Reseña de las Perspectivas Energéticas de Colombia

Miguel Urrutia Montoya
Ricardo Villaveces Pardo

A. Introducción y resumen

El panorama energético colombiano es sin lugar a dudas el que más interrogantes presenta al tratar de vislumbrar las perspectivas económicas del país durante el próximo decenio. El presente informe busca plantear los aspectos críticos del sector para la próxima década y cuantificar, bajo una serie de supuestos, el efecto que sobre la balanza cambiaria tendrán la producción y consumo de cada producto energético.

1. Petróleo

En el país más que crisis energética hay una crisis de petróleo, pues la oferta nacional de todo el resto de insumos para la generación de energía parece ser suficiente. En cuanto hace al petróleo (Sección B), la solución más lógica a la falta de suministro es intensificar la exploración. Para llevar a cabo un incremento en el esfuerzo exploratorio probablemente será necesario tomar la decisión de estimular el surgimiento de empresas privadas nacionales, pues por razones que se explican más adelante, es dudoso que las empresas internacionales aumenten su actividad en Colombia a los niveles requeridos. ECOPETROL, por otra parte, es una empresa que afronta un sinnúmero de problemas no solo financieros sino administrativos y técnicos que hacen muy improbable que la Empresa sola cubra el déficit en el programa exploratorio.

A través de contratos de asociación con ECOPETROL y dando a los inversionistas nacionales créditos contingentes de largo plazo que justifiquen este tipo de inversiones de largo plazo y alto riesgo, muy posiblemente se puede incrementar de manera significativa el nivel de exploración[1]. Esto además es factible en la medida en que la tecnología petrolera se ha venido difundiendo y hay en el mercado internacional gran número de firmas con quienes se puede contratar el análisis de los prospectos petroleros y la labor de perforación.

[1] No sería absurdo pensar en créditos que implicarán plazos muertos largos en caso de que la exploración no dé resultado. Al contrario, ante resultados positivos se cobrarían tasas de interés de mercado y amortizaciones aceleradas.

De otra parte, en cuanto hace a la explotación de los campos en producción, parece necesario revisar la política de precios para los crudos obtenidos en las áreas de concesión o acelerar el proceso de reversión al Estado colombiano de dichas zonas. De otra manera las compañías que explotan dichos campos no estarán interesadas en llevar a cabo las inversiones requeridas para explotar más eficientemente esos campos que por su antigüedad requieren inversiones para obtener crudos marginales y recuperaciones secundarias. Estas inversiones disminuirían las tasas de declinación de campos como Orito, y serían altamente rentables para el país.

El ajuste de precios sobre crudos marginales y recuperaciones secundarias, aunque puede objetarse con el argumento acerca del exceso de utilidades que presentarían para las compañías este tipo de medidas, debe compararse con la situación actual, donde se está comprando a las mismas compañías en el mercado internacional a precios mucho más altos de los que valdría cualquier reajuste, sin que esté dejando ninguna externalidad para el país como serían las inversiones que se hagan en los campos que se exploten.

El otro punto sobre el cual es necesario definir un curso de acción es sobre los yacimientos conocidos de crudos pesados como es el caso de Cocorná y Castilla. A este respecto, las dudas que hay sobre el verdadero potencial de estos campos son muchas y son muchas además las posibilidades que se presentan para su desarrollo. Sin embargo, hasta tanto no haya elementos de juicio sólidos sobre ellos no tiene sentido tomar una decisión al respecto. Por consiguiente, el camino a seguir por parte de ECOPETROL sería iniciar cuanto antes un estudio detallado sobre reservas y costos de producción en dichos yacimientos, con el objeto de poder tomar una decisión acertada sobre el particular. Es necesario probar el tamaño de los yacimientos, y estimar costos de explotación para poder definir el esquema de explotación más deseable.

La decisión que hay que tomar en el caso de Cocorná es qué precio de crudo se negocia. Al precio actual no es rentable para la Texas explotar el campo. Dado que la concesión termina en la década del noventa, no se justificaría pagar precio internacional, pues queda la alternativa de reservar ese petróleo para explotarlo hacia finales del siglo. Hay que encontrar entonces a qué precio atractivo para la Texas el valor presente de este yacimiento para el país supera el valor de éste si se deja que revierta la concesión.

El tener claridad sobre la acción que se debe seguir con relación a estos dos yacimientos determinará también, indirectamente, los lineamientos que se deben tener en cuenta con respecto a la utilización de otros recursos. De esta manera, el análisis de Castilla, por ejemplo, permitirá definir la conveniencia de construir en los Llanos una refinería destinada al tratamiento de estos crudos, lo cual estaría definiendo, en gran medida, la estrategia de abastecimiento de combustibles para Bogotá.

El caso de Cocorná también podría hacer necesaria la construcción de una refinería especializada para procesar este tipo de crudos eficientemente, o una serie de inversiones adicionales para transportar ese crudo a Barrancabermeja. Así mismo, podría determinar en algún grado la destinación que se dé a un porcentaje alto del gas de la Guajira. Esto es así, ya que la extracción de estos crudos pesados exige un nivel alto de autoconsumo de combustibles para generación del vapor que debe ser inyecta-

do en el yacimiento; por esta razón, una alternativa en el caso de construirse un gasoducto para abastecer el interior del país, sería utilizar parte de este gas para generar el vapor requerido en Cocorná y emplear todo el crudo para la refinación. Esta alternativa es solo una de las posibilidades existentes y pone tan solo de presente la necesidad de iniciar cuanto antes los estudios que se requieren con el objeto de definir la política por seguir en el caso de Cocorná.

Vale la pena recalcar que una solución a los problemas de explotación de Castilla y Cocorná disminuirá de manera significativa la actual brecha entre demanda y producción de crudos. Por esa razón ECOPETROL debe invertir de inmediato en los estudios que hagan posible tomar una decisión sobre el futuro de estos yacimientos.

Con excepción de los dos casos anteriores, la construcción de nuevas refinerías no parece aconsejable de no ser que se encuentre un yacimiento que lo justifique. La tendencia en el mercado internacional parece ir hacia el mercadeo de refinados antes que crudos. En la medida en que sea necesario seguir importando, es muy factible que la consecución de crudos para el abastecimiento de refinerías nacionales sea más difícil, o sea necesario comprarlos a precios relativamente más caros.

Si la exploración no es exitosa en el curso de los próximos años será necesario revisar la política de dieselización del transporte público. De acuerdo con las previsiones, el precio del ACPM tiende a estar por encima del de la gasolina e incluso esta diferencia puede tender a ser creciente por los programas de dieselización en varios países. Por esta razón, desde el punto de vista cambiario puede no ser conveniente para el país el que sea necesario importar ACPM en lugar de gasolina, si el diferencial de precios sigue moviéndose a favor del primero, todo lo cual exige iniciar estudios en este campo con el fin de tomar decisiones correctivas a tiempo, ya que el efecto de estas políticas solo se observa en un plazo relativamente largo.

Finalmente, vale la pena aclarar que los bajos precios de gasolina son una causa principal de nuestra crisis energética. Estos mantienen paralizado el plan de inversiones de ECOPETROL, estimulan excesivamente el consumo, y dificultan el manejo de la política monetaria al hacer imposible que ECOPETROL pague sus importaciones de crudo. Dada la creciente proporción de crudo importado, los precios internos inevitablemente tendrían que crecer a mayor ritmo que los precios OPEP. Esta es una perspectiva inquietante pero inevitable.

2. Gas

Por el contrario de lo que sucede con el petróleo, recientemente se han descubierto yacimientos importantes de gas y hay prospectos con muy buenas posibilidades. Sin embargo, la demora que se ha presentado en tomar las decisiones que determinen cuál será su utilización, especialmente en cuanto hace a los proyectos de alto consumo, está retrasando y desestimulando los programas de exploración.

De otra parte, hasta tanto no se demuestren nuevas reservas, la posibilidad, de llevar a cabo los proyectos importantes se encuentra limitada a las disponibilidades actuales, las cuales no son suficientes para llevar a cabo más que un proyecto de mediana escala. Es decir, que se ha originado un embotellamiento donde no se explora por no decidir acerca de la utilización de gas. Como es evidente, cada uno de los proyectos tie-

nen ventajas y desventajas según sea la óptica desde la cual se mire. Por esta razón, hasta tanto no se establezca una estrategia precisa para la toma de decisiones, puede prolongarse indefinidamente la nueva exploración.

Como se verá en el texto, la decisión más importante radica en escoger si debe hacerse el gasoducto de occidente o la planta de licuefacción para la exportación. En resumen, se puede decir que desde el punto de vista de ECOPETROL el gasoducto es más atractivo, pues es para la empresa un proyecto más rentable y además es factible para el nivel de gas disponible con las reservas que hay descubiertas. El gasoducto, sin embargo, podría tener como efecto secundario el desestímulo de la minería del carbón en la zona del interior, lo cual puede ser una asignación ineficiente de recursos ya que precisamente el problema del carbón como generador de divisas es el costo de transportarlo a la Costa para su exportación, mientras que el gas se encuentra en el área del posible puerto de exportación.

La planta de licuefacción, en este orden de ideas, es más benéfica para la situación cambiaria del país, pero el nivel de operación que es económicamente factible no se alcanza con las reservas actualmente disponibles. Además, este proyecto estaría destinado al mercado de los Estados Unidos. Por esta razón, solo después de obtener en dicho país la aprobación oficial para el proyecto se podría asegurar su ejecución.

Lo anterior permite sugerir que lo más aconsejable para el país, en razón de la situación cambiaria que se prevé para la próxima década, sería iniciar cuanto antes los trámites con el gobierno norteamericano para obtener la aprobación para exportar, lo cual puede tomar en 18 meses y dos años. Entre tanto se puede continuar la exploración. Si al cabo de este lapso se ha obtenido el permiso para exportar y se han encontrado nuevas reservas, entonces se debe iniciar la construcción de la planta de licuefacción. Si alguno de estos dos requisitos no se ha cumplido, entonces se debe poner en marcha el proyecto del gasoducto de occidente. Durante este mismo período, se pueden llevar a cabo los estudios sobre la utilización de los crudos pesados de Cocorná y Castilla, lo cual puede determinar el trazado final del gasoducto, e inclusive, si hay algún hallazgo importante puede resultar factible llevar a cabo los dos proyectos. Lo importante, en todo caso, sería dar a los interesados en la exploración seguridades acerca de los calendarios para la utilización del gas, de manera tal que encuentren atractivos los nuevos proyectos de exploración.

3. Carbón

La situación del carbón, que aparentemente presenta el mayor potencial entre los recursos energéticos del país, presenta todavía algunos interrogantes serios. En primer lugar, pensando en la exportación no es posible hablar de proyectos carboníferos de importancia si no se cuenta con la infraestructura de transporte y de puertos adecuados. Desde este punto de vista, el único proyecto con planes concretos al respecto es el de Cerrejón en la zona que está desarrollando INTERCOR en asocio con ECOPETROL, ya que el proyecto incluye la construcción del ferrocarril y el puerto necesario para la movilización del carbón. Los demás proyectos de explotación, en especial aquellos de carbón coquizable en el interior, se encuentran completamente limitados por la capacidad de transporte y las facilidades portuarias.

De otro lado, la planeación de proyectos de importancia requiere un conoci-

miento mucho más profundo de las reservas disponibles. Sin embargo, los interrogantes acerca de la infraestructura ha desestimulado a los posibles interesados en desarrollar programas ambiciosos de exploración.

Adicionalmente, vale la pena recalcar que el mercado internacional de carbón térmico no será dinámico antes de 1990, y que aún después de esa fecha el mercado va ser muy competido. En esas condiciones Colombia solo podrá exportar carbón que tenga bajos costos de explotación y transporte a puerto. El mercado para carbón metalúrgico tampoco es claro, y los carbones del interior sólo se podrán exportar después de 1985 en el caso de que se tome cuanto antes la decisión de construir un ferrocarril con capacidad para transportar carbón de Saboya a Puerto Mulas, y se defina la localización y construcción de un puerto para exportar este carbón.

En resumen, la prioridad del gobierno debe orientarse hacia la definición de las obras de infraestructura que se vayan a realizar. Hasta tanto no se definan estos aspectos, los proyectos de minería hacia la exportación diferentes de Cerrejón se verán retrasados.

Finalmente, en cuanto hace al consumo interno, parece conveniente seguir estimulando la utilización del carbón en las plantas industriales de escala grande especialmente, ya que el empleo en muchas plantas pequeñas y dispersas podría originar una serie de problemas de distribución, contaminación y transporte. Además, la necesidad de exigir la instalación de equipos anticontaminantes es más funcional en el caso de industrias grandes que en un gran número de plantas pequeñas. Adicionalmente, no se debe olvidar que el consumo doméstico de carbón estará determinado, en parte, por las decisiones que se tomen con relación al gas de la Guajira y a los crudos pesados, según se discutió.

