

La crisis energética

Una perspectiva brasileña

ANTONIO BARROS DE CASTRO*
FREDERICO MAGALHAES GOMES*

Hasta 1973, la expansión de la economía brasileña fue acompañada de un consumo rápidamente creciente de petróleo y electricidad. ¿Cómo se atendía la demanda de estas dos formas de energía?

Del mismo modo que en otras actividades económicas básicas, la atención de estas necesidades se había confiado a empresas públicas de gran tamaño. Sin embargo, los medios que utilizaban estas empresas para atender los mercados de petróleo y electricidad —en el caso brasileño, característicamente independientes—¹ eran muy diferentes.

Puesto que la producción de petróleo estaba prácticamente estancada desde mediados del decenio de los sesenta y el consumo creció de 1967 a 1973 a un ritmo de 12% anual, el abastecimiento pasó a depender cada vez más de las importaciones. En esa época, la expansión de las compras externas no planteaba mayores problemas, dadas las condiciones vigentes

* Profesores de la Escuela de Economía del Estado de São Paulo en Campinas, Brasil. Este trabajo fue redactado para el Seminario sobre Políticas para el Desarrollo Latinoamericano, organizado por el Centro de Capacitación para el Desarrollo (Cecade) de la SPP, realizado en México de septiembre de 1980 a julio de 1981, e integra un libro que publicará próximamente el Fondo de Cultura Económica con los documentos de ese seminario. Traducción del portugués de Rubén Svirsky.

1. La producción de electricidad mediante la combustión de petróleo no es muy importante (menos de 10%, incluso antes de 1973). Además, hasta hace poco tiempo el petróleo y la electricidad no competían entre sí como fuentes energéticas.

en el mercado internacional del petróleo y el dinamismo de las exportaciones brasileñas. Las tareas de Petrobrás se limitaban, básicamente, a planear y ejecutar la expansión de la refinación y distribución regional de los productos petroleros.

El mercado de energía eléctrica se atendía mediante la instalación de sucesivas plantas hidroeléctricas. El ritmo y el orden de instalación obedecía, en principio, a una planeación bastante sencilla (y relativamente eficaz). En resumen, la planeación comprendía tres momentos: proyección de mercado, definición de proyectos y búsqueda de los recursos financieros necesarios.

Según el *Balanço Energético Brasileiro*, de la energía primaria consumida en 1973, 44% provino del petróleo y 22% de la hidroelectricidad.² El tercio restante de la energía primaria se generó con leña, bagazo de caña y carbón vegetal y mineral. En buena medida, el consumo de leña, difícil de evaluar, representaba un resabio de prácticas tradicionales todavía predominantes en zonas rurales. Si bien su empleo aún era importante en 1973, disminuía rápidamente debido al intenso movimiento de urbanización y, en general, a la difusión de hábitos modernos de consumo. Las otras fuentes tenían un uso específico, e incluso cautivo. Así, el destino del bagazo era la producción de azúcar. El uso del carbón vegetal y

2. Por razones que no cabe discutir aquí, debe señalarse que en el *Balanço Energético Brasileiro* se sobrestima considerablemente la energía primaria de origen hidráulico.

mineral ocurría fundamentalmente en la siderurgia (como reductores), y su empleo con fines propiamente energéticos era bastante limitado.

1974-1978: ESBOZO Y ABANDONO
DE UNA POLÍTICA ENERGÉTICA

Al cuadruplicarse el precio del petróleo, en diversos medios se tomó conciencia de que era necesario combatir la elevada y creciente dependencia del petróleo importado. Así, en el Segundo Plan Nacional de Desarrollo (II PND), publicado en septiembre de 1974, se declaraba que la política energética pasaba a ser una "pieza decisiva en la estrategia nacional", y se anunciaba un "programa masivo de prospección y producción" de petróleo.³ Al año siguiente se anunciaron varios cambios, que dieron la impresión de que comenzaba una transformación del cuadro de fuentes energéticas. Entre las medidas anunciadas destacaban:

- el establecimiento del Programa Nacional de Alcohol;
- la apertura a empresas extranjeras de la prospección petrolera (hasta entonces monopolio legal de Petrobrás), mediante contratos de riesgo;
- el anuncio de un programa de estímulos al empleo del carbón. El mismo año se anunció el ambicioso Programa Nuclear Brasil-Alemania.

En los años siguientes este primer intento de establecer una política energética perdió impulso. No es difícil señalar algunas de las razones que explican que, en 1975, no se hubiera implantado la política esbozada. Veamos algunas:

■ Poco después de la cuadruplicación del precio del petróleo se descubrió una gran zona productora a lo largo de la plataforma continental. En la euforia que siguió al descubrimiento, se llegó a suponer (e incluso a anunciar) que el país podría producir un millón de barriles diarios en 1980, aproximadamente dos tercios de las necesidades totales previstas para ese año. Aunque estas esperanzas resultaron después infundadas, sin duda la previsión de aumento de la producción nacional contribuyó a frenar la implantación de una real política energética en el país.

■ El costo de producción de las energías llamadas "alternativas" resultaría superior a los nuevos costos del petróleo. Si a esta progresiva comprobación le agregamos que los precios reales del petróleo bajaron en forma significativa de 1974 a 1978 (cerca de 29%),⁴ vemos que las fuerzas del mercado tampoco estimulaban la adopción de medidas para reestructurar el cuadro de fuentes energéticas. Analicemos esta cuestión con más detalle.

Como señalamos, el petróleo y la electricidad, responsables en lo fundamental de la expansión de la oferta de energía, estaban en manos de grandes empresas estatales. Sin embargo,

la política esbozada en 1975 y confirmada en 1979 tendría a diversificar las fuentes energéticas, apoyándose esencialmente en el concurso de capitales privados. No nos referimos sólo al alcohol, al carbón mineral, al vegetal y a la leña, sino también a los contratos de riesgo para la exploración de petróleo. En resumen, la diversificación, en la medida en que se hiciese efectiva, traería consigo la progresiva privatización de la producción de energía. No obstante, las condiciones de costos, la coyuntura económica y las propias dificultades para inducir —mediante precios, créditos, subsidios, etc.— el ingreso de capitales privados en la producción de esas formas de energía (con excepción del alcohol) obstaculizaban los cambios que deseaban las autoridades.

En cuanto al acuerdo nuclear con Alemania, poco o nada se llevó a cabo en los años siguientes a su firma. Más adelante comentaremos las razones del retardo (y del cuestionamiento) de este programa. Adelantemos por ahora un solo dato, que sugiere la enorme distancia entre lo anunciado en 1975 y la realidad posterior: el costo del kilovatio instalado, que en 1975 las autoridades estimaban en 400 dólares, se calcula hoy en día en 3 000 dólares.

