

REVISTA ENERGETICA ENERGY MAGAZINE

Año 13 número 1

YEAR 13 NUMBER 1

enero- abril 1989

JANUARY - APRIL 1989



INTEGRACION DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE A TRAVES
DE RECURSOS ENERGETICOS COMPARTIDOS
LATIN AMERICA AND CARIBBEAN INTEGRATION BASED
ON SHARED ENERGY RESOURCES

REVISTA ENERGETICA
ENERGY MAGAZINE

La Revista Energética es publicada cuatrimestralmente por la Secretaría Permanente de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), bajo la responsabilidad editora del Departamento de Informática y Comunicación (DEIC). Los artículos firmados son de responsabilidad exclusiva de sus autores y no expresan, necesariamente, la posición oficial de la Secretaría Permanente o de los países Miembros.

OLADE permite la reproducción parcial o total de estos artículos, como de sus ilustraciones, a condición de que se mencione la fuente y se haga llegar copia al DEIC.

Artículos, contribuciones y correspondencia relativa a la Revista Energética deben ser enviados el Departamento de Informática y Comunicación, Casilla 6413 CCI, Quito, Ecuador.

The Energy Magazine is published once every four months by the Permanent Secretariat of the Latin American Energy Organization (OLADE).

The signed articles are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the official position of the Permanent Secretariat or of the Member Countries.

Articles, contributions and correspondence concerning the Energy Magazine should be addressed to the Department of Informatics and Communications, P.O. Box 6413 C.C.I., Quito, Ecuador.

Dirección de Arte: OLADE
Diseño, portada e impresión:
D.G. Taller de Diseño Gráfico



ORGANIZACION
LATINOAMERICANA
DE ENERGIA

Avda. Occidental Sector San Carlos
Edificio OLADE
Teléfono 538 280
Casilla 6413 C.C.I. Télex 2728
OLADE ED
Fax 539684
QUITO - ECUADOR

CONTENIDO
SUMMARY

**MODELOS DE ANALISIS
Y PLANEAMIENTO ENERGETICO**

5

**MODELS FOR ENERGY ANALYSIS
AND PLANNING**

29

**EVOLUCION DE LOS INSUMOS
ENERGETICOS Y
RACIONALIZACION DEL SECTOR
TRANSPORTE EN BRASIL**

53

**EVOLUTION OF ENERGY INPUTS
AND RATIONALIZATION
EFFORTS IN THE BRAZILIAN
TRANSPORTATION SECTOR**

73

**LA INTEGRACION DE AMERICA
LATINA Y EL CARIBE A TRAVES
DE RECURSOS
ENERGETICOS COMPARTIDOS**

93

**LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN
INTEGRATION BASED ON SHARED
ENERGY RESOURCES**

105



NOTA DEL EDITOR

Una de las principales preocupaciones de OLADE es la búsqueda permanente de opciones para optimizar el uso de los recursos energéticos de América Latina y el Caribe; destacándose entre otras, la reformulación de los modelos de planificación en el sector energía, la utilización de recursos alternativos y la exploración y explotación conjunta de recursos compartidos entre varios países de la Región. El presente número de la **Revista Energética** recoge estas inquietudes en sus tres artículos.

En el primer trabajo, sobre modelos de análisis y planteamiento energético, un experto colombiano analiza los ajustes realizados en los modelos nacionales con el fin de adecuarlos a una nueva situación económica y social.

Por otra parte, el artículo sobre las transformaciones ocurridas en la estructura energética de Brazil, en particular las observadas en el sector transporte, permite conocer las ventajas y desventajas que tiene el uso del diesel y del alcohol como sustitutos de la gasolina .

Finalmente, el texto de la Secretaría Permanente de OLADE resume los avances logrados en la integración del sector energético de America Latina y el Caribe por medio de la exploración y explotación conjunta de recursos hidroeléctricos, hidrocarburíferos y geotérmicos ubicados en zonas fronterizas y, por ende, geográficamente compartidos.

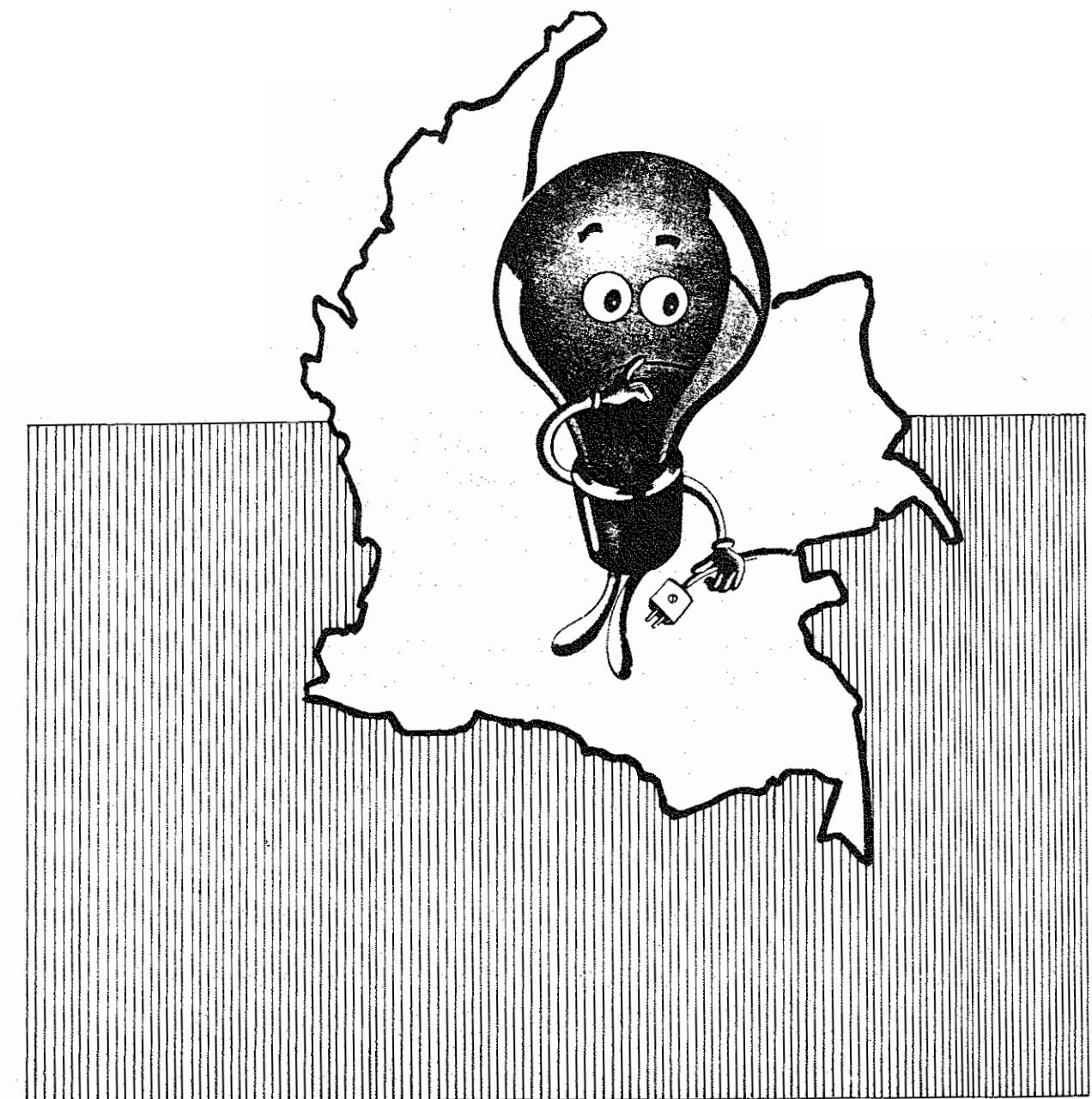
NOTE FROM THE EDITOR

One of OLADE's major tasks is the ongoing search for ways to optimize the use of the energy resources of Latin America and the Caribbean. Some of the options which deserve special mention are the reformulation of planning models for the energy sector, the utilization of alternative resources and the joint exploration or exploitation of resources shared by several countries in the Region. This issue of the **Energy Magazine** addresses these concerns in its three articles.

In the first article, on models for energy analysis and planning , a Colombian expert analyzes the adjustments introduced in the national models in order to adapt them to a new economic and social situation.

The article on transformations in the Brazilian energy structure, particularly in the transportation sector, points out the advantages and disadvantages of the use of diesel and alcohol as substitutes for gasoline.

Finally, the text by the OLADE Secretariat summarizes the accomplishments made towards energy sector integration in Latin America and the Caribbean through the joint exploration and exploitation of hidroelectric, hidrocarbon and geothermal resources which lie in border zones and which are, therefore, geo-graphically shared.



MODELOS DE ANALISIS Y PLANEAMIENTO ENERGETICO

Econ. Alvaro Ruiz Hernández *

INTRODUCCION

El tema de la elaboración de modelos de simulación que sirvan para el análisis y planeamiento integrado del sector energético, es asunto que tomó forma en el Estudio Nacional de Energía (ENE), presentado al país en 1982. 1/ Allí se dijo que "estos modelos son particularmente útiles para la planeación de políticas energéticas de inversiones a mediano plazo". 2/ Además de cumplir con ese propósito, los modelos son también herramienta útil para la evaluación de políticas de sustitución entre energéticos y el estudio de su impacto sobre la demanda y de ahí sobre el plan de inversiones. Asimismo los modelos permiten contribuir a la formulación de políticas de precios de largo plazo que favorezcan un uso racional y eficiente de las diferentes fuentes de energía existentes.

En uno de los últimos trabajos realizados sobre el sector de energía se indica que existen discrepancias importantes entre los modelos del Estudio Nacional de Energía (preparados ya hace varios años) y los propuestos por Interconexión Eléctrica (ISA). Se recomienda estudiar el origen de estas diferencias y evaluar con particular atención la incidencia de cambios en las tendencias de crecimiento poblacional de largo plazo sobre la demanda de electricidad. Se resalta también la necesidad de que tan pronto como se definan políticas claras de sustitución entre energéticos, deben prepararse modelos que permitan estudiar el impacto sobre la demanda de electricidad y de ahí sobre las inversiones en ese sector, y las sustituciones posibles de ese energético por gas natural en los sectores residencial y comercial. 3/

Este estudio que hace parte de uno más extenso sobre el desarrollo de modelos de planeación en Colombia y proyección de consumos futuros fue posible

gracias a la gentil colaboración, apoyo y generosidad del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y de los Ministros de Minas y Energía, Guillermo Perry Rubio y Oscar Mejía Vallejo y Viceministros Alberto Brugman Miramón y Hernán Correa Noguera.

El trabajo busca contribuir a la solución de los interrogantes mencionados en el párrafo anterior, a través de refinamientos teóricos y metodológicos y en ocasiones formulación de modelos nuevos. Con su elaboración se pretendió también apoyar al Ministerio de Minas y Energía y en general al Ministerio en las labores que les señala la ley en el campo de planeamiento: búsqueda de una óptima utilización de recursos y participación en la formulación de políticas de precios de energéticos. Se prestó entonces especial atención a la formulación de un sistema de ecuaciones que permita simultáneamente servir propósitos de proyección de demanda y análisis de sustitución entre energéticos, estudiar la forma en que cambios poblacionales afecten la demanda efectiva de nuevos abonados del sistema eléctrico y de ahí la demanda por electricidad. También se sugiere una metodología sencilla encaminada a resolver problemas de simultaneidad en las ecuaciones de consumo por suscriptor de electricidad en el sector residencial.

En la primera parte del documento se abordan problemas teóricos y metodológicos en forma general. En la segunda, se entra a discutir con algún detalle los refinamientos metodológicos sugeridos a los procedimientos de construcción de los modelos abordados inicialmente por el ENE (esta sección puede ser pasada por alto por quienes no estén familiarizados con las metodologías iniciales del ENE). En la tercera parte se presentan cuantificaciones de parámetros de las

* Asesor del Ministro de Minas y Energía de Colombia, a través del PNUD. Los conceptos y estimaciones son responsabilidad exclusiva del

autor. El autor agradece el apoyo recibido especialmente de los doctores Oscar Mejía Vallejo, Alberto Brugman y Hernando José Gomez.

distintas ecuaciones. En la cuarta se muestran algunas aplicaciones de los modelos para propósitos de proyección de consumos futuros e impacto de políticas de sustituciones sobre esos consumos.

La conclusión fundamental del trabajo es la de que los modelos iniciales del ENE que fueron pioneros en Colombia (así como los que se desarrollaron después siguiendo su enfoque principal) subestiman el crecimiento del número de abonados del servicio de electricidad cuando ellos se aplican para propósitos de proyección y de ahí dan origen a que proyecten crecimientos en los consumos de energía eléctrica inferiores a los reales. Esta deficiencia fue más que neutralizada en el ENE porque las proyecciones que en él se hicieron sobre crecimiento del PIB y la producción industrial resultaron ser mucho más altas que las que efectivamente han ocurrido hasta 1987. En consecuencia, la revisión de los aspectos metodológicos de los modelos es crucial con el fin de que cuando se elija un escenario de proyección que resulte ser acertado, no se subestimen los consumos futuros y se occasionen cuantiosas pérdidas en el potencial de crecimiento de la economía.^{4/}

La segunda conclusión importante de este trabajo es la de que el consumo de electricidad en el sector residencial es mucho más sensible a variaciones en las tarifas que lo que estimó inicialmente el ENE, lo cual conduce a proyecciones en el consumo inferiores a las del estudio, en un contexto de tarifas crecientes en términos reales. El efecto neto de las discrepancias con el ENE en los modelos del número de abonados y de consumo por suscriptor es negativo: la subestimación originada en los modelos del número de suscriptores es mayor que la sobreestimación derivada de los de consumo por suscriptor.

La tercera diferencia básica con los modelos del ENE se relaciona con las ecuaciones del sector industrial. En las que se presentan aquí es posible examinar el efecto de cambios tecnológicos y productividad sobre el consumo de energía eléctrica.

1. ASPECTOS TEORICOS Y METODOLOGICOS

Un sistema de ecuaciones de demanda de las distintas formas de energía existentes en el país que permita su uso para fines de análisis de sustitución entre energéticos y de proyección de consumos futuros, debe fundamentarse en teorías de consumo ampliamente aceptadas.