4. Fuentes no convencionales

El empleo de fuentes no convencionales y el desarrollo de alternativas es preocupación de casi todos los países en este momento y son muchos los recursos que se destinan a la investigación en ese sentido. Por tal razón, no sería eficiente que Colombia se dedicara a duplicar esfuerzos en este campo.

La prioridad debería ser hacia el desarrollo de recursos ya identificados, con tecnologías ya conocidas y experimentadas en otros países de manera tal que la probabilidad de éxito en cualquier programa de este estilo sea alta.

En este sentido, uno de los proyectos con más probabilidades es el de producción de alcohol a partir de productos agrícolas como la caña de azúcar y la yuca. Con el propósito de darle agilidad a este proyecto y obtener resultados hacia mediados de los años ochenta, cuando la situación cambiaria se presentará más crítica, sería conveniente darle participación al sector privado en el desarrollo de estos proyectos. Con este fin, la primera medida a tomar debería ser la eliminación del monopolio estatal en la producción de alcoholes con destino energético pues, de otra manera, estos proyectos se verían retrasados por el ritmo más lento del sector oficial en el desarrollo de nuevos proyectos.

Sin embargo, es importante no ilusionarse demasiado con la alternativa del alcohol. Para reemplazar el 10% del actual consumo de gasolina, sería necesario sembrar de 200.000 a 300.000 hectáreas nuevas. El proyecto es importante, pero a largo plazo, y requiere experimentación con variedades nuevas de yuca y caña en áreas como los Llanos o la Costa Norte.

Además del programa de alcohol debe continuarse con los proyectos de utilización de energía geotérmica para generación de energía eléctrica y energía solar para usos domésticos. Finalmente, deben continuarse los estudios para definir si se justifica el montaje de una planta nuclear en los años noventa.

La alternativa geotérmica es interesante por haber prospectos en el sur-occidente del país, donde no se han identificado suficientes proyectos de bajo costo de energía hidroeléctrica.

La energía solar puede producir ahorros en inversiones de energía eléctrica en sus usos residenciales, pero no se prevé que en este siglo la contribución de esa fuente sea significativa para el balance energético nacional.

Finalmente, vale la pena recalcar que proyectos de tecnología nueva como licuefacción de carbón producen gasolina a costos muy superiores a los de gasolina producida con petróleo a precios OPEP. Por lo tanto esta estrategia no parece atractiva para el país en este siglo. Sin embargo, es claro que el país debe invertir recursos en entrenar personal sobre estos nuevos procesos en el exterior y en investigaciones para el uso de los carbones colombianos en plantas de este tipo, pues dentro de dos décadas estos procesos pueden volverse alternativas rentables.

5. Energía eléctrica

En el campo de energía eléctrica no hay problema de suministro. El país tiene una situación privilegiada en el sentido de que la mayoría de la capacidad generadora puede ser hidroeléctrica, pero será necesario seguir una política de tarifas que garantice un flujo de fondos financieros suficiente para ejecutar las obras de las nuevas centrales a tiempo. Para optimizar el sistema también será necesario evitar políticas parroquiales que lleven a un manejo regional de las reservas de energía. Por eso son inquietantes las decisiones de quitarle a ISA la construcción de Betania y Guavio.

B. El sector del petróleo

La producción de petróleo crudo en Colombia, como se aprecia en el Cuadro 1, continúa declinando significativamente aún con el efecto de las medidas que se han venido adoptando con el propósito de estimular el desarrollo de crudos marginales. De esta manera, la tasa de declinación de la producción de 1978 fue de 5.0%, lo cual se compara favorablemente con la registrada en años como 1974 cuando se registró un 8.5% de disminución en la producción anual. Desafortunadamente, esta mejoría obedece casi en su totalidad a recuperaciones marginales en los campos de explotación y no a la aparición de nuevos campos.

La producción a que se ha hecho referencia se viene obteniendo de explotaciones que operan bajo las modalidades de concesión, asociación o explotación directa de ECOPETROL. En la actuali-

CUADRO 1

PRODUCCION NACIONAL DE CRUDOS 1970 - 1978

Año	MM BA*	Tasa de Declinación
1970	79.6	
1971	78.6	1.3
1972	71.7	8.8
1973	67.1	6.4
1974	61.4	8.5
1975	57.3	6.7
1976	53.4	6.8
1977	50.2	6.0
1978	47.7	5.0

FUENTE ECOPETROL

* En adelante millones de barriles anuales

CUADRO 2

CONCESIONES VIGENTES A MARZO DE 1979

Región Geológica	Compañía	Nombre	Area (Hectáreas)
Bajo Magdalena	Antex	El difícil	45.932
Bajo Magdalena	Intercol	Jobo	50.000
Bajo Magdalena	Intercol	Sampués	39.718
Medio Magdalena	Intercol	El Limón	11.783
Medio Magdalena	Intercol	El Roble	39.128
Medio Magdalena	Intercol	El Conchal	39.896
Medio Magdalena	Texas	Totumal	5.000
Medio Magdalena	Texas	Tetuán	24.685
Medio Magdalena	Texas	Ermitaño	24.918
Medio Magdalena	Texas	Río Negro	24.340
Medio Magdalena	Texas	Palagua	21.000
Medio Magdalena	Texas	Cocorná	49.702
Medio Magdalena	Texas	Tisquirama	8.251
Medio Magdalena	Texas	Guaguaquí - T.	(127.205)*
Alto Magdalena	Colbrás	Neiva	49.000
Alto Magdalena	Colbrás	Tello	24.999
Alto Magdalena	Colbrás	Carnicerías	9.769
Maracaibo	Chevrón	Zulia	49.516
Llanos	Aquitaine	Yalea	72.438
Putumayo	Texas	Orito Norte	28.622
Putumayo	Texas	Orito Sur	39.660
Putumayo	Texas	Acaé Norte	49.742
Putumayo	Texas	Acaé Sur	48.810
Putumayo	Texas	Río San Miguel	13.763
Putumayo	Texas	Churuyaco	23.596
		TOTAL	794.269 H.

FUENTE: Chona, Francisco. *Petroleum and Natural Gas Exploration and Explotation in Colombia.* ECOPETROL. Marzo, 1979.

* Propiedad privada.

dad, un 37% proviene de concesiones manejadas directamente por compañías extranjeras, un 38.8% lo produce ECOPETROL y el 24% restante opera bajo el sistema de asociación. Sin embargo, al computar la participación de ECOPETROL en la producción asociada, se encuentra que la contribución de la empresa estatal a la producción nacional llega a un 45.7%

A partir de 1974[2], el ingreso de nuevas compañías privadas sólo puede llevarse a cabo bajo la modalidad de la asociación y las concesiones siguen operando solo hasta la fecha en que revierten al Estado colombiano. En marzo de 1979, todavía el área bajo este sistema ascendía a 794.269 hectáreas discriminada según se ve en el Cuadro 2.

Las zonas administradas directamente por ECOPETROL comprenden 878.977 hectáreas y se reparten de acuerdo con lo presentado en el Cuadro 3. Finalmente, en asociación se encuentran vigentes a la misma fecha un total de 30 contratos que cubren una extensión aproximada de 9.8 millones de hectáreas (Cuadro 4) y como es evidente, es aquí donde se concentra la mayor actividad y las mejores perspectivas para los próximos años.

Los resultados futuros dependen, sin embargo, de que se emprenda una ac-

[2] Decreto Legislativo 2310 de 1974.

CUADRO 3

AREAS ADMINISTRADAS DIRECTAMENTE POR ECOPETROL

Región Geológica	Nombre	Región (Hectáreas)
Bajo Magdalena	Cicuco	49.995
Bajo Magdalena	Violo	49.656
Medio Magdalena	De Mares	445.000
Medio Magdalena	Cantagallo	21.190
Medio Magdalena	Cristalina	29.501
Medio Magdalena	San Pablo	49.949
Medio Magdalena	Yondó	46.880
Maracaibo	Barco	186.806
	Ext. Total	878.977

FUENTE: Ibid.

ción mucho más agresiva de la llevada hasta la fecha en la actividad exploratoria.

Si se mira lo realizado se encuentra un nivel bajísimo de exploración y casi que parece sorprendente que el país haya podido ser exportador neto de petróleo durante 50 años, cuando en el transcurso de toda su historia petrolera (1908 1978) solo se han perforado 647 pozos exploratorios en áreas desconocidas (tipo A-3). De este total 558 pozos se encuentran en las zonas de concesión de las compañías extranjeras, 38 en las áreas administradas por ECOPETROL y 51 en las asociaciones que se han venido constituyendo a partir de 1970. Es decir que, en promedio, en los proyectos en asociación tan solo se ha perforado un promedio de 5.7 pozos por año, lo cual deja mucho que desear cuando para el total de la producción obtenida en el país se ha encontrado que la relación entre pozos exploratorios-pozos productivos ha sido de 1 a 12.5[3].

[3] Chona. Op. cit.

CUADRO 4

CONTRATOS DE ASOCIACIONES VIGENTES A MARZO DE 1979

	Compañía		Nombre del Contrato	Extensión (Héctáreas)		Compañía		Nombre del Contrato	Extensión (Hectáreas)
1.	Aquitaine	1.	Magdalena 27	90.000	8.	Koch	17.	Santa Marta	430.809
		2.	Carare 8	78.576	9.	Newmont	18.	Morales	82.847
		3.	Girardot	125.471	10.	North-Cen.	19.	Simití	48.281
		4.	Casanare - 3	148.399	11.	Mobil-Oil	20.	B. Honda	733.730
		5.	Mag. - Pivijay	80.000	12.	Occidental	21.	Sogamoso	96.857
		6.	Casanare-A y B	514.308			22.	San Fernando	172.683
2.	Chevron	7.	Meta III - Cubarral	97.451					
3.	Cities	8.	Las Monas	16.000	13.	Phillips	23.	Meta III - Cumaral	395.070
4.	Citco	9.	Arboletes	147.848			24.	Casanare	299.038
5.	Farmland	10.	Putumayo - 0	31.254	14.	Phillips-Gulf	25.	Cesar	705.226
6.	Fidic-DND	11.	Uribe	424.527					
					15.	Texas	26.	Guajira	1.369.193
7.	Intercol	12.	San Jorge	280.000			27.	Urabá	612.795
		13.	Lebrija	423.529	16.	Texas-Amoco	28.	Cartagena	951.669
		14.	Arauca	474.456	17.	Webb	29.	Opón	73.440
		15.	Morrosquillo	443.557	18.	Weeks	30.	Tasajero	86.873
		16.	Tairona	386.902					
						Total			9'820.289 Hectáreas
						Aprox.			98.203 Kmt^2

FUENTE: Chona, Op. Cit.

Igualmente desalentadoras son las cifras correspondientes a exploración geofísica, fotogeológica y sísmica[4], permitiendo concluir que hasta tanto no se lleve a cabo un esfuerzo exploratorio significativo, es muy difícil afirmar algo acerca del potencial petrolero real del país.

Estos hechos, junto con el déficit creciente de hidrocarburos que convirtió a Colombia en importador a partir de 1976, llevaron al gobierno a adoptar un ambicioso plan decenal de exploración, junto con la decisión de pagar precios internacionales por los crudos nuevos obtenidos. Sin embargo, las limitaciones financieras y técnicas de ECOPETROL y el moderado interés demostrado por las compañías privadas hacen muy dudoso el que este programa se pueda cumplir según lo previsto. Para efectos de este análisis según se verá adelante, se supone que en el mejor de los casos, las metas del plan de exploración se alcanzarán en un 50% de lo propuesto, lo cual parece más realista.

Las perspectivas de producción para los próximos años dependerán entonces de los resultados de la exploración que se haga y obviamente de lo que suceda con la producción de los campos ya conocidos, la mayoría de los cuales se encuentran en producción desde hace varios años.

Con respecto a la producción de los yacimientos conocidos, los pronósticos de ECOPETROL son bastante pesimistas pues por tratarse en su mayoría de campos ya bastante agotados, las posibilidades de recuperaciones marginales son cada día más escasas. No obstante, la aceleración en la tasa de declinación de algunos campos como es el caso de Orito que entre 1977 y 1978 redujo su producción en 13.7%, obedece más a un problema económico que geológico. Este campo, por tratarse de una concesión se encuentra regido por el sistema de precios acordados para esa modalidad, mediante el cual se paga por el crudo US$ 1.62 por barril, lo cual hace que la compañía que lo explota no encuentre en modo alguno atractivo el invertir con el objeto de reducir la tasa de declinación, lo cual la ha llevado a ofrecer en venta el campo. Con la situación vigente de precios, sin embargo, el único comprador posible es ECOPETROL, compañía que con inversiones marginales obtendría petróleo mucho más barato que el que importa. Una situación similar puede ser la de Velásquez y Provincia. En razón de lo anterior será necesario, o reajustar los precios que se pagan por estos crudos, o acelerar la adquisición de estos campos por parte de ECOPETROL. Al tener en cuenta estos aspectos y las perspectivas de los distintos yacimientos para el total de la producción actual, se estima que se presentará una tasa de declinación promedio del 9.5% anual durante el próximo decenio.