Durante esta primera etapa, en que la política energética se mantiene básicamente en el plano de las declaraciones, habría que señalar un hecho de gran importancia: la intensa expansión de las inversiones en exploración y producción de petróleo, que en términos reales casi se triplicaron.⁵ La expansión de la hidroelectricidad prosiguió al ritmo previsto en el Plan 90. La única novedad que habría que señalar en este cuadro es la instalación de destilerías de alcohol, que en buena parte se establecen como complemento de los ingenios azucareros (destilerías anexas). Incluso este programa perdió impulso a medida que avanzaba el período.⁶

Durante ese lapso, la cuadruplicación del precio del petróleo afectó poco, en forma directa, al desempeño de la economía. En buena medida, ello se explica por que los precios internos del diesel y del aceite combustible no llegaron a duplicarse, en términos reales, de 1973 a 1978; el de la gasolina no llegó a triplicarse. En otras palabras, tanto para el transporte de carga y de pasajeros (que utilizaba el diesel), como para el consumo industrial de combustible, el impacto del petróleo fue amortiguado por una política de precios que, según todos los indicios, estaba determinada en lo fundamental por la lucha contra la inflación. Los consumidores de gasolina (sobre todo automóviles de pasajeros) se enfrentaban, por lo menos hasta 1978, a un alza de precios que no era superior a la ocurrida en el mercado internacional.⁷ El "excedente del

5. A precios de 1979, las inversiones en exploración y producción de petróleo pasan de 8 065 a 23 665 millones de cruzeiros, según los informes anuales de Petrobrás.

6. La capacidad instalada de producción de alcohol aumentó en 1 500 millones de litros en 1976; en los dos años siguientes creció 1 230 y 1 000 millones de litros, respectivamente; ese proceso de desaceleración culminó en 1979, cuando la capacidad sólo se amplió en 640 millones de litros.

7. El precio del barril de petróleo en junio de 1978, de 12.7 dólares, equivalía a 7.7 dólares de 1973. En términos reales, el precio del petróleo se había multiplicado por un factor de aproximadamente 2.5. Lo mismo ocurría, también aproximadamente, con el precio que pagaba por la gasolina el consumidor brasileño. Sobre el desfase de los precios internos frente a los internacionales, véanse "Les prix de l'énergie", en *Revue de l'Energie*, abril de 1980, y Abdel-Fadil, *op. cit.*

3. *II Plano Nacional de Desenvolvimento, 1975/79*, p. 9.

4. M. Abdel-Fadil, *Papers on the Economics of Oil: A producer's View*, Oxford University Press, 1979, p. 6.

consumidor” que se extraía al usuario del automóvil se destinaba —en cruzeiros— a una serie de programas gubernamentales.⁸ Su equivalente en dólares, como veremos en seguida, contribuiría al deterioro de las cuentas externas.

La industria de transformación, en cuanto consumidora de derivados del petróleo, estaba protegida mediante la política de precios; sin embargo, resultó afectada por la nueva situación, sobre todo por la detención abrupta de la tasa de expansión de la industria automovilística. La industria del transporte, que de 1968 a 1973 había crecido a la excepcional tasa de 24% anual, decreció 1% de 1973 a 1977. Sin embargo, la industria de transformación en su conjunto siguió expandiéndose en el período a una tasa de 6.6% anual. Antes, de 1968 a 1973, su crecimiento había sido de 13.3% anual.⁹

En la etapa siguiente a la cuadruplicación no se modificó mucho la relación entre el aumento del PIB y el del consumo de petróleo. Hasta entonces, ante un crecimiento anual del PIB de 11.5%, el consumo de petróleo crecía 12.2% cada año. En los años siguientes el promedio de crecimiento del PIB fue de 7%, en tanto que el consumo de derivados del petróleo aumentó a una tasa anual de 6.7% similar a la de otros países importadores.¹⁰

Necesariamente, ese ritmo de expansión del consumo de petróleo debía tener efectos negativos en las cuentas externas.¹¹ Cabe señalar, no obstante, que el petróleo, considerado en forma aislada, sólo tendría una responsabilidad limitada en el drástico deterioro de la balanza de pagos ocurrido a partir de 1974. Nótese que, de los 6 400 millones de dólares que aumentaron las importaciones en 1974, sólo 2 100 millones corresponden al aumento del gasto en petróleo. Así, pues, y al contrario de lo ocurrido en otros países, los nuevos precios del petróleo aparecen como un sobredeterminante que agrava pero no explica (excepto parcialmente) el problema de las cuentas externas de Brasil. En particular, el petróleo es un componente minoritario del explosivo crecimiento de la deuda externa, de 12 500 millones de dólares en 1974 a 43 500 millones en 1978. De hecho, el país se endeudó por las razones más variadas, incluso, señaladamente, para aumentar sus reservas, que saltaron de 5 300 a 11 900 millones de dólares en ese período. En rigor, el fácil acceso al crédito (vale decir, el interés de los bancos internacionales por colocar dinero en Brasil) con intereses a veces hasta negativos, y la actitud permisiva del Gobierno frente a la búsqueda de recursos en el

8. En Brasil, el precio de la gasolina constituye un importante instrumento de recaudación fiscal, que nutre con recursos financieros varios programas energéticos, así como otros programas gubernamentales.

9. Véase Regis Borelli y Dorothea Werneck, “Desempenho Industrial: Auge e Desaceleração nos Anos 70”, en *Indústria: Política, Instituições e Desenvolvimento*, IPEA, 1978.

10. Los datos corresponden a los períodos 1967-1973 y 1973-1979, respectivamente. Fuentes: Fundación Getulio Vargas y Petrobrás.

11. Ese efecto podría ser transitorio si las exportaciones crecieran 20% anual en términos reales, como se pretendía en el II PND (1975-1979). Es innecesario subrayar el carácter utópico de tal supuesto. De 1974 a 1978 las exportaciones pasaron de 8 000 a 12 700 millones de dólares a precios corrientes, lo cual, en las nuevas condiciones del mercado internacional (aparentemente ignoradas por los autores del Plan), no deja de constituir un desempeño bastante favorable.

exterior explican, en lo fundamental, la multiplicación de la deuda en esos años.

Si bien el gasto en petróleo *no* puede explicar el deterioro de las cuentas externas, ni, sobre todo, la explosión de la deuda, debe señalarse que creció significativamente, no sólo cuando se cuadruplicó el precio sino también en los años siguientes.¹² Este aumento, de 2 800 millones de dólares en 1974 a 4 200 millones en 1978, debe entenderse como resultado de varios factores: la continuación de la expansión económica a un ritmo relativamente elevado; la inexistencia de una política de conservación (que estimulase el ahorro de combustible); por último, la insignificante sustitución del petróleo por otras fuentes.

LA POLITICA ENERGETICA ANTE EL SEGUNDO GOLPE PETROLERO

De diciembre de 1978 a diciembre de 1979 los precios del petróleo se duplicaron, aproximadamente. Para la economía brasileña la situación se volvía crítica, sin duda, básicamente por las siguientes razones:

- Se hacía evidente la vulnerabilidad de la economía, muy dependiente de un combustible no sólo caro sino también de abastecimiento *inseguro*. Posiblemente este aspecto es el mensaje fundamental del llamado segundo golpe petrolero. En efecto, la revolución en Irán —y poco después la guerra entre este país e Iraq— señalaba con claridad el gran riesgo de depender de energéticos procedentes de una región esencialmente inestable. Esta comprobación modificó en profundidad la concepción del significado y de las funciones de la política energética en el período inmediatamente posterior.