Según la teoría neoclásica marginalista del consumidor, presentada por Allen y Hicks, la demanda de un producto "normal" está generalmente determinada por variables que en una forma u otra se relacionan con el precio de ese bien, el ingreso, el precio del sustituto y en ocasiones con las variaciones de población, hábitos, gustos y factores culturales y climáticos.^{5/}

En un contexto en el que el consumidor busca maximizar su satisfacción con un ingreso limitado, la relación entre el precio del bien y su consumo es

generalmente inversa; esto es, al subir (bajar) el precio del bien, su demanda disminuye (aumenta). El nexo con el ingreso es directo; vale decir, al fluctuar hacia arriba o hacia abajo esta variable, la curva de demanda se desplaza en la misma dirección. Por último, la asociación entre el consumo y el precio del sustituto va en el mismo sentido; esto es, al subir (bajar) el precio del sustituto su demanda disminuye (aumenta), lo cual induce movimientos hacia arriba (hacia abajo) del consumo del bien en cuestión. El nexo entre población y la demanda es generalmente positivo y la relación con factores culturales, de hábitos y de gustos puede ser positiva o negativa dependiendo de las condiciones específicas en las que se encuentra el consumidor. De otra parte, las elasticidades-precio varían en relación directa con lo perfecto o imperfecto que sea el sustituto y el número de ellos que existan para el producto específico en la función de consumo.
6/

Este sencillo marco teórico sirvió de base para la formulación del sistema de ecuaciones que componen los modelos para el sector eléctrico.

Las ecuaciones típicas de cada uno de estos modelos pueden especificarse en su forma estructural de la siguiente manera:

Sector Residencial

El consumo en este sector se puede definir como resultante de multiplicar el consumo por suscriptor y el número de suscriptores. La ecuación de consumo por suscriptor es de la siguiente forma:

$$CS_i = a_0 - a_1 TAR_i + a_2 Y_i + a_3 ST_i + a_4 V_i + a_5 CS(-1)_i$$

DONDE:

CS_i = Es el consumo por suscriptor en la región i, siendo cuatro las regiones en que se dividió el país.

TAR_i = Es la tarifa media en la región i.

Y_i = Es la variable ingreso en la región i.

ST_i = Es el precio del sustituto en la región i.

V_i = Otras variables que influyen el comportamiento del consumo por suscriptor en la región i, según se explicó en párrafos anteriores.

$CS(-1)_i$ = Variable dependiente rezagada un período en la región i. (Explica que los cambios en la variable dependiente se deben en parte a su valor en un período anterior y en parte a fluctuaciones de las variables indepen-

dientes, esto es, tarifa, ingreso y precio del sustituto).

Es claro que en este tipo de ecuaciones pueden aparecer problemas de simultaneidad, esto es, la tarifa de electricidad incide sobre su demanda, pero dado que ella es diferente para los distintos niveles de consumo puede también ocurrir que la demanda incida sobre la tarifa. Para evitar este problema se utilizaron procedimientos econométricos ampliamente aceptados, tal como se explica en la parte de resultados.

El segundo sistema de ecuaciones se desarrolló para modelar el número de suscriptores. Este sistema consta de dos series de ecuaciones: la primera relaciona el número de suscriptores con las variables que lo influyen. Estas variables son la construcción 7/ y el ingreso. La construcción se tomó aquí como una proxy de la demanda efectiva de la edificación de nuevas viviendas y de ahí como el principal determinante del número de suscriptores del servicio de electricidad; y el ingreso como un indicador de la demanda efectiva de nuevos suscriptores no asociados a nuevas viviendas. La otra ecuación del modelo de suscriptores vincula la construcción con sus determinantes.

La ecuación del número de suscriptores en su forma estructural es de la siguiente manera:

$$SUS_i = a_0 + a_1 CONS_i + a_2 Y_i$$

DONDE:

SUS_i = Es el número de suscriptores en el sector residencial, según las cuatro regiones en que se dividió el país.

CONS_i = Es la actividad constructora en la región i.

Y_i = Es la variable ingreso en la región i.

La ecuación de construcción es a nivel nacional y se presenta en su forma estructural de la siguiente manera:

$$CONS_i = a_0 - a_1 ICO + a_2 POB + a_3 Y$$

DONDE:

CONS_i = Es la construcción (variable dependiente).

ICO = Es el índice de precios de la construcción.

POB = Es la población.

Y = Es el ingreso per cápita.

Al integrar estas dos ecuaciones, es posible conocer la incidencia de los elementos población, ingreso y

precio sobre el número de suscriptores de electricidad.

Sector Eléctrico: industrial, comercial, oficial y alumbrado público

Se definieron dos sistemas de ecuaciones para los modelos de los dos primeros subsectores: un sistema de ecuaciones define el consumo de electricidad por cada millón de pesos de producción (producciones industrial y comercial para cada suscriptor) 8/ y el segundo sistema de ecuaciones se refiere a las funciones de demanda de las producciones industrial y comercial.

La ecuación de consumo de electricidad en su forma estructural es de la siguiente forma:

$$C_{PRO} = a_0 - a_1 TK + a_2 VT$$

DONDE:

C_{PRO} = Es el consumo de electricidad por millón de pesos de producción.

TK = Es la relación entre tarifa eléctrica e índice de precios de maquinaria eléctrica.

VT = Es la relación entre valor agregado del sector industrial y el número de trabajadores allí empleados. (variable de productividad y cambio tecnológico).

Habida cuenta que la inmensa mayoría de la electricidad utilizada en el sector industrial se aplica para fines de fuerza motriz y para actividades en las que ella no puede ser sustituida por otra fuente de energía más económica 9/, la ecuación no incluye explícitamente un sustituto. Sin embargo, basados en la teoría del consumidor y del productor, el sector productivo visualiza la autogeneración de electricidad como un medio sustituto de proveerse de ese recurso energético cuando la tarifa eléctrica es tan alta que justifica económicamente esa autogeneración (véase E. Ferguson, cap. 3 y 4). El elemento principal que debe tenerse en cuenta para estimar los costos de autogeneración y de ahí compararlos con la tarifa eléctrica es el precio de la maquinaria eléctrica útil para alcanzar tal propósito y el volumen de electricidad a autogenerar (la autogeneración es viable principalmente en el sector industrial, dado que sus niveles de consumo de electricidad son en ocasiones relativamente altos y muy superiores a los existentes en el sector comercial; por eso, en la formulación de la ecuación del sector comercial se incluye solo la tarifa y no la relación entre ella y el precio de bienes de capital). De ese modo, la relación entre la tarifa eléctrica y el precio de los bienes de capital se relacionan inversamente con el consumo de electricidad: si la tarifa eléctrica sube en relación con el precio de los bienes de capital, en el sector habrá una disminución en el consumo de

electricidad comprada a las empresas eléctricas, no solo por la ley básica de la teoría del consumidor según la cual los consumos tienden a relacionarse inversamente con los movimientos en su precio, sino también porque al aumentar la relación mencionada aparecen como rentables nuevos proyectos de autogeneración, con lo cual se refuerza el movimiento inicial de disminuir las compras de electricidad. Inclusive pueden aparecer fuerzas que conduzcan a la reducción unilateral de la tarifa, como es el robo de electricidad que ocasiona el conocido fenómeno de las pérdidas negras.

De otro lado, si el precio de la electricidad baja con relación a los bienes de capital en el sector, habrá un incentivo a aumentar el consumo comprado a las empresas eléctricas como resultado de que opere la teoría básica del consumidor y como respuesta también a que algunos proyectos de autogeneración de electricidad dejarán de ser rentables.

La otra variable explicativa del consumo de electricidad por millón de pesos de producción es un indicador de productividad, como es la relación entre valor agregado y el personal ocupado. Un aumento de esta relación se asocia comúnmente con un cambio tecnológico en el sentido de aumentos relativos del capital en la función de producción. 10/ A su vez, una mayor dotación de capital implica un mayor consumo de energía, en particular electricidad.

Dado que la información para el cálculo de la relación entre valor agregado y el personal ocupado se encuentra disponible para el sector industrial pero no para el comercial, en este último sector se incluyó una variable como proxy de ese proceso de cambio tecnológico 11/, tal como se explica en la parte de resultados.

Para el sector oficial y alumbrado público, se sugiere una sencilla ecuación que relate el consumo de electricidad en esos sectores con el ingreso nacional. La forma como evolucione esta variable dictará en buena medida la posibilidad de extender o ampliar la red de iluminación pública.

Por último, el modelo comprende dos ecuaciones de producción: una referida al sector industrial y la otra al sector comercial. De este modo las funciones de demanda de los diferentes energéticos en los sectores industrial y comercial se plantean como resultado de integrar unas ecuaciones de consumo por millón de pesos de producción con la función de producción.

La función de producción puesta en su forma estructural es de la siguiente manera:

$$\text{PROD} = a_0 + a_1 T + a_2 E + a_3(\text{MA}) + a_4(\text{AR})$$

DONDE:

PROD = Es la producción industrial a nivel nacional.

T = Son los términos de intercambio.

E = Es el índice de la tasa de cambio.

(MA)y(AR) = Son elementos autorregresivos de la ecuación. Su inclusión responde al hecho de que las otras dos variables independientes (**T** y **E**) tienen un poder explicativo insuficiente para lograr un buen ajuste de la función de demanda.

La formulación de esta ecuación en la forma sugerida se debe a consideraciones de orden operativo que se dan en la parte sobre estimaciones empíricas de los modelos.

La función de producción para el sector comercio es muy sencilla y simplemente relaciona la producción comercial con el ingreso nacional.

2. REVISION DE OTROS TRABAJOS: LOS MODELOS DEL ESTUDIO DEL SECTOR ELECTRICO (ESE), EL ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA (ENE) Y OTROS POSTERIORES

Sector Residencial: Número de Suscriptores

Uno de los primeros ejercicios sistemáticos que se hicieron en Colombia sobre este particular fue el que adelantó el ESE. La metodología allí empleada se continuó usando en los diferentes trabajos que sobre proyecciones de consumo de electricidad se han realizado en la presente década, como las adelantadas por el Estudio Nacional de Energía e ISA. En estos estudios se parte de la siguiente identidad para la proyección del número de viviendas:

$$V = \frac{P}{P/V}$$

DONDE:

P : Es la población

P/V : Es la relación personas por vivienda

Para la proyección de la relación **P/V**, se asume que ésta sigue la evolución de una función logística hacia un número mínimo de personas por vivienda. Este número mínimo se fija mediante un juicio de valor. Dado esto, y teniendo de otra parte la proyección de población, se estima el número de viviendas mediante el uso de la identidad anterior y de aquí se pasa a la proyección de suscriptores de electricidad haciendo nuevamente algún juicio sobre los márgenes de cobertura del servicio. 12/

Lo anterior implica que para proyectar esta última variable se usa una ecuación que describe la relación entre población y número de viviendas, dado algún juicio que se haga sobre la relación entre población y

viviendas que se observará en el futuro. Es necesario introducir este juicio de valor ya que la ecuación mencionada se usa para conocer el valor futuro de dos incógnitas: el número de viviendas y la relación entre población y este número. Fue necesario hacer uso de estos juicios por lo limitado y precario de la información que existía hace unos años. Por fortuna, las acciones del SIE han facilitado contar con informaciones adicionales que ahora permiten plantear en una forma más rigurosa la metodología para proyección del número de suscriptores, tal como ella se presenta a continuación.

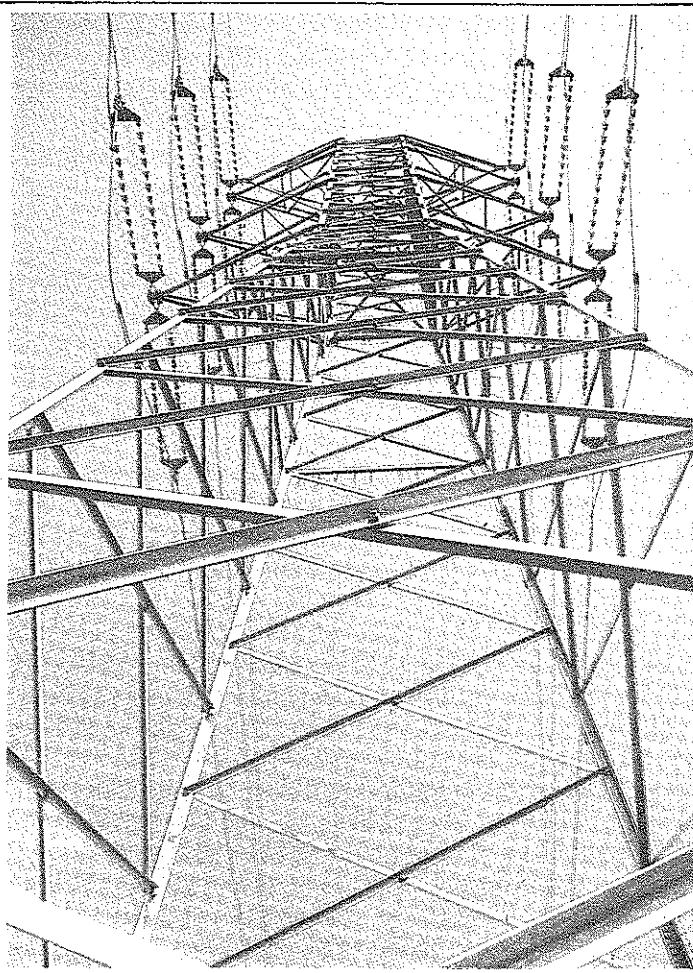
Metodología Propuesta

Para evitar el juicio de valor anterior y fundamentar por ende la magnitud futura del número de viviendas 13/, el trabajo elaborado aquí sugiere estimar este número econometricamente mediante una ecuación que vincule construcción de viviendas con sus determinantes, tal como se indicó en la sección sobre aspectos teóricos y metodológicos. De este modo, la proyección del número de viviendas resulta de la aplicación de la ecuación mencionada y no de algún juicio sobre el valor del coeficiente población/número de viviendas. De la proyección de viviendas se llega a la de suscriptores, bien a través de algún supuesto sobre cobertura o bien econometricamente mediante ecuaciones que vinculen la variable suscriptores con la de construcción, tal como se señaló en la sección 1.