Además de la producción anterior se han identificado desde hace algún tiempo dos yacimientos importantes que pueden contribuir de manera significativa a la solución del problema de suministro de petróleo. Estos son los campos de Cocorná en el Magdalena Medio y Castilla en los Llanos Orientales. Aunque las reservas no han sido probadas se estima que pueden estar alrededor de los 200 millones de barriles en el caso de Cocorná y de 100 millones en Castilla. Sin embargo, el problema en ambos yacimientos radica en las características del crudo, que es del denominado pesado. En Cocorná el crudo obtenido tiene un índice de viscocidad de 1250 SSF y 12° API en comparación con 50 SSF y 30° API de un crudo normal. El crudo

[4] Véase MINMINAS. *Bases para un Plan Energético Nacional*, Bogotá, 1977.

de Castilla, por su parte, aunque menos viscoso 14° API y 500 SSF todavía difiere mucho de un crudo corriente. Son en ambos casos crudos difíciles de extraer, difíciles de transportar y difíciles de procesar en una refinería convencional. Idealmente requerirían de una refinería muy sofisticada para ser procesados con resultantes similares a los de un crudo normal, en cuanto a los productos obtenidos.

En el caso de Cocorná, por ejemplo, se considera necesario montar una planta de generación de vapor que se inyectaría en el yacimiento, de manera tal que se caliente el crudo previamente a ser extraído. Después de esto, transportarlo a la refinería de Barranca, que es la más cercana, exigiría un oleoducto diseñado especialmente.

Todo esto eleva su costo y exige en primera instancia una comprobación de las reservas para evaluar la viabilidad económica de las inversiones requeridas para su aprovechamiento. Sin embargo, todo este desarrollo se encuentra con un obstáculo institucional que puede retrasar considerablemente cualquier proyecto. En efecto, Cocorná se encuentra bajo el régimen de concesión y como tal los precios establecidos para los crudos que allí se produzcan están muy lejos de los que la compañía que tiene la concesión considera interesantes para emprender la inversión. Por el otro lado, dicha compañía considera que solo bajo el esquema de la asociación con ECOPETROL contaría con las suficientes garantías para emprender un desarrollo de la magnitud que exige este campo. Todo esto implica un proceso largo de negociaciones, que puede retrasar apreciablemente su entrada en producción.

Las alternativas que hay entonces en este momento para Cocorná son: 1. constituir un contrato de asociación con ECOPETROL para la explotación del campo; 2. la compra del campo por parte de ECOPETROL o, 3. esperar a que la concesión revierta para explotar el campo en la década de los noventa. Desafortunadamente, no se cuenta con los elementos de juicio para tomar una determinación al respecto, pues no se conocen las reservas reales del campo, no se han estudiado a fondo las diferentes posibilidades tecnológicas para la extracción y el transporte del crudo y no se conocen, por lo tanto, lo que podrían ser los costos de producción y de transporte. ECOPETROL, por consiguiente, debe iniciar cuanto antes un estudio de factibilidad de las diferentes alternativas, para poder tomar una decisión racional sobre la alternativa que se debe adoptar.

Un caso similar es el de Castilla cuyo régimen de precios hace poco interesante desde el punto de vista económico su desarrollo para las compañías interesadas. Este campo, sin embargo, por su relativa cercanía a Bogotá, por la posibilidad de ser tratado junto con el crudo ligero de Trinidad, y por tratarse de un contrato de asociación presenta posibilidades de ingresar más pronto en producción que el de Cocorná.

Teniendo en cuenta todo lo anterior y los volúmenes probables de producción de estos dos campos, el Cuadro 5 presenta la proyección de producción para los campos conocidos de 1979 a 1990. La producción de Cocorná se presenta por separada con el objeto de presentar posteriormente una alternativa optimista y una pesimista de la producción de crudo en Colombia para el próximo decenio.

Para poder entonces determinar la magnitud del déficit de crudo que es necesario importar durante el período en consideración es necesario estimar cuáles van a ser los requerimientos de cru-

CUADRO 5

PROYECCIONES DE PRODUCCION DE CRUDOS CONOCIDOS
(MBD)*

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Producción Básica[1]	121.0	109.5	99.1	89.7	81.2	73.5	66.5	60.2	54.4	49.3	44.6	40.4
Castilla y Trinidad [2]	-	-	-	-	3.7	5.2	6.7	9.0	11.2	15.0	17.0	20.0
Perales	1.5	3.0	5.0	4.5	4.0	3.6	3.2	2.9	2.6	2.4	2.1	1.9
Sub- Total	122.5	112.5	104.1	94.2	88.9	82.3	76.4	72.1	68.2	66.7	63.7	62.3
Cocorná[3]						5.0	7.5	12.0	15.0	20.0	20.0	20.0
TOTAL	122.5	112.5	104.1	94.2	88.9	87.3	83.9	84.1	83.2	86.7	83.7	82.3

Fuente: Cálculos de FEDESARROLLO.

[1] Se supone una tasa de declinación promedio del 9.5% al suponer que en Orito se hacen nuevas inversiones que permiten reducir la tasa de declinación. De la misma manera se supone que se mejoran los precios que se pagan en Velásquez y Provincia lo cual da unos 5.000 BD adicionales.

[2] Se supone que se mejoran precios alcrudo lo cual permite un desarrollo gradual para justificar hacia 1988 un oleoducto o una refinería para ese crudo.

[3] El supuesto es, que hacia 1982 se toman decisiones respecto a este campo y se lleva a cabo un desarrollo gradual, que lleva a su pleno desarrollo hacia 1988.

* Miles de Barriles Diarios.

do para ser procesado. Esto resulta de la capacidad de carga proyectada para las refinerías del país. A este respecto aquí se considera que sólo se instalará la planta de balance y optimización de Barrancabermeja y se ampliará la refinería de Cartagena de acuerdo con los estimativos presentados por el Ministerio de Minas[5]. No se considera la construcción de refinerías adicionales al suponer que continúa la tendencia hacia mercadear internacionalmente productos refinados antes que crudos, lo cual hace más conveniente importar los refinados que sean necesarios en lugar del crudo. Con base en estos supuestos, el Cuadro 6 presenta el déficit de crudos para dos alternativas de producción. En la alternativa pesimista se supone que sólo se dispondrá de aquel petróleo resultante de los campos conocidos y que Cocorná, por demoras en las negociaciones, no alcanza a entrar antes de 1990. En la alternativa optimista, Cocorná entra gradualmente a partir de 1984 y el plan decenal de exploración se cumple en un 50%, iniciándose la nueva producción a partir de 1984. Como se desprende del cuadro citado, el déficit hasta 1985 va a ser muy similar, en ambos casos por el orden de los 45 millones de barriles. Sin embargo, para 1990 el rango se amplía considerablemente y oscila entre 15 y 54 millones de barriles, lo cual resalta aún más la necesidad de emprender un vigoroso esfuerzo exploratorio.

1. Refinados

En adición al déficit de crudo necesario para abastecer las refinerías del país, desde 1971 viene siendo necesario importar algunos productos refinados para poder satisfacer la demanda nacional como se puede ver en el Cuadro 7. Esta situación, a medida que la producción de crudos ha venido disminuyendo se torna más seria, a pesar de haberse compensado buena parte del faltante con crudos importados. El Cuadro 8

[5] Ministerio de Minas. *Política, Obras y Proyecciones del Sector de Minas y Energía.* Bogotá, 1978.

CUADRO 6

ESTIMACION DEL DEFICIT DE CRUDOS
(MMBA)*

	Demanda por crudo[1]	PESIMISTA		OPTIMISTA	
		Producción[2]	Déficit	Producción[3]	Déficit
1979	59.7	44.7	15.0	44.7	15.0
1980	68.3	41.1	27.2	41.1	27.2
1981	68.5	38.0	30.5	38.0	30.5
1982	71.2	34.4	36.8	34.4	36.8
1983	72.3	32.5	39.8	32.5	39.8
1984	75.9	30.0	45.9	33.1	42.8
1985	76.7	27.9	48.8	35.3	41.4
1986	76.7	26.3	50.4	40.5	36.2
1987	76.7	24.8	51.9	46.5	30.2
1988	76.7	24.3	52.4	54.9	21.8
1989	76.7	23.3	53.4	61.9	14.8
1990	76.7	22.7	54.0	69.3	7.4

Fuente: Cálculos de FEDESARROLLO
1 Estimado con base en información del Ministerio de Minas y Energía. La demanda se estanca a partir de 1985 al suponer que no se hacen nuevas refinerías.
2 Calculado a partir del Cuadro 5.
3 Calculado a partir del Cuadro 5, con producción de Cocorná y nueva producción a partir de 1984.

* Millones de Barriles Anuales.

presenta el comportamiento registrado por la producción de los principales refinados a partir de 1970 donde se aprecia esta evolución.

Al analizar las cifras anteriores es fácil ver cómo, además del problema del crudo, el producto refinado que presenta los mayores problemas de abastecimiento es gasolina motor, y es allí donde se presentarán las principales dificultades durante el próximo decenio. En menor grado, el otro producto que puede presentar un déficit en el suministro es el ACPM como resultado de la demanda creciente originada en el progra-

CUADRO 7

IMPORTACIONES DE CRUDOS Y PRODUCTOS REFINADOS
(MBA)*

Año	Crudo	Gasolina Motor	Gasolina Aviación	ACPM	Queroseno
1971	—	813.1	—	58.2	63.9
1972	—	218.9	29.4	—	—
1973	—	136.5	13.2	—	—
1974	—	206.9	28.9	—	—
1975	—	1761.3	12.6	—	—
1976	6.725.9	2616.7	35.0	40.0	—
1977	9.398.7	3452.0	—	210.5	89.9
1978	8.831.8	8025.6	—	77.0	—

FUENTE: ECOPETROL

* Miles de Barriles Anuales

CUADRO 8

PRODUCCION DE LOS PRINCIPALES PRODUCTOS REFINADOS 1970 - 1978 (MMBA)*

Año	Gasolina Regular	Gasolina Extra	ACPM	Querosene	Combustóleo	GLP
1970	14.6	0.7	6.1	3.6	16.4	2.7
1971	15.4	0.8	7.3	3.3	17.9	2.6
1972	16.6	0.9	9.0	3.0	18.0	2.8
1973	18.0	1.0	8.2	3.1	17.9	3.0
1974	19.5	1.3	8.3	3.3	17.9	2.9
1975	18.5	1.1	6.6	3.4	17.5	2.8
1976	18.8	0.7	7.5	3.3	18.2	3.0
1977	19.9	0.9	7.6	3.0	18.4	3.1
1978	15.9	1.2	8.2	3.1	17.3	2.6

FUENTE: ECOPETROL

* Millones de Barriles Anuales

ma de dieselización del transporte público en que viene empeñado el gobierno desde hace algún tiempo.

Las perspectivas de importación de productos refinados dependerá entonces, fundamentalmente, del comportamiento que presente la demanda de gasolina la cual viene creciendo entre 1970 y 1978 a un ritmo de un 6% anual, según se desprende de la información que se presenta en el Cuadro 9.

CUADRO 9

CONSUMO DE GASOLINA 1970 - 1978 (MMBA)*

Año	Regular	Extra	Total
1970	15.1	0.8	15.9
1971	15.9	0.8	16.7
1972	16.7	0.9	17.6
1973	17.7	1.1	17.8
1974	18.8	1.4	20.2
1975	20.1	1.1	21.2
1976	21.8	0.7	22.5
1977	22.8	0.9	23.7
1978	24.1	1.2	25.3

FUENTE: ECOPETROL

* Millones de Barriles Anuales

La demanda de gasolina depende primordialmente de dos factores: el crecimiento de la actividad económica global o sea el efecto ingreso, y las variaciones en los precios reales al consumidor, o sea el denominado efecto sustitución[6]. Para Colombia, la relación entre el crecimiento del ingreso y el cambio en la demanda por combustibles (elasticidad ingreso) se ha calculado del orden de 1.11[7]. En lo que hace al efecto sustitución, la situación es un poco más compleja ya que no existen hasta el momento estudios de fondo sobre este tipo de efectos para el caso colombiano; entre otras cosas, por lo reciente del proceso de aumento de precios, después de muchos años de precios decrecientes en términos reales. De otra parte, este análisis es más complejo cuando la modificación en los niveles de precios ha coincidido con la iniciación del programa de

---

6 Véase por ejemplo, Verleyer, P y Sheehan D. "A Study of the Demand for Gasoline" en *Econometric Studies of U. S. Energy Policy*. Ed. By Dale W. Jorgenson-North Holland. Netherlands. 1976.