- El país ya estaba muy endeudado. En tales circunstancias, difícilmente podría contar con el crédito externo para sortear un nuevo período de dificultades. En efecto, en 1978 la relación entre el servicio de la deuda y las exportaciones había llegado a 63%. En este sentido, la posibilidad de utilizar el crédito externo para cubrir las necesidades durante un período de adaptación y reestructuración de la economía ya era una oportunidad histórica perdida.

- En cuanto a la producción y al consumo de energía, el país ingresaba en una segunda etapa de la crisis, prácticamente sin soluciones para enfrentarse a los problemas originados por el encarecimiento y, sobre todo, por el posible colapso del abastecimiento externo de petróleo. Con respecto a la producción interna, las expectativas iniciales sobre la cuenca de Campos habían resultado infundadas. Se sabía, sin embargo, que la producción nacional, estancada en 160 000 b/d desde mediados de los años sesenta, podría aumentar con firmeza hasta llegar a 300 000 o 500 000 barriles diarios a mediados del nuevo decenio.

Ante el cuadro que acabamos de esbozar, el Ministro de Planeación declaró en julio de 1979: “la inflación es grave, pero el *impasse* externo es mortal”. Según esta fuente, el país

12. Lo afirmado en este párrafo y en el anterior no supone negar la presión que ejerció el petróleo en el patrón de importaciones. Su peso en las importaciones totales pasó de 23% en 1974 a 33% en 1978.

debía entrar a partir de ese momento en una "economía de guerra", caracterizada por la concentración de esfuerzos en la solución de los problemas energéticos. Pocos meses después, el Gobierno anunció un conjunto de medidas que llamó Modelo Energético Brasileño (MEB).

En este documento básico de la política energética nacional, publicado en noviembre de 1979, se pretenden establecer "las estrategias de acción del Gobierno en el sector de la energía".¹³ Básicamente, se trata de una consolidación de programas energéticos sectoriales, algunos de los cuales ya se habían anunciado. El documento tiene una unidad precaria, apoyada en la elección de un objetivo central para la política energética: la reducción de la dependencia del petróleo importado.

Entre los supuestos más importantes establecidos en el MEB debe señalarse la hipótesis de que la economía brasileña se expandiría hasta 1985 a una tasa anual de 6%; si no hubiese programas de conservación y de sustitución de energía, el consumo de derivados del petróleo crecería a una tasa de 7% anual.

A partir de tales supuestos, se afirma en el MEB, el consumo de petróleo llegaría en 1985 a 1 700 000 b/d. De esta necesidad virtual habría que restar 200 000 b/d que se ahorrarían como resultado de diversas medidas integrantes de una supuesta estrategia de conservación. En el cuadro 1 se enumeran las fuentes energéticas que, según el documento, serían responsables de las diversas metas de sustitución.

CUADRO 1

Sustitución de petróleo por otras fuentes

Fuente energética	Metas de sustitución (b/d)
Alcohol	170 000
Carbón mineral	170 000
Carbón vegetal	120 000
Esquistos	25 000
Otras fuentes	15 000
<i>Total</i>	<i>500 000</i>

En ese año, la producción nacional de petróleo debería llegar a 500 000 b/d. Por último, los 500 000 b/d restantes se importarían.

En la revisión del MEB publicada en mayo de 1981 se reduce la meta para el carbón a 110 000 b/d. Por otro lado, se propone la sustitución de 60 000 b/d mediante energía hidráulica, con lo que permanece constante la cantidad total de petróleo que se prevé sustituir.

En el MEB no se indica cómo se escogieron las fuentes energéticas ni, en particular, por qué se les atribuyeron las responsabilidades de sustitución ahí señaladas. El documento tampoco contiene estimaciones del costo actual de las fuentes

alternativas, y mucho menos se intenta evaluar su evolución futura. La inexistencia de tales estimaciones deja entrever la fragilidad del programa, sobre todo si se considera que, según reiteradas declaraciones gubernamentales, el programa de fuentes alternativas quedaría a cargo de la iniciativa privada, y sólo el petróleo y la electricidad se mantendrían en manos de empresas estatales.¹⁴ Sin embargo, sería fundamental el conocimiento, aunque fuera aproximado, de los costos comparados del equivalente del barril de petróleo para orientar la política de financiamiento a los nuevos productores, así como la de precios de los derivados del petróleo. En la práctica, como se comprobaría, estos últimos precios, así como las tarifas eléctricas, no se fijaron en función de la política energética, sino siguiendo las vicisitudes de la lucha contra la inflación y la búsqueda de soluciones para los problemas de balanza de pagos.¹⁵

No se tomaron en cuenta, ni siquiera en grado mínimo, las relaciones entre la política delineada en el MEB y la acción gubernamental en materia de transportes, industria y agricultura. La explicación más inmediata de tal carencia podría ser la inexistencia de políticas de largo plazo para los diversos sectores de la economía. Más concretamente, la renuncia total a la planeación que caracteriza a la fase actual de la política económica brasileña deja a la política energética (necesariamente de largo plazo e intrínsecamente dependiente de las transformaciones que ocurran en otros sectores de la economía) literalmente aislada o, peor aún, dependiente de políticas eminentemente coyunturales.

Además de no articularse con la evolución de los otros sectores, la política energética propuesta en el MEB supone una pasividad total de los usuarios y consumidores de energía. En otras palabras, se supone que los consumidores no reaccionarán ante el alza de los precios de la energía (demanda perfectamente inelástica), salvo en la medida de la "política de conservación" establecida por el Gobierno.¹⁶ Esta hipótesis resultaría profundamente errónea: a partir del llamado segundo golpe comenzaron a modificarse las pautas de comportamiento de los usuarios, lo cual significó un esfuerzo de la comunidad por adaptarse al nuevo cuadro energético.

DESCRIPCION Y EVALUACION
SUMARIA DE LAS METAS*Petróleo nacional*

La producción nacional de petróleo, que se había estabilizado alrededor de los 170 000 b/d desde 1968, comenzó a crecer significativamente a partir de 1980. Hoy en día se calcula que, gracias a los campos ya descubiertos, la producción actual de 230 000 b/d (casi 25% del consumo nacional) podría llegar a 400 000 b/d en 1985.

14. Véase *Modelo Energético Brasileiro, Versão II*, mayo de 1981.

15. De 1975 a 1979, las tarifas eléctricas disminuyeron significativamente en términos reales, lo cual obligó a las empresas concesionarias a una intensa búsqueda de recursos internos y contribuyó, se supone, a reducir las presiones inflacionarias.

16. Obsérvese, no obstante, que si los usuarios de energía estuviesen en verdad desprovistos de capacidad de reacción, la política de conservación hubiera exigido una importancia mucho mayor que la que se le atribuye en el programa.