Dado que no existen series históricas sobre cifras de stock de viviendas (solo hay datos puntuales para los años de los censos), se escogieron los informes sobre evolución en la construcción de ellas como una proxy de la evolución del número de nuevas viviendas. Este procedimiento se justifica en atención a la estrecha relación que existe entre las dos variables ya que en el sector de la vivienda la actividad constructora en Colombia se orienta fundamentalmente a la edificación de nuevas soluciones habitacionales y en consecuencia la trayectoria de las dos variables mencionadas es muy similar. De este modo, la tasa estimada del crecimiento del número de viviendas se asume aproximadamente igual a la tasa de aumento de su construcción. El cálculo de esta última tasa se deduce según el procedimiento econometrico ya indicado. (Nótese que desde hace varios años el tamaño medio de la unidad habitacional se ha venido reduciendo, lo cual significa que la tasa de crecimiento del número de nuevas viviendas puede ser algo más alta que la tasa a la cual se expanda su construcción).

Sector Residencial: Consumo por Suscriptor

En lo relacionado con las ecuaciones de consumo por suscriptor también hay modificaciones importantes: primero, se estudió con detalle los sustitutos de la electricidad en las distintas regiones del país y se formularon las ecuaciones de acuerdo con este trabajo. Como resultado de esto, dos de las cuatro ecuaciones



aquí elaboradas incluyen sustitutos que no aparecían en las ecuaciones iniciales del ENE, porque su uso se ha difundido recientemente, durante la presente década. Esta modificación hace que las elasticidades-precio calculadas ahora deben ser más altas que las estimadas en el ENE, según el esquema teórico presentado en la sección anterior. De otra parte, las ecuaciones sobre consumo por suscriptor se plantearon de tal forma que fuera posible eliminar los sesgos de simultaneidad originados primordialmente en la progresividad tarifaria según niveles de consumo, mediante el uso de la técnica de mínimos cuadrados en dos etapas.

El efecto neto de las modificaciones metodológicas sugeridas en los modelos aquí presentados es un problema empírico. Así, si el ingreso per cápita y la tarifa de electricidad tienen tasas de crecimiento positivas, las proyecciones con este modelo pueden ser más altas o más bajas que las que resultan de utilizar los del ENE, dependiendo de los valores de las elasticidades-ingreso y precio y de los escenarios de proyección que se adopten para estas variables. Dados los resultados de las ecuaciones y los escenarios de proyección más probables, se muestra en la última parte del trabajo que el modelo del ENE conduce a subestimaciones de la demanda de electricidad. Como ya se indicó, estas subestimaciones fueron más que neutralizadas por sobreestimaciones en las tasas de ingreso y producción industrial que, según el ENE,

serían respectivamente de 5.4% y 7.6% para el período 1980-2000. Estos guarismos son respectivamente 3.09% y 4.05% para el período 1980-1987.

Sector Industrial

La ecuación de electricidad avanzó sobre la inicial del ENE en el sentido de medir el impacto de cambios tecnológicos (concretamente del proceso de industrialización y mecanización) sobre la demanda por ese recurso en la forma sugerida en la sección anterior.

Por último, debe resaltarse que fue posible avanzar en estudios de aspectos de sustitución entre energéticos porque de un tiempo para acá los precios han estado reflejando mejor que antes las diferencias en el valor de oportunidad de los distintos energéticos y los consumidores han estado reemplazando electricidad de alto precio por sustitutos con costos más bajos como el gas propano.

3. ESTIMACIONES EMPIRICAS DE LOS MODELOS

El modelo teórico presentado en la sección 1 consta de un sistema de 14 ecuaciones: 9 para el sector residencial; 3 para los sectores industrial, comercial, oficial y alumbrado público; 1 para producción industrial y 1 para producción comercial. Las ecuaciones se trabajaron en dos grados de desagregación: las del sector residencial a nivel regional y las de los sectores industrial, comercial, oficial y alumbrado público a nivel nacional.

3.1 Aspectos Econométricos

La variable dependiente o endógena en las ecuaciones del sector residencial es el consumo por suscriptor (una ecuación para cada región) y el número de suscriptores (una ecuación para cada región), mientras la construcción es una ecuación única a nivel nacional. La variable dependiente en las ecuaciones de los sectores industrial y comercial es el consumo por millón de pesos de las producciones industrial y comercial. La forma final en que se definió la variable dependiente tiene ventajas y desventajas. Como aspectos positivos se encontró que de este modo se reducía la colinealidad entre las variables independientes. Además, tiene mucho interés para propósitos de análisis el conocer la evolución del consumo por suscriptor (sector residencial) y el consumo por millón de pesos de producción (sectores industrial y comercial). En contraposición, al incluir el número de suscriptores y la producción como variables independientes en las ecuaciones del consumo de electricidad en los sectores residencial e industrial, respectivamente, surge la desventaja de la definición dada a la variable dependiente que sesga hacia uno el valor de la elasticidad del número de suscriptores respecto al consumo residencial, y el ingreso respecto al consumo industrial. No obstante se encontró que este valor estaba entre 0.90 y 0.97, para las elasticidades ingreso y número de

suscriptores. Además, debe mencionarse que diferentes estudios internacionales tanto para países industrializados como para los latinoamericanos muestran que la elasticidad-ingreso es muy cercana a la unidad (entre 0.80 y 1.10), lo cual indica que el sesgo introducido al coeficiente de las elasticidades mencionadas, como resultado de definir la variable dependiente en la forma ya indicada, es muy bajo.^{14/} El definir el modelo en esa forma permite utilizarlo para propósitos de análisis de sustitución, que es uno de los objetivos básicos de los modelos.

A las ecuaciones de consumo por suscriptor de electricidad en el sector residencial, definidas en su forma estructural, se aplicó el método de mínimos cuadrados en dos etapas, con el fin de evitar sesgos de simultaneidad; esto es, la incidencia de la tarifa eléctrica sobre el consumo y el de este sobre aquella. Las variables instrumentales escogidas fueron la tarifa en un período anterior y el ingreso. La tarifa de un período anterior puede influenciar el consumo presente de electricidad pero éste no tiene efectos sobre aquellas, por lo cual las variables instrumentales son exógenas. A las restantes ecuaciones se aplicó el método simple de mínimos cuadrados ordinarios. Todas las ecuaciones se trabajaron en forma logarítmica y en aquellas en las que las variables mostraron una tendencia creciente o decreciente en el tiempo se aplicaron primeras diferencias a la forma logarítmica con el fin de evitar correlaciones espúreas (casos de las ecuaciones de número de suscriptores de construcción y de producciones industrial y comercial). La única excepción a esta regla general fue la ecuación de número de suscriptores para la región norte, en la cual se incluyó la variable tendencia como una de las variables independientes, con el fin de evitar sesgos en los coeficientes por el uso de una correlación simple.^{15/} La variable tendencia evita relaciones espúreas y su inclusión es necesaria para no omitir una de las variables independientes.^{16/}

Como se mencionó en la parte teórica, las funciones de consumo fueron calibradas en general utilizando como variables independientes el precio del energético demandado, el ingreso y el precio del sustituto. En las ecuaciones del consumo de electricidad por suscriptor (sector residencial) se utilizaron diferentes variantes de la variable ingreso con el propósito de reducir al máximo la colinealidad. Por eso, en la ecuación para la región norte la variante de ingreso utilizada es el valor agregado en el sector manufacturero^{17/}; para la región noroeste, los salarios pagados; para la región suroeste, el valor agregado per cápita y para la región central, los salarios per cápita. Como esta medición de actividad económica es parcial (se refiere solo al sector manufacturero), se incluyó también la variable desempleo como complementaria de la medición de actividad económica. El sustituto a usar varía según la región para la cual se calculó la ecuación: gas propano para las regiones norte y central y querosene para la suroccidental. Aunque muchas ecuaciones incluyeron en principio la variable dependiente

rezagada como una de las independientes, en razón a que los ajustes toman algún tiempo, en la forma final de muchas de ellas no se incluyó dicha variable cuando se detectaron problemas más o menos serios de colinealidad o cuando el coeficiente de la variable dependiente rezagada fue muy pequeño, lo cual indicaba que el ajuste se producía dentro del lapso de un año. En el caso de las ecuaciones del consumo de electricidad en el sector residencial, en las regiones suroccidental y central se encontró colinealidad alta entre la variable dependiente rezagada y el precio del sustituto. Se examinaron los coeficientes de la ecuación sin incluir tal precio; luego se compararon los resultados cuando se lo incluía y se eliminaba la variable dependiente rezagada. Se observó que los coeficientes que se muestran en este trabajo son muy cercanos a los de largo plazo.

De otro lado, como se indicó en la parte teórica, el modelo de número de suscriptores consta de un sistema de dos ecuaciones: la de suscriptores y la de construcción. En la primera, las variables independientes (regionales) son la construcción y el ingreso, representada ésta última por las mismas variantes empleadas en las ecuaciones de consumo por suscriptor. La ecuación de construcción a nivel nacional tiene tres variables independientes, a saber: el precio de la construcción, la población y el ingreso per cápita. Dado que la ecuación se preparó en primeras diferencias de logaritmos, el término de la constante mide también el elemento autónomo de la construcción.

Para que este modelo haga posible estudiar la incidencia de las variables independientes de la función de construcción sobre el número de suscriptores, fue necesario hacer un supuesto: la incidencia de cambios poblacionales o del ingreso sobre la construcción nacional es la misma que sobre la construcción regional. Este supuesto no se cumple totalmente en la realidad porque, según lo ha estimado el Departamento Nacional de Planeación, la tasa de aumento de la población ha venido decreciendo más rápidamente en Bogotá y en la región central que en la zona norte del país. De otro lado, el ingreso ha venido aumentando más rápidamente en aquella región que en ésta. De este modo, el supuesto hecho para ligar la ecuación de construcción (a nivel nacional) con la del número de suscriptores (a nivel regional) limita en algún grado la confiabilidad de los datos regionales aunque no lo que se obtenga a nivel agregado. Como se anotó, algunas corrientes regionales de población e ingreso van en dirección opuesta, de tal suerte que el grado de error introducido al ligar las ecuaciones nacional y regional no parece ser muy grande.

Las variables incluidas en las dos ecuaciones de producción son diversas. En la función de demanda por producción industrial las dos variables independientes son, como ya se indicó, los términos de intercambio y la tasa de cambio, además de ellas se incluyeron elementos autorregresivos. La elección de estas variables responde a dos consideraciones: en primer lugar era necesario elegir variables explicativas que fueran

exógenas. Segundo, existe bastante evidencia de que los elementos autorregresivos en series históricas contribuyen a lograr un buen ajuste de las ecuaciones y a que su poder predictivo sea bueno.^{18/} Además, estos elementos autorregresivos complementan las dos variables independientes que por si solas son un indicador apenas parcial de la producción industrial.

Los términos de intercambio y el índice de la tasa de cambio son variables explicativas de la producción industrial debido a que, como es comúnmente aceptado, los desarrollos en el sector externo de la economía inciden fuertemente en las fluctuaciones de la actividad económica interna.^{19/} Así, en el modelo de corto plazo de la economía colombiana los términos de intercambio son la primera variable explicativa de cambios en el nivel de actividad y de la producción industrial.^{20/} Hay abundante evidencia del impacto positivo de los movimientos de la tasa de cambio sobre el sector de exportaciones y el de sustitución de importaciones.^{21/} En el caso de las ecuaciones del consumo de electricidad por millón de pesos de producción en el sector comercial, se utilizó una tendencia como una de las variables independientes.^{22/} Los propósitos fueron evitar sesgos en los resultados, como ya se mencionó, y con el objeto también de explicar el impacto del proceso de industrialización y mecanización sobre la demanda por electricidad.^{23/} El periodo para el cual se corrieron las ecuaciones fue 1972 - 1985 (en promedio). En algunas ecuaciones se extendió hasta el año 1986 - 1987 porque a medida que las ecuaciones se fueron construyendo se iba disponiendo de información más actualizada. En algunos casos se corrieron las ecuaciones desde 1971 y en otros, desde 1973 o 1974, dependiendo de los rezagos necesarios a utilizar cuando se incluían elementos autorregresivos en las ecuaciones (método de Cochrane Orcutt).

3.2 Resultados

Las ecuaciones elaboradas y sus resultados se muestran en los cuadros que se presentan al final del documento. Todos los coeficientes tienen los signos esperados, según el esquema teórico mostrado inicialmente. También se observa que en general la elasticidad-precio es más alta cuando más perfecto es el sustituto de un energético. Así, en las ecuaciones del consumo de electricidad por suscriptor (sector residencial) se observa que la elasticidad-precio más alta se encontró para el caso de la región norte donde el sector de hogares puede reemplazar la electricidad por gas natural o gas propano. En el extremo opuesto está la región noroeste con la elasticidad-precio más baja debido en buena parte a la ausencia total de sustituto para los usuarios del servicio en esa zona del país. En el medio están las elasticidades-precio de las regiones suroccidental y central. El valor de los coeficientes de la elasticidad del sustituto es también consistente con lo esperado, en el sentido de que el valor más alto se observó para la región norte y el más bajo para la región central,

**RESUMEN DE LAS ESTIMACIONES ENCONTRADAS EN LAS PRINCIPALES
ELASTICIDADES DE LAS FUNCIONES DE DEMANDA
POR ENERGIA ELECTRICA**

VARIABLES ENDOGENAS	VARIABLES INDEPENDIENTES (EXOGENAS)						VALOR AGREGADO NUMERO TRAB.	TENDENCIA
	PRECIO ENERGETICO	PRECIO SUSTITUTO	INGRESO	DESEMPLEO	POBLACION	RELACION EN- TRE TARIFA ELECTRICA Y PRECIOS DE BIENES DE CAPITAL		
CS1	1.6	-1.2	0.4	0.4	0.60	-	-	-
CS2	-1.6	-	-	-	0.35	-	-	-
CS3	-0.42	-	0.23	-	0.42	0.16	-	-
CS4	-0.56	-	0.09	-	0.37	-0.18	-	-
SUS1 1/	-	-	-	-	0.05 2/	-	0.28 2/	-
SUS2 1/	-	-	-	-	0.38	-	0.95	-
SUS3 1/	-	-	-	-	0.50	-	0.97	-
SUS4 1/	-	-	-	-	0.23 2/	-	0.72 3/	-
C PRO	-0.34	-	-	-	-	-	-0.34	0.79
C PRE	-0.28	-	-	-	-	-	-	0.33

4 CS1 = Es el consumo de electricidad por suscriptor en las regiones 1 (norte), 2 (noroeste), 3 (sureste) y 4 (central).
i=1

4 SUSi = Es el número de suscriptores en cada una de las cuatro (4) regiones.
i=1

C PRO = Es el consumo de electricidad industrial por millón de pesos de producción industrial.