7 Urrutia M. y Villaveces R. *El Impacto del Sector Energético en la Balanza de Pagos durante el Próximo Decenio*. (Mimeo). FEDESARROLLO, 1977.

dieselización y con el proceso de cambio en la estructura del parque automotriz, originado en el tipo de modelos producidos por las ensambladoras nacionales. Tampoco se puede despreciar el efecto que puede estar teniendo el contrabando desde Venezuela, ya que los diferenciales de precios han alcanzado magnitudes considerables[8], lo cual se refleja en la caída en la producción de la refinería de Tibú que abastece fundamentalmente a Cúcuta y la zona fronteriza[9].

No obstante lo anterior, la experiencia internacional ha mostrado patrones de comportamiento bastante uniformes y ha permitido identificar que el impacto del aumento en los precios sobre el consumo es bastante moderado[10]. Este argumento se sustenta en el hecho de que la mayor proporción del consumo de gasolina corresponde a transporte público y comercial, sector en el cual los aumentos en precios del combustible se transfieren a los usuarios y por el otro lado, el consumo privado se concentra en sectores de altos ingresos donde el efecto del cambio en el precio es menos importante.

Como el crecimiento en el nivel de precios dependerá fundamentalmente de las necesidades que tenga ECOPETROL para manejar sus problemas financieros, se considera aquí que la fijación del precio interno de la gasolina dependera del flujo de caja de ECOPETROL. A este respecto, la empresa había calculado los precios que requeriría para satisfacer sus necesidades de acuerdo con los compromisos adquiridos y los proyectos que planea desarrollar[11]. Sin embargo, los acontecimientos recientes en el mercado internacional del petróleo y las perspectivas del mismo para los próximos años, según se discute más adelante, hacen necesario recalcular estos niveles con base en el mayor valor esperado para las importaciones. Este ejercicio permite entonces obtener los valores esperados del galón de gasolina en la próxima década según se presenta en el Cuadro 10, los cuales sirven de base para el cálculo de la demanda.

CUADRO 10

PRECIOS AL PUBLICO PARA CONSUMO INTERNO NECESARIOS PARA SUFRAGAR LAS NECESIDADES DE ECOPETROL
(Pesos de 1979 por galón)

Año	Precio
1979	30.00
1980	31.88
1981	34.81
1982	35.42
1983	36.21
1984	37.63
1985	39.31
1986	41.04
1987	42.99
1988	45.17
1989	47.57
1990	50.18

Fuente: Cálculos de FESESARROLLO estimados con base en presupuesto de ECOPETROL.

Con todas las consideraciones anteriores, el Cuadro 11 presenta los estimativos de demanda, producción y déficit de gasolina en el próximo decenio, donde se observa cómo después de una reducción en el déficit esperado como resultado de las ampliaciones de Barrancabermeja y Cartagena, el faltante crece a niveles superiores a los 11 millones de barriles hacia fines de la década.

---

8 En agosto de 1979, el diferencial de precios para gasolina de 83 octanos se acercaba a los $ 20 por galón.

9 De 184.8 miles de barriles producidos en 1974, la producción en 1978 bajó a 95.9 mil o sea una reducción de un 50 %

10 La elasticidad precio anual calculada fluctúa entre —0.23 y —0.33 Jorgenson, D. Op. cit.

11 Minminas, Op. cit.

CUADRO 11

DEFICIT ESPERADO DE GASOLINA (MMBA)*

Año	Producción[1]	Demanda[2]	Déficit
1979	19.8	26.1	6.3
1980	22.5	27.3	4.8
1981	24.0	28.5	4.5
1982	28.5	29.8	1.3
1983	28.9	31.2	2.3
1984	30.4	32.6	2.2
1985	30.7	34.0	3.3
1986	30.7	35.5	4.8
1987	30.7	37.2	6.5
1988	30.7	38.8	8.1
1989	30.7	40.6	9.9
1990	30.7	42.4	11.7

Fuente: Cálculos de FEDESARROLLO.

[1] Calculado con base en la carga esperada de las refinerías y la tasa de extracción que resulta después del ingreso de las unidades de optimización de Barrancabermeja y Cartagena.

[2] Se estima un crecimiento promedio del 4.5% anual al suponer un crecimiento promedio para la economía durante el período del 5.25% anual y un crecimiento en términos reales de los precios de 4.8% al año.

CUADRO 12

PROYECCIONES DE DEMANDA Y DEFICIT DE ACPM (MM BA)

Año	Produccion	Demanda [1]	Saldo
1979	8.4	8.2	0.2
1980	9.6	8.6	1.0
1981	9.6	9.0	1.6
1982	10.0	9.5	0.5
1983	10.1	9.9	0.2
1984	10.6	10.4	0.2
1985	10.7	11.0	(0.3)
1986	10.7	11.5	(0.8)
1987	10.7	12.1	(1.4)
1988	10.7	12.7	(2.0)
1989	10.7	13.3	(2.6)
1990	10.7	15.4	(4.7)

Fuente: Estimativos de FESESARROLLO.

[1] Crecimiento del 5% anual, corresponde a un ajuste estimado con base a ECOPETROL. Estadísticas Volumétricas. ECOPETROL. Op. Cit.

En lo que hace al ACPM, que es el otro producto crítico, el Cuadro 12 presenta las proyecciones de producción y demanda y se encuentra que a partir de 1986, el abastecimiento sería deficitario haciendo necesarias unas importaciones que en 1990 llegarían a los 4.7 millones de barriles, lo cual puede entrar en contradicción con el programa de dieselización en razón del mayor costo relativo del ACPM con respecto a la gasolina, como se verá posteriormente cuando se proceda a valorizar la magnitud de las importaciones esperadas.

Por el otro lado, la producción de combustóleo seguirá dejando un excedente para la exportación, el cual se incrementará en razón de los programas de sustitución por gas y carbón que se están desarrollando en la zona de la Costa y Santander especialmente. Al tener en cuenta estos aspectos y las tasas de extracción previsibles en la refinación, se obtienen los resultados presentados en el Cuadro 13, donde se observa cómo el combustóleo disponible para la exportación va aumentando hasta llegar a un nivel cercano a los 18 millones de barriles hacia mediados de la década, época a partir de la cual se estabiliza el volumen exportable.

2. *Evolución de los precios internacionales*

La valorización de las importaciones y las exportaciones previstas en las secciones anteriores hacen necesario algún estimativo sobre la posible evolución de los precios internacionales del crudo y los derivados durante los años ochenta. Como es evidente, cualquier previsión que se haga al respecto involucra un alto grado de incertidumbre, pues en este momento más que nunca son múltiples los interrogantes que surgen alrededor de este tema.

De todas maneras hay algunos puntos de referencia que pueden orientar

CUADRO 13

FUEL—OIL SIN GASODUCTO

Año	Producción Esperada[1]	Demanda Esperada[2]	Excedente Exportable
1979	18.6	6.4	12.2
1980	21.2	6.3	14.9
1981	21.2	6.1	15.1
1982	22.1	6.0	16.1
1983	22.4	5.9	16.5
1984	24.3	6.0	18.3
1985	24.5	6.0	18.5
1986	24.5	6.1	18.4
1987	24.5	6.1	18.4
1988	24.5	6.2	18.3
1989	24.5	6.3	18.2
1990	24.5	6.3	18.2

Fuente: Cálculos de FEDESARROLLO.

[1] Tasa de extracción del 31%, correspondiente al promedio histórico hasta 1983. A partir de ese año 32% por mayor procesamiento de crudos pesados.

[2] Se supone que en 1979 la demanda sigue reduciéndose al nivel histórico desde 1970: 6.5% terminando la mayor parte de sustituciones importantes a partir de 1980 sigue reduciéndose a un 2% hasta 1983 y de allí en adelante empieza a crecer al 1% anual.

acerca de la posible evolución de los precios. En primer lugar se tiene que dadas las restricciones a la producción de algunos países de la OPEP y los estimativos de la demanda, en la actualidad se está presentando un déficit de unos 2 MMBD que es precisamente lo que permite a los países de la OPEP adoptar medidas como las de este año que han elevado los precios en más de un 50% con respecto al año anterior. De otra parte, al tener en cuenta la capacidad de producción de estos países y su posibilidad de incrementarla en un plazo relativamente corto, se encuentra que de crecer la demanda a un ritmo del 3%, el cual es inferior a lo observado en los últimos años, hacia 1985 se presentaría un déficit importante de producción lo cual dará aún mayor poder a la OPEP para presionar alzas de precios considerables. De otra parte, el único país con capacidad de contrarrestar de manera efectiva la escasez de petróleo es Arabia Saudita, cuya producción se estima que puede incrementarse en unos 3.5 MMBD[12] y de hecho ha sido en los últimos años el agente moderador y amortiguador de las líneas de acción drásticas de otros países de la OPEP. Sin embargo, a raíz de una serie de hechos como han sido el pacto de paz entre Egipto e Israel y la actitud norteamericana ante la crisis del Irán, la actitud de Arabia Saudita parece ser cada día más de solidaridad con el resto del bloque de países árabes y, por lo tanto, de apoyo a las decisiones de dichos países sobre suministro y precios del petróleo.

Todo lo anterior hace previsible un crecimiento importante de los precios en términos reales, que algunos analistas ubican entre el 6 y el 7% anual. De todas maneras surgen las dudas sobre el efecto que en sentido contrario tengan aspectos tales como el efecto nocivo que trae sobre las inversiones en Occi-

[12] Lecompte, C. OPEP, *Precios del Petróleo, Economía Energética Mundial.* (mimeo) Bogotá, 1979.

dente de Arabia Saudita y los Emiratos Arabes, un alza de precios; el acuerdo logrado en Tokio sobre la restricción a las importaciones de los principales países importadores y el efecto del plan de emergencia promulgado por el presidente Carter durante el mes de julio.

Con todos estos interrogantes, en este análisis se supone que, en promedio, el incremento en términos reales de los precios internacionales será de un 6.5% anual. Además, que Colombia dejará de comprar en el "spot-market"[13] y se abastecerá de crudos de tipo simular al Arábigo Ligero cuyo precio CIF puerto colombiano sería en 1979 de US$ 25 por barril.

Con los supuestos anteriores y al tener en cuenta la relación que guardan en promedio los precios del crudo y de los refinados que aquí se están considerando, se calculó entonces el Cuadro 14 donde se presenta la evolución estimada de los precios para dichos productos en la próxima década. Con estos elementos será posible entonces valorar posteriormente el efecto que sobre la balanza cambiaria tengan las importaciones y exportaciones del sector petrolero durante dicho lapso.

[13] La política de compras que ha forzado a Colombia a abastecerse en el "Spotmarket" en 1978 y 1979 es uno de los mayores desaciertos de la política energética, y se debe al temor de crítica de la Junta de ECOPETROL, lo cual ha llevado a la empresa a licitar las compras de crudo. Dichas compras no se pueden licitar, y se deben negociar directamente con Venezuela.

C. Gas natural

Si bien las perspectivas del sector petróleo son bastante pesimistas, el gas puede contribuir de manera importante a reducir el problema energético, siempre y cuando se tomen decisiones a nivel gubernamental que permitan superar las trabas existentes en la actualidad para poner en marcha, en un plazo corto, los desarrollos potenciales de este recurso en el país.

1. Producción

El estímulo que se ha venido dando a la extracción de gas no asociado ha per-

CUADRO 14

PROYECCION DE PRECIOS INTERNACIONALES CIF PTO. COLOMBIANO
(US$/Bl de 1979)

Año	US$/Bl Crudo	Gasolina 1/	ACPM 2/	Combustóleo 3/
1979	25.0	28.75	32.50	20.0
1980	26.65	30.65	34.65	21.30
1981	28.35	32.60	36.85	22.70
1982	30.20	34.75	39.25	24.20
1983	32.15	37.00	41.80	25.70
1984	34.25	39.40	44.50	27.40
1985	36.50	42.00	47.45	29.20
1986	38.85	44.70	50.50	31.10
1987	41.40	47.60	53.80	33.10
1988	44.10	50.70	57.30	35.30
1989	46.95	54.00	61.00	37.60
1990	50.0	57.50	65.0	40.0

Fuente: Estimados de FEDESARROLLO.
Nota: Se supone aumento del 6.5% anual en precios internacionales.
1 Se supone que en promedio, el precio de la gasolina es un 15% superior al del crudo.
2 Se supone que en promedio, el precio del ACPM es un 30% superior al del crudo.
3 Se supone que el precio es un 20% inferior al crudo.