13. *Modelo Energético Brasileiro*, Ministerio de Minas y Energía, noviembre de 1979.

La expansión actual, que fue posible por el descubrimiento de varias zonas productoras en la cuenca de Campos, es fruto de la aceleración de las inversiones en exploración y producción ocurrida a partir de 1975. En 1981 esas inversiones serán del orden de los 1 000 millones de dólares y se habrán de perforar casi un millón de metros.

Como hemos señalado, en 1975 el Gobierno autorizó a Petrobrás a firmar contratos de riesgo con las empresas petroleras internacionales. Una vez convenido un contrato de riesgo, la empresa recibe cierta zona del territorio nacional, comprometiéndose a realizar un esfuerzo mínimo de exploración durante la vigencia del contrato. Si a raíz de este esfuerzo no se indentifican campos explotables, la empresa no recibe compensación alguna. En caso contrario se le encargará la explotación de los campos encontrados, y recibirá dos tipos de remuneración durante 15 años a partir del comienzo de la operación comercial:

- el reembolso, con intereses, de la inversión realizada;
- una fracción del valor comercial de la producción, en dinero o en petróleo.¹⁷

En marzo de 1981 ya se habían firmado 90 contratos de riesgo. La inversión mínima fijada en ellos es de 435 millones de dólares, distribuida a lo largo de varios años. Hasta la fecha se han perforado 38 pozos sin haberse indentificado ningún campo comercial. Debe señalarse que el esfuerzo exploratorio emprendido mediante contratos de riesgo es poco significativo frente al que realiza Petrobrás. De hecho, si Petrobrás aumentase 5% sus inversiones podría asumir toda la exploración que prometieron las empresas.

En la actualidad se considera que la plataforma continental, cuya superficie es de 800 000 km², es la región más promisoría del país para la producción de petróleo. La cuenca de Campos ya produce 60 000 b/d y deberá llegar a 250 000 en 1985. Además de los campos ahí descubiertos, ya se han indentificado en la plataforma continental otras zonas productoras, de importancia mucho menor.

Los campos identificados hasta ahora son en su mayoría pequeños y exigen inversiones iniciales relativamente altas (casi 200 000 dólares por barril diario en la región de Campos). Sin embargo, nada impide que en los 4.3 millones de kilómetros cuadrados de cuencas sedimentarias que hay en el país (3.5 millones de ellos en tierra)¹⁸ puedan descubrirse campos con una producción potencial muy superior a la de los ya identificados.

De todos modos, puede afirmarse que el petróleo nacional es la fuente de combustible más barata del país. No obstante,

17. En el único contrato que se conoce, esta remuneración se fija en 35% del valor total de la producción y está sujeta al pago de 25% por concepto de impuesto sobre la renta.

18. De esta superficie, 94% está integrado por cuencas paleozoicas con bajas expectativas de producción. El modesto esfuerzo exploratorio realizado en ellas sólo dio como resultado el descubrimiento de pequeñas cantidades de gas natural en la Amazonia. Las cuencas mesozoicas del nordeste proporcionan la casi totalidad de la producción terrestre. Sin embargo, éstas son cuencas muy exploradas, con producción declinante y pocas perspectivas de aumento futuro.

es sin duda recomendable el desarrollo de otras fuentes, sobre todo dada la imposibilidad de *asegurar* el rápido crecimiento de la producción petrolífera nacional. Por otra parte, también es posible que una o varias fuentes no convencionales lleguen a reducir considerablemente sus costos en los próximos años, puesto que es poco lo que se sabe acerca de las posibilidades de desarrollo tecnológico en tales actividades.

Alcohol

La meta establecida para 1985 es de 10 700 millones de litros de alcohol, que supuestamente corresponden a 170 000 b/d de petróleo. Esta producción permitiría abastecer a 2.5 millones de vehículos impulsados sólo con alcohol. Además, el resto de la flota a gasolina utilizaría 20% de alcohol en su combustible.

El alcohol parece reflejar con nitidez, más que las otras metas de la política energética, las distintas etapas que atravesó el país a raíz de las dificultades originadas en la crisis energética. La validez de esta proposición se confirma al distinguir las tres fases del programa nacional de alcohol.

La primera se extiende de 1975 a 1978. Como señalamos, la conjunción de diversos factores llevó a pensar, durante esta etapa, que la cuadruplicación del precio del petróleo no planteaba problemas demasiado graves. En este período, el programa de alcohol responde en gran medida a los intereses de los propietarios de ingenios azucareros, que veían en el alcohol un nuevo mercado capaz de asegurarles una rentabilidad razonable de sus inversiones. En este caso, el interés de esos propietarios fue reforzado por la conjunción de precios en baja en el mercado internacional con la maduración de una ola de inversiones realizadas en la primera mitad del decenio. Esta fue, pues, una etapa de claro predominio de las llamadas destilerías anexas.

Dado lo anterior, sería lícito suponer que el programa de alcohol se desaceleraría a partir del momento en que su expansión dependiese, cada vez más, de destilerías autónomas construidas en función de la producción de alcohol. De hecho, la capacidad instalada de los proyectos aprobados se redujo de 1976 en adelante, bajando de 1 500 millones de litros en ese año a 640 millones en 1979. Entre las dificultades a las que se enfrentó el programa en ese período destacan: la necesidad de penetrar en zonas que no tenían tradición de cultivo de caña; el ingreso de nuevos empresarios al sector; problemas de mano de obra en las actividades industriales, etc. Además, habría que subrayar el conflicto potencial con otros cultivos y sus consecuencias, en particular el uso de tierras antes destinadas a cultivos alimentarios. Por último, si se pretendiese localizar la producción en las regiones pioneras (caracterizadas por el escaso aprovechamiento del suelo), habría que resolver enormes problemas de transporte y otros servicios básicos.

El segundo golpe del petróleo generó una situación totalmente nueva, muy favorable para el programa de alcohol. La considerable restricción de la oferta de petróleo iraní y, después, el estallido de la guerra Irán-Iraq, llevaron a creer que ya no importaban los costos de producción de otros combustibles; lo fundamental era disponer de una fuente alternativa segura. En el caso de Brasil, la solución nacional por excelencia sería el alcohol.

En la nueva situación, el programa de alcohol recibió un gran impulso y contó con nuevos aliados. En particular, la industria automovilística, que no había demostrado mayor interés hasta entonces, cambió radicalmente su actitud y comenzó a apoyar con vigor el programa, en el cual veía un mecanismo de sustentación de la demanda de sus productos. La misma aceleración de la inflación en el período (pasó de 50 a casi 100 por ciento anual de 1979 a 1980) benefició mucho al programa, puesto que el crédito para implantar nuevas usinas se mantuvo constante, en términos nominales, hasta los primeros meses de 1981 para los proyectos registrados hasta diciembre de 1980.

Durante esta segunda fase, y sobre todo en 1980, Proálcool experimentó un verdadero salto. En los 18 meses que van de enero de 1980 a junio de 1981 se aprobaron proyectos por más de 3 300 millones de litros de capacidad instalada.

En esta etapa, los graves problemas anunciados al término de la fase anterior fueron rápidamente superados (o ignorados). El programa, que hasta entonces tendía a concentrarse en regiones tradicionalmente productoras de caña (más de 50% en São Paulo) se extiende por regiones pioneras, sobre todo el oeste de Bahía, Mato Grosso do Sul, Goiás y Minas Gerais. En estas nuevas regiones, así como en los estados productores tradicionales, el programa comienza a crecer con base en usinas de alcohol autónomas.

Hay un índice que señala el éxito relativo en este terreno: al 30 de junio de 1981 se habían aprobado proyectos de destilerías con una capacidad total de producción de casi 9 000 millones de litros por zafra. Parecía asegurado, pues, el cumplimiento de más de 80% de la meta. No obstante, en realidad no sólo no estaba asegurado tal volumen de producción, sino que, además, el programa entraba en una tercera fase, abrumada de problemas.

El más evidente, que afecta a la meta de producción de alcohol, radica en el abastecimiento de materia prima. La instalación, montaje y operación de las usinas de alcohol no ofrecen mayores dificultades; en cambio, la formación de nuevos cañaverales obedece a un ritmo propio y presenta problemas de diversa índole: obtención de cepas, adaptación al suelo, clima no siempre favorable, etc. Dados estos obstáculos, hoy se cree que los 9 000 millones de litros no podrán lograrse en 1985 por falta de caña.

Desde otro punto de vista, debe subrayarse que los posibles inversionistas en proyectos de alcohol se enfrentan hoy a una situación que se ha modificado en forma considerable. Por una parte, muchos creen que el mercado del petróleo ha recuperado cierta dosis de estabilidad. Por otro lado, las compras brasileñas de petróleo se están diversificando para reducir el riesgo de un colapso del abastecimiento. En estas condiciones, recuperan importancia los costos de producción, que se habían obviado en el clima de salvación nacional que llegó a prevalecer al estallar la guerra entre Irán e Iraq (este último país suministraba cerca de 40% de las importaciones brasileñas).

Hay dos aspectos que deben considerarse con respecto al costo del alcohol. El costo de producción, que varía mucho por regiones, empresas e incluso zafras (la caña representa cuando menos 50% del costo), se encuentra posiblemente

entre 50 y 70 dólares por barril equivalente de gasolina. No obstante, debe considerarse que:

- Las condiciones del negocio para el empresario dependen en gran medida de la forma y el costo del acceso a la tierra (el cual no se ha considerado en las estimaciones de costo del producto), así como del subsidio otorgado mediante los intereses reales negativos de los préstamos oficiales. En particular, toda modificación significativa del ritmo de inflación (al mantenerse constantes las tasas nominales de interés), así como, en general, de la política crediticia gubernamental, afecta profundamente las condiciones de rentabilidad del sector.

- Hoy en día se cuestionan, en mayor o menor medida, todos y cada uno de los procesos técnicos que componen el proceso productivo. El ciclo de actividades que va desde la plantación de la caña hasta el tratamiento final de los residuos (y en particular el *vinhoto*, sustancia muy contaminante que se genera en la proporción de 12 a 14 litros por cada litro de alcohol) abarca varios procesos tradicionales que se están criticando y que, posiblemente, serán superados por nuevas técnicas. En estas condiciones, la tecnología consensual heredada del pasado se va desplazando, y la producción de alcohol obliga a realizar opciones técnicas entre muchas posibilidades. Este aspecto es muy importante, puesto que la combinación de nuevas soluciones podría modificar en forma considerable el costo del alcohol, incluso por la valorización de los subproductos: bagazo y *vinhoto*.

En resumen, al depender del curso de la política anti-inflacionaria (y de sus resultados) y de la evolución tecnológica del sector, las condiciones actuales y las perspectivas de inversiones en la producción de alcohol podrían sufrir grandes cambios. Así, la incertidumbre que rodea a todo el programa resulta muy elevada. Ello ocurre en un momento en que la industria automovilística, finalmente alcanzada por la crisis, ya no cuenta con el alcohol para sostener sus mercados. Todas estas razones afectan la evolución futura del programa. Debe admitirse, sin embargo, que se cumplirán cerca de dos tercios de la meta fijada en 1979, lo cual, si se compara con lo ocurrido con las otras fuentes alternativas, significa un éxito considerable.

Carbón mineral

El programa de "carbón vapor" (carbón mineral, exceptuando el metalúrgico), es decir, el destinado a la generación de calor en la industria y en plantas termoeléctricas, tiene como objeto sustituir al aceite combustible, y, de modo secundario, ampliar la producción de electricidad.

La meta propuesta en este programa llevaría su producción de unos 3.5 millones de toneladas a 17 millones (meta corregida). Debido al bajo poder calórico de los carbones hasta hoy disponibles en el país, esta expansión de 13.5 millones de toneladas sólo equivale a unos 110 000 b/d.¹⁹

19. Parece haber un error en la formulación de la meta señalada por el MEB, puesto que a lo sumo 25% del carbón tendría como destino la generación de vapor en termoeléctricas, debido al alto grado de cenizas que lo caracteriza. Sin embargo, el programa asigna todo el crecimiento de la producción de carbón a la sustitución directa del petróleo. Véase, en este trabajo, la sección dedicada a la energía eléctrica, y Ney Webster Araujo, *Perspectivas do Carvão Energético*, CAEEB, octubre de 1980.

Para alcanzar esta meta habría que superar graves problemas en las áreas de producción, transporte, gasificación, utilización industrial y protección del ambiente. Comentaremos a continuación algunas de estas dificultades.

Las reservas de carbón están localizadas en el extremo sur del país, lejos, por consiguiente, de los grandes mercados consumidores. Ello es aún más grave porque los carbones nacionales tienen un elevado contenido de ceniza, lo cual encarece mucho el transporte de cada unidad de calor. Un buen ejemplo de ello es el yacimiento de Candiota, la mina más grande del país y, posiblemente, la de costo más bajo, puesto que permite extraer el mineral a cielo abierto. El carbón de Candiota contiene 55% de ceniza.²⁰ Las técnicas de beneficio previstas para la mina permitirán reducir ese contenido a 35%, proporción máxima que admite el principal cliente potencial del carbón energético, la industria del cemento. Por cada tonelada de carbón con 35% de ceniza se producirán tres con más de 50%, que sólo podrán utilizarse en usinas termoeléctricas cercanas a la mina. Puesto que este carbón se destina a producir electricidad, no se lo puede imputar directamente a la sustitución de petróleo. Indirectamente sí se podría hacerlo, en la medida en que la electricidad penetrase en mercados tradicionalmente atendidos por derivados del petróleo.

Es poco lo que se ha hecho hasta la fecha para dar comienzo a la aplicación efectiva del programa de carbón. Uno de los obstáculos es la insuficiente definición de las condiciones de financiamiento de las inversiones. En el caso del carbón, éstas revisten particular importancia; en primer lugar, por su elevado monto; en segundo porque esta actividad sólo puede operar con elevados subsidios. Otro obstáculo, tanto o más importante, es el alto coeficiente de riesgo implícito en una actividad muy subsidiada, sobre todo si se tiene en cuenta la tremenda inestabilidad de las políticas de estímulo.

Recientemente se calculó la inversión necesaria para atender en 1985 una demanda de 24 millones de toneladas de carbón, incluido el metalúrgico. La estimación fue de 8 600 millones de dólares,²¹ distribuidos así:

Prospección, extracción y beneficio	1 500
Tecnología, combustión y gasificación	3 300
Transporte y comercialización	1 000
Uso final	2 800

El gran monto de las inversiones no sólo confirma las sospechas sobre la inviabilidad de las metas propuestas, sino que también plantea serias dudas sobre la conveniencia de aumentar mucho la producción de carbón mineral en Brasil. Recordemos que las fuentes nacionales que compiten directamente con el carbón vapor —leña, carbón vegetal y esquistos bituminosos— tienen, al parecer, mejores perspectivas de aprovechamiento.

20. El de Candiota es un caso extremo. Hay minas que producen carbón con menos ceniza; no obstante, su costo es muy alto y, en general, contiene una gran proporción de azufre. La capacidad de producción de las otras minas es muy limitada, por lo cual la participación de Candiota en el cumplimiento de las metas propuestas es muy elevada.

21. *Encontro do Carvão Mineral*, Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico, Río de Janeiro, 1981. Adviértase que la meta actual del MEB, incluido el carbón metalúrgico, es de unos 20 millones de toneladas.

Una parte razonable del carbón se utilizará para generar electricidad. En las inversiones citadas no se incluyen las destinadas a instalar usinas termoeléctricas. Para utilizar el carbón de Candiota, la inversión en una termoeléctrica se estima hoy en día en casi 2 000 dólares por kilovatio. Aun si se admitiese que el costo del carbón vapor para la termoeléctrica sería nulo (al considerársele un subproducto), en la región sur de Brasil hay un considerable potencial hidroeléctrico no utilizado, capaz de generar electricidad con un costo inferior al de las termoeléctricas a carbón. Como es imposible acumular inventarios de este carbón habrá que admitir la postergación de un gran plan de producción hasta que la termoelectricidad resulte competitiva, lo que probablemente no ocurrirá antes del decenio de los noventa.

Además de que, en Brasil, el carbón no es una fuente energética competitiva, también inhibe al programa la indefinición con respecto a las soluciones tecnológicas para su beneficio y utilización. De hecho, hoy en día todavía no se ha establecido en qué medida, dónde y mediante qué procesos se gasificaría el carbón. Asimismo, poco o nada se ha resuelto sobre cómo llegaría el carbón a los consumidores. Por último, no son pocas las dificultades por el lado de los clientes potenciales, ya sea por problemas inherentes a la reconversión del carbón (incluso el de contaminación), ya porque hay mejores sustitutos posibles del petróleo.

En resumen, si se toman en cuenta los diversos problemas que deben afrontarse en la larga cadena desde la extracción hasta el uso del carbón, resulta claro que la meta de 17 millones de toneladas no se cumplirá en la fecha prevista. Ello no significa que, a mediano y largo plazos, el carbón no pueda contribuir a solucionar el problema energético de la economía brasileña. Empero, tal contribución debería limitarse —por lo menos durante el actual decenio— a sustituir el petróleo en la región sur del país. La única excepción sería la producción de cemento, para la cual, por razones técnicas específicas, es muy conveniente el uso de carbón vapor.

Leña y carbón vegetal

El uso de la leña como energético está bastante difundido en Brasil, sobre todo en el sector doméstico rural. Por otra parte, el carbón vegetal que se obtiene de ella abastece a una parte de la industria siderúrgica que produce, hoy en día, 40% del total nacional de hierro en bruto. La principal fuente de leña y carbón vegetal en Brasil, en la actualidad, son los bosques naturales. En los últimos años se observa un acelerado crecimiento de la producción de zonas reforestadas con eucaliptos, que ya abastecen 20% del carbón vegetal que utiliza la siderurgia y, se prevé, llegarán a 50% en 1985.

La superficie plantada con bosques homogéneos alcanza hoy en día a casi 3 millones de hectáreas. Su surgimiento se debió a la política de estímulos fiscales iniciada en 1966. A pesar de su baja producción media (de 8 a 10 estéreos/hectárea/año en los proyectos independientes, de 20 a 25 en los vinculados con la siderurgia), los bosques surgidos a raíz de la política de estímulos fiscales permitieron un desarrollo tecnológico razonable de su plantío y manejo. A partir de estos avances se considera posible lograr una producción cercana a 40 estéreos/hectárea/año, aun en tierras de calidad inferior.

Como hemos visto, en el MEB se supone que, en 1985, el carbón vegetal deberá sustituir a 110 000 b/d de petróleo. Se cree que su introducción ocurrirá de forma espontánea como respuesta al elevado precio del petróleo.

Desde el punto de vista económico, sólo es viable la explotación de los bosques naturales de las regiones sudeste y sur del país, relativamente cercanos a los centros potencialmente consumidores. Sería ocioso subrayar las temibles consecuencias ecológicas de esta política en regiones en las que ya fue devastada la inmensa mayoría de la cubierta vegetal primitiva. Además, lamentablemente, en los últimos años hubo un estancamiento de los incentivos y, en consecuencia, disminuyó la reforestación.²²

Ante este panorama, es fácil concluir que las metas establecidas para el carbón vegetal en 1985 son inalcanzables. En un plazo mayor, para que la leña y el carbón vegetal aumenten significativamente su participación en la balanza energética, habrá que intensificar el ritmo de reforestación. Puesto que esta actividad se caracteriza por la gran inversión inicial necesaria y los largos plazos de maduración, ello sólo podría ocurrir si hubiese un aumento considerable de los recursos financieros gubernamentales destinados específicamente al sector.

Con los escasos datos disponibles, se estima que la inversión inicial en un bosque de eucalipto, con la incorporación de diversas mejoras tecnológicas (hoy restringidas sólo a ciertos establecimientos), sería de 1 000 dólares por hectárea. A partir de esta cifra y de ciertos supuestos sobre el rendimiento del bosque, se llega a una inversión necesaria de 20 000 dólares por equivalente de barril diario de petróleo, inversión aproximadamente similar a la requerida por el mismo barril en la plataforma continental.

Como fuente energética, el carbón vegetal permite evitar graves problemas que presentan el uso y la producción de alcohol y de carbón mineral:

- Su producción no genera ningún contaminante; su uso es limpio, dada la ausencia de cenizas y de azufre.
- Como el eucalipto puede plantarse en suelos de calidad inferior (e incluso desgastados), tiende a no presionar las regiones destinadas a producir alimentos.
- Las técnicas actuales de producción de carbón vegetal son muy sencillas; no exigen, como el alcohol, grandes instalaciones industriales. En principio, este factor hace viable la producción en propiedades pequeñas y medianas.

La hidroelectricidad

La disponibilidad de recursos hidroeléctricos en Brasil es, sin duda, excepcional. Su potencial, hoy estimado en 213 000 Mw, es capaz de abastecer en condiciones hidrológicas críticas un mercado de 930 000 Mwh por año, unas siete veces más que el consumo actual de electricidad.

22. Por ejemplo, la Acesita Florestal, una de las mayores reforestadoras del país, que llegó a reforestar 16 000 ha. en un año, en 1981 sólo llegará a 8 000 hectáreas.

Aun si se consideran los costos de transmisión a gran distancia, las estimaciones actuales indican que, a lo sumo, sólo 10% de este potencial tendría costos de generación superiores a los de la energía nuclear. Puede afirmarse por consiguiente que, aunque el mercado crezca a las altas tasas previstas por la Eletrobrás (véase el párrafo siguiente), la hidroelectricidad será la opción más económica para generar electricidad hasta el año 2000.²³

Además de los costos inferiores, una central hidroeléctrica ofrece las siguientes ventajas frente a sus competidores más cercanos (energía nuclear y carbón mineral):

- Es una fuente renovable, para cuyo funcionamiento no es necesario consumir recursos relativamente escasos en el país, como el uranio y el carbón mineral.
- Una vez construida, funciona durante más de 50 años, con bajísimos costos de mantenimiento y altos índices de confiabilidad.
- Casi 80% de su costo consiste en obras de ingeniería civil, sector que emplea mucha mano de obra poco especializada y está en manos de empresas de capital nacional, con reconocida capacidad tecnológica.
- Su contenido importado es claramente menor que el de cualquier otra opción, lo cual, dentro de ciertos límites, podría hacerla más interesante aun a costos superiores.
- Los embalses pueden servir para otros objetivos, tales como control de inundaciones, riego y mejoras de la navegabilidad.
- Las perturbaciones ecológicas que genera son menores que las provocadas por otras fuentes competitivas.

El mercado de la energía eléctrica ha crecido con tasas particularmente altas, que se mantuvieron después de 1973 a pesar del entrecimiento de la expansión de la economía (véase el cuadro 2).

CUADRO 2

*Crecimiento del consumo eléctrico y del PIB
(Tasas anuales promedio, %)*

<i>Período</i>	<i>Consumo de electricidad</i>	<i>PIB</i>
1970-1974	13	12
1974-1980	12	6.5

Hasta 1978, la principal causa de esta situación era el acelerado crecimiento de la industria de bienes intermedios, grandes consumidores de electricidad. También contribuyeron a mantener las altas tasas de crecimiento el incremento del consumo residencial y comercial y la expansión de la red de distribución eléctrica.

23. Excepto, quizá, un número limitado de centrales de carbón mineral en el sur del país.

Recientemente se agregó otro factor: la penetración de la electricidad en mercados tradicionalmente abastecidos por derivados del petróleo. Esta sustitución sería resultado de la política de precios, debido a la cual los derivados del petróleo aumentaron a un ritmo mucho mayor que las tarifas de energía eléctrica. En particular, el precio del aceite combustible (principal fuente energética del sector industrial) aumentó 883% de enero de 1979 a septiembre de 1981; en el mismo período, las tarifas eléctricas aumentaron 260 por ciento.

Hay signos de que este proceso de sustitución está ocurriendo en las siguientes situaciones:

- Disminución de la autogeneración de electricidad, cuando se hace con derivados del petróleo. Aunque este proceso no disminuye el consumo total de electricidad, provoca un aumento de la parte del mercado que atienden las empresas concesionarias de electricidad.

- En instalaciones industriales nuevas, en las que se comprueba una tendencia a adoptar procesos que utilicen más electricidad y menos aceite combustible. El ejemplo clásico es el abandono del proceso de vía húmeda en favor del de vía seca en la producción de cemento.

- En determinados procesos que requieren calor, como el temple de piezas en la metalurgia, donde la eficiencia de la electricidad es tan alta que la sustitución del aceite combustible resulta muy atrayente.

Las proyecciones recientes de Eletrobrás establecen un mercado de 600 000 Gwh para el año 2000, que corresponde a una potencia instalada de 140 000 Mw. Esa proyección parte de las tasas anuales de crecimiento que se indican en el cuadro 3.

CUADRO 3

Tasas anuales de crecimiento del mercado de energía eléctrica (Previsión)

Período	Crecimiento %
1980-1985	11.0
1985-1990	9.0
1990-1995	6.9
1995-2000	6.3

Hoy en día se considera que estas proyecciones no son realistas. En principio, en 1980 y 1981 no se hicieron las inversiones necesarias para lograr una expansión de la oferta de 11% anual. En el largo plazo, cabe señalar que difícilmente podría mantenerse un ritmo medio de crecimiento anual de 8.3% de 1980 a 2000, dados el crecimiento del PIB y la elasticidad electricidad/PIB implícitos en esta hipótesis.

Los plazos necesarios para construir una hidroeléctrica varían de seis a ocho años, y los de una central nuclear de nueve a diez. Como se conocen las centrales cuya construcción se inició en los últimos años, es posible determinar la tasa de

crecimiento de la oferta de energía eléctrica para los años próximos. En última instancia, esta tasa depende de la capacidad de destinar los recursos necesarios para las grandes inversiones (de largos plazos de maduración) que caracterizan al sector. Al respecto, cabe realizar una comparación con lo ocurrido en otras fuentes.

La inversión necesaria para crear la capacidad de producción correspondiente a un barril diario de petróleo en la plataforma continental brasileña es de 15 000 a 20 000 dólares; el índice para el carbón vegetal es del mismo orden de magnitud. En la usina de Itaipú, cuya inversión unitaria es de 1 000 dólares/Kw (incluido el costo de transmisión), y suponiendo que la energía se utilice para generar vapor, el mismo índice será cercano a 100 000 dólares por equivalente de barril diario. En esas condiciones, difícilmente podría defenderse una política de sustitución indiscriminada de petróleo por hidroelectricidad. La meta de sustitución sugerida por el MEB corregido, de 60 000 b/d, parece razonable, siempre que la electricidad se reserve para los usos en los cuales su eficiencia es mayor, y que el mercado tradicional no vuelva a crecer a tasas cercanas a 10% anual, en cuyo caso sería imposible desviar la electricidad hacia fines calóricos.

La energía nuclear

En 1973 el Gobierno brasileño interpretó la cuadruplicación de los precios del petróleo como una señal de que la importancia de la energía nuclear como fuente energética crecería rápidamente en todo el mundo, lo cual implicaría el ingreso en la llamada era nuclear. Se suponía que, desde ese momento, la energía obtenida mediante la fisión del átomo sustituiría progresivamente el petróleo como principal fuente energética.

Con el fin de preparar al país para esa nueva era, el Gobierno estableció un ambicioso programa nuclear. En junio de 1975 firmó con la RFA el Acuerdo de Cooperación en el Campo de los Usos Pacíficos de la Energía Nuclear, conocido como "Acuerdo Nuclear Brasil-Alemania".

Según el acuerdo, se implantarían en Brasil, como inversiones conjuntas, toda la industria del ciclo del combustible, una empresa de ingeniería para proyectos de centrales y una fábrica para construir los elementos pesados de los reactores. Además, Brasil iniciaría un gran programa de construcción de centrales nucleares: de 1976 a 1985 se instalarían ocho centrales de 1 300 Mw, del tipo PWR (agua liviana presurizada). Se preveía que la primera comenzase a funcionar en 1982 y la última en 1990.

Naturalmente, el programa nuclear brasileño no se restringiría a estas ocho centrales. La existencia de una industria nuclear completa en el país suponía el aumento paulatino de la cantidad anual de centrales contratadas, de manera que en el año 2000 se llegase a tener cerca de 70 000 Mw de capacidad nuclear en funcionamiento.

Al presentar el acuerdo, el Gobierno intentó justificarlo con base en sus previsiones sobre la evolución del mercado de energía eléctrica y la disponibilidad nacional de recursos hidroeléctricos. Los principales argumentos utilizados en ese momento fueron los siguientes:

■ Se suponía que el mercado de energía eléctrica seguiría creciendo en los próximos decenios con tasas altísimas. En particular, se afirmaba que la potencia instalada necesaria para atender este mercado crecería de 19 000 Mw en 1975 a 180 000 en el año 2000, lo que equivaldría a mantener una tasa media de crecimiento anual de 9.4% durante 25 años.

■ Se estimaba el potencial hidroeléctrico brasileño en 120 000 Mw. Aun si este potencial se utilizase por completo sería necesario, pues, utilizar energía nuclear antes del año 2000.

■ El costo de instalación de las centrales nucleares se estimaba en 400 dólares/kw. Con este costo, la energía nuclear resultaría más económica que un porcentaje apreciable del potencial hidroeléctrico, incluso porque ese costo haría que no fuese conveniente transmitir energía eléctrica entre las diversas regiones del país.

Con base en estos hechos, se concluía que era necesario instalar centrales nucleares en la región sudeste antes de 1990, debido al aprovechamiento integral de su potencial hidroeléctrico competitivo y a la imposibilidad de que esa región recibiese ayuda de las vecinas.

Hoy en día, todos esos argumentos pueden ser muy discutidos. Incluso el panorama internacional ha sufrido una transformación radical: la industria nuclear está en crisis en todas partes. Sin entrar a analizar esa situación crítica general, trataremos de señalar los problemas peculiares del programa brasileño.

Seis años después del comienzo del Programa Nuclear Brasileño, los resultados obtenidos hasta ahora suponen una frustración casi total. De las ocho centrales previstas en el acuerdo nuclear, sólo se inició la construcción de dos. La primera, Angra II, que debería comenzar a funcionar en 1982, sólo estará lista a finales del decenio; ni siquiera sus cimientos se han terminado.

La estimación del costo de construcción pasó, de los 400 dólares/kw iniciales, a más de 3 000. En principio, podría sostenerse que estos costos tan altos resultan de las dificultades específicas surgidas en las primeras centrales, que no se repetirán en las siguientes. Aun si se admite este argumento y se supone un costo de 2 000 dólares/kw para las futuras centrales la energía nuclear tendría costos mayores que los de 90% del potencial hidroeléctrico brasileño.

No obstante, parece muy débil la hipótesis de que, en el futuro, el costo de las centrales nucleares disminuya gracias a la mayor experiencia en su construcción. En los últimos años los costos nucleares han crecido significativamente, en términos reales, en todo el mundo, y no parece haber razones para que esta tendencia desaparezca. Ese fenómeno no ocurre —ni tendría por qué ocurrir— con la hidroelectricidad, cuya tecnología es muy conocida desde hace tiempo. Por otra parte, la creciente nacionalización del equipo de las futuras centrales nucleares, dada la escasa experiencia y la reducida escala de producción, acarrearía fatalmente su encarecimiento relativo frente a las hidroeléctricas. El alto costo de la energía nuclear

puede apreciarse a través de la participación del sector nuclear en las inversiones totales en energía. A principios de 1981 se preveía que el sector nuclear absorbería cerca de 110 000 millones de cruzeiros, de los cuales casi la mitad se aplicaría a la construcción de las centrales Angra II y III. En el mismo año, la hidroeléctrica de Itaipú, a pesar de que está en el momento más alto de sus inversiones, absorberá cerca de 120 000 millones. Si se considera que la mayor parte de la inversión en esta obra (equivalente a diez reactores) se realizará hasta 1983, y que las centrales nucleares de Angra todavía tienen por delante varios años de pesadas inversiones, vemos un aspecto concreto de la disparidad de costos entre la energía nuclear y la hidroeléctrica.

A pesar de que no se han terminado los cimientos de Angra II, y que las obras civiles de Angra III prácticamente no se han comenzado, la Nuclebrás acaba de anunciar la construcción de dos nuevas centrales de 1 300 Mw en la región de Peruíbe, en el litoral paulista. No obstante, la decisión sobre estas nuevas centrales no debe considerarse irreversible, puesto que no se han firmado aún los contratos de abastecimiento de equipo con la Kraftwerkunion (KWU), así como tampoco los correspondientes a la obra civil.

CONCLUSIONES

La política energética brasileña surge como respuesta a la cuadruplicación del precio del petróleo, y se la concibe como un conjunto de programas sectoriales que fijan objetivos para el desarrollo de fuentes sustitutivas. En tales condiciones, no es sorprendente que pierda importancia en los años que siguen al primer choque, cuando el suministro de petróleo (a precios reales decrecientes) deja de ser problemático, y que la vuelva a adquirir ante los efectos del segundo choque (1979-1980).

Hoy en día, en una coyuntura petrolera tranquila, los programas sectoriales de energía son criticados —y en ciertos casos revisados—, como consecuencia de las dificultades señaladas en el capítulo anterior. Empero, debe indagarse si, además de los errores localizados (sectoriales), no cabría cuestionar la premisa mayor de la política energética brasileña; que su objetivo primordial, y casi único, debe ser la búsqueda de sustitutos para el petróleo.

En efecto, siete años después de 1973, la lección principal que debería extraerse (en Brasil y en todo el mundo) es que no hay sustitutos fáciles y baratos del petróleo. Por consiguiente, la producción de energía a partir de nuevas fuentes debe entenderse como parte de un amplio y diversificado esfuerzo de transición hacia un nuevo cuadro, caracterizado esencialmente por el elevado costo de la energía. En tal contexto, será imprescindible revisar y reducir (relativamente) los cálculos sobre necesidades energéticas; habrá que revisar o abandonar procesos productivos, adecuar sistemas de transporte, redefinir estilos urbanísticos y modificar hábitos y patrones de consumo. A la política energética como tal le corresponderá impulsar y orientar algunos de estos cambios, por medio de las inversiones (de una fracción del monto global de inversiones), de los subsidios, de la política de precios y de la tecnológica. Para avanzar hacia la formulación y, sobre todo, la aplicación de este género mayor de la política económica, será necesario retomar críticamente la tradición de la planificación. □