C PRE = Es el consumo de electricidad por millón de pesos de producción industrial (sector comercio).

1/ = Los coeficientes de elasticidad-ingreso son un dato aproximado que resulta de multiplicar (teoría de la cadena) o adicionar elasticidades en el modelo que compone el número de suscriptores.

2/ = Como se indicó en la parte teórica y de resultados, buena parte del valor de estas elasticidades está recogida en este caso por el coeficiente de la variable tendencia que es de 0.89.

3/ = El coeficiente algo más bajo que en las regiones suroccidental y noroeste, es recogido por el elemento autónomo de la ecuación que es más alto para la región central que para las otras dos.

NOTA: LAS ELASTICIDADES PRESENTADAS AQUI SON SIGNIFICATIVAS AL 95% DE SIGNIFICANCIA.

donde se tiene que el gas propano ni es un sustituto perfecto de la electricidad ni la confiabilidad de su suministro es alta.

Llama la atención la alta elasticidad-precio en el caso de la región norte. Por eso, se estimaron dos ecuaciones en ese caso: en una, la variable dependiente rezagada se incluye como una de las independientes, pero se detectaron problemas de colinealidad. En la otra no se incluyó la variable dependiente rezagada como una de las independientes y se examinó más bien los rezagos con que operaba el ajuste a través de un polinomio de rezagos distribuidos. En este caso se observó que el coeficiente de la elasticidad-precio era un poco más bajo pero aún seguía siendo ligeramente más alto que la unidad. Al continuar investigando el fenómeno se encontró que existen dos razones principales para este resultado: primero, que el proceso de sustitución es lento y aún no se ha terminado, a pesar de que el coeficiente de la elasticidad de sustitución parece estar alcanzando ya su límite máximo. Segundo, se encontró que el aumento de las pérdidas negras como proporción de la generación total de electricidad corresponde en mayor proporción al sector residencial que al industrial. Esto sugiere que la alta elasticidad-precio en la función de demanda por electricidad responde no solo a la existencia de un buen sustituto sino también al robo de electricidad que contribuye a reducir los consumos facturados (o a que

decrezca su tasa de aumento); aunque se encontró que este efecto es marginal.

Los resultados respecto al modelo de número de suscriptores fueron también consistentes con la teoría expuesta en las secciones anteriores. En efecto, se concluye que el número de suscriptores depende de los cambios de la variable poblacional (con elasticidades cercanas a 1 en promedio) así como de la evolución en el ingreso (con elasticidades cercanas a 0.40 en promedio. 24/ A pesar de este primer resultado, la variable ingreso puede tener un impacto más alto sobre el número de suscriptores que la población, debido a que parte de su efecto se capta indirectamente a través del elemento autónomo de la ecuación de construcción y del número de suscriptores, como se mencionó en la sección anterior. El orden de magnitud de este elemento autónomo es grande porque solo él explica el 50% de cambios en la construcción y de ahí entre un 30% y un 40% de las variaciones en el número de suscriptores (véase ecuaciones pertinentes). Dado el papel de la elasticidad-ingreso en el modelo de número de suscriptores, su aplicación conduce entonces a estimaciones del consumo de electricidad más bajos (altos) que cuando el modelo sólo incluye variables poblacionales -caso del ENE- en un contexto de evolución de tasas de crecimiento negativo del ingreso per cápita (positivo).

Debe notarse que el efecto de la disminución de la tasa de crecimiento de la población sobre el número de suscriptores que ha venido operando en el pasado será aproximadamente el mismo en los próximos 15 o 20 años. En efecto, al disminuir la tasa de crecimiento de la población operan sobre la actividad constructora dos efectos en el mismo sentido. El primero, de corto y mediano plazo, se manifiesta en una reducción del tamaño del hogar y por ende el de la vivienda. Este proceso se ha manifestado ya en toda su magnitud sobre todo en el interior del país. En segundo lugar, operará otra fuerza de largo plazo: la disminución en la expansión de la actividad constructora de 1986 en adelante, que en buena parte reemplazará la de corto y mediano plazo: disminución del número de nuevos hogares y, de ahí, de la expansión de la actividad constructora.

Los resultados en los sectores industrial y comercial son también consistentes con los valores esperados: la elasticidad-precio se acerca a -0.30, lo cual indica que los aumentos tarifarios han conducido a un uso más racional de la electricidad y que las elasticidades encontradas serían algo más bajas si no se hubiera propagado el fenómeno de las pérdidas negras, que aumentaron de aproximadamente 9% en los primeros años de la década pasada a aproximadamente 18% en la actualidad. La elasticidad-ingreso es igual a la unidad (por construcción del modelo). Se ensayó el valor de esta elasticidad cuando se incluía la variable producción como una de las independientes y se encontró que esta elasticidad era muy cercana a la unidad.

La ecuación de pérdidas negras muestra que su aumento como proporción de la generación total de electricidad, ocurrido entre 1974 y 1986, se debió aproximadamente en un 60% a pérdidas en el sector residencial y a un 40% a pérdidas en el sector industrial. El fenómeno se puede atribuir en un alto porcentaje al excesivo incremento tarifario que ocurrió particularmente en los sectores industrial y comercial (del orden de 6% a 8% anual).

Para terminar los comentarios sobre las elasticidades encontradas, debe decirse que el valor de los coeficientes mostrados aquí corresponden aproximadamente a los que distintos autores han obtenido para diferentes países. En efecto, para el caso de Estados Unidos e Inglaterra donde la electricidad tiene un buen sustituto en el sector residencial, la elasticidad-precio está entre -0.95 y 1.43 y unas elasticidades-ingreso aproximadamente de 0.70 25/; las que corresponden en forma muy cercana al resultado obtenido en este trabajo para la región norte. Las estimaciones hechas para países latinoamericanos muestran una elasticidad-precio de largo plazo de aproximadamente -0.50 y la elasticidad-ingreso de largo plazo fluctúa entre 0.20 y 0.60, resultados estos muy cercanos a los obtenidos en este trabajo para las regiones suroccidental y central 26/, (la elasticidad-ingreso de otros trabajos debe compararse con la suma de elasticidad-ingreso y elasticidad-desempleo en el presente) y los resultados de estimaciones internacionales de la elasticidad-precio

para el sector industrial muestran amplias divergencias de cálculo que oscilan entre -0.06 y -1.9 para Estados Unidos e Inglaterra y para latinoamérica entre -0.24 y -0.34. 27/ En este trabajo el valor de esta elasticidad fue de -0.34.

4. PROYECCIONES DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA SEGUN DIFERENTES MODELOS

Una vez ajustadas las ecuaciones de comportamiento de consumo de los subsectores de electricidad, según se mostró en la sección anterior, deben definirse los distintos escenarios de proyección con el propósito de estimar el curso del consumo de este energético y con el fin también de analizar sustituciones entre diferentes fuentes de energía, dada la evolución de sus precios relativos.

Los resultados encontrados en lo relacionado con los coeficientes de las ecuaciones muestran que en la definición de un escenario básico de proyección es crítica la estimación de las tendencias más probables del ingreso nacional, producción industrial, población y precios de la electricidad y gas. Para el ingreso, la producción industrial y la población se han tomado como base algunas estimaciones adelantadas por el Departamento Nacional de Planeación según las cuales la tasa de crecimiento de estas variables para los próximos años puede oscilar entre 4% y 5% para el producto interno bruto y entre 1.5% y 1.7% para la población.

En relación con el precio de la electricidad, es por todos aceptado que su precio medio, sobre todo en el sector residencial, está muy por debajo de su valor de oportunidad. 28/ De otra parte la política actual de dotar de gas natural a la región central del país y de gas propano a las restantes zonas del interior, con valores de oportunidad mucho más bajos que los de la energía eléctrica, hará posible ir reduciendo los subsidios vigentes actualmente para este energético. Lo anterior muestra que se mantiene la conclusión del Estudio Nacional de Energía en el sentido de que las tarifas de la electricidad deben crecer en términos reales. La elección de los escenarios de proyección para las distintas regiones se hizo teniendo en cuenta los factores mencionados atrás, dentro del marco de las normas que rigen en la actualidad la política tarifaria. 29/ Por último, el precio del gas propano debe elevarse todavía en algún grado con el fin de alcanzar su valor de oportunidad. 30/

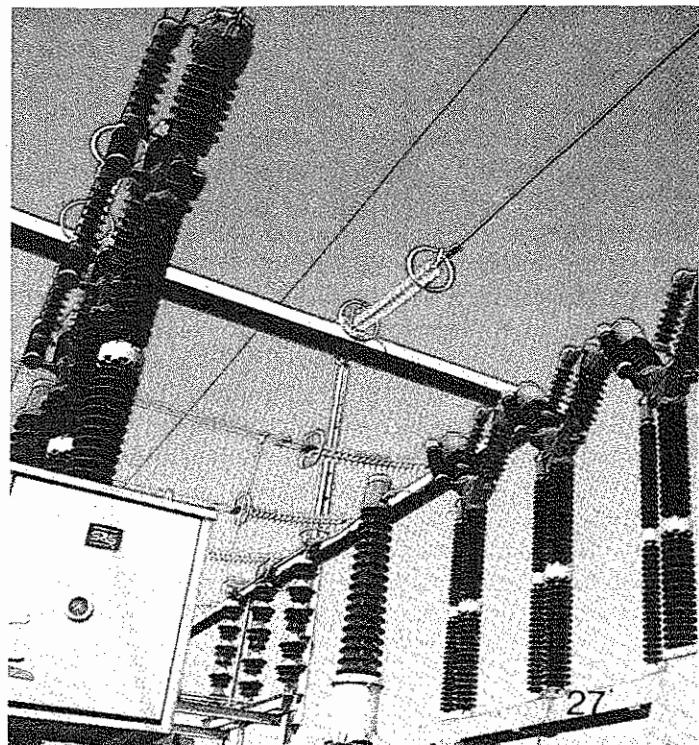
Proyección según supuestos y modelos PNUD

Dado lo anterior, partiendo de un crecimiento en el ingreso, ingreso per cápita, producción industrial y población de 4%, 2%, 4.3% y 1.5% respectivamente, un incremento tarifario en el sector residencial de 0% y un promedio de 2.25% para las regiones norte y del interior del país respectivamente, así como un aumento de 0.5% en el precio del sustituto y de 2% en el precio de la electricidad en los sectores industrial y comer-

cial, se llega a una proyección del consumo de 6.5% para el período 1986-2000, mediante la aplicación de los modelos para el sector eléctrico presentado en este trabajo 31/ y conforme a las cifras siguientes. 32/

MODELOS PNUD - MIN MINAS DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA (GW/H)

AÑO	1985	1995	2000
SECTOR RESIDENCIAL	9 327.	17 987.	25 118.
SECTOR INDUSTRIAL	6 159.	13 272.	15 758.
SECTOR COMERCIAL	2 112.	3 890.	8 477.
SECTOR ALUMB. PUBL.	1 833.	3 345.	4 590.
TOTAL VENTAS	10 432.	38 495.	50 344.
GENERA	26 188.	51 880.	67 848.



Proyección según supuestos ENE y modelos ENE y PNUD

De otro lado, si se aplican los supuestos del ENE a los modelos presentados aquí se llegaría a una tasa de crecimiento anual en el consumo de 8.6% para el

mismo periodo 33/, mientras que la estimación con los modelos del ENE fue 7.9% anual 34/, según los siguientes resultados:

SUPUESTOS ENE: PROYECCION SEGUN MODELO ENE Y PNUD DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA GW/H

AÑO	SECTOR RESIDENCIAL		SECTOR INDUSTRIAL		SECTOR COMERCIAL		SECTOR ALUMB. PUBL.		TOTAL VENTA		TOTAL GENERA	
	ENE	PNUD	ENE	PNUD	ENE	PNUD	ENE	PNUD	ENE	PNUD	ENE	PNUD
1985	9 914.	9 327.	8 776.	6 159.	2 829.	2 112.	1 784.	1 833.	19 432.	26 189.		
1995	21 477.	19 779.	19 623.	18732.	5 648.	4 116.	3 484.	3 813.	46 442.	62 589.		
2000	30 118.	28 446.	29 839.	27 104.	7 924.	5 641.	4 830.	5 499.	66 692.	89 881.		

Los supuestos básicos de proyección del ENE fueron: crecimiento anual en el ingreso, producción industrial y población de 5.4%, 7.6% y 1.7% respectivamente; tarifas eléctricas constantes y crecientes, 1.5% en promedio, para las regiones norte e interior del país respectivamente; y aumento en el precio del sustituto de 1.8% y 1.6% para las regiones norte, suroccidental y central respectivamente 35/, en el período 1986-2000.

Estos resultados concuerdan con los aspectos teóricos y metodológicos expuestos en la primera y segunda parte de este documento. Al emplear los modelos presentados en este trabajo se llega a proyecciones de consumo de electricidad más altas que las del ENE por las razones ya mencionadas, o sea: primero, la inclusión de la variable ingreso en el modelo de número de suscriptores conduce a que el consumo por electricidad suba más rápidamente en el sector residencial, siempre que se estime un crecimiento positivo del

ingreso per cápita 36/ (la estimación es de 8.2% según el modelo presentado aquí y de 7.7% según el ENE 37/) y segundo, la proyección del consumo en el sector industrial es más alta según este modelo (9.9%) que si se emplea la del ENE (8.5%) porque en aquel se recoge el efecto sobre el consumo del proceso de industrialización (los consumos en los sectores residencial e industrial representan aproximadamente un 50% y un 30% del consumo total de electricidad respectivamente).