CUADRO 15

PRODUCCION DE GAS NATURAL
(MMPCD)*

CAMPO	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990
Jobo/Tablón	44.4	42.2	38.7	35.0	30.0	26.0	20.0	-
Sucre	10.0	17.5	17.5	17.0	16.0	15.0	14.0	10.0
El Difícil/Cicuco	34.2	29.0	24.1	19.5	15.7	12.0	9.0	2.0
Provincia/Payoa	70.0	100.0	106.0	113.0	120.0	127.0	135.0	60.0
Guajira	130.0	280.0	300.0	300.0	300.0	400.0	400.0	450.0
SUB-TOTAL	288.6	468.7	486.3	484.5	481.7	580.0	578.0	522.0
Nuevos Yacimientos							100.0	200.0
TOTAL	288.6	468.7	486.3	484.5	481.7	580.0	678.0	722.0

Fuente: Estadísticas básicas de Mínimas y ajustes de FEDESARROLLO con base en información de las compañías privadas y de ECOPETROL.
* Millones de Pies Cúbicos Diarios.

mitido el llevar a cabo proyectos de exploración con resultados exitosos como es el caso de los yacimientos de la Guajira, cuyas reservas se estiman en el orden de los 3.500 billones de pies cúbicos. Además, los incrementos en los precios del gas en boca de pozo han estimulado la explotación de yacimientos que anteriormente no se consideraban de interés, como es el caso de los campos de Provincia y Payoa. También han incentivado nuevos programas de explotación como los que han venido llevando a cabo ECOPETROL y varias compañías en la zona del Darién y en general en el llamado frente Occidental[14].

Todo lo anterior permite estimar entonces lo que serían los niveles probables de producción en el próximo decenio según se presenta en el Cuadro 15, al tomar en consideración los programas de nuevas exploraciones que se vienen adelantando. Se incluye también una posible producción de nuevos yacimientos a partir de 1985.

2. Demanda

Los estimativos de producción a que se ha hecho referencia dependen sin embargo, en gran medida, del comportamiento de la demanda. El caso más evidente es el de los yacimientos de la Guajira, los cuales se estima que tienen un potencial de producción de 450 MMPCD (Millones de Pies Cúbicos Diarios). No obstante, el programa de desarrollo dependía de la adopción de una serie de medidas que permitieran absorber esa producción. Dentro de ese plan PROMIGAS, que ha sido la empresa encargada de adquirir y utilizar el gas, se había comprometido a absorber un mínimo de 160 MMPCD a partir del 1° de septiembre del año en curso. Sin embargo, de acuerdo con los cálculos que existen a la fecha, difícilmente podrá demandar más allá de los 110 MMPCD. La compañía productora, por su parte, afirma estar en condiciones de producir 280 MMPCD[15].

Es decir, que desde fines de 1979 la Guajira sólo tiene demanda para explo-

[14] Tal es el caso de los pozos: Darién, Morrosquillo, Fuerte, Galerazamba, Tairona No. 1, Molinero y Puerto Estrella, perforados en 1979, la mayoría de los cuales, infortunadamente, no han resultado exitosos.

[15] De estos 130 MMPCD en los campos de Ballenas y Riohacha y 150 MMPCD en Chuchupa (mar adentro).

CUADRO 16

DEMANDA INTERNA DE GAS NATURAL SIN PROYECTOS DE GRAN CONSUMO (MMPCD)*

AREA	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990
Magdalena Medio	78.7	125.0	135.3	135.3	135.3	135.3		
Barranquilla	116.0	95.0	95.0	97.8	100.0	103.0		
Cartagena	92.8	90.6	95.8	98.2	98.2	98.2		
Cerro Matoso			5.0	6.4	7.1	7.1		
TOTAL	287.5	310.6	331.0	337.	340.6	343.6	350.0	380.0

Fuente: Estimativos de FEDESARROLLO con base en información del Ministerio de Minas.

* Millones de Pies Cúbicos Diarios.

tar sus campos a un 40% de su capacidad, ya que vienen retrasados algunos programas de sustitución y no se ha tomado ninguna decisión acerca de los proyectos de alto consumo que se encuentran en estudio.

Antes de entrar en ese tema y con base en los estimativos de demanda que hay en la actualidad, el Cuadro 16 presenta el consumo esperado para los próximos años, sin tener en cuenta la entrada de ninguno de los proyectos de alto consumo. Se puede observar allí cómo el crecimiento de la demanda es bastante lento como resultado de los programas de sustitución a carbón que se prevén para varios consumidores industriales de importancia. Para los crecimientos esperados de la demanda, el excedente de oferta hacia fines del decenio sería de más de 300 MMPCD, lo cual justifica plenamente el desarrollo de nuevos proyectos para la utilización del gas, como se ve en el Cuadro 17.

A este respecto, las propuestas que se vienen debatiendo sobre el particular son las siguientes:

1. Construcción de un gasoducto para abastecer algunas zonas del interior del país.

CUADRO 17

DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL PARA PROYECTOS DE ALTO CONSUMO (MMPCD)*

Año	Producción	Consumo	Disponibilidad
1979	288.6	287.5	1.1
1980	468.7	310.6	158.1
1981	486.3	331.0	155.3
1982	484.5	337.0	147.5
1983	481.7	340.6	141.1
1984	580.0	406.6	173.4
1985	678.0	410.0	268.0
1990	722.0	380.0	342.0

Fuente: Cálculos de FEDESARROLLO.

Nota: En 1984 y 1985 el consumo se aumenta en 60 MMPCD con destino a Termo-Cerrejón. Para 1990, se considera que esta planta estará consumiendo solo carbón.

* Millones de Pies Cúbicos Diarios.

2. Montar una planta de licuefacción en las zonas de la Costa Norte, con el propósito de exportar dicha producción.

3. Instalación de una planta de amoníaco-urea.

4. Construir una planta de metanol para mezclarse con gasolina y ser utilizado en el consumo automotor.

La mayor parte de estos proyectos vienen discutiéndose desde hace tiempo, sin que hasta la fecha se haya tomado ninguna decisión al respecto, lo cual ha creado un efecto nocivo sobre los nuevos proyectos de exploración.

En la escogencia entre estas alternativas, es evidente que cada uno de los proyectos tiene argumentos en contra y argumentos a favor; sin embargo, lo más importante dada la situación de crisis que se vislumbra para el sector energético es tomar pronto una decisión y poner en marcha la ejecución de la alternativa escogida, con el objeto de no agravar más el problema que se presentará hacia mediados del decenio.

Los estudios de mercado realizados para el proyecto del gasoducto de Occidente, encontraron que en 1978 el consumo potencial sería de 120 MMPCD aproximadamente repartido entre Medellín, Bogotá, el Viejo Caldas y Cali. Esto en términos de ahorro de combustibles líquidos, equivaldría a cerca de 20.000 barriles diarios[16]. Sin embargo, un proyecto de tanto cubrimiento exigiría inversiones bastante elevadas en el gasoducto y podría en un momento dado sobreabastecer zonas como Bogotá, ya que hay prospectos gasíferos de interés en la Sabana de Bogotá y, además los crudos de los Llanos podrían llegar a justificar una nueva refinería en esa zona cuya principal área de consumo sería Bogotá. De otra parte, la disponibilidad de gas en el interior podría desestimular los proyectos carboníferos de dichas áreas al tratarse de un combustible más limpio y de más fácil manejo. Por esta razón, se considera mucho más viable la alternativa de un gasoducto de menor extensión que satisfaga las necesidades de Medellín y de Cali.

De otra parte, desde el punto de vista de ECOPETROL sería un proyecto más atractivo que el de la exportación, ya que no sólo recibiría el valor de participación en la venta del gas en la boca del pozo, sino que podría obtener un margen adicional en la comercialización y además liberar un excedente importante de combustibles para ser exportado.

El proyecto de exportación, por su parte, exige instalaciones más complejas y casi que necesariamente la participación de uno o varios inversionistas extranjeros que entren al proyecto no solo en lo correspondiente a la planta en sí, sino a la consecución o construcción de los buques criogénicos que exige el transporte del gas licuado. Estos aspectos han originado distintas opiniones respecto del tamaño económico para la planta de licuefacción, con rangos que varían entre 150 MMPCD y 450 MMPCD como han sido las dos alternativas consideradas por la firma EL PASO LNG, que ha demostrado el mayor interes por el desarrollo de este proyecto.

La evaluación económica de las mismas, sin embargo, indica que para la situación previsible del mercado, solo sería viable económicamente el proyecto de mayor escala (450 MMPCD), lo cual presenta problemas de abastecimiento para su realización (ver Cuadro 18).

[16] Sin embargo, FEDESARROLLO tiene algunas dudas sobre la calidad del estudio de mercado que da esta cifra.

CUADRO 18

VALOR DE LAS EXPORTACIONES PARA EL SUPUESTO DE MONTAR UNA PLANTA DE LICUEFACCION

	1990 [1]
Exportación en MMPCA[2]	164.250
Valor FOB del MMPC (US$ de 1979) [3]	2.614.5
Valor de las exportaciones (MM US$ de 1979)	429.4
Remesa de utilidades de los inversionistas extranjeros por su participación en la producción del gas, la planta de licuefacción y el gasoducto.[4]	173.0
Divisas generadas totales	256.4

Fuente: Cálculo de FEDESARROLLO.

1 Debido al tiempo que tomará los trámites ante el gobierno norteamericano, la construcción y montaje, y el período que tomará el gobierno colombiano tomar una decisión. Se estima que este proyecto no iniciará producción sino después de 1985.

2 Se supone un nivel de producción de 450 MMPCD netos, al tener en cuenta que estos niveles son los que se consideran viables económicamente.

3 Se supone que el precio del gas crece a un 3% anual en términos reales y que en 1984 el MMPC se vende a US$2189.6 FOB puerto colombiano, de acuerdo con los estudios de la firma interesada.

4 Se supone que guarda la proporción con las ventas que considera ECOPETROL en sus evaluaciones del proyecto para 163 MMPCD. ECOPETROL, Op. Cit.

Adicionalmente, la evolución del panorama energético mundial ha introducido nuevos elementos de incertidumbre ya que el mercado potencial para el gas colombiano será básicamente el de Estados Unidos. La reorientación de la política energética del Presidente Carter en el sentido de desarrollar sus propias fuentes de abastecimiento y reducir hasta donde sea posible las importaciones de recursos energéticos, puede estar reduciendo considerablemente las posibilidades de colocación del gas colombiano en ese mercado. Para ECOPETROL este proyecto, por su parte, es menos interesante ya que tendría asegurado solo el ingreso por concepto de su participación por las ventas en boca del pozo y en la medida en que invierta en la planta, en las utilidades de la misma. Por el contrario, para el país la licuefacción de gas sería una alternativa más atractiva al reducir en una mayor cuantía el déficit cambiario de la balanza comercial del sector energético.

En resumen, la decisión acertada parecería ser iniciar inmediatamente la negociación del gas colombiano en los Estados Unidos, y al mismo tiempo iniciar el diseño del gasoducto de occidente.

Si la exploración cerca de Cartagena y en Guajira en los próximos años no aumenta las reservas de gas natural, entonces habría que desistir del proyecto de licuefacción, pues este no es económicamente viable en tamaños inferiores a 450 millones de pies cúbicos diarios. En caso de que se encuentre algún campo adicional de gas en la Costa Norte, lo lógico sería entonces llevar a cabo el proyecto, pues sobraría gas para suplir toda la demanda industrial de la Costa. La demanda energética industrial del interior se supliría entonces con carbón no exportable y electricidad.

Si dentro de unos dos años[17] no han aumentado las reservas de gas, se debería iniciar la construcción del gasoducto al interior, pues es necesario darle uso al gas ya descubierto para mejorar el flujo de fondos de ECOPETROL, estimular más exploración por las compañías privadas, y mejorar la balanza de pagos energética hacia finales de la década del ochenta.

Este esquema también contempla la posibilidad que el Departamento de Energía de los Estados Unidos no autorice las importaciones de gas colombia-

17 Que sería aproximadamente el tiempo que podría tomar el trámite ante el gobierno americano para obtener la autorización para exportar.

CUADRO 19

GENERACION DE DIVISAS POR SUSTITUCION DE FUEL — OIL CON GASODUCTO DE OCCIDENTE

	1982	1983	1984	1985	1990
Volumen suministrado por el Gasoducto (MMPCD)[1]	32.0	74.7	79.1	83.9	112.3
FUEL - OIL equivalente liberado (MMBA)[2]	1.4	3.1	3.3	3.5	4.7
Precio BL de FUEL —OIL (US$ de 1979)	24.20	25.70	27.40	29.20	40.0
Valor Exportaciones adicionales de FUEL - OIL (US$ MM de 1979)	33.9	79.7	90.4	101.2	188.0

Fuente: Cálculos de FEDESARROLLO.

1 Se supone el proyecto Medellín en 1982, y Cali a partir de 1983. La demanda inicial (1978) del estudio de ECOPETROL y crecimiento al 6% anual en promedio por efecto ingreso.

2 El equivalente utilizado para la sustitución es de 165.4 barriles de combustibles líquidos por cada MMPC de gas que se sustituye, de los cuales el 70% es FUEL-OIL. ECOPETROL *Gas Natural Zona Norte Producción y Abastecimiento.* Abril (1979) p. 11.

no. Pero antes de desechar dicha posibilidad, se debe intentar, y los trámites se deben iniciar cuanto antes.

Una idea más clara del efecto sobre la balanza cambiaria de cada uno de los proyectos, se presenta en los Cuadros 18 y 19 donde se cuantifica el valor de las divisas que generaría cada proyecto. Desde este punto de vista, como es evidente, la planta de licuefacción presenta mejores perspectivas, sin embargo, presenta las dudas a que se ha hecho referencia y el montaje tomaría de acuerdo a los estudios de factibilidad e ingeniería aproximadamente 5 años a partir del momento en que se tome la decisión de iniciar el proyecto[18]. De todas maneras lo que es importante resaltar es que cualquiera de los dos proyectos representa un ahorro importante de divisas y generan su propia dinámica de expansión, en la medida en que amplían el mercado para el gas natural y hacen por lo tanto atractivo al incremento en la actividad de exploración. Sin embargo, el proyecto del gasoducto puede desestimular la exploración, pues solo se podría utilizar el gas de nuevos yacimientos si estos tienen un potencial mínimo de 450 MMPCD (Millones de Pies Cúbicos Diarios).

En cuanto a los proyectos de menor escala se puede afirmar que el de Amoníaco-Urea no presenta ninguna viabilidad económica, pues sus productos tendrían que competir con toda la producción de la zona del Caribe, especialmente México, donde se están construyendo grandes plantas y se parte en su mayoría de un costo cero del gas por tratarse de gas asociado. Solo se justificaría entonces por argumentos de autosuficiencia y consideraciones estratégicas; sin embargo, esto implicaría encarecer estos insumos agrícolas, lo cual puede ser mucho más desaconsejable desde un punto de vista estratégico.

La planta de metanol, en cambio, sí podría ser un buen complemento a cual-

18 Fluor Engineers and Constructors, *INC-COLOMBIA LNG Proyect Executive Summary* — January, 1979.

quiera de los proyectos de alto consumo y además como proyecto en sí mismo es el que presenta una mayor tasa interna de retorno[19]. El proyecto, sin embargo, presenta todavía muchas dudas de carácter técnico, que hasta tanto no se resuelvan a nivel internacional y especialmente para las mezclas con el tipo de gasolina disponible en Colombia, el proyecto no será viable. Sin embargo, si en el futuro estos problemas puede superarse, ante el gran interés de los países industrializados, por desarrollar tecnología más eficiente en el campo de los combustibles sintéticos, este proyecto podría ser uno de los más interesantes para desarrollar hacia el fin de la década del 80, en caso de que se encuentren nuevas reservas de gas natural.

[19] ECOPETROL — *Gas Natural Zona Norte Producción y Abastecimiento.* Abril de 1979.

D. Carbón

El carbón, que aparentemente sería el único producto energético con posibilidades de desempeñar un papel verdaderamente importante como generador de divisas en el próximo decenio, presenta todavía serios obstáculos para su desarrollo. En primer lugar, la mayor parte de los prospectos carboníferos (Cuadro 20) requieren de mucho más trabajo de exploración para poder evaluar la factibilidad económica de proyectos de gran magnitud, ya que solo en la Guajira se cuenta con un nivel importante de reservas medidas. Por el otro lado, y especialmente en los que hace a carbones coquizables cuyo principal mercado es el de la exportación, su ubicación dificulta considerablemente el mercadeo ya que se carece de la infraestructura necesaria para su transporte a los puertos. Estas consideraciones sugieren entonces que el carbón puede lle-

CUADRO 20

RESERVAS DE CARBON POR DEPARTAMENTO
(Millones de Toneladas)

DEPARTAMENTO	DEMOSTRADAS				Inferidas y Potenciales	
	Medidas		Indicadas		Térmico	Coquizable
	Térmico	Coquizable	Térmico	Coquizable		
ANTIOQUIA	21.20	-	4.00	-	30.00	-
VALLE	1.05	-	20.50	-	39.50	-
CUNDINAMARCA						
Cogua - Guachetá		43.90	-	-	-	1.600.00
Riofrío	-	0.07	-	1.00	-	600.00
Fusa - El Salto	-	-	-	-	5.00	-
SANTANDER	-	0.26	-	0.34	187.30	18.00
BOYACA						
Sogamoso - Jericó	25.00	36.40	71.20	38.50	53.70	230.50
Samacá	-	38.70	-	9.50	-	-
Tunja Paipa Duitama	-	-	15.00	-	10.00	-
GUAJIRA	1020.50	-	186.00	-	2.000.00	-
CESAR	-	-	7.50	-	470.00	-
NORTE DE SANTANDER						
Zulia - La Don Juana	1.40	15.20	66.80	165.10	48.00	161.00
TOTALES	1069.15	134.53	371.00	214.74	2.843.50	1.609.50

FUENTE: Ingeominas, Zonas Carboniferas de Colombia, Publicaciones Geológicas Especiales. Bogotá 1979.

gar a desempeñar un papel verdaderamente importante como generador de divisas solo hasta los últimos años de la década de los ochenta.

1. Carbones térmicos

En el campo de los carbones térmicos el único plan de importancia relativamente avanzado es el de Cerrejón, el cual se encuentra dividido en tres proyectos diferentes:

En la zona norte se lleva a cabo el proyecto de asociación entre CARBOCOL e INTERCOR, el cual se encuentra aún en la fase de exploración y factibilidad fase que debe terminarse en 1980. Para esa época, se espera que los socios decidan emprender las construcciones y montajes necesarios, de tal manera que hacia 1983-84 se lleven a cabo las primeras exportaciones. Aunque todavía falta adoptar la decisión final para emprender las obras, se considera muy probable que este proyecto se lleve adelante.

De acuerdo con el calendario de la firma operadora, para 1983 se habrán terminado las obras que comprenden las instalaciones y equipos propios de la mina, la construcción del ferrocarril y la del puerto. Para este último se ha elegido como ubicación final la de Portete, lugar este al que deben hacerle importantes labores de adecuación. La inversión total estimada hasta el momento es del orden de los US$ 1500 millones de dólares. Para 1985, entonces, se espera estar exportando un volúmen del orden de los 5 millones de toneladas al año lo cual, para dar un orden de magnitud, es un 20% superior a la producción total del país en la actualidad. En 1990 se espera que las exportaciones hayan llegado a los 15 millones de toneladas anuales, lo cual pone en evidencia la importancia del proyecto.

Por el otro lado, la zona central la planea explotar CARBOCOL y se espera que para 1985 la producción llegue a 1.5 millones de toneladas, parte de las cuales se exportarán pero, en primera instancia, estarán destinadas al abastecimiento de la Costa Atlántica. Parte importante de esta demanda estaría constituída por Termo Cerrejón, que debe empezar a operar hacia 1983. Sin embargo, la ubicación escogida sobre la Costa exige la construcción de una carretera entre las minas y la central cuyo costo se estima en cerca de $ 800 millones de pesos, además del parque de volquetas necesarias para el transporte. Toda esta inversión tendría, por otro lado, una utilización muy corta ya que una vez esté en funcionamiento El Puerto de Portete el abastecimiento se hará por ferrocarril hasta Portete y de allí a Termo Cerrejón en barcazas. Lo anterior permite concluir que lo más probable sea que la energía de Termo Cerrejón en la primera fase venga del empleo del gas, el cual está disponible muy cerca de la central. Con este problema, la producción de esta zona difícilmente podrá empezar antes de que INTERCOR haya terminado sus obras, o sea antes de 1985.

Finalmente, la zona sur la tiene en reserva CARBOCOL y no se ha pronunciado sobre los términos de referencia para su adjudicación. Para propósitos de este análisis se estima que solo hasta 1990 se encontraría en producción, destinandose en su totalidad al mercado externo.

En cuanto hace a las perspectivas de exportación, es importante tener en cuenta que, aún disponiendo del carbón y de la infraestructura necesaria, las previsiones sobre el comportamiento del mercado no son muy halagueñas. En primer lugar, a pesar de que el consumo de carbones térmicos es en la ac-

tualidad bien importante (sólo los Estados Unidos consume más de 600 millones de toneladas al año) es un volumen muy pequeño el que se mercadea internacionalmente (aproximadamente 45 millones de toneladas). Por esta razón, un incremento cuantioso en la oferta internacional puede originar una caída importante del precio.

Sólo hacia el año 90 se espera un aumento significativo en las cantidades demandadas, al estimarse lo mercadeado internacionalmente en unos 200 millones de toneladas. Este incremento, sin embargo, se espera que se de casi todo al mismo tiempo, como resultado de proyectos y programas que se están poniendo en práctica en los países que son compradores potenciales. Es decir, que no hay razón para pensar que los precios crezcan aceleradamente, ya que la sustitución por carbón como alternativa energética no es simple. Es más, el empleo del carbón además de lo costoso que es su transporte, manejo y almacenamiento, encuentra una gran cantidad de obstáculos legales y de opinión pública por su carácter contaminante. Es así como inclusive programas domésticos de mayor utilización del carbón adoptados bajo circunstancias muy propicias para ser acogidas encuentran un sinnúmero de trabas, como parece será el caso del plan de emergencia promulgado por el presidente Carter julio de este año[20].

Finalmente, no se debe despreciar el problema de la competencia. Para los carbones del Cerrejón se ha encontrado que los mercados que presentan, en principio, mejores perspectivas son el Sur de los Estados Unidos y Europa. En los Estados Unidos, además de los problemas que pueden implicar los objetivos de auto-abastecimiento del plan mencionado, la competencia está con los carbones del medio oeste y el norte que pueden llegar a resultar más baratos que los carbones colombianos, si se establecen sistemas eficientes de transporte.

En el caso de Europa, que parece ser el comprador más factible, la competencia se encuentra en Sur Africa y Australia con capacidad de producción más que suficiente e infraestructura ya instalada, que permite compensar en buena parte los mayores costos de la minería subterránea, en comparación con el sistema de tajo abierto que sería el caso de Cerrejón. En este caso el costo de transporte se convierte entonces en un factor determinante. Estudios realizados por compañías interesadas indican que, en promedio y dependiendo del tamaño del barco que se emplee, el transporte en 1985 desde Colombia hasta un puerto europeo (Roterdam) tendrá un menor costo por tonelada de US$ 5.30 con respecto a Sur Africa y US$ 19.00 con relación a Australia. Esto muestra lo reducido del márgen durante este período, ya que los precios internacionales, por las razones anotadas anteriormente, tendrán en los años ochenta un crecimiento muy lento. Es decir, que si los carbones colombianos no se producen eficientemente de manera tal que se obtenga un márgen suficiente al producirse con un menor costo, difícilmente se podrán amortizar las inversiones necesarias en un tiempo tal que la inversión resulte rentable.

Los Cuadros 21 y 22 resumen los aspectos anotados anteriormente sobre volumen y valor de las exportaciones y de la producción, así como también presentan las cifras correspondientes a los carbones metalúrgicos cuyas características se discuten a continuación.

---

[20] TIME. Economy Business. July 30, 1979.

CUADRO 21

PRODUCCION Y DEMANDA ESTIMADA DE CARBON
(MMTON)

		1980	1985	1990
A.	Demanda Interna [1]	4.8	9.0	13.0
B.	Producción			
1.	Minas Existentes [2]	5.2	6.0	7.2
2.	Cerrejón:	-		
	a. Zona Norte [3]	-	5.0	15.0
	b. Zona Central [4]	-	1.5	5.0
	c. Zona Sur	-	-	5.0
3.	Otras Minas	-	1.5	3.0
	TOTAL PRODUCCION	5.2	14.0	35.2
	Exportaciones Esperadas	0.4	5.0	22.2

Fuente: Estimativos de FEDESARROLLO.

1 Estimado por FEDESARROLLO a partir de información básica del Ministerio de Minas y Energía.
2 Tendencia Histórica de los últimos 10 años.
3 Información básica de INTERCOR.
4 Con base en Londoño J. *El Carbón Colombiano y su Proyección al Futuro*. Congreso ILAFA/ Carbón, Bogotá, 1979.

2. Carbones metalúrgicos

Si bien la situación de los carbones térmicos presentan algunos problemas, no cabe duda que los proyectos en marcha tienen una probabilidad muy alta de convertirse en realidad y contribuir notoriamente a reducir los problemas cambiarios previsibles en la próxima década. La contribución del carbón a la actividad económica sería mucho más trascendental si, además de lo anterior, se pudiera aprovechar el potencial que significan los carbones coquizables del interior.

Estos tipos de carbones se cotizan a precios más altos que los carbones térmicos y, aunque el mercado internacional no sea muy dinámico, hay un mercado potencial bastante importante para Colombia en países como México, Argentina y Brasil. Desafortunadamente, la ubicación del carbón hace indispensable contar con una infraestructura adecuada para el transporte, de la cual se carece casi que totalmente.

De acuerdo con los estimativos de las firmas dedicadas a esta actividad, en el mejor de los casos, con las facilidades existentes, se podrían exportar 400.000 toneladas al año, cuando el desarrollo de las minas permitiría facilmente superar el millón de toneladas al año. La única esperanza factible en el mediano plazo sería la construcción del ramal de ferrocarril entre Puerto Mulas y Saboyá, lo cual elevaría la capacidad de transporte a unos 2 millones de toneladas. Sin embargo, de acuerdo con los informes obtenidos, difícilmente antes de 6 años se podría contar con este tramo, lo que supone mantener un nivel de exportaciones similar al actual hasta después de 1985.

Cualquier otro proyecto de gran magnitud exigiría una reforma de mucho más fondo en el sistema de transporte, lo cual implica unos costos altísimos y una serie de estudios previos que tomarán largo tiempo y que en este momento todavía no se ha empezado. Lo anterior, además del tiempo que tomará la ejecu-

CUADRO 22

EXPORTACIONES DE CARBON

		1980	1985	1990
A.	TERMICO			
	1. Volumen (MMTA)	-	5.0	20.0
	2. Precio (U.S. $/Ton. de 1979)	-	45.0	50.0
	3. Valor Exportaciones (MM U. S. $ de 1979)	-	225.0	1000.0
B.	COQUIZABLE			
	1. Volúmen (MMTA)	0.4	0.4	2.2
	2. Precio (U.S. $/Ton. de 1979)	55.0	58.5	64.5
	3. Valor Exportaciones (MM U.S.$ de 1979)	22.0	23.4	141.9
C.	TOTAL EXPORTACIONES (MM U.S. $ de 1979)	22.0	248.4	1141.9

Fuente: Estimativos de FEDESARROLLO

ción de las obras que sean necesarias, supone que solo hasta después de 1990 será factible el desarrollo de proyectos de exportación de envergadura con base en los carbones coquizables del interior, corriendo el riesgo de encontrar un mercado posiblemente mucho menos atractivo como resultado de los esfuerzos de cambio tecnológico que se vienen haciendo en la búsqueda de procesos de siderurgia que reduzcan la utilización del carbón coquizable.

De otra parte, además de los problemas del transporte, el otro interrogante que surge es alrededor del verdadero potencial de las reservas y factibilidad económica de su explotación. Como se ve en el Cuadro 20 el volumen de reservas probadas es bajísimo si se compara con la magnitud de las reservas potenciales. Además, solo después de avanzar estudios exploratorios detallados será factible determinar las características particulares que debería tener la explotación y, por lo tanto, su viabilidad económica.

La exploración, por su parte, se encuentra en un estado muy embrionario pues solo a través de los convenios bilaterales firmados con Rumania, España y Brasil se está desarrollando alguna labor en este sentido. No obstante, el avance de dichos programas es bastante lento. Solo España ha terminado sus primeros informes de progreso, pero difícilmente emprenderá acciones más agresivas hasta tanto no se cuente con bases más ciertas acerca de las soluciones que el gobierno piensa dar al problema de la infraestructura. Brasil, por su lado, no ha entregado aún los informes correspondientes a la primera etapa y Rumania suspendió en un 70% los trabajos que venía adelantando en la zona de Guaduas-Caparrapí por las dudosas perspectivas de estas zonas. Solicitó una nueva adjudicación que le fue otorgada en la región de Riofrío, donde comienza de nuevo la exploración.

Con estas perspectivas, los Cuadros 21 y 22 presentan entonces los estimativos de producción y exportaciones de carbón en el próximo decenio, donde se muestra la contribución relativamente modesta de este sector, si se tiene en cuenta su potencial.

Por último, con relación a la demanda interna vale la pena decir que aunque

FEDESARROLLO - BIBLIOTECA

los estimativos presentados en los cuadros a que se ha hecho referencia incluyen las previsiones sobre sustitución que hay en la actualidad, no es tan obvio que esta se lleve a cabo a ese ritmo. Por una parte, puede haber alguna competencia con el gas en el caso de construirse el gasoducto de occidente, o si se concluye que los prospectos gasíferos de la Sabana de Bogotá justifican su explotación. Por el otro lado, el empleo masivo de carbón en las industrias del áreas de Bogotá es poco probable en el mediano plazo, ya que las inversiones necesarias para sustituir, que seguramente tendrían que incluir equipos de descontaminación, son bien elevadas y lo que es más crítico, se requeriría un equipo de transporte y un sistema vial muy adecuado si no se quiere complicar aún más el transporte urbano en Bogotá, con la cantidad de volquetas que haría necesaria la distribución masiva de carbón a la industria tan dispersa de la capital.

En cuanto al otro consumidor importante que es la zona de Cali, los proyectos particulares que se encuentran adelantando los principales consumidores, tal es el caso de PROPAL, solucionarán los problemas de abastecimiento y reducirán la presión que se ha comenzado a sentir sobre el mercado de los carbones de la Sabana y Amagá.

E. Balance comercial del sector energético

Las consideraciones realizadas hasta el momento sobre las perspectivas del sector petrolero, del gas y del carbón, permiten entonces analizar su efecto sobre el sector cambiario de la economía. Como es evidente, el efecto total de estas actividades en este aspecto estará dado no solo por las operaciones puramente comerciales, sino también por todo el movimiento de capitales vinculados a estas industrias. Este aspecto, sin embargo, dada su complejidad sobrepasa los objetivos de este trabajo, pues requiere estudiar el programa de inversiones, endeudamiento, tratamiento de utilidades etc.[21]. Por lo anterior lo que aquí se presenta tiene que ver sólo con el aspecto comercial que de todas maneras es el elemento fundamental para el análisis del tema cambiario para los próximos años, ya que es el que tiene impacto de corto plazo sobre la posición de reservas internacionales. Las inversiones en cambio son susceptibles de financiar a largo plazo y su efecto puede ser amortiguado en el tiempo.

Una vez hecha la salvedad anterior y con base en los resultados de capítulos anteriores se calcularon, para dos alternativas relativamente extremas, las cifras que se presentan en el Cuadro 23. Las diferencias fundamentales entre las dos alternativas tienen que ver: primero, con la producción de crudo y segundo, con la decisión que se tome sobre destinación del gas disponible para proyectos de alto consumo.

En cuanto hace a la producción de crudo, en la alternativa pesimista se supone que los programas de exploración de nuevos crudos fracasan ya sea por poca exploración o por el hallazgo de yacimientos no explotables económicamente.

Además, con referencia a Cocorná, se supone que por demoras en las negociaciones y en el programa de inversiones y obras que requiere el desarrollo de ese campo, este no entraría a producir sino hasta después de 1990. Por el otro lado, para el caso optimista se supone que la producción de Cocorná comienza a en-

[21] Un intento de cuantificación de todos estos aspectos se encuentra en: Urrutia, M. y Villaveces, R. "El sector energético en la próxima década" en *La Economía Colombiana en la década de los años ochenta.* FEDESARROLLO, 1979.

CUADRO 23

BALANCE COMERCIAL DEL SECTOR ENERGETICO
1980 - 1985 - 1990
(U.S. MM $ de 1979)

PRODUCTO	1980		1985		1990	
	Pesimista	Optimista	Pesimista	Optimista	Pesimista	Optimista
I. IMPORTACIONES						
A. Crudo [1]	725.0	725.0	1781.2	1511.1	2700.0	370.0
B. Gasolina [2]	147.1	147.1	138.6	138.6	672.8	672.8
C. ACPM [3]	-	-	-	-	305.5	305.5
TOTAL IMPORTACIONES	872.1	872.1	1919.8	1649.7	3677.8	1348.1
II. EXPORTACIONES						
A. Fuel - Oil [4]	317.4	317.4	641.4	540.2	916.0	728.0
B. Otros Refinados [5]	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
C. Gas Natural Licuado [6]	-	-	-	-	-	256.4
D. Carbón [7]	22.0	22.0	248.4	248.4	1141.9	1141.9
TOTAL EXPORTACIONES	369.4	369.4	919.8	818.6	2087.9	2156.3
III. (Déficit) o Superávit	(502.7)	(502.7)	(1000.0)	(831.1)	(1589.9)	808.2

Fuente: Estimativos de FEDESARROLLO.
1 Cuadros 6 y 13.
2 Cuadros 11 y 13.
3 Cuadros 12 y 13.
4 En la alternativa pesimista de generación de divisas se supone que se construye el gasoducto de Occidente y el Fuel-Oil exportable se incrementa en lo que libera el gas. Cuadros 13, 14 y 19. En la optimista el gas se exporta y el Fuel-Oil es solo el que aparece en el Cuadro 13 y precios del 14.
5 Se supone que se mantienen constantes en términos reales alrededor de U.S.$30 millones al año. Incluye productos tales como Parafina, ácido nafténico, Turbocombustible, Bunker C. etc.
6 Cuadro 18.
7 Cuadro 22.

trar gradualmente a partir de 1984 y además que el programa decenal de exploración es relativamente exitoso. Es decir, que sus metas se alcanzan en un 50% con dos años de retraso como se anotó en la Sección B.

Por el otro lado, con respecto a la utilización del gas en el caso pesimista se supone que se construye el gasoducto de occidente y, por lo tanto, la generación de divisas proviene de la liberación de Fuel-Oil que de otra manera se consumiría internamente. En el caso optimista del proyecto que se supone en ejecución es el de la planta de gas licuado, razón por la cual las exportaciones de combustóleo tendría un menor valor que en el caso anterior.

El tiempo que toma el desarrollo de los distintos proyectos pone de presente cómo la situación hasta 1985 en los dos casos será bastante similar ya que en gran medida depende de decisiones y acciones ya tomadas. En cambio, para la segunda mitad del decenio el rango que puede tener el saldo de las operaciones comerciales de este sector es amplísimo, lo que evidencia la importancia que pueden tener las decisiones que se tomen en los próximos años.

Muy seguramente, el resultado final se ubique en algún punto entre estos dos extremos que aún podría llegar a ser más positivo que el presentado en la alternativa optimista, si alguno de los prospectos petrolíferos llegara a resul-

CUADRO 24

SALDO NETO DE LA BALANZA COMERCIAL ENERGETICA (US$ MM corrientes)

Año	Optimista	Pesimista
1980	(542.9)	(542.9)
1985	1.318.8	(1.587.0)
1990	1.884.4	(3.707.1)

FUENTE: Cálculos de FEDESARROLLO

Nota: Se supone una inflación internacional del 8% anual en promedio.

CUADRO 25

TASA DE CRECIMIENTO ANUAL DEL PIB Y EL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA EN USA

	1960 -76 USA	1976 -85	1985 -90	1990 -2000
PIB	3.5	3.7	2.9	2.2
Consumo de Energía	3.4	2.8	2.5	1.4
Utilización de Electricidad	6.2	4.4	3.4	2.0

Fuente: International Energy Agency, *Steam Coal: Prospects to 2000* (París, OECD, 1978) p. 102.

tar en un campo importante. Por el otro lado, no se debe olvidar que las combinaciones son muchas y es por esto que solo se pretende dar un rango dentro del cual puede ubicarse el saldo neto de la balanza comercial.

Finalmente, no se debe olvidar que dichos valores están expresados en dólares de 1979. Al tener en cuenta el efecto inflacionario las sumas se elevan sustancialmente, lo que es más preocupante al tener en cuenta el deterioro del dólar y la inflación americana que ya se encuentra por encima de los dos dígitos. A modo de ilustración, el Cuadro 24 presenta el saldo neto para las dos alternativas bajo el supuesto de una inflación internacional promedio del 8% durante el período de análisis. Las cifras hablan por sí solas y evidencian la gravedad de la situación de no tomarse medidas correctivas a tiempo.

F. El sector eléctrico

1. Disponibilidad de energía

En los países desarrollados una parte no trivial del problema energético está vinculado al suministro de energía eléctrica. Dicho sector consume una alta proporción del carbón y el petróleo utilizado en esas economías, y el crecimiento en la demanda de energía eléctrica es superior al crecimiento en el PIB, y al el consumo de energía, como se puede observar en el Cuadro 25.

En Colombia también el consumo de energía eléctrica ha crecido más rápido que el PIB, y las proyecciones para el futuro muestran el mismo fenómeno. Mientras que se estima que el PIB crecerá al 5.5% anual durante los años 80, las entidades del sector eléctrico proyectan un aumento de 9.5% anual en la demanda de energía eléctrica.

Sin embargo, a diferencia de lo que ocurre en muchos países, la generación de energía eléctrica no debe de implicar mayores importaciones de petróleo. Al contrario, antes de 1985 la mayoría de las grandes plantas de generación deben haberse transformado al uso de gas o carbón, y en lo que resta del siglo no debería construirse ninguna planta que queme fuel-oil. Una posible excepción será la posibilidad de utilizar crudos pesados de campos aislados como el de Castilla en la generación de energía eléctrica en caso en que no sea posible darle otro uso o transportar económicamente esos crudos.

La situación favorable del sector eléctrico se debe al gran potencial de gene-

ración de hidroelectricidad que todavía tiene Colombia. Con base en estudios técnicos globales del potencial hidroeléctrico del país, se estima que la capacidad técnicamente instalable es de 100 millones de KW. Se considera, por otra parte, que el potencial hidroeléctrico económicamente aprovechable (50 millones de KW) se agotaría en unos 30 años. Actualmente las empresas del sector tienen 4.3 millones de KW instalados y 65% de la capacidad es hidroelectricidad. Es decir que actualmente solo se ha utilizado el 5% de nuestro potencial de generación hidroeléctrica. Aunque por razones de seguridad en el suministro, todo sistema interconectado debe tener una base térmica (para evitar racionamientos en épocas de intenso verano), en 1985 el 80% de la generación será hidroeléctrica, y este porcentaje se podrá mantener. Todas las nuevas plantas térmicas se podrían hacer de carbón, y al localizarse cerca a las minas, no habría problema de construcción de infraestructura de transporte para el mineral. Dadas las reservas de carbón ya probadas, no se prevé ningún problema de suministro para dichas plantas.

La única incógnita en el sector es la decisión sobre si se debe o no construir una central nuclear para que entre a operar a finales del siglo. A nuestra manera de ver, dicha decisión debe depender de la situación del mercado internacional de carbón. Si la demanda externa por carbón colombiano es buena podría ser lógico exportar todo el carbón posible, y generar electricidad en plantas nucleares. Como el mercado de carbón mundial no será muy bueno sino hasta después de 1995, es claro que la primera planta nuclear no debería entrar en operación antes de esa fecha. Por otra parte, como no es claro que el mercado de carbón sea fácil, esto nos hace pensar que la viabilidad económica del programa nuclear en Colombia no es muy clara.

Esta duda se confirma al considerar que con la actual tecnología los costos por KWH de generación nuclear y con carbón son similares[22], particularmente si se considera que las plantas térmicas deben darle seguridad al sistema, lo cual implica que no tendrían altas tasas de operación. En ese caso, el alto costo de construcción de las plantas nucleares las hace menos atractivas. Este alto costo también las penaliza en Colombia, donde el costo de capital es mayor al común en los países desarrollados. El Cuadro 26 muestra algunos estimativos de costos de generación en los países de la OECD.

2. Precios de la energía eléctrica

El precio de la energía eléctrica en la próxima década dependerá en un 80% del precio en la energía hidroeléctrica y 20% del costo de la energía de plantas térmicas que utilizan carbón. En esas condiciones el principal determinante de los cambios en el precio de la electricidad será el aumento en los costos de construcción y de equipo, ya que se puede suponer que el aumento en precio del carbón no debe superar en mucho los aumentos en los costos de construcción de presas.

Desafortunadamente, en los últimos años los precios de construcción y de equipo eléctrico han aumentado a un ritmo mayor al de los precios generales. Esto sugiere entonces que se puede esperar un aumento más rápido en los precios de energía eléctrica de lo que aumentarían otros precios. Esta hipótesis se fortalece si tomamos en cuenta la situación financiera de las principales empresas eléctricas.

En efecto, en el pasado, el gobierno nacional ha subsidiado algunas de las empresas eléctricas con aportes del pre-

[22] International Energy Agency, *Steam Coal*, p. 50.

CUADRO 26

ESTIMATIVOS DE COSTOS PARA GENERACION DE ELECTRICIDAD

Costos promedio por KWH durante 20 años para plantas que entran en 1986 (Precios en dólares de 1976)

Tipo de Planta:	Nuclear PWR 2 x 1100 MW	Fuel Oil Bajo Azufre 2x600 MW	Carbón Sin FGD (b)	Carbón Con 100% FGD (b)	Carbón Con 50% FGD (b)
Costos por KWH para los primeros 20 años (US$ mills) (a)					
Costos de Capital	14.9	7.5	9.6	12.4	11.0
Costos de Operación	2.4	2.0	2.2	5.1	3.6
Costos Combustible	6.5	31.0	10.8	11.3	11.1
Promedio de Costos totales por KWH en 5500 horas/año	23.8	40.5	22.6	28.8	25.7
7000	20.7	38.9	20.6	26.1	23.3
6000	22.6	39.9	21.8	27.8	24.8
3000	36.3	46.7	30.6	39.1	34.9
Costos de Construcción ($/KW)	$ 700	$ 350	$ 450	$ 580	$ 515

FUENTE: International Energy Agency, op. cit., p. 50

(a) Costos en precios constantes US$1976. 1 mill = 10^{-3} $US

(b) FGD = Flue Gas Desulphurization

supuesto para obras de generación y transmisión. Adicionalmente, ECOPETROL ha vendido fuel-oil y gas a precios subsidiados a CORELCA y sus filiales. Como estos subsidios no se podrán continuar, dadas las necesidades de financiamiento de otros sectores y la situación financiera dramática de ECOPETROL, las tarifas eléctricas se tendrán que reajustar. Adicionalmente, estas se tendrán que reajustar que cubrir las inversiones nuevas en generación y transmisión.

En términos generales se cree que las tarifas se deben incrementar a un ritmo similar al de la inflación para cubrir todos los gastos en pesos de las empresas eléctricas. Esto incluiría gastos de operación más la porción en pesos de la inversión.

Sin embargo, sería recomendable, desde el punto de vista de la política económica, acelerar más el alza de las tarifas eléctricas y utilizar los superávit corrientes en pesos para pagar de contado parte de la maquinaria importada. Esto disminuiría las reservas internacionales, y facilitaría el manejo monetario. Aunque es poco probable que se siga esta política, lo que sí es claro es que no se pueden mantener los subsidios de ECOPETROL o el presupuesto para el sector.

En resumen, sería lógico esperar que el costo real de la energía eléctrica aumente en un 3% o 4% anual en la próxima década.

3. Efecto sobre la balanza de pagos

El sector de energía eléctrica produce un déficit en la balanza de pagos, pues actualmente no se exporta energía eléctrica y se requieren importaciones cuantiosas de equipo. Adicionalmente, el ser-

vicio de la deuda del sector se ha constituído en una pesada carga para la balanza de pagos.

FEDESARROLLO estima que en 1985 el servicio de la deuda del sector costará 550 millones de dólares y 700 millones en 1990, lo cual da una idea del impacto negativo que tendrá el sector eléctrico sobre la balanza cambiaria. Para disminuir este impacto se recomiendan las siguientes políticas:

1. Sustitución de importaciones en el campo de equipo eléctrico.

2. Creación de líneas de crédito especiales para la compra de equipo eléctrico nacional.

3. Minimizar la parte de la inversión que se financia con crédito externo. Debido a la alta proporción de la energía generada en hidroeléctricas, una política de tarifas que financien costos de operación más inversión no haría los costos de energía eléctrica nacionales mayores a los internacionales.

4. Suministro

Los programas de construcción se están llevando a cabo sin retrasos notables, y por lo tanto, no parece haber mucho riesgo de falta de suministro. Si se presentan condiciones climáticas bastante severas, podrían ocurrir racionamientos en 1981 o 1982, pero estos no afectarían la producción industria si se elabora un plan nacional de racionamientos. El peligro es que se presenten problemas regionales (Valle del Cauca y Tolima), y que estas regiones no reciban energía de otras menor afectadas.

G. Utilización de fuentes no convencionales de energía

La discusión hasta aquí presentada confirma la importancia que adquiere el desarrollo de fuentes alternas de energía, pues el problema que se avecina no tiene solo implicaciones cambiarias sino que, de no tener éxito los programas de exploración petrolera de los años ochenta, puede repercutir seriamente sobre las posibilidades de desarrollo económico en la década de los años 90 ante las restricciones que imponga la escasez de recursos energéticos.

El tiempo que toma el desarrollo de cualquier programa de utilización de fuentes no convencionales hace cada día más importante el iniciar cuanto antes este tipo de programas en aquellas áreas donde se cuente con posibilidades concretas y existan tecnologías ya desarrolladas y probadas en otros países, pués no tendría mucho sentido duplicar esfuerzos en un campo donde todos los países tecnológicamente avanzados están canalizando una cantidad considerablemente de recursos.

A este respecto quizás el proyecto que va más adelantado lo constituye la Central Geotérmica del Ruíz. Esta iniciativa busca montar una planta de generación de energía eléctrica de 10 KW, utilizando como fuente básica la energía geotérmica del Macizo del Ruíz. Aunque el proyecto en sí es muy pequeño, el gran valor que tiene es el de servir de planta piloto para desarrollos similares instalaciones en una extensa zona que abarca unos 15.000 Km^2 y se encuentra localizada en los departamentos de Caldas, Antioquia, Risaralda, Quindío y Tolima. El proyecto se encuentra ya en una fase de prefactibilidad en estudios realizados con la colaboración del Gobierno italiano a través del ENEL.

Por otro lado, un programa que va cobrando cada día más fuerza es el de las aplicaciones energéticas de la sucroquímica. Más concretamente, la producción de etanol a partir de productos

agrícolas como la caña de azúcar, la yuca, el sorgo etc., para ser utilizado como complemento o sustituto de la gasolina motor. En este campo se cuenta ya con una experiencia de gran interés que es el caso del Brasil. En dicho país se inició a partir de 1975 un programa de sustitución parcial de gasolina (en un 20%) por alcohol anhidro obtenido de la caña de azúcar y se estima que para 1979 la producción de alcohol llegará a los 5.800 millones de litros lo cual supera en un 15% la meta que se habían propuesto de alcanzar los 3.300 millones de litros en 1980. Estas circunstancias han llevado a plantear metas aún más ambiciosas que suponen incrementar a un 25% la proporción de alcohol en la mezcla para automotores a partir de 1980 y contar, en 1985, con 1.7 millones de vehículos alimentados exclusivamente por alcohol[23].

Lo anterior busca ilustrar el potencial de este recurso en países con un sector agrícola de importancia como es el caso de Brasil y de Colombia. Más aún, este tipo de alternativas para la agroindustria permite obtener un efecto estabilizador de precios en sectores cuyos ingresos dependen en una proporción importante de las fluctuaciones del mercado internacional. Este ha sido en Brasil el caso típico para la cañicultura, donde se pudo contrarrestar los efectos nocivos de la depresión del mercado internacional del azúcar en los años recientes.

En Colombia, por ejemplo, el excedente exportable de azúcar para 1979 se calcula en unas 300.000 toneladas que deben ser colocadas en un mercado bastante difícil, a niveles de precios muy poco atractivos. Este volumen de azúcar representa una disponibilidad de caña del orden de las 3 millones de toneladas.

Con base en los estimativos disponibles que calculan en 60 litros por tonelada de caña el rendimiento en la obtención de alcohol, el excedente exportable colombiano de azúcar equivaldría a una producción de 180 millones de litros de alcohol, que en términos de su equivalente en barriles de crudo sería, en volumen, del orden de los 3000 BD[24]. Sin embargo, subsisten aún muchas dudas respecto a los costos de producción. Algunos estimativos de un grupo de investigación de la industria azucarera ubican el costo en $ 50 por galón al obtenerse de caña cultivada en el Valle.

Obviamente, el alto valor de la tierra en el Valle eleva el costo del alcohol. Sin embargo, esto se compensa con la mayor necesidad de tierras en otras zonas en razón de que en el Valle se cultiva a lo largo de todo el año, mientras en las otras regiones la caña se corta solo en la época de la zafra. Otros cálculos[25] estiman este costo alrededor de los $ 40/galón de 1979, lo cual todavía es bastante alto. Sin embargo, al tener en cuenta que se podría sustituir parte de la gasolina importada, la cual se está comprando a precios que oscilan alrededor de US$ 1 por galón sería bastante factible que la inversión, aún con estos costos, pudiera ser atractiva en muy corto tiempo, ante la inminente alza del petróleo en el mercado internacional.

Este tipo de proyectos para ser llevados a cabo por parte del sector privado requieren como paso previo la eliminación del monopolio estatal en la producción de alcoholes. Esta medida es factible que se adopte en poco tiempo, ya que en las sesiones actuales del Congreso se ha presentado un proyecto de ley

---

[23] Minrelaciones, *Informe Económico del Embajador de Colombia en Brasil.* Julio 10 de 1979.

[24] Cálculo con base en los estimativos de rendimientos y equivalencias del Ministerio de Minas y Energía. Minminas, op. cit.

[25] Minminas, op. cit.

al respecto[26], lo cual despejaría el camino para muchas iniciativas del sector privado.

Finalmente, vale la pena destacar la labor que estan desarrollando algunas entidades como es el caso del Centro de Gaviotas, que viene perfeccionando la producción a nivel industrial de calentadores de agua para uso doméstico, operando con base en energía solar. Este proyecto ya se encuentra en una fase bastante concreta al haber contratado con el Banco Central Hipotecario la instalación de este tipo de calentadores en los edificios construídos para dos programas de vivienda en Medellín y Bogotá que cubren más de 600 apartamentos. De generalizarse, este sistema podría significar un ahorro pequeño pero significativo de energía eléctrica para usos domésticos.

Finalmente, como se anotó en la Sección D, los proyectos de utilización de energía nuclear sólo hasta después de 1990 podrían entrar a operar, sobrepasando entonces el horizonte de tiempo que se considera en este trabajo.

---

[26] Proyecto de Ley No. 1 de 1979 presentado por Héctor Echeverry C.