la mayor participación en la demanda de productos derivados del petróleo alcanzando en 1983 el 64.3% que se espera aumente al 66.8% en 1990 y al 68.6% en el 2000.

El efecto de las mejoras en las carreteras, el aumento en la eficiencia del parque automotor y una restricción moderada de la demanda como respuesta a posibles aumentos en los precios internos de los combustibles, controlarán el crecimiento de la demanda en este sector.

Siguiendo la política del Gobierno de lucha contra el narcotráfico, el uso de aviones a pistón disminuirá en el futuro inmediato resultando en una baja en la demanda de avgas. También, el acuerdo firmado por las compañías aéreas locales para la nacionalización de rutas permite preveer una moderada demanda de turbo-kero en el corto plazo.

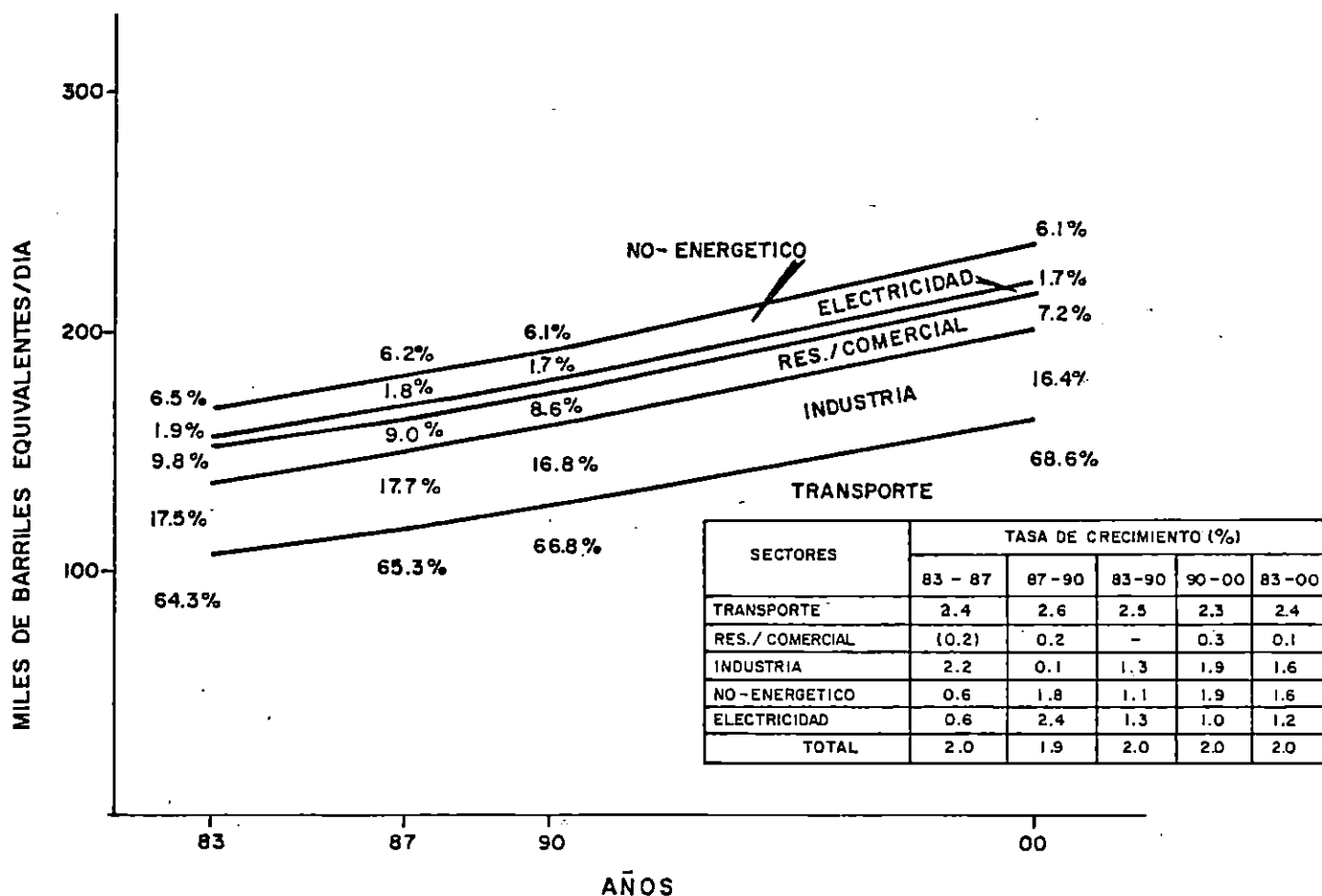
##### 4.3.2 Industria

La demanda industrial de petróleo pasará de 29 kBD en 1983 a 35 kBD en 1990 y aproximadamente a 39 kBD en el 2000, con una tasa de crecimiento promedio para el período de 1.6%. Este sector consume principalmente combustóleo y destilados (basicamente ACPM y queroseno). Este sector tiene un menor crecimiento que el transporte debido al efecto de un menor crecimiento económico. A mediano plazo los nuevos proyectos mineros demandarán volúmenes adicionales de diesel compensando parcialmente la tendencia de disminución.

##### 4.3.3 Residencial y Comercial

Se espera que el sector Residencial y Comercial prácticamente no muestre un crecimiento en la demanda de productos derivados del petróleo.

**COLOMBIA**  
**DEMANDA DE PRODUCTOS DEL PETROLEO POR SECTORES**



**DEMANDA SECTORIAL DE PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETROLEO**

<u>kBD</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
TRANSPORTE	107.9	108.8	118.7	128.3	161.7
INDUSTRIA	29.4	29.7	32.1	32.2	38.7
RESIDENC. Y COMER.	16.5	16.4	16.4	16.5	16.9
NO ENERGETICO	10.9	10.8	11.2	11.8	14.3
ELECTRICIDAD (GEN)	3.2	3.2	3.3	3.4	3.9
TOTAL	167.9	168.9	181.7	192.2	235.5

El pronóstico para este sector es de mantener un nivel de 16-17 kBD en todo el periodo. Como resultado, la participación de este sector en la demanda decrecerá de 9.8% en 1983 a 8.6% en 1990 y aproximadamente a 7.2% para finales de siglo. El bajo crecimiento en la demanda se basa en la tendencia de sustitución de combustibles líquidos por electricidad y al uso restrictivo doméstico de queroseno y bencinas (cocinol).

#### 4.3.4 No-Energético

El sector No-energético incluye la demanda para la elaboración de petroquímicos, lubricantes automotores e industriales y asfaltos. Este sector aumentará posiblemente de 10.9 kBD en 1983 a 14.3 kBD en el 2000, con una tasa promedio de crecimiento para el periodo del 1.6%.

#### 4.3.5 Electricidad

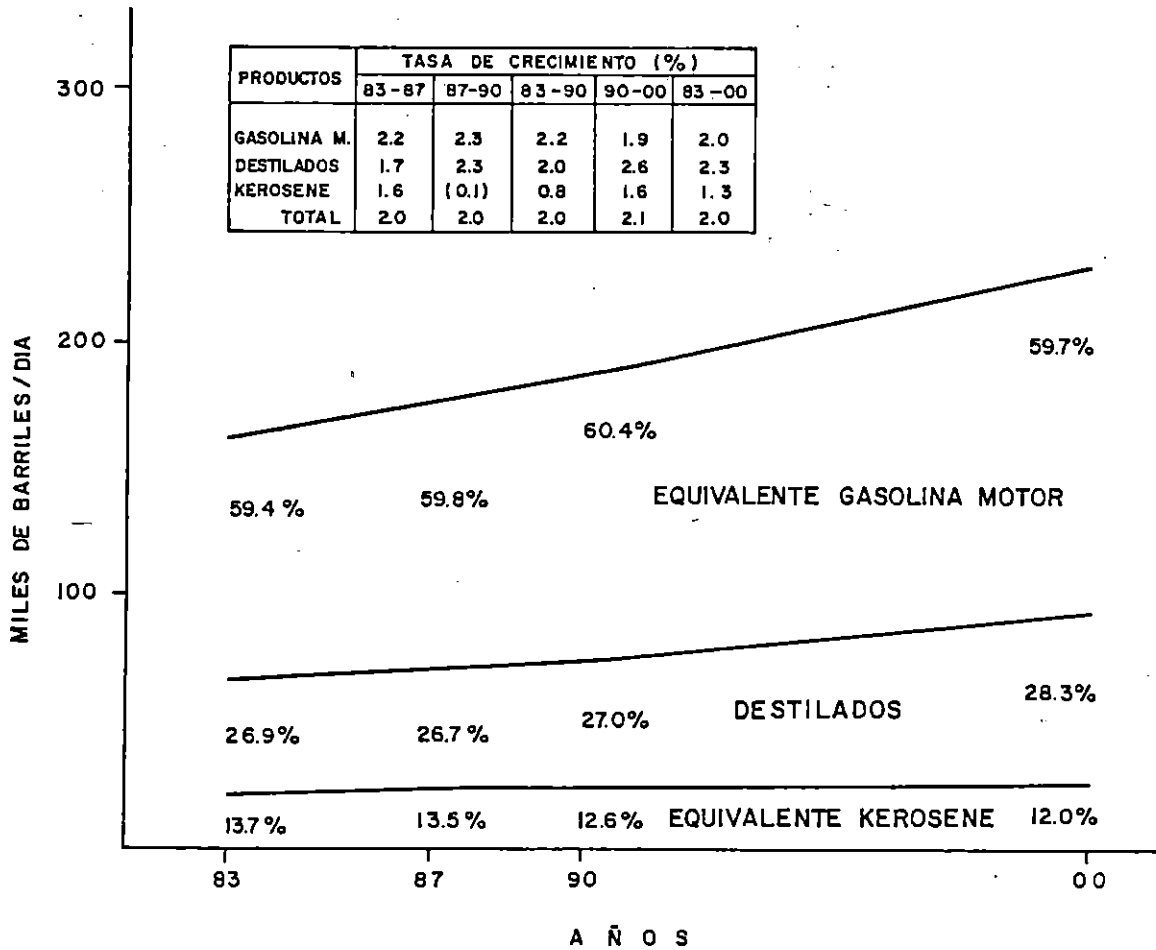
Las necesidades del sector eléctrico se espera aumenten de 3.2 kBD en 1983 a 3.9 kBD en el 2000, con una tasa promedio de crecimiento para el período de 1.2%.

### 4.4 VENTAS NETAS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS

El Cuadro 4.6 ilustra la demanda neta de productos petrolíferos agrupados en tres categorías: gasolinas, destilados y combustóleo.

- o Las ventas proyectadas del grupo de las gasolinas, que incluye gasolina motor, avgas y naftas, aumentará de 96.7 kBD en 1983 a 112.7 kBD en 1990 y a 136.3 kBD para el 2000, con una tasa promedio de crecimiento para el período de 2.0% y con una participación en las ventas de productos del 59.4% en 1983, 60.4% en 1990 y 59.7% en el 2000.
- o El grupo de destilados que incluye queroseno, ACPM y turbo, se espera aumente de 43.9 kBD en 1983 a 50.3 kBD en 1990 y a 64.8 kBD para el 2000, con una tasa promedio de crecimiento de 2.3% (la más alta entre las tres categorías) y con una participación del 26.9% en las ventas totales de productos para 1983, 27.0% para 1990 y 28.3% para el 2000.
- o El grupo de combustóleo se pronostica que aumente de 22.3 kBD en 1983 a 23.6 kBD en 1990 y 27.7 kBD en el 2000, con una tasa promedio de crecimiento del 1.3%. El 28% de la demanda de combustóleo en 1983 fué cubierta con crudo Castilla (13° API) y aparentemente esta cifra podría incrementarse a 58% en 1990 si se logra incentivar su uso en las regiones de la Costa Norte, Centro y Occidente del país.

COLOMBIA  
DISTRIBUCION DE LOS PRODUCTOS DEL PETROLEO



VENTAS NETAS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS

	<u>kBD</u>				
	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
GASOLINAS	96.7	98.0	105.4	112.7	136.3
DESTILADOS	43.9	43.7	47.0	50.3	64.8
COMBUSTOLEO	22.3	22.2	23.7	23.6	27.7
TOTAL	<u>162.9</u>	<u>163.9</u>	<u>176.1</u>	<u>186.6</u>	<u>228.8</u>

#### 4.5 DEMANDA Y SUMINISTRO DE LOS PRODUCTOS DEL PETROLEO EN LA INDUSTRIA

El Cuadro 4.7 ilustra la demanda y oferta de los productos del petróleo en el país. De acuerdo con la producción y la disponibilidad de crudo, es importante adecuar un programa de refinación buscando balancear las exportaciones e importaciones de productos y las importaciones de crudo en la forma mas eficiente. Además debido al potencial deterioro del mercado internacional de combustóleo, es conveniente que el país desarrolle programas para la conversión del sobrante a productos blancos. Para satisfacer la demanda, se estima que la capacidad actual de las refinerías (216.0 kBD) se podría modificar y ampliar teniendo en cuenta el esquema siguiente:

- o Ampliación de 10. kBD en la Refinería de Barrancabermeja con la construcción de una destructora de fondos en 1985.
- o La construcción de una planta de hidrocraqueo en Cartagena en 1995.
- o La construcción de una refinería en los Llanos con una capacidad de 20 kBD, la cual comenzaría operaciones a finales del siglo.

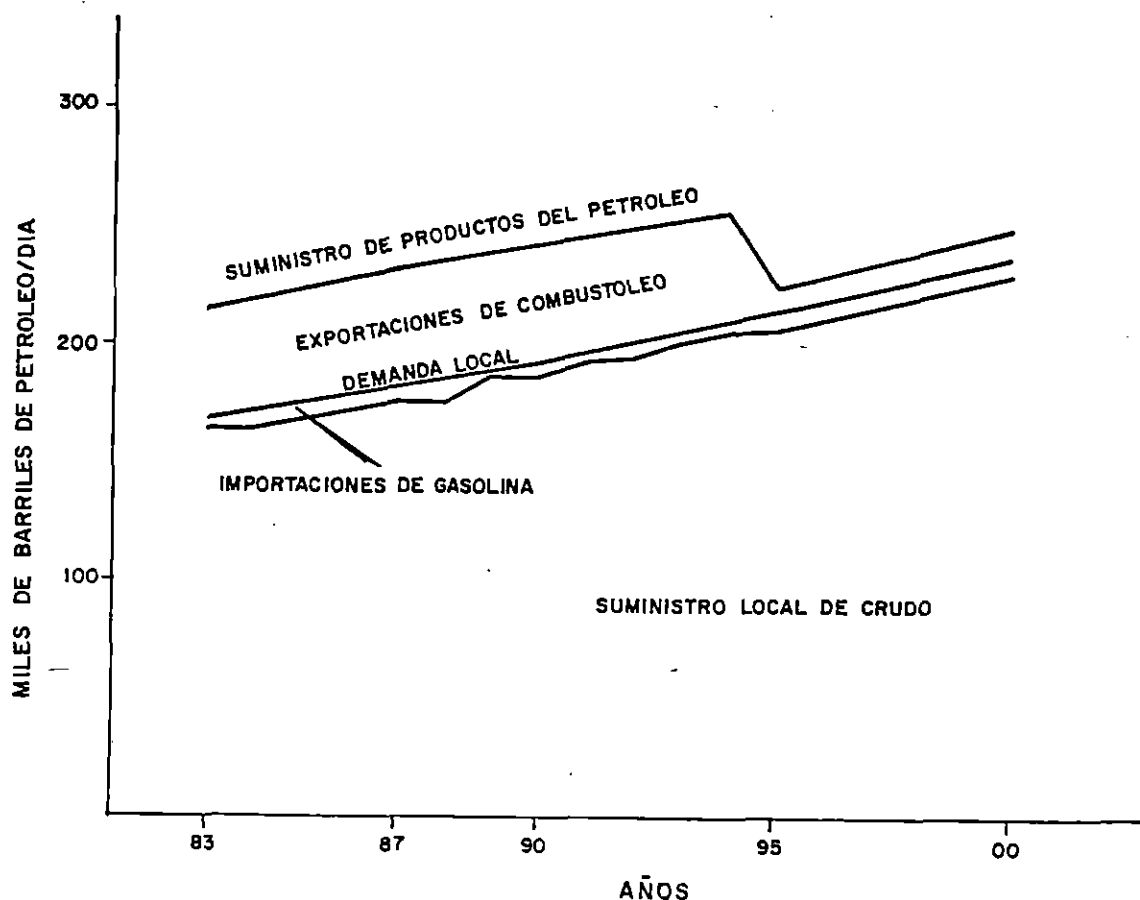
El nivel actual de operación de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena es del 86% de su capacidad total. El déficit de crudo necesario para satisfacer la demanda proyectada de las refinerías debería ser importado para minimizar las importaciones de gasolina. El proceso de refinación actual produce exceso de productos negros, situación que se mantendrá en el largo plazo debido al menor crecimiento de la demanda local para este producto. La disponibilidad de excedentes para exportación aumentará gradualmente de 46.7 kBD en 1983 a 49.5 kBD para 1990 y después disminuirá a 12.3 kBD para la próxima década cuando se tenga en funcionamiento la planta de hidrocraqueo en Cartagena en 1995 y la construcción de la refinería de los Llanos en 1999. Las importaciones, básicamente gasolina motor, se espera varíen de 20.4 kBD en 1983 a 22.5 kBD en 1990 y disminuyan a 9.7 kBD en el 2000.

En resumen, el Cuadro 4.7 muestra que Colombia continuará siendo un pequeño importador de gasolinas y un exportador de combustóleo. La decisión de importar gasolina en el corto plazo dependerá principalmente de los precios y de su disponibilidad en el mercado. Sin embargo, se considera más apropiada en el largo plazo la política de continuar minimizando las importaciones de gasolina tratando de cubrir la demanda con productos refinados en el país.

En el pronóstico del año pasado, la demanda de productos petrolíferos crecía a una tasa del 2.9% en el período 1982-1990. En este pronóstico, el crecimiento de la demanda del período 1983-2000 se espera que sea de 2.0%. La venta de productos fué de 162.9 kBD en 1983 y se pronostica que crezca a 186.6 kBD en 1990 y a 228.8 kBD en el 2000. El menor crecimiento en ventas se debe a un menor crecimiento económico y a los esfuerzos de conservación y menor uso de estos productos.

COLOMBIA  
DEMANDA/SUMINISTRO DE PRODUCTOS  
DEL PETROLEO

CUADRO 4.7



DEMANDA/SUMINISTRO DE LOS PRODUCTOS DEL PETROLEO EN LA INDUSTRIA

kBD

	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
VENTAS NETAS	162.9	163.9	176.1	186.6	228.8
CONSUMO EN OPERAC.	5.0	5.0	5.6	5.6	6.7
DEMANDA PROD. PET.	<u>167.9</u>	<u>168.9</u>	<u>181.7</u>	<u>192.2</u>	<u>235.5</u>
CAMBIO INVENTARIO	0.6	-	-	-	-
EXPORT. PRODUCTOS	<u>46.7</u>	<u>40.3</u>	<u>49.4</u>	<u>49.5</u>	<u>12.3</u>
DEMANDA TOTAL DE PROD. DEL PETROLEO	215.2	209.2	231.1	241.7	247.8
PRODUCCION REFINERIAS	190.1	186.3	209.8	209.2	233.0
CRUDO/NGL A PRODUCTOS	4.7	7.0	10.0	10.0	5.1
IMPORT. PRODUCTOS	<u>20.4</u>	<u>15.9</u>	<u>11.3</u>	<u>22.5</u>	<u>9.7</u>
OFERTA TOTAL DE PRODUCTOS	215.2	209.2	231.1	241.7	247.8

4.6 BALANCE VOLUMETRICO DE LAS IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES

La siguiente tabla resume la proyección del balance volumétrico de las importaciones y exportaciones.

BALANCE VOLUMETRICO DE LAS IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES

<u>kBD</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
CRUDO	(37.9)	(21.5)	(25.1)	(10.3)	(1.2)
PRODUCTOS	<u>(20.4)</u>	<u>(15.9)</u>	<u>(11.3)</u>	<u>(22.5)</u>	<u>(9.7)</u>
IMPORTACIONES DE PETROLEO	(58.3)	(37.4)	(36.4)	(32.8)	(11.0)
EXPORTACIONES DE PRODUCTOS	<u>46.7</u>	<u>40.3</u>	<u>49.4</u>	<u>49.5</u>	<u>12.3</u>
BALANZA NETA	<u>(11.6)</u>	<u>2.9</u>	<u>13.0</u>	<u>16.7</u>	<u>1.3</u>

La balanza proyectada muestra que las importaciones de crudo seguirán disminuyendo gradualmente en esta década de 37.9 kBD en 1983 a 10.3 kBD en 1990 y luego hasta 1.3 kBD en el 2000.

Por otra parte, las ampliaciones programadas en las refinerías y su capacidad de conversión deberán reducir la necesidad de importar productos blancos después de 1983 desde un nivel de 20.4 kBD en 1983 a 11.7 kBD en 1987 para luego aumentar gradualmente hasta 22.5 kBD en el año 1990 y después decrecer a 9.7 kBD en el 2000.

Las exportaciones de combustóleo se incrementarán gradualmente de 46.7 kBD en 1983 a 49.5 kBD en 1990 y después decrecerá a 12.3 kBD en el año 2000.

Como consecuencia de lo anterior, la balanza neta de importaciones y exportaciones de productos petrolíferos se mantendrá en superavit para el resto del presente siglo, aumentando de 2.9 kBD en 1984 a 16.7 kBD en 1990 y después descender a 1.3 kBD en el 2000.

GAS NATURAL

5.1 POLITICAS DEL GOBIERNO

Con el objeto de incentivar la exploración de nuevas reservas de gas y de utilizar mejor las reservas actuales (4 TPC) el gobierno tomó el año pasado dos determinaciones importantes. Primero, se fijaron nuevos precios para futuros descubrimientos de gas y, segundo, se inició un programa para utilizar el gas natural como combustible de vehículos.

Por medio del Decreto 61 de 1983, el gobierno estableció un precio de US\$2.00/BSTU para futuros descubrimientos de gas no-asociado para la Costa Norte y el Valle del Magdalena. Para el gas descubierto en los Llanos, en la Costa Pacífica y costa fuera, el precio se estableció en US\$2.20/MBTU. Al gas asociado le fijó un precio del 50% del gas no-asociado para cada área respectiva. Además, los precios son reajustados semestralmente, comenzando en Enero de 1984, utilizando como referencia los precios de exportación del combustible (FOB Cartagena).

Ecopetrol inició un programa en la Costa Norte para utilizar gas natural comprimido (GNC) como sustituto de gasolina motor y diesel. El paso inicial de este programa es el de convertir 200 buses en Cartagena y Barranquilla para que consuman GNC. Al mismo tiempo, Ecopetrol solicitó al gobierno central el eximir de gravámenes arancelarios a los repuestos requeridos por los automotores para la conversión. Para atraer usuarios el gobierno estableció un precio inicial del gas equivalente al 60% del de la gasolina motor. Se ha asumido en este estudio que el 80% de los buses de las ciudades de la Costa Norte estarán consumiendo GNC para el año 2000.

Tal como en los años anteriores, la política de subsidiar el precio del gas natural utilizado en la generación de energía eléctrica continuará y por tanto aquellas plantas térmicas que están quemando gas es poco probable que cambien a carbón, a no ser que este también sea subsidiado.

En este pronóstico se ha incluido un nuevo gaseoducto de 50 MPCD, que va desde Cicuco a Barrancabermeja comenzando operaciones en 1990. Esta línea deberá llevar el gas sobrante de la Costa Norte a Santander para que ayude a aliviar el déficit de esta área.

5.2 DEMANDA DE GAS NATURAL POR USUARIO

La demanda de gas natural durante 1982 alcanzó la cifra de 395.6 MPCD y se prevé que se incremente a 546.2 MPCD en el año 2000, con un bajo crecimiento del 1.9% anual durante el período considerado. En 1983, el sector industrial fué el principal consumidor con una participación del 48.7% del total de gas demandado, seguido por el sector eléctrico con el 48.1%, dejando a los sectores no energético (petroquímico) y Residencial el 3.2%. En el Cuadro 5.1 se observa la demanda de gas natural por usuario.

El consumo de gas natural en el sector Eléctrico se espera se mantenga en 180 MPCD ya que no se vé muy factible la sustitución masiva de gas por carbón. Se anticipa que la participación del sector eléctrico se reduzca al 33% en el 2000.

El consumo de gas en el sector Industrial, crecerá a una tasa promedio del 1.9% anual durante el período considerado en esta proyección. Para finales del siglo se prevee una participación del 48.7% del sector Industrial equivalente a 266 MPCD.

Del mismo modo que en la proyección del año anterior, se ha incluido en esta proyección la construcción de una planta de fertilizantes que iniciará operaciones en 1993. Dada la dificultad actual de obtener financiación externa, se ha supuesto una planta más pequeña modular, en vez de la grande (\$700 M) proyectada el año anterior. El sector de petroquímicos se espera aumente un 8% por año durante el período, equivalente a 42 MPCD en el año 2000.

En 1983 hubo un aumento considerable, aproximadamente de 40%, en el consumo doméstico de gas. Actualmente, las ciudades de Barranquilla, Cartagena, Santa Marta, Bucaramanga y Neiva tienen redes de distribución. De acuerdo a lo anterior, se supuso que la tendencia del año pasado en el consumo doméstico de gas continuará a un paso más lento. Incrementándose un 13% por año de 1983 a 1987 y después a una tasa más moderada, obteniendo una tasa promedio anual del 6% para el período. A pesar de su alta tasa de crecimiento, se espera que este sector solo participe con menos del 1% del consumo total de gas para el año 2000.

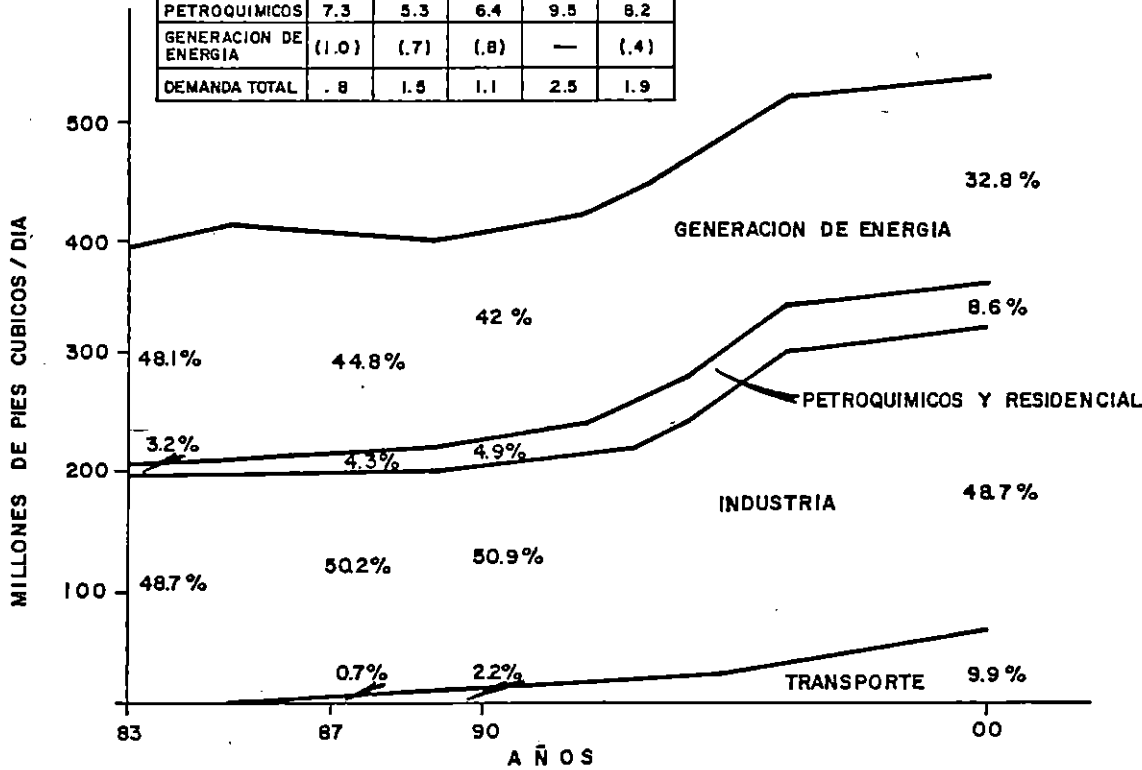
De acuerdo con los planes del gobierno, ya mencionados en la Sección 5.1, el transporte en la Costa Norte comenzará a utilizar pequeñas cantidades de GNC en 1985, aumentando a 3 MPCD en 1987, a 10 MPCD en 1990 y a 54 MPCD en el año 2000, cuando su participación se espera sea del 10% de la demanda total.

### 5.3 DEMANDA Y SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR AREA

La demanda de gas en el país llegó a 395.6 MPCD en 1983. La mayoría de la producción de gas natural en Colombia se ha dirigido básicamente a satisfacer la demanda del área de la Costa Norte, particularmente desde 1977 cuando se construyó el gasoducto de Promigas desde los campos de La Guajira a Barranquilla y Cartagena. Dicha área, que consume más del 60% del gas, se ha abastecido con los campos de Chuchupa, Ballena y Riohacha, situados en la península de La Guajira, y con los campos de Cicuco, El Dificil, Jobo-Tablón y San Jorge. La capacidad de producción de los campos de La Guajira, una vez se encuentren totalmente desarrollados, se estima cercana a 400 MPCD, si bien la capacidad de producción actual está limitada a un máximo de 220 MPCD. El excedente actual se espera cubra la demanda creciente de gas en la Costa Norte y además, parcialmente, el déficit del área de Santander una vez se construyan 4 loops. La capacidad del gasoducto de La Guajira será incrementada de 200 MPCD a 270 MPCD en 1985, 320 MPCD en 1990 y a 400 MPCD en 1995.

COLOMBIA  
DEMANDA DE GAS NATURAL POR USUARIO

USUARIO	TASA DE CRECIMIENTO (%)				
	83-87	87-90	83-90	90-00	83-00
TRANSPORTE	—	50.3	—	19.0	—
RESIDENCIAL	12.7	8.4	10.8	3.1	6.2
INDUSTRIA	1.6	1.9	1.7	2.0	1.9
PETROQUIMICOS	7.3	5.3	6.4	9.5	8.2
GENERACION DE ENERGIA	(1.0)	(.7)	(.8)	—	(.4)
DEMANDA TOTAL	.8	1.5	1.1	2.5	1.9



DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES

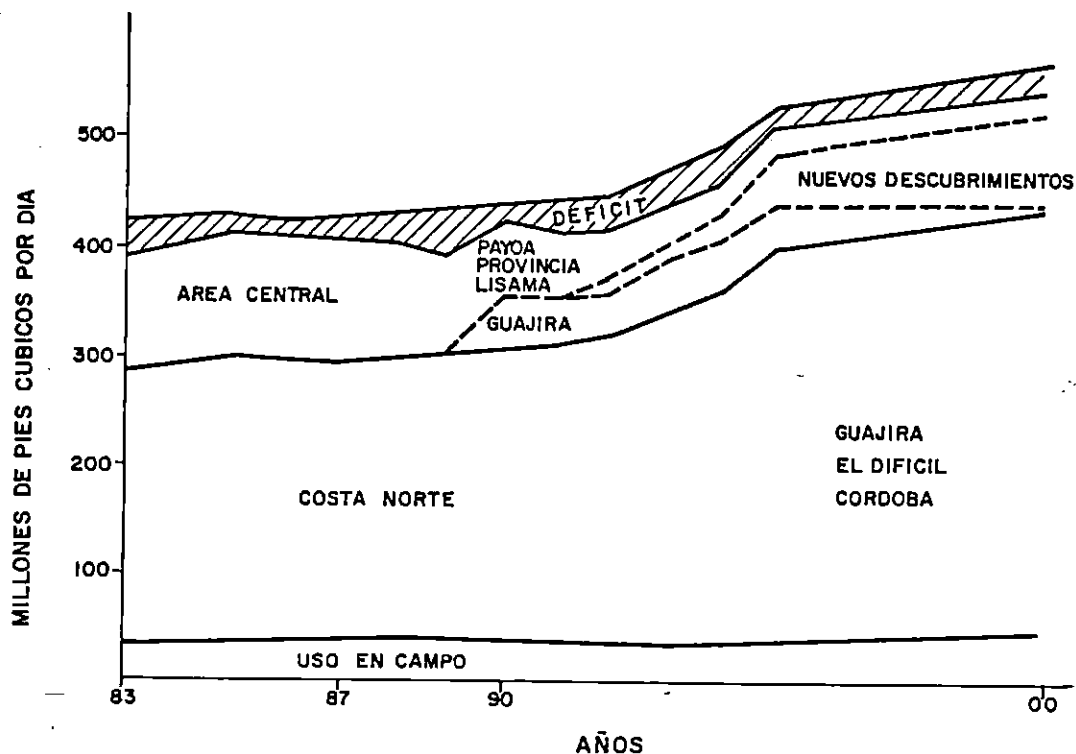
<u>MPCD</u>	<u>1893</u>	<u>1984</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
GENERACION ELECTRICA	190.3	181.7	183.0	179.0	179.0
INDUSTRIA	192.5	201.1	201.2	217.2	266.0
PETROQUIMICA	11.0	13.0	14.6	17.0	42.0
RESIDENCIAL	1.8	2.0	2.9	3.7	5.0
TRANSPORTE	—	—	2.8	9.5	54.2
DEMANDA	395.6	397.8	427.5	441.4	546.2

El área Central, básicamente el Departamento de Santander, se abastece con el gas asociado de los campos de petróleo de Payoa y Provincia, donde la producción se incrementó en el último año en el 13.5%, llegando a 105 MPCD. Existen adicionalmente otros campos pequeños como el de Río de Oro, cerca a la frontera con Venezuela y el campo de gas asociado de Tello en cercanías de Neiva, cuya contribución al suministro de gas del país es muy pequeña.

El área de la Costa Norte consumió algo más de 254 MPCD durante 1983; para 1990 y 2000 se proyecta una demanda en esta zona de 271 MPCD y 394 MPCD respectivamente, a un ritmo anual de crecimiento del 2.6%. Se espera que el déficit de gas en el área Central se mantenga. El déficit de 20 MPCD de 1983 se espera aumente a 27 MPCD en 1987 para luego decrecer a 15 MPCD en 1990 al entrar a operar la nueva línea. Lógicamente el agotamiento natural de los campos existentes aumentará nuevamente el déficit a 24 MPCD al final del siglo.

COLOMBIA  
DEMANDA/SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR AREAS

EXHIBIT 5.2



DEMANDA DE GAS NATURAL POR AREAS

<u>MPCD</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
<b>DEMANDA</b>					
<u>COSTA NORTE</u>					
- Barranquilla	133.6	133.8	127.2	134.9	170.7
- Cartagena	89.5	92.2	94.3	98.5	183.8
- Otros	31.7	22.1	38.7	37.2	39.0
<u>TOTAL COSTA NORTE</u>	<u>254.8</u>	<u>248.2</u>	<u>260.2</u>	<u>270.6</u>	<u>393.5</u>
<u>AREA CENTRAL</u>	104.8	115.0	112.0	119.0	110.0
<u>USO CAMPOS</u>	36.0	34.6	36.3	37.2	42.7
<u>DEMANDA TOTAL</u>	<u>395.6</u>	<u>397.8</u>	<u>408.5</u>	<u>426.8</u>	<u>546.2</u>
<b>SUMINISTRO</b>					
<u>COSTA NORTE</u>					
- Guajira	211.1	213.2	242.2	266.6	393.5
- El Dificil	19.0	17.0	14.0	4.0	-
- Cordoba	24.7	18.0	4.0	-	-
<u>TOTAL COSTA NORTE</u>	<u>254.8</u>	<u>248.2</u>	<u>260.2</u>	<u>270.6</u>	<u>393.5</u>
<u>AREA CENTRAL</u>					
- Provincia	55.1	65.0	62.0	39.0	7.0
- Payoa	45.2	45.0	40.0	25.0	5.0
- El Centro	4.5	5.0	10.0	5.0	5.0
- Guajira	-	-	-	50.0	6.5
- Futuros Descubrimientos	-	-	-	-	86.5
<u>TOTAL AREA CENTRAL</u>	<u>104.8</u>	<u>115.0</u>	<u>112.0</u>	<u>119.0</u>	<u>110.0</u>
<u>USO CAMPOS</u>	36.0	34.6	36.3	37.2	42.7
<u>TOTAL SUMINISTRO</u>	<u>395.6</u>	<u>397.8</u>	<u>408.5</u>	<u>426.8</u>	<u>546.2</u>
<b>DEFICIT DE GAS EN EL AREA DE SANTANDER</b>	20.5	14.3	26.7	14.6	23.8

CARBON

6.1 POLITICAS DEL GOBIERNO

Durante el último año, el gobierno no introdujo cambios significativos en las políticas concernientes al carbón. Sus principales objetivos continuarán siendo el de desarrollar en el país la naciente industria carbonífera y lograr un 10% del mercado internacional de carbón térmico.

La demanda interna de carbón es pequeña, con un consumo de aproximadamente 5.3 Mt/año, que representa el 16% de los requerimientos totales de energía. Actualmente, el suministro para consumo interno proviene de la pequeña minería del interior del país.

Con excepción de las exportaciones de El Cerrejón, Bloque Central, los suministradores a mercados internacionales son productores modestos, tales como Carbones del Caribe, con depósitos de carbón en el área de San Jorge y exportando pequeños volúmenes al Caribe. Las condiciones de mercadeo, las restricciones financieras y los costos serán los limitantes para un mayor desarrollo del carbón antes del año 2000.

El desarrollo carbonífero de El Cerrejón se considera la mayor prioridad del gobierno. Además de su participación en El Cerrejón Zona Norte, Carbocol tiene un contrato de servicio con un consorcio Colombo-Español que opera el Cerrejón Zona Central. Este proyecto inició producción en 1982.

6.2 DEMANDA LOCAL DE CARBON

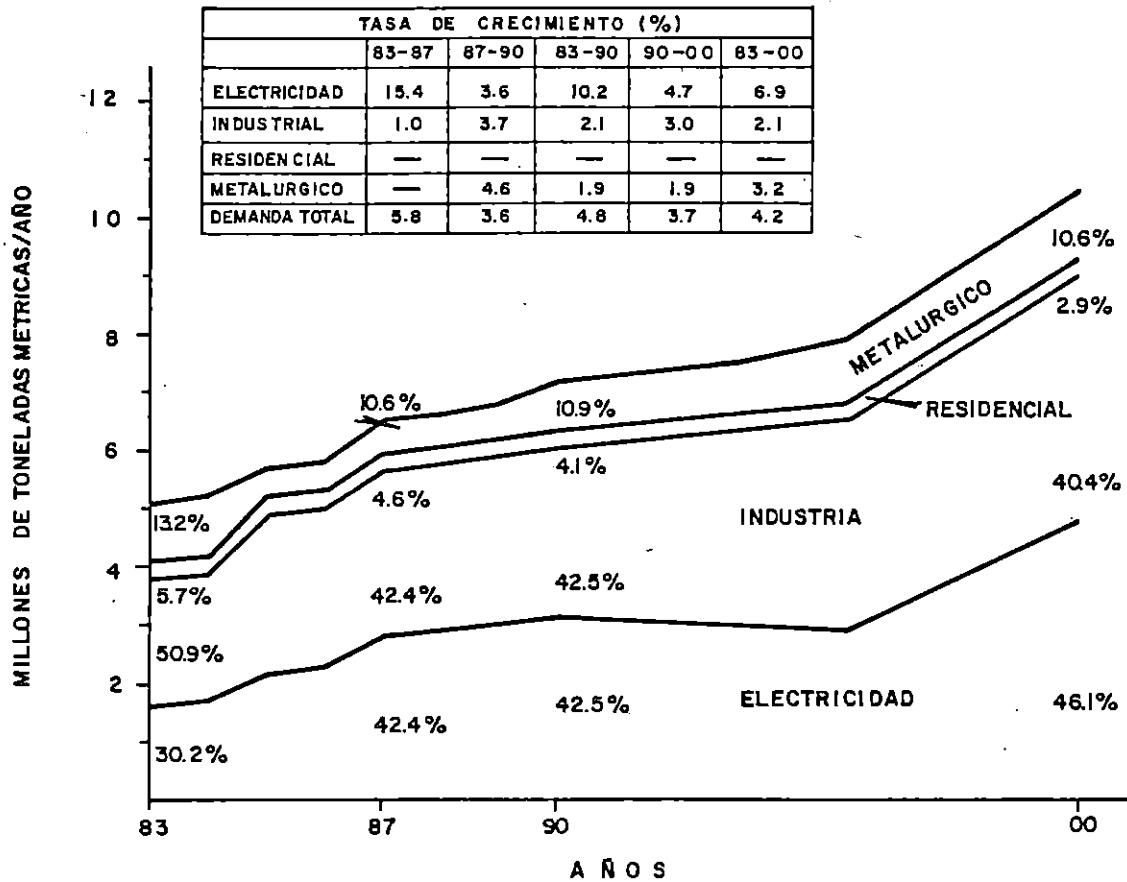
La demanda local de carbón térmico se espera aumente desde un nivel de 4.6 Mt en 1983 hasta 6.5 Mt en 1990 y hasta 9.3 Mt en el año 2000, a una tasa promedio anual del 4.4% (Ver Cuadro 6.1).

El consumo de carbón para la generación de electricidad fué de 1.6 Mt en 1983 y se espera un incremento promedio anual de 6.9% hasta el año 2.000. Este incremento es menor que el considerado en pronósticos anteriores (7.9%) como consecuencia del menor crecimiento esperado en la demanda por electricidad y de un menor ritmo de sustitución por carbón en las centrales térmicas y en la industria. Para el período 1983-1990 fué considerada la puesta en operación de las siguientes plantas térmica a carbón: Termo-Guajira I, (160 MW), Termo-Tasajero (170 MW) y Termo Guajira II (170 MW). Adicionalmente, se supuso la construcción de una planta de 150 MW en el interior del país. Al final de siglo se supuso la instalación de tres nuevas plantas de 300 MW en vez de adiciones hidráulicas, dando como resultado una mayor participación térmica.

En el sector industrial se espera que la demanda de carbón se incremente desde 2.7 Mt en 1983 hasta 3.1 Mt en 1990 y hasta 4.2 Mt en el año 2000, a una tasa de crecimiento promedio anual del 2.1%. Sin embargo, para el período 1987-1990 se pronostica una tasa de crecimiento mayor (3.7%) debido a la reacción que se espera de este sector después de varios años en receso.

COLOMBIA

DEMANDA DE CARBON POR USUARIO



DEMANDA DE CARBON

Mt/Año	1983	1984	1987	1990	2000
<u>TERMICO</u>					
o SECTOR ELECTRICO	1.6	1.7	2.8	3.1	4.8
o SECTOR INDUSTRIAL	2.7	2.7	2.8	3.1	4.2
o SECTOR RESIDENCIAL	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
TOTAL TERMICO	4.6	4.7	5.9	6.5	9.3
<u>METALURGICO</u>	0.7	0.6	0.7	0.8	1.1
<u>DEMANDA TOTAL</u>	5.3	5.3	6.6	7.3	10.4

Para el pronóstico de la demanda en el sector residencial se ha estimado un consumo aproximadamente constante de 0.3 Mt/año. El programa de briquetas propuesto con anterioridad no ha sido considerado en este pronóstico.

Así mismo, ningún proyecto de obtención de combustibles sintéticos a partir del carbón ha sido incluido en el pronóstico como consecuencia de la caída en los precios internacionales del petróleo y del menor ritmo de desarrollo a nivel mundial de dichos procesos.

La demanda por carbón metalúrgico fué de 0.7 Mt en 1983 y se espera que se incremente hasta 0.8 Mt en el año 1990 a una tasa de crecimiento promedio anual del 3.2%.

### 6.3 PRODUCCION DE CARBON

Como se indica en el Cuadro 6.2, se espera que la producción de carbón térmico pase de 5.1 Mt en 1983 a 27.1 Mt en 1990 y a cerca de 43.2 Mt en el año 2000. Dicho crecimiento corresponde a una tasa promedio anual del 25.1% hasta 1990 y del 12.7% para todo el periodo. Las cantidades de carbón a exportar se espera, aumenten de 10.8 Mt en 1987 a 20.7 Mt en 1990 y a 33.9 Mt en el año 2000, con una tasa promedio de crecimiento de 27.8%.

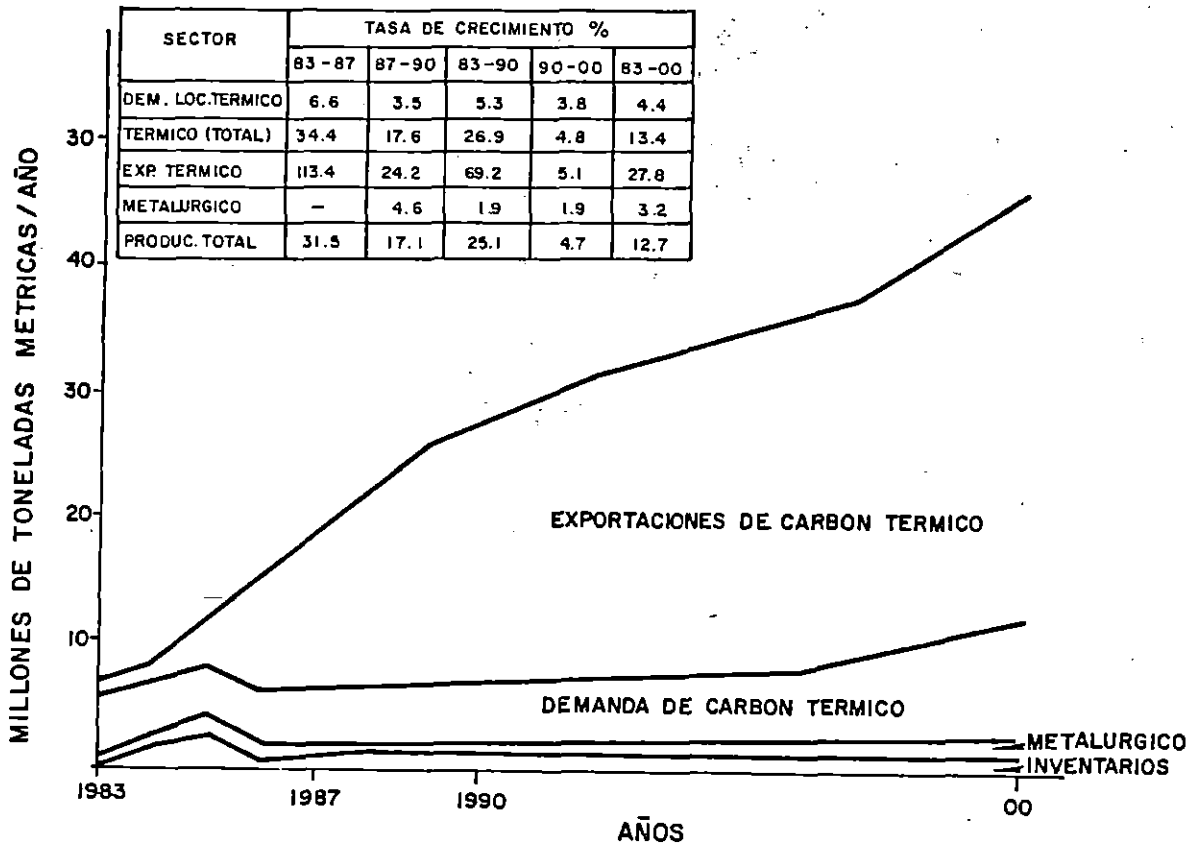
Durante 1983 los distritos tradicionales (Boyacá, Cundinamarca, Valle del Cauca y Norte de Santander) suministraron 4.5 Mt de carbón térmico para el consumo doméstico. Se espera que esta producción se incremente a una tasa promedio del 1.5% alcanzando un nivel cercano a los 5.8 Mt en el año 2000.

La producción de carbón metalúrgico se encuentra localizada en las zonas carboníferas de Cundinamarca y Boyacá. Los desarrollos futuros más importantes de este tipo de carbón se espera ocurran en el área de Checua-Lenguazaque, donde han sido identificadas cerca de 90.0 Mt en reservas probables. Sin embargo dada la localización, consideramos igualmente que su exportación no es competitiva en el mercado internacional.

La producción en el Bloque Norte de El Cerrejón está programada para iniciarse con 1.5 Mt/año en 1984 incrementándose a 5.3 Mt/año en 1986. Dadas las ventajas económicas del proyecto, se ha supuesto una posible ampliación de la producción a 18.0 Mt/año en 1990 y a 25.0 Mt en el año 2000. Bajo estos supuestos la producción del Bloque representaría el 87.0% del total de exportaciones de carbón en 1990 y el 74% en el año 2000.

Para el pronóstico de producción en el Bloque Central de El Cerrejón, se ha supuesto que mediante el actual contrato de servicios a 8 años entre Carbocol y el consorcio Domi-Prodeco-Auxini, se alcance la meta de 1.5 Mt/año en 1985. El proyecto puede alcanzar una producción total de 10 Mt durante el tiempo total del contrato. Adicionalmente se ha

COLOMBIA  
DEMANDA/SUMINISTRO DE CARBON



OFERTA DE CARBON POR REGIONES

Mt/año	1983	1984	1987	1990	2000
<b>1. CARBON TERMICO</b>					
o DISTRITOS TRADICIONALES	4.5 (0.2)	4.4 (0.3)	5.0 (0.3)	4.7 (0.3)	5.8 (0.3)
o CERREJON NORTE	- (0.2)	1.5 -	9.0 (8.9)	18.0 (18.0)	25.0 (25.0)
o CERREJON CENTRAL	0.4 (0.2)	1.0 (0.7)	2.0 (1.3)	3.4 (2.0)	10.0 (8.2)
o CERREJON SUR	-	-	-	-	-
o LA LOMA/LA JAGUA	-	-	-	-	-
o SAN JORGE	0.2 (0.1)	0.3 (0.1)	0.7 (0.3)	1.0 (0.4)	2.4 (0.4)
<b>TOTAL TERMICO</b>	<b>5.1 (0.5)</b>	<b>7.2 (1.1)</b>	<b>16.7 (10.8)</b>	<b>27.1 (20.7)</b>	<b>43.2 (33.9)</b>
<b>2. CARBON METALURGICO</b>					
o DISTRITOS TRADICIONALES	0.7	0.6	0.7	0.8	1.1
<b>OFERTA TOTAL</b>	<b>5.8 (0.5)</b>	<b>7.8 (1.1)</b>	<b>17.4 (10.8)</b>	<b>27.9 (20.9)</b>	<b>44.3 (33.9)</b>
<b>STOCK ACUMULADO</b>	<b>0.1</b>	<b>1.6</b>	<b>0.9</b>	<b>1.0</b>	<b>1.0</b>

supuesto una expansión del tajo inicial y el desarrollo del área de Patilla (Zona Nor-Occidental), con lo cual se alcanzará una producción total en este bloque de 1.9 Mt/año en 1990 y de cerca de 10.0 Mt en el año 2000.

El Bloque Sur de El Cerrejón ha sido considerado hasta el momento como zona de reserva y no ha sido explorado en detalle. Sin embargo, debido a su localización, se consideró en el pronóstico de 1983 que podía ser más atractivo que otras zonas, por lo cual se supuso una producción de 2.0 Mt/año en el año 2000. Para el pronóstico 1984 con base en los bajos precios internacionales, esta consideración fue eliminada.

En el área de La Loma/La Jagua existen dos grandes bloques asignados a Carbocol. Una parte de estos bloques podría ser objeto de contratación con consorcios extranjeros como el de Charbonnagè de France/AGIP Carbone de Italia con el cual se firmaron acuerdos el año pasado para realizar estudios de factibilidad para desarrollar un proyecto de 10 Mt en unión con Carbocol. Para este pronóstico no se ha tenido en cuenta la posible producción de este proyecto.

En el área de San Jorge, las principales actividades de exploración y explotación están siendo adelantadas por Carbones del Caribe. Se estima que la mayor parte de la producción pronosticada para esta zona será destinada a atender la demanda industrial local (planta de níquel en Cerromatoso y cementeras convertidas a carbón). Adicionalmente, se ha considerado el suministro de carbón para una central térmica de 300 MW que se supone entra en operación con posterioridad a 1997.

Como se mencionó, la producción de carbón metalúrgico está centrada en los distritos de Cundinamarca y Boyacá. Los principales desarrollos en el futuro de este carbón se esperan que se hagan en el área de Checua-Lenguazaque donde han sido identificadas reservas cercanas a 90 Mt. No se ha considerado que haya exportaciones de carbón metalúrgico en cantidades significativas dado que no podrían ser competitivas en el mercado por razones de localización y transporte.

APENDICE

EFFECTO DE LAS PERDIDAS EN GENERACION HIDROELECTRICA

Tanto las pérdidas asociadas al suministro de energía eléctrica como la conformación de los esquemas de demanda y suministro totales de energía, dependen sensiblemente del criterio que se adopte en relación a las pérdidas en la generación hidroeléctrica.

Como se anotó en la Sección 3-3, tradicionalmente hemos estimado las pérdidas en las centrales hidroeléctricas como iguales a la diferencia entre el equivalente en kBPED de la energía hidroeléctrica generada y el valor obtenido de dividir dicha cifra entre la eficiencia promedio de las plantas termo-eléctricas. Visto en otra forma, la hidroenergía sería igual al equivalente energético (kBPED) del combustible (carbón, gas, etc) que se requeriría para obtener la misma cantidad de energía eléctrica en una planta térmica.

En el Cuadro 1 se presentan las pérdidas estimadas aplicando el criterio anterior.

CUADRO 1

PERDIDAS EN GENERACION ELECTRICA  
(kBPED)\*

	<u>1983</u>	<u>1987</u>	<u>1990</u>	<u>2000</u>
En Generación Hidráulica	80.7	81.8	99.2	189.9
En Generación Térmica	42.7	51.6	53.7	67.8
Total Pérdidas en Generación	123.4	133.4	152.9	257.7
<u>Eficiencia Térmica Promedia %</u>	23.5	25.4	25.9	28.3

\*1.0TWH = 1.598 kBPED (factor de conversión utilizado)

Otro criterio para estimar las pérdidas de generación, consiste en considerar el valor de la hidroenergía (como energía primaria) igual al equivalente energético (kBPED) de la energía eléctrica generada en las centrales hidroeléctricas. En este caso, las pérdidas totales de generación corresponderán únicamente a las de las plantas termoeléctricas (Cuadro 1).

Aplicando este segundo criterio a nuestro pronóstico de demanda por energía eléctrica, se obtienen los valores del Cuadro 2.

CUADRO 2

PERDIDAS DE GENERACION TRANSMISION Y DISTRIBUCION

(kBPED)	1983	1987	1990	2000
Pérdidas de Generación *	42.7	51.6	53.7	67.8
Pérdidas de Transmisión y Distribución	8.2	9.3	10.8	19.3
Total Pérdidas	50.9	60.9	64.5	87.1
Disponible para Consumo Final	29.7	36.1	42.7	82.3
Total Demanda	80.6	97.0	107.2	169.4
<u>Participación (%)</u>				
Pérdidas de Generación	53.0	53.2	50.1	40.0
Pérdidas de Transmisión y Distribución	10.2	9.6	10.1	11.4
Total Pérdidas	63.2	62.8	60.2	51.4
Disponible para Consumo Final	36.8	37.2	39.8	48.6

\* Solo generación térmica.

Utilizando las pérdidas de generación indicadas en el Cuadro 2, se presenta a continuación, para efectos de comparación con los Cuadros 2.1 y 2.2, el comportamiento de la demanda total de energía por sectores de consumo (Cuadro 3) y del suministro total de energía por fuentes (Cuadro 4).

CUADRO 3

DEMANDA DE ENERGIA POR SECTORES

	1983		1987		1990		2000	
	kBPED	%	kBPED	%	kBPED	%	kBPED	%
TRANSPORTE	107.9	33.1	116.9	33.9	136.4	33.8	196.1	31.8
RESIDENCIAL	39.6	12.2	44.2	12.4	49.0	12.6	77.9	14.6
INDUSTRIAL	114.3	35.1	122.2	33.9	132.1	33.8	175.3	32.9
NO-ENERGETICO	12.9	4.0	13.7	3.8	14.8	3.8	21.6	4.1
SECTOR ELECTRICO*	50.9	15.6	60.9	16.9	64.5	16.5	87.1	16.3
DEMANDA TOTAL	325.9	100.0	360.6	100.0	390.4	100.0	533.2	100.0

\* Pérdidas en generación, transmisión y distribución.

CUADRO 4

SUMINISTRO DE ENERGIA POR FUENTES

	1983		1987		1990		2000	
	kBPED	%	kBPED	%	kBPED	%	kBPED	%
PETROLEO Y DERIV.	167.9	51.5	181.7	50.4	192.2	49.2	235.4	44.1
GAS	70.0	21.5	72.3	20.0	75.6	19.4	96.7	18.1
CARBON	63.0	19.3	79.0	21.9	87.8	22.5	126.1	23.7
HIDROENERGIA	25.0	7.7	27.6	7.7	34.8	8.9	75.0	14.1
TOTAL	325.9	100.0	360.6	100.0	390.4	100.0	533.2	100.0

En el Cuadro 2.1 la participación de las pérdidas en el sector eléctrico para los años 1983 y 2000 es de 32.4% y 38.3% respectivamente. Sin embargo, en el Cuadro 3 dicha participación se reduce a 15.6% y 16.3% para los mismos años, como consecuencia de no considerar pérdidas en generación hidroeléctrica.

Así mismo, comparando los Cuadros 2.2 y 4 se observa que la participación de la hidroenergía en el suministro total de energía pasó de 26.0% y 36.1% en 1983 y en el año 2000 respectivamente; a 7.7% y 14.1% en estos mismos años.

La demanda y suministro totales de energía indicados en los Cuadros 2.1 y 2.2: 406.5 kBPED para 1983 y 723.1 kBPED para el año 2000 se reducen en un 20% y 26% respectivamente, debido al diferente criterio aplicado para considerar las pérdidas en la generación hidroeléctrica.

En general no existe un consenso sobre el tratamiento que debe darse a la hidroenergía como energía primaria. Así por ejemplo, el criterio adoptado por el Estudio Nacional de Energía "ENE" es similar al analizado en este apéndice, con la diferencia de que el ENE considera que aproximadamente el 3% de la hidroenergía no es aprovechable. Por su parte, la Organización Latinoamericana de Energía "OLADE" recomienda adoptar una eficiencia promedio del 80% para las centrales hidráulicas, con el fin de determinar la energía primaria en aquellos casos en que solo se conoce la cantidad de energía eléctrica disponible en los bornes de salida.

Proyección y energíademanda y suministro  
1984 - 2000

333.7932 P949p Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA

FECHA