Cabe anotar que las subestimaciones en las proyecciones del consumo de electricidad por parte de los modelos del ENE en relación con las proyecciones derivadas de este modelo no condujeron a una situación de excedentes de demanda de electricidad porque, como se mencionó en la sección 2, los escenarios de proyección del ENE en cuanto al PIB y producción industrial fueron entre 50% y 70% más altos que las cifras reales entre 1980 y 1987. De este modo, la

subestimación a la que conducen en principio los modelos del ENE fue más que neutralizada por el efecto depresivo sobre el consumo proveniente de la recesión económica que ocurrió durante los primeros años de esta década y cuyas secuelas aún se sienten en la actualidad.

No obstante lo anterior, la recesión económica y el sobredimensionamiento temporal del sector, resultante de ella, ya han pasado y no deben afectar el planeamiento del sector. Hoy en día se habla más bien del conjunto de acciones a poner en práctica para salvar la estrechez de producción que ocurrirá entre 1990 y 1993 cuando entre en operación el nuevo proyecto del Guavio. Es decir, si se mantiene la idea vigente en los últimos dos años, según la cual el crecimiento de la demanda es de 5.8% anual, se puede llegar a insuficiencias de generación de electricidad.

Los planes de inversión deben estar determinados por tendencias de largo plazo de las distintas variables que influencian el consumo de electricidad, teniéndose presente que "No obstante que el consumo de energía es una pequeña fracción del valor agregado de la producción de la mayoría de los bienes, la carencia de ella se manifiesta en períodos cortos en una reducción de la producción". 38/ Del informe final sobre costos de racionamiento publicado recientemente por ISA (y asumiendo un costo de 2000 dólares por kilovatios instalados) se concluye que los costos de racionamiento originados en deficiencia de oferta son diez veces más altos que los de el sobredimensionamiento. 39/ Por eso, sin desconocer la enorme dificultad de orden financiero y macroeconómico para poder sostener un plan de expansión para cubrir un crecimiento en la demanda del orden de 6.5% anual, que resulta de consideraciones de largo plazo, es crucial separar los aspectos de planeamiento y financiación de obras con el propósito de tener una idea clara de las políticas a adoptar en caso de que restricciones macroeconómicas y financieras indiquen que no es posible expandir la oferta de electricidad a una tasa anual de 6.5%. En principio, consideraciones sobre generación de empleo de la mano de obra y crecimiento económico sugerirían que no deben reducirse los abastecimientos de fluido eléctrico a los sectores productivos, aunque sí es posible hacerlo al sector residencial: primero, porque los resultados de este trabajo indican que el manejo de tarifas es un instrumento poderoso para regular crecimientos de consumos en los hogares; y segundo, porque los planes existentes para difundir el uso del gas como sustituto de la electricidad hace viable aumentar su precio aún más de 2.5% anual en términos reales sin que la cuenta energética global aumente, porque el precio y costo de oportunidad del gas son menos de la mitad que los de la energía eléctrica. Existe pues viabilidad técnica y política para acercar las tarifas eléctricas residenciales al valor de oportunidad de la electricidad y deducir la tasa de crecimiento de los consumos residenciales sin incentivar el fraude y de este modo lograr un crecimiento en la demanda algo inferior al 6.5% anual.

NOTAS

1. Véase Estudio Nacional de Energía. Departamento Nacional de Planeación. Estudio a cargo de Mejía Millán y Perry, consultores.
2. Ibid., 164.
3. Véase Planeación Nacional, Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas y Banco Mundial, Bases para la Formulación de una Política Energética en Colombia, p. 81.
4. La carencia de un suministro adecuado de electricidad se manifiesta rápidamente en una reducción de la producción. Véase Eduardo Sarmiento, Sector Eléctrico y la Financiación del Desarrollo, Foro sobre el Manejo de la Nueva Realidad Energética, Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, mayo 1986, p. 55.
5. Véase E. Ferguson, Microeconomic Theory, cap. 2 y 3, Richard D. Irwin Inc., 1966 y 1969.
6. Ibid., cap. 3 y 4.
7. Cuando se habla de construcción se entiende que se trata de la actividad edificadora en el sector urbano.
8. La razón para especificar la variable en esta forma es económica, tal como se explica en la parte de resultados.
9. Véase Sistema de Información Energética SIE. Encuesta Industrial, Ministerio de Minas y Energía, Colombia, s.f.
10. Véase también M.D. Intriligator, Econometric Models, Techniques and Applications, cap.8: Technical Change. E. Prentice Hall, 1978.
11. Para una justificación de este procedimiento véase Ibid., p. 289-292.
12. Véase Estudio del Sector Eléctrico, Colombia, anexo 6, p. 25 y Estudio Nacional de Energía, Colombia, vol. 3, cap. 18, p. 221-229.
13. Así como el coeficiente entre población y número de viviendas.
14. Véase J. Pérez y C. Acosta, Modelos de Demanda Residencial e Industrial de Electricidad para Colombia y Estimaciones de Elasticidades-precio, Desarrollo y Sociedad, No. 19, CEDE-UNIANDES, Colombia, 1987.
15. Véase Wonnacott and Wonnacott, John Wiley and Sons, 1979, cap. 60, p. 94-97 y 173-175.
16. Ibid., p. 96-98.
17. Todas las variaciones del ingreso para ecuaciones regionales se refieren al sector manufacturero, cuyas cifras regionales son de las más confiables para la medición de la actividad económica.
18. Véase G. Gujaratti, Econométrica Básica, cap. 12, MC. Graw Hill, s.l., s.f.
19. Véase Reyes, Ramírez, et Al., Modelo de Corto Plazo de la Economía Colombiana, Revista de Planeación y Desarrollo, Bogotá, Colombia, Mayo-Agosto 1978.
20. Ibid.
21. Véase Banco Mundial. Manufacturing Sector, Informe sobre Colombia. Banco Mundial, 1984, p. 33.
22. Siendo la tarifa la otra variable independiente.
23. Sobre el uso de la variable tendencia para explicar cambio tecnológico véase M. D. Intriligator, op. cit., cap. 8, p. 288-292.

24.	El crecimiento del número de suscriptores también depende de variables estructurales y culturales mencionadas en la sección anterior, las cuales se recogen en el elemento autónomo de la ecuación.	32.	Energía, Modelos para el Análisis y Planeamiento del Sector Energético. Bogotá, Colombia, 1987.
25.	Véase Taylor L.D., The Demand for Electricity: a survey. Bell Journal of Economics, 1975, 6:1; Griffin, J.M., The effects of higher prices on electricity consumption, 1976, 7:2; J. Pérez y C. Acosta, op. cit.	33.	Este resultado está en concordancia con las estimaciones de la Organismo Internacional de Energía Atómica de las Naciones Unidas, información del 5 de Septiembre del presente año, según la cual el crecimiento de la demanda de electricidad en latinoamérica será entre 5.8% y 7.1% para el período 1987-2000.
26.	Véase J. Pérez y C. Acosta, op. cit.	34.	Véase PNUD-MINMINAS, op. cit.
27.	Véase Westley D. Glen, y J. Pérez y C. Acosta, op. cit.	35.	Véase Estudio Nacional de Energía, op. cit., cap. V, p. 216.
28.	Según estimaciones de ISA, la tarifa media en los sectores residencial e industrial se aproxima a los \$6.00 y \$16.00, mientras que el costo de oportunidad se eleva a casi \$20.00. Véase también Bases para la Formulación de una Política Energética en Colombia, op. cit., cap. IV.	36.	Ibid., cap. IV, p. 173 y ss.
29.	Decreto número 2545 de 1984 y Resolución 086 de 1986 de la Junta Nacional de Tarifas.	37.	Nótese que esta discrepancia está calculada después de tenerse en cuenta que la elasticidad-precio en este modelo es mucho más alta que en el del ENE.
30.	Véase Bases para la Formulación de una Política Energética en Colombia, op. cit., cap. V.	38.	La suma de las elasticidades-ingreso y de población en el modelo de número de suscriptores presentado aquí es más alta que la población en el modelo del ENE.
31.	La tasa de crecimiento en el consumo se reduce de 6.5% a 6.4% si las pérdidas negras se contraen de 13% a 6.75%. Estas cuantificaciones se presentan con detalle en el documento más amplio PNUD Ministerio de Minas y	39.	Véase Eduardo Sarmiento P., Op. Cit., p. 55.
			Véase ISA, Costos de Racionamiento de Energía Eléctrica en los Sectores Industrial, Residencial, Comercio y Servicios, Medellín, octubre 1986.

CUADRO No. 1

SECTOR RESIDENCIAL - ECUACION CONSUMO POR SUSCRIPCIÓN PARA LA REGIÓN NORTE

PERIODO 1972 - 1985

$$\begin{aligned}
 \text{LCS1} &= 0.07 - 0.28\text{LTAR} + 0.83\text{LCS1}(-1) + 0.07\text{LVRAG}(-1) + 0.07\text{LGLP} + 0.22\text{DUM2} \\
 t &= (0.10) \quad (-1.95) \quad (9.73) \quad (1.69) \quad (1.81) \quad (5.92) \\
 R^2 &= 0.98 \quad DW = 2.21
 \end{aligned}$$

DONDE:

- LCS1 = Es el logaritmo de consumo por suscriptor en la región 1 (región norte).
 LTAR = Es el logaritmo de la tarifa promedio.
 LCS1(-1) = Es el logaritmo de consumo por suscriptor rezagado un periodo (esto es, el logaritmo de la variable dependiente rezagada).
 LVRAG(-1) = Es el logaritmo del valor agregado en el sector manufacturero, rezagado un periodo.
 LGLP = Es el logaritmo del gas licuado del petróleo.
 DUM2 = Es una variable dummy para captar el exceso de consumo que siguió al año de razonamiento (1981).

Todas las variables están expresadas a precios constantes.

NOTA: La prueba h, para descartar autocorrelación no puede aplicarse en este caso, porque daría un número negativo. Por eso se acudió a la prueba de residuos, en ella se muestra que efectivamente no hay autocorrelación porque el coeficiente de la variable dependiente rezagada (residuos) no es significativo.

ECUACION DE CONSUMO POR SUSCRIPCIÓN REGION NORTE: PRUEBA DE RESIDUOS

PERIODO 1973 - 1985

$$\begin{aligned}
 \text{RES} &= 0.17 - 0.50\text{RES}(-1) + 0.05\text{LTAR} - 0.03\text{LCS1}(-1) + 0.00\text{LVRAG}(-1) + 0.01\text{LGLP} - 0.02\text{DUM2} \\
 t &= (0.15) \quad (-0.85) \quad (0.33) \quad (0.28) \quad (0.03) \quad (0.36) \quad (-0.48) \\
 R^2 &= 0.15 \quad DW = 1.88
 \end{aligned}$$

ECUACION DEL NUMERO DE SUSCRIPTORES REGION NORTE

PERIODO 1973 - 1985

$$\begin{aligned}
 \text{LSUS} &= 8.29 + 0.25\text{LCONS} + 0.89\text{LTEND} + 0.73\text{AR}(1) \\
 t &= (7.60) + (1.58) \quad (4.60) \quad (24.37) \\
 R^2 &= 0.99 \quad DW = 1.95
 \end{aligned}$$

- LSUS = Es el logaritmo del número de suscriptores (región norte).
 LCONS = Es el logaritmo de la construcción.
 LTEND = Es el logaritmo de la tendencia (variable para evitar relaciones espúreas).

CUADRO No. 2

ECUACION DEL CONSUMO POR SUSCRIPTOR REGION NOROESTE

PERIODO 1972 - 1985

$$\begin{aligned} LCS2 &= 5.91 - 0.16LTAR + 0.35LTRAB - 0.08LCONS - 0.05DUM5 \\ t &= (13.98) \quad (-2.89) \quad (6.98) \quad (-7.65) \quad (-4.96) \\ R^2 &= 0.91 \qquad \qquad DW = 2.50 \end{aligned}$$

DONDE:

- LCS2 = Es el logaritmo de consumo por suscriptor región 2 (región noroeste).
LTAR = Es el logaritmo de la tarifa promedio.
LTRAB = Es el logaritmo de los salarios pagados en el sector manufacturero.
LCONS = Es el logaritmo de construcción.
DUM5 = Es una variable dummy que recoge el razonamiento en 1977.

ECUACION DE CONSUMO POR SUSCRIPTOR REGION NOROESTE - PRUEBA DE RESIDUOS

PERIODO 1972 - 1985

$$\begin{aligned} RES &= 0.13 - 0.32RES(-1) + 0.02LTAR - 0.01LTRAB + 0.001LCONS + 0.004DUM5 \\ t &= (0.35) \quad (-0.97) \quad (0.54) \quad (-0.31) \quad (0.16) \quad (0.41) \\ R^2 &= 0.22 \qquad \qquad DW = 2.07 \end{aligned}$$

ECUACION DEL NUMERO DE SUSCRIPTORES REGION NOROESTE

PERIODO 1975 - 1985

$$\begin{aligned} DSUS &= 0.007 + 0.85DCONS(-3) + 0.19DTRAB(-2) - 0.20AR(1) \\ t &= (0.45) \quad (3.91) \quad (3.67) \quad (-1.26) \\ R^2 &= 0.78 \qquad \qquad DW = 2.31 \end{aligned}$$

DONDE:

- DSUS = Primeras diferencias del número de suscriptores en la región 2.
DCONS(-3) = Primeras diferencias de la variable construcción.
DTRAB(-2) = Primeras diferencias de los salarios.
AR(1) = Es un término autorregresivo de la ecuación.

CUADRO No. 3

ECUACION DEL CONSUMO POR SUSCRIPTOR PARA LA REGION SUROESTE PERIODO 1971 - 1985

$$\begin{aligned} \text{LCS3} &= 7.33 - 0.42\text{LTAR} - 0.16\text{LEMPR} + 0.23\text{LPKNO} + 0.42\text{LVRAGP} + 0.15\text{DUMMY} \\ t &= (32.91) \quad (-3.48) \quad (-2.33) \quad (7.84) \quad (3.23) \quad (3.50) \\ R^2 &= 0.95 \quad DW = 2.09 \end{aligned}$$

DONDE:

- LCS3 = Es el logaritmo del consumo por suscriptor en la región 3 (región suroeste).
LTAR = Es el logaritmo de la tarifa promedio.
LEMPR = Es el logaritmo de la tasa de desempleo en el período anterior.
LPKNO = Es el logaritmo del precio del querosene.
LVRAGP = Es el logaritmo del valor agregado per cápita pagado en el sector manufacturero.
DUMMY = Es una variable para captar el exceso de consumo en 1978, que siguió al año de razonamiento (1977).

ECUACION DEL NUMERO DE SUSCRIPTORES - REGION SUROESTE PERIODO 1973 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DSUS3} &= 0.003 + 0.87\text{DCONS}(-1) + 0.15\text{DVRAGP}(-1) + 0.15\text{DVRAGP}(-2) \\ t &= (0.19) \quad (2.89) \quad (2.86) \quad (2.25) \\ R^2 &= 0.65 \quad DW = 1.46 \end{aligned}$$

DONDE:

- DSUS3 = Primeras diferencias del número de suscriptores para la región 3.
DCONS(-1) = Primeras diferencias de la variable construcción rezagada un período.
DVRAGP(-1) = Primeras diferencias del valor agregado per cápita pagado en el sector manufacturero, rezagado un período.
DVRAGP(-2) = Primeras diferencias del valor agregado per cápita pagado en el sector manufacturero, rezagado dos períodos.

CUADRO No. 4

ECUACION DEL CONSUMO POR SUSCRIPTOR REGION CENTRAL

PERIODO 1971 - 1985

$$\begin{array}{lcl} \text{LCS4} & = & 7.58 - 0.56\text{LTAR} - 0.18\text{LEMPR} + 0.37\text{LTRCAP} + 0.09\text{LGDP} + 0.09\text{DUM7} \\ t & = & (8.63) \quad (-3.97) \quad (-2.53) \quad (1.50) \quad (1.88) \quad (1.57) \\ R^2 & = & 0.89 \qquad \qquad DW = 1.61^* \end{array}$$

DONDE:

- LCS4 = Es el logaritmo de consumo por suscriptor en la región 4 (central).
- LTAR = Es el logaritmo de la tarifa promedio.
- LEMPR = Es el logaritmo de la tasa de desempleo en el período anterior.
- LTRCAP = Es el logaritmo de los salarios per cápita pagados en el sector manufacturero.
- LGDP = Es el logaritmo del gas licuado del petróleo.
- DUM7 = Es la variable dummy para explicar el exceso de consumo en 1982, que siguió al año de razonamiento (1981).

(*) A esta ecuación se le aplicó la prueba de residuos, la cual muestra ausencia de autocorrelación.

**ECUACION DE CONSUMO POR SUSCRIPTOR REGION CENTRAL:
PRUEBA DE RESIDUOS**

PERIODO 1972 - 1985

$$\begin{array}{lcl} \text{RES} & = & 0.26 + 0.22\text{RESR} + 0.005\text{LTAR} + 0.06\text{LTRCAP} - 0.007\text{LEMPR} - 0.01\text{LGDP} \quad 0.003\text{DUM7} \\ t & = & (0.24) \quad (0.48) \quad (0.05) \quad (0.22) \quad (-0.09) \quad (-0.24) \quad (-0.05) \\ R^2 & = & 0.03 \qquad \qquad DW = 1.73 \end{array}$$

ECUACION DEL NUMERO DE SUSCRIPTORES REGION CENTRAL

PERIODO 1973 - 1985

$$\begin{array}{lcl} \text{DSUS} & = & 0.040 + 0.655\text{DCONS} + 0.124\text{DTRCAP}(-1) - 0.594\text{AR}(1) \\ t & = & (3.237) \quad (3.079) \quad (1.883) \quad (-2.334) \\ R^2 & = & 0.558 \qquad \qquad DW = 1.229 \end{array}$$

DONDE:

- DSUS = Primeras diferencias del número de suscriptores en la región central.
- DCONS = Primeras diferencias de la variable construcción, rezagada un período.
- DTRCAP(-1)= Primeras diferencias de los salarios per cápita pagados en el sector manufacturero.
- AR(1) = Es un término autorregresivo de la ecuación.

CUADRO No. 5

SECTOR RESIDENCIAL - ECUACION DE DEMANDA POR CONSTRUCCION

PERIODO 1974 - 1985

$$\begin{aligned} DAREA &= 0.03 - 0.06DICO(-1) + 1.12DPOB1(-3) + 0.23DPIBC \\ t &= (5.85) \quad (-1.96) \quad (4.68) \quad (2.37) \\ R^2 &= 0.85 \qquad \qquad DW = 2.03 \end{aligned}$$

DONDE:

DAREA = Primeras diferencias de la variable construcción.

DICO(-1) = Primeras diferencias del índice de precios de la construcción.

DPOB(-3)= Primeras diferencias de la población.

DPIBC = Primeras diferencias del producto interno bruto per cápita.

SECTOR RESIDENCIAL - ECUACIONES DE DEMANDA POR CONSTRUCCION (Ecuaciones suplementarias)

PERIODO 1974 - 1985

$$\begin{aligned} DAREA &= 0.04 - 0.07DICO(-1) - 2.7DPOB(-1) + 1.90DPOB1(-2) + 1.10DPOB1(-3) + 0.28DPIBC \\ t &= (1.65) \quad (-2.31) \quad (-1.81) \quad (1.19) \quad (4.84) \quad (2.68) \\ R^2 &= 0.90 \qquad \qquad DW = 1.77 \end{aligned}$$

PERIODO 1973 - 1985

$$\begin{aligned} DAREA &= 0.03 - 0.08DICO(-1) + 0.79DPOB(-2) + 0.38DPIBC \\ t &= (4.06) \quad (-1.37) \quad (1.78) \quad (2.32) \\ R^2 &= 0.65 \qquad \qquad DW = 1.81 \end{aligned}$$

PERIODO 1975 - 1985

$$\begin{aligned} DAREA &= 0.03 - 0.06DICO(-1) + 1.06DPOB + 0.20DPIBC - 0.21AR(2) \\ t &= (1.42) \quad (-1.58) \quad (0.86) \quad (2.03) \quad (-1.19) \\ R^2 &= 0.62 \qquad \qquad DW = 1.86 \end{aligned}$$

DONDE:

DAREA = Primeras diferencias de la variable construcción.

DICO(-1) = Primeras diferencias del índice de precios de la construcción.

DPOB = Primeras diferencias de la variable población.

DPIBC = Primeras diferencias del producto interno bruto per cápita.

AR(2) = Es un elemento autorregresivo de la ecuación.

CUADRO No. 5 - A

ECUACION DE CONSUMO POR SUSCRIPTOR - REGION NORTE

PERIODO 1973 - 1985

$$LCS1 = -1.85 - 1.14LTARP + 0.52LGLPP + 0.70LVRAGP$$

$$t = (-1.32) \quad (2.52) \quad (6.09) \quad (6.78)$$

$$R^2 = 0.94 \quad DW = 2.02$$

DONDE:

LCS1 = Es el logaritmo de consumo por suscriptor en la región norte.

LTARP = Es el logaritmo de la tarifa (promedio de los 2 últimos períodos).

LGLPP = Es el logaritmo del gas licuado de petróleo, rezagado promedio de 2 y 3 períodos.

LVRAGP = Es el logaritmo del valor agregado (rezagado promedio de 2 y 3 períodos).

SECTOR INDUSTRIAL - ECUACION DE DEMANDA POR ELECTRICIDAD

PERIODO 1976 - 1985

$$DCPRO = 0.008 - 0.34DTK + 0.79DVT(-3) + 0.24AR(1)$$

$$t = (0.25) \quad (-1.87) \quad (2.58) \quad (0.78)$$

$$R^2 = 0.51 \quad DW = 1.42$$

DONDE:

DCPRO = Son las primeras diferencias del consumo por peso de producción.

DTK = Son las primeras diferencias de la relación entre tarifa eléctrica rezagada 2 períodos y el precio de bienes de capital en el sector eléctrico.

DVT(-3) = Son las primeras diferencias de la relación entre valor agregado del sector industrial y el número de trabajadores allí empleados.

CUADRO No. 6

SECTOR INDUSTRIAL - ECUACION DE DEMANDA POR PRODUCCION INDUSTRIAL PERIODO 1976 - 1986

$$\begin{aligned} DPRODT &= 0.03 + 0.32DTP + 0.26DINP - 0.91MA(2) - 0.20AR(2) - 0.76AR(3) \\ t &= (7.45) \quad (2.43) \quad (1.90) \quad (-1.46) \quad (-0.72) \quad (-2.24) \\ R^2 &= 0.83 \quad DW = 2.06 \end{aligned}$$

DONDE:

DPRODT = Son las primeras diferencias de la producción industrial.

DTP = Son las primeras diferencias de los términos de intercambio (promedio de los 3 últimos años).

DINP = Son las primeras diferencias del índice de tasa de cambio (promedio de los 2 últimos años).

MA(2), AR(2)
y AR(3) = Son términos autorregresivos de orden 2 y 3 respectivamente, tal como ellos fueron encontrados en el proceso de identificación que combina una regresión con un elemento autorregresivo. Esta combinación se hizo con el propósito de reducir al máximo el número de variables independientes de la ecuación y con ello ganar seguridad en las proyecciones.

SECTOR INDUSTRIAL - ECUACION DE PERDIDAS NEGRAS PERIODO 1974 - 1982 1984 - 1986

$$\begin{aligned} DPGT &= 0.016 + 0.199DTKI \\ t &= (1.89) \quad (2.87) \\ R^2 &= 0.45 \quad DW = 1.94 \end{aligned}$$

DONDE:

DPGT = Son las diferencias de la relación entre pérdidas negras y generación total de electricidad en todos los sectores.

DTKI = Son las primeras diferencias entre la tarifa del sector industrial rezagada dos periodos y el precio de los bienes de capital en el sector eléctrico.

CUADRO No. 7

SECTOR COMERCIO - ECUACION DE DEMANDA POR ELECTRICIDAD

PERIODO 1975 - 1985

$$LCPRO1 = -5.09 - 0.28LTEEC + 0.33LTEND - 0.28AR(1)$$

$$t = (-28.76) \quad (-2.46) \quad (5.24) \quad (-0.94)$$

$$R^2 = 0.90 \quad DW = 2.13$$

DONDE:

LCPRO1 = Es el logaritmo de consumo por cada peso de producción.

LTEEC = Es el logaritmo de la tarifa eléctrica en el sector comercio.

LTEND = Es el logaritmo de la variable tiempo, incluida con el propósito de evitar relaciones espúreas.

AR(1) = Es un término autorregresivo de la ecuación.

SECTOR COMERCIO - ECUACION DE DEMANDA DE LA PRODUCCION

PERIODO 1972 - 1985

$$DPROD = -2.157D - 05 + 0.97DPIB$$

$$t = (-0.002) \quad (5.54)$$

$$R^2 = 0.71 \quad DW = 2.05$$

DONDE:

DPROD = Primeras diferencias de la producción en el sector comercio.

DPIB = Primeras diferencias del producto interno bruto.

SECTOR OFICIAL Y ALUMBRADO PUBLICO - ECUACION DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

PERIODO 1974 - 1985

$$DCISA1 = 0.31 + 0.85DPIBP + 0.64MA(1)$$

$$t = (1.56) \quad (1.91) \quad (1.89)$$

$$R^2 = 0.37 \quad DW = 2.04$$

DONDE:

DCISA1 = Primeras diferencias del consumo de electricidad en el sector oficial y alumbrado público.

DPIBP = Primeras diferencias del producto interno bruto promedio (rezagado dos períodos).

MA(1) = Es el elemento promedio móvil de las series de tiempo.

CUADRO No. 8

DERIVADOS DEL PETROLEO, CARBON Y GAS NATURAL SECTOR INDUSTRIAL - ECUACION DE DEMANDA POR FUEL OIL

PERIODO 1975 - 1985

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -28.34 - 1.66\text{LTFOR} + 1.18\text{LTCR} + 4.83\text{LTCM} - 1.04\text{LTEND} - 0.05\text{AR}(1) \\ t &= (-5.94) \quad (-4.18) \quad (5.72) \quad (6.49) \quad (-2.20) \quad (-0.24) \\ R^2 &= 0.98 \quad DW = 2.67 \end{aligned}$$

DONDE:

- LCPRO = Es el logaritmo de consumo de fuel oil por cada peso de producción industrial.
- LTFOR = Es el logaritmo del precio del fuel oil (rezagado un periodo).
- LTCR = Es el logaritmo del precio del crudo de castilla (sustituto del fuel oil).
- LTCM = Es el logaritmo del precio del carbón mineral (también sustituto del fuel oil).
- LTEND = Es el logaritmo de la variable tiempo que capta cambios tecnológicos y otros factores no explicados por las demás variables independientes que afectan la variable dependiente.
- AR(1) = Es un término autorregresivo de la ecuación.

ECUACION DE PRUEBA DE RESIDUOS DEL FUEL OIL

PERIODO 1976 - 1985

$$\begin{aligned} \text{RES} &= -3.16 - 0.74\text{RESR} - 0.33\text{LTFOR} + 0.15\text{LTCR} + 0.41\text{LTCM} + 0.42\text{LTEND} \\ t &= (-0.66) \quad (-1.49) \quad (-0.81) \quad (0.73) \quad (0.58) \quad (0.84) \\ R^2 &= 0.38 \quad DW = 2.80 \end{aligned}$$

CUADRO NO. 9

SECTOR INDUSTRIAL - ECUACION DE DEMANDA POR DIESEL

PERIODO 1973 - 1984 1986 - 1987

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -6.22 - 0.04\text{LTDOR} + 0.14\text{LTCM} + 0.03\text{LTCRR} \\ t &= (-26.70) \quad (-2.35) \quad (3.47) \quad (1.47) \\ R^2 &= 0.71 \qquad \qquad \qquad DW = 1.87 \end{aligned}$$

DONDE:

LCPRO = Es el logaritmo de consumo de diesel por cada peso de producción industrial.

LTDOR = Es el logaritmo de la tarifa del diesel (rezagada un período).

LTCM = Es el logaritmo de la tarifa del carbón mineral.

LTCRR = Es el logaritmo de la tarifa del crudo de castilla (rezagada un período).

SECTOR INDUSTRIAL - ECUACION DE DEMANDA POR QUEROSENE

PERIODO 1974 - 1987

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -10.11 - 0.66\text{LTKJ} + 1.89\text{LTGN} + 0.21\text{DUMMY} + 0.49\text{MA}(1) - 0.33\text{AR}(2) \\ t &= (-13.82) \quad (-5.28) \quad (7.67) \quad (1.87) \quad (1.11) \quad (-2.20) \\ R^2 &= 0.92 \qquad \qquad \qquad DW = 2.00 \end{aligned}$$

DONDE:

LCPRO = Es el logaritmo de consumo de querosene por cada peso de producción.

LTKJ = Es el logaritmo del precio del querosene

LTGN = Es el logaritmo del precio del sustituto (gas natural).

MA(1) y AR(2) = Son elementos autorregresivos de la ecuación.

SECTOR INDUSTRIAL - ECUACION DE DEMANDA POR CARBON MINERAL

PERIODO 1975 - 1987

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -0.63 - 0.26\text{LTCM} + 0.15\text{LTCRP3} + 0.33\text{LCPROR} \\ t &= (-0.97) \quad (-2.07) \quad (3.74) \quad (2.01) \\ R^2 &= 0.86 \qquad \qquad \qquad DW = 1.87 \end{aligned}$$

DONDE:

LCPRO = Es el logaritmo del consumo del carbón por cada peso de producción.

LTCM = Es el logaritmo del precio del carbón mineral.

LTCRP3 = Es el logaritmo de la tarifa del crudo de castilla promedio móvil de 3 períodos.

LCPROR = Es el logaritmo de la variable dependiente rezagada.

CUADRO No. 10

SECTOR INDUSTRIAL - ECUACION DE DEMANDA POR GAS NATURAL PERIODO 1978 - 1987

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -0.98 - 0.34\text{LTGN} + 0.14\text{LTKJ}(-1) \\ t &= (-1.76) \quad (-2.04) \quad (1.79) \\ R^2 &= 0.53 \qquad \qquad DW = 2.06 \end{aligned}$$

DONDE:

LCPRO = Es el logaritmo del consumo de gas natural por cada peso de producción.

LTGN = Es el logaritmo del precio del gas natural.

LTKJ(-1) = Es el logaritmo del precio del sustituto (querosene).

SECTOR TRANSPORTE - ECUACION DE DEMANDA POR GASOLINA MOTOR PERIODO 1973 - 1986

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -2.78 - 0.12\text{LTGM} + 0.13\text{LTEND} + 0.65\text{MA}(1) \\ t &= (-78.79) \quad (-2.53) \quad (3.14) \quad (2.03) \\ R^2 &= 0.64 \qquad \qquad DW = 2.06 \end{aligned}$$

DONDE:

LCPRO = Es el logaritmo del consumo de gasolina motor por cada peso de producto interno bruto.

LTGM = Es el logaritmo del precio de la gasolina motor.

LTEND = Es el logaritmo de la tendencia para captar cambio tecnológico.

MA(1) = Es un término autorregresivo de la ecuación.

CUADRO No. 11

SECTORES TRANSPORTE Y AGROPECUARIO - ECUACION DE DEMANDA POR DIESEL

PERIODO 1975 - 1986

$$\begin{aligned} \text{LCPRE} &= -4.42 + 0.16\text{LTDO} + 0.40\text{LTEND} + 0.76\text{MA}(1) \\ t &= (-36.52) \quad (-2.49) \quad (3.92) \quad (2.19) \\ R^2 &= 0.83 \qquad \qquad DW = 2.04 \end{aligned}$$

DONDE:

LCPRE = Es el logaritmo del consumo de diesel por cada peso de producto interno bruto.

LTDO = Es el logaritmo del precio del diesel.

LTEND = Es el logaritmo de la variable tendencia para captar cambio tecnológico.

MA(1) = Es un término autorregresivo de la ecuación.

SECTOR ELECTRICO - ECUACION DE DEMANDA POR GAS NATURAL

PERIODO 1976 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DCGNT} &= 0.001 + 0.80\text{DGEGN} \\ t &= (0.15) \quad (15.36) \\ R^2 &= 0.96 \qquad \qquad DW = 2.29 \end{aligned}$$

DONDE:

DCGNT = Primeras diferencias del consumo de gas natural en el sector eléctrico.

DGEGN = Primeras diferencias de la generación eléctrica térmica con gas natural.

SECTOR ELECTRICO - ECUACION DE DEMANDA POR CARBON

PERIODO 1976 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DCCM} &= -0.009 + 1.03\text{DGETCM} \\ t &= (-0.47) \quad (15.13) \\ R^2 &= 0.96 \qquad \qquad DW = 2.30 \end{aligned}$$

DONDE:

DCCM = Primeras diferencias del consumo de carbón mineral en el sector eléctrico.

DGETCM = Primeras diferencias de la generación eléctrica térmica con carbón mineral.

MODELS FOR ENERGY ANALYSIS AND PLANNING

Alvaro Ruiz Hernandez *

INTRODUCTION

The topic of developing simulation models for the comprehensive analysis and planning of the energy sector took shape in the National Energy Study (ENE) issued in Colombia in 1982. 1/ It stated that "such models are particularly useful in planning medium-term energy investment policies." 2/ They are also a useful tool in evaluating the substitution of one form of energy for another and in assessing its impact on demand and, then, on investment planning. In addition, the models are instrumental in establishing long-term pricing policies to encourage the rational and efficient use of the different available energy sources.

One of the latest papers written on the energy sector states that there are substantial inconsistencies between the models of the National Energy Study (prepared some years ago) and the models proposed by the firm Electrical Interconnection (ISA). It is recommended that the cause of these differences be studied and that particular attention be paid to the impact that the long-term shifts in population growth trends have on electricity demand. Emphasis is also given to the need for developing models to study how the potential substitution of natural gas for electricity in the residential and commercial sectors will affect that power source and thus investment in the electricity industry. This should be done as soon as clear energy resource substitution policies are identified. 3/

This study, which is part of a lengthier one on the development of planning models in Colombia and projections of future consumption, was made possible thanks to the kind cooperation, support, and generosity of the United Nations Development Program (UNDP) and of the Ministers of Mines and Energy Guillermo

Perry Rubio and Oscar Mejia Vallejo and Vice-Ministers Alberto Brugman Miramon and Hernan Correa Noguera. The survey hopes to contribute to the solution of the above-mentioned issues, through the refinement of theories and methodologies and, occasionally, through the formulation of new models. It also intends to provide support for the Ministry of Mines and Energy, and generally for the Minister, in the planning responsibilities established by law: pursuit of the optimum use of resources, and involvement in the formulation of energy pricing policies. Special attention has been given to formulating an equation system that will simultaneously serve the purposes of energy demand projections and energy substitution analyses, and study the way in which population shifts affect effective demand by new electric power customers, and thus, electricity demand. It also suggests a simple methodology aimed at solving simultaneity problems in per-customer-electricity-consumption equations in the residential sector.

The first part of the document generally addresses theoretical and methodological problems. The second discusses, in some detail, the methodological refinements suggested for the models initially built by ENE (this section may be omitted by those not familiar with initial ENE methodologies). The third section provides parameter quantifications for the different equations. The fourth shows some applications of the models, geared to projecting future consumption, and the impact of substitution policies on such consumption.

The major conclusion of this effort is that the initial ENE models that were pioneers in Colombia (as well as those subsequently developed following the same main approach) underestimate the growth of the

* Advisor to the Ministry of Mines and Energy of Colombia, through the UNDP. The concepts and opinions presented herein are the sole responsibility

of the author, who acknowledges the support he has received, especially from Drs. Oscar Mejia Vallejo, Alberto Brugman and Hernando Jose Gomez.

number of electric supply customers, when applied for projection purposes. This is why they give rise to consumption growth projections that are below actual figures. This deficiency was more than offset by ENE, because its GDP and industrial production projections turned out to be much higher than actual figures up to 1987. It is therefore crucial to review the methodological aspects of the models so as to have an appropriate projection scenario and to avoid underestimations of future consumption that could cause substantial losses in potential economic growth. 4/

The second important conclusion of this survey is that electricity consumption in the residential sector is much more sensitive to changes in rates than was initially estimated by ENE. This has made for consumption projections lower than the ENE figures, in an environment of rising tariffs in real terms. The net effect of discrepancies with ENE regarding the models for the number of customers and of consumption per customer is negative. The underestimation originating in the number-of-customer models is larger than the overestimation deriving from consumption-per-customer models.

The third basic difference with the ENE models has to do with industrial sector equations. In the equations shown here, it is possible to examine the effect of technological changes and productivity on electric power consumption.

1. THEORETICAL AND METHODOLOGICAL ASPECTS

A system of demand equations for the various forms of energy existing in the country must be based on widely accepted consumption theories, so that this system may be used to analyze energy source substitution and future energy consumption.

According to the neoclassical marginalist theory of consumption presented by Allen and Hicks, the demand for a "normal" product is usually determined by variables which are somehow related to the price of that good and the price of the substitute; to income; and occasionally, to population changes, habits, tastes and cultural and climatic factors. 5/

Given conditions in which consumers seek to maximize use with limited incomes, the relation between the price of the good and its consumption is generally an inverse one; this means that when the price of the good increases (decreases), the demand for it will decrease (increase). There is a direct link with income, so that, whenever this variable fluctuates upwards or downwards, the demand curve will move in the same direction. Finally, the relationship between consumption and the price of the substitute will follow the same trend; that is, whenever the price of the substitute rises (drops) the demand for it will drop (rise), thus inducing upwards (downwards) movements in the consumption of that good. The link between population and demand is usually positive and the rela-

tionship with cultural, housing and taste factors may be positive or negative, depending on consumer-specific conditions. Price elasticities will vary directly, in terms of how perfect or imperfect the substitute is and how many substitutes exist for that particular product in the consumption function. 6/

This simple theoretical framework was the basis for the formulation of the system of equations that make up the power sector models. Typical equations for each of these models may be structurally specified in the following way:

The Residential Sector

The definition of consumption in this sector is the result of multiplying consumption per customer by the number of customers. The equation for consumption per customer is as follows:

$$CC_i = a_0 - a_1 TAR_i + a_2 Y_i + a_3 ST_i + a_4 V_i + a_5 CS(-1)_i$$

WHERE:

CS_i = consumption per customer in the i region, the country having been divided into four regions.

TAR_i = the average rate in region i .

Y_i = the income variable in region i .

ST_i = the price of the substitute in region i .

V_i = other variables influencing behavior of consumption per customer in region i , as explained above.

$CS(-1)_i$ = dependent variable lagged by one period in region i . (Explains that changes in the dependent variable are partly due to its value in a preceding period and partly to fluctuations in the independent variables; that is, rate, income and price of the substitute).

It is clear that problems of simultaneity may appear in this type of equations; this means that electricity rates influence demand, but since demand differs among the various consumption levels it may also be that demand will influence the rate. Widely accepted econometric procedures were used to avoid this problem, as will be explained in the section on findings.

The second equation system was developed to model the number of customers. This system has two series of equations. The first one relates the number of customers to the variables influencing that number. These variables are construction 7/ and income. Construction is taken here as a proxy of the effective new

housing demand, and thus, as the major determinant of the number of electric power supply customers. Income is an indicator of the effective demand by new customers not associated with new housing. The other equation of the customer model links construction with its determinants.

The equation for the number of customers in structural terms is as follows:

$$SUS_i = a_0 + a_1 \text{CONS}_i + a_2 Y_i$$

WHERE:

SUS_i = the number of customers in the residential sector, according to the four regions into which the country was divided.

CONS_i = building activities in region i.

Y_i = the income variable in region i.

The construction equation is for the nationwide level and is structurally presented as follows:

$$\text{CONS}_i = a_0 - a_1 \text{ICO} + a_2 \text{POB} + a_3 Y$$

WHERE:

CONS_i = construction (dependent variable).

ICO = the construction price index.

POB = population.

Y = per capita income.

On integrating these two equations, it will be possible to see the influence of the population, income and price elements on the number of electric power customers.

The Electricity Sector: Industrial, Commercial, Official and Public Lighting

Two equation systems were identified for the models for the first two subsectors: one equation system defines electric power consumption per each million pesos of production 8/ (industrial and commercial production for each customer); and a second equation system refers to the demand functions of industrial and commercial production.

The electric power consumption equation is structurally as follows:

$$CPO = a_0 - a_1 TK + a_2 VT$$

WHERE:

CPO = electric power consumption per each million pesos of production.

TK = the ratio between electricity rates and the price index for power equipment.

VT = the ratio between the industrial sector's value added and its staff numbers (productivity and technological change variables).

Taking into account that the bulk of the electricity used in the industrial sector is used for power supply purposes and for activities in which it cannot be replaced by another, more economical energy source 9/, the equation does not explicitly include a substitute. However, based on the consumer and producer theory, the productive sector visualizes self-generation of electricity as a substitute means of providing that energy resource when electricity rates are so high as to economically justify such self-generation (see E. Ferguson, chp. 3 and 4). The major element that should be taken into account in estimating self-generation costs, and in comparing them with electricity rates, is the price of the machinery used to produce this supply and the self-generated output (self-generation is viable mainly in the industrial sector, since its electricity consumption levels are sometimes relatively high, very much higher than those in the commercial sector. This is why in formulating the commercial sector equation only the rate is included and not the rate and price of capital goods ratio). Thus, the ratio between the electricity rate and the price of capital goods is inversely related to electric power consumption: if the electricity rate increases according to the price of capital goods, there will be a decrease in the consumption of the electric power purchased from electric companies. This is not only because of the basic law of the consumer theory, according to which consumption tends to be inversely related to price movements, but also because new self-generation projects seem to become profitable as the mentioned ratio increases, thus reinforcing the initial move toward decreasing electricity purchases. There may even be forces leading to a unilateral rate reduction, as in the case of illegally tapped power supplies which cause the phenomenon known as "black losses".

On the other hand, if electricity prices drop in relation to the capital goods in the sector, there will be an incentive for increasing the consumption purchased from electric companies. This will result from the operation of the basic consumer theory and also in response to the unprofitability of certain self-generating power projects.

The other variable that accounts for electricity consumption per each million pesos of production is a productivity indicator, such as the value added and personnel employed ratio. An increase in this ratio is usually associated with a technological change in terms of relative capital increases in the production

function. 10/ Again, a larger capital endowment implies more energy consumption, particularly electricity consumption.

Since information to compute the value added and personnel employed ratio is available for the industrial sector but not for the commercial sector, in the latter a variable was included as a proxy for this technological change process 11/, as will be explained in the section on findings.

For the official and public lighting sector, a simple equation is suggested, relating its power consumption to national income. The evolution of this variable will depend to a large extent on the possibility of extending or broadening the public lighting grid.

Finally, the model comprises two production equations: one referring to the industrial sector and the other to the commercial sector. The demand functions of the different power supply sources in the industrial and commercial sectors are given as resulting from the integration of certain consumption equations per each million pesos of production with the production function.

The production function is structurally as follows:

$$\text{PROD} = a_0 + a_1 T + a_2 E + a_3(\text{MA}) + a_4(\text{AR})$$

WHERE:

PROD = nationwide industrial production.

T = terms of trade.

E = the exchange rate index.

(MA) & (AR) = autoregressive elements in the equation. Their inclusion responds to the fact that the other two independent variables (T and E) are insufficient to achieve a good fit of the demand function.

This equation was formulated as suggested owing to operational considerations, which are provided in the part dealing with empirical estimates of the models.

The production function for the commercial sector is very simple; it merely relates commercial production to national income.

2. REVIEW OF MODELS FROM THE ELECTRIC POWER SECTOR STUDY (ESE), THE NATIONAL ENERGY STUDY (ENE) AND SUBSEQUENT EFFORTS

The Residential Sector: Number of Customers

One of the first systematic exercises performed in this area in Colombia was the ESE. The methodology used therein has continued to be used in the different studies done on electricity consumption projections during this decade, such as those undertaken by the National Energy Study and ISA.

These studies are based on the following identity to project the number of housing units:

$$V = \frac{P}{P/V}$$

WHERE:

P = population.

P/V = person per housing unit ratio.

To project the P/V ratio, it is assumed to follow the evolution of a logistic function towards a minimum number of persons per housing unit. This minimum number is established by a value judgment. Given this, as well as the population projection, the number of housing units is estimated by using the previous identity; and from there electric power customers are projected on the basis of some judgment on the range of the service coverage. 12/

The above implies that to project this latter variable an equation describing the population and the number of housing units ratio will be used, on the basis of some judgment regarding the population and housing unit ratio to be observed in the future. This value judgment must necessarily be introduced, since the equation in reference is used to find the future value of two unknowns: the number of housing units and the ratio of the population to this number. It was certainly necessary to make use of such judgments, because of the limited and unreliable information existing some years ago. Fortunately, SIE actions have provided additional data, which currently enable the use of a more rigorous methodological approach to the number-of-customers projections, as presented below.

Proposed Methodology

To avoid the above value judgment and to have a basis for the future order of magnitude of housing units 13/, the study undertaken suggests that this number be estimated econometrically, using an equation that will link housing unit construction with its determinants, as was indicated in the section on theoretical and methodological aspects. Therefore, the projection of the number of housing units will result from applying the equation and not from any judgment on the value of the population to number of housing units ratio. The housing unit projection leads to the customer projection, either through a certain assumption on coverage, or econometrically, through equations that link the customer variable to the construction variable, as indicated in Section 1.

Since no time series are available for housing stock figures (accurate data are available only for the census years), the reports on the development of housing units were chosen as a proxy for the growth in new housing units. This procedure is justified by the close

correlation existing between the two variables, for the housing construction sector in Colombia is mainly oriented to the building of new dwellings, and consequently, the trajectory of both of the above-mentioned variables is very similar. The estimated growth rate of the number of housing units is thus assumed to be approximately equal to the growth rate for housing construction. The latter rate is computed according to the above-mentioned econometric procedure. (Note that, for several years, the average size of the housing unit has been decreasing. This means that the growth rate of the number of new housing units may be somewhat higher than the rate at which construction is expanding).

The Residential Sector: Consumption per Customer

There are also significant changes in the consumption-per-customer equations: first of all, detailed studies were done on electricity substitutes in the different regions of the country and the equations were formulated on that basis. As a result, two of the four equations herein include substitutes that did not appear in ENE's initial equations, because their use has become widespread only recently, during the present decade. Owing to this modification, the price elasticities currently computed must be higher than those estimated by ENE within the theoretical framework described in the preceding section. Furthermore, the equations for consumption per customer were presented so as to enable the elimination of simultaneity biases, originating mainly in rate escalation according to consumption levels, through the use of the two-stage least-squares.

The net impact of the methodological changes suggested in the models presented herein is an empirical problem. If per capita income and electricity tariffs have positive growth rates, with this model projections can be higher or lower than those resulting from those using ENE figures. This will depend on the values for income and price elasticities and on the projection scenarios adopted for these variables. Given the results of the equations and the most probable projection scenarios, the last part of this paper shows that the ENE model leads to underestimations of the electricity demand. As was already stated, these underestimations were more than offset by overestimations in income and industrial production rates which, according to ENE, would be 5.4% and 7.6%, respectively, for the 1980-2000 period. These figures were actually 3.09% and 4.05% for the 1980-1987 period.

The Industrial Sector

One of the strides made by the electricity equation with respect to the initial ENE equation is that it now measures the impact of technological change (concretely, the industrialization and mechanization process) on electricity demand, in the manner

suggested in the preceding section.

Finally, it must be emphasized that progress in energy substitution was possible because for some time prices have been reflecting, more than ever, the differences in the opportunity costs of the different forms of energy, and consumers have been replacing high-priced electricity with lower-priced substitutes such as propane gas.

3. EMPIRICAL ESTIMATES OF THE MODELS

The theoretical model presented in Section 1 comprises a 14-equation system: 9 for the residential sector; 3 for the industrial, commercial, official, and public lighting sectors; 1 for industrial production; and 1 for commercial production. The equations were worked out with two degrees of disaggregation, namely, the residential sector at the regional level, and the industrial, commercial, official and public lighting sectors at the national level.

3.1 Econometric Aspects

The dependent or endogenous variable in the equations for the residential sector covers consumption per customer (one equation for each region) and number of customers (one equation for each region), whereas for construction there is one single equation at the national level. The dependent variable in the equations for the industrial and commercial sectors is consumption per each million pesos of industrial and commercial production. The final form in which the dependent variable was defined has both pros and cons. On the positive side, it was found that this procedure reduced collinearity between the independent variables. Furthermore, it is very important for analytical purposes to know the trend of consumption per customer (residential sector) and consumption per each million pesos of production (industrial and commercial sectors). There is a disadvantage, however, in the definition given to the dependent variable: by including the number of customers and production as independent variables in the equations for electricity consumption in the residential and industrial sectors, respectively, there is a bias towards the unit (1) in the elasticity value for the number of customers with respect to residential consumption and for income with respect to industrial consumption. It was found that this figure ranged from 0.90 to 0.97 for the elasticities of income and number of customers. It should also be mentioned that different international surveys, both for industrialized and for Latin American countries, show that the income elasticity is very close to the unit (from 0.80 to 1.10), which indicates that the bias introduced into the coefficient of the mentioned elasticities, by thus defining the dependent variable, is very small.^{14/} This definition of the model permits its use for the purposes of substitution analysis, which is one of the essential objectives of the models.

correlation existing between the two variables, for the housing construction sector in Colombia is mainly oriented to the building of new dwellings, and consequently, the trajectory of both of the above-mentioned variables is very similar. The estimated growth rate of the number of housing units is thus assumed to be approximately equal to the growth rate for housing construction. The latter rate is computed according to the above-mentioned econometric procedure. (Note that, for several years, the average size of the housing unit has been decreasing. This means that the growth rate of the number of new housing units may be somewhat higher than the rate at which construction is expanding).

The Residential Sector: Consumption per Customer

There are also significant changes in the consumption-per-customer equations: first of all, detailed studies were done on electricity substitutes in the different regions of the country and the equations were formulated on that basis. As a result, two of the four equations herein include substitutes that did not appear in ENE's initial equations, because their use has become widespread only recently, during the present decade. Owing to this modification, the price elasticities currently computed must be higher than those estimated by ENE within the theoretical framework described in the preceding section. Furthermore, the equations for consumption per customer were presented so as to enable the elimination of simultaneity biases, originating mainly in rate escalation according to consumption levels, through the use of the two-stage least-squares.

The net impact of the methodological changes suggested in the models presented herein is an empirical problem. If per capita income and electricity tariffs have positive growth rates, with this model projections can be higher or lower than those resulting from those using ENE figures. This will depend on the values for income and price elasticities and on the projection scenarios adopted for these variables. Given the results of the equations and the most probable projection scenarios, the last part of this paper shows that the ENE model leads to underestimations of the electricity demand. As was already stated, these underestimations were more than offset by overestimations in income and industrial production rates which, according to ENE, would be 5.4% and 7.6%, respectively, for the 1980-2000 period. These figures were actually 3.09% and 4.05% for the 1980-1987 period.

The Industrial Sector

One of the strides made by the electricity equation with respect to the initial ENE equation is that it now measures the impact of technological change (concretely, the industrialization and mechanization process) on electricity demand, in the manner

suggested in the preceding section.

Finally, it must be emphasized that progress in energy substitution was possible because for some time prices have been reflecting, more than ever, the differences in the opportunity costs of the different forms of energy, and consumers have been replacing high-priced electricity with lower-priced substitutes such as propane gas.

3. EMPIRICAL ESTIMATES OF THE MODELS

The theoretical model presented in Section 1 comprises a 14-equation system: 9 for the residential sector; 3 for the industrial, commercial, official, and public lighting sectors; 1 for industrial production; and 1 for commercial production. The equations were worked out with two degrees of disaggregation, namely, the residential sector at the regional level, and the industrial, commercial, official and public lighting sectors at the national level.

3.1 Econometric Aspects

The dependent or endogenous variable in the equations for the residential sector covers consumption per customer (one equation for each region) and number of customers (one equation for each region), whereas for construction there is one single equation at the national level. The dependent variable in the equations for the industrial and commercial sectors is consumption per each million pesos of industrial and commercial production. The final form in which the dependent variable was defined has both pros and cons. On the positive side, it was found that this procedure reduced collinearity between the independent variables. Furthermore, it is very important for analytical purposes to know the trend of consumption per customer (residential sector) and consumption per each million pesos of production (industrial and commercial sectors). There is a disadvantage, however, in the definition given to the dependent variable: by including the number of customers and production as independent variables in the equations for electricity consumption in the residential and industrial sectors, respectively, there is a bias towards the unit (1) in the elasticity value for the number of customers with respect to residential consumption and for income with respect to industrial consumption. It was found that this figure ranged from 0.90 to 0.97 for the elasticities of income and number of customers. It should also be mentioned that different international surveys, both for industrialized and for Latin American countries, show that the income elasticity is very close to the unit (from 0.80 to 1.10), which indicates that the bias introduced into the coefficient of the mentioned elasticities, by thus defining the dependent variable, is very small.^{14/} This definition of the model permits its use for the purposes of substitution analysis, which is one of the essential objectives of the models.

The two-stage least-squares method was applied to the structurally defined equations for electricity consumption per customer in the residential area in order to avoid simultaneity biases; that is, the influence of electricity rates on consumption and of consumption on rates. The instrumental variables selected were the rate in a preceding time period and income. The rate for a preceding period may influence current electricity consumption, but the latter has no impact on the former, and this is why the instrumental variables are exogenous. The simple method of ordinary least-squares was applied to the remaining equations. All the equations were worked out logarithmically; and where the variables showed an increasing or decreasing trend over time, the first differences were applied to the logarithmic form, so as to avoid spurious correlations (in the case of equations for the number of construction customers, and industrial and commercial production customers). The only exception to this general rule was the equation for the number of customers in the northern region, which included "trend" as one of the independent variables, so as to avoid biases in the coefficients, owing to a simple correlation. 15/ The trend variable avoids spurious ratios, and it must be included so as not to omit one of the independent variables. 16/

As mentioned in the theoretical part, the consumption functions were generally gauged using the price of the energy form demanded, income, and the price of the substitute as independent variables. In the equations for electricity consumption per customer (residential sector), variables other than income were used in order to reduce collinearity as much as possible. This is why in the equation for the northern region the income variant used is the value added in the manufacturing sector; 17/ for the northwestern region, it is salaries paid; for the southwestern region, value added per capita; and for the central region, salary per capita. Since this measure of economic activity is partial (it refers only to the manufacturing sector), the unemployment variable was also used to supplement the measurement of economic activity. The substitute to be used varies according to the region for which the equation was computed: it is propane gas for the northern and central regions and kerosene for the southwestern region. Although, in principle, many equations included the lagged dependent variable as one of the independent variables; because adjustments do take some time, the final form of many of these equations does not include that variable when the collinearity problems detected were more or less serious, or when the coefficient of the lagged dependent variable was very small. This indicated that the adjustment took place within one year. In the case of the equations for electricity consumption in the residential sector in the southwestern and central regions, a high collinearity was found between the lagged dependent variable and the price of the substitute form of energy. The equation coefficients were examined without including

that price, and results were compared when the price was included; then, the lagged dependent variable was eliminated, with the result that the coefficients shown in this paper are very close to the long-term ones.

On the other hand, as indicated in the theoretical part, the model for the number of customers has a two-equation system: the customer and construction equations. In the first, the independent variables (regional) are construction and income. The latter is represented by the same variants used in the equations for consumption per customer. The construction equation at the national level has three independent variables, which are: price of construction, population and per capita income. Since the equation was worked out with first logarithmic differences, the constant term also measures the autonomous element of construction activities.

So that this model would be appropriate to study the influence of the independent variables of the construction function on the number of customers, it was necessary to make an assumption: the influence of population changes or of income on nationwide construction was the same as on regional construction. In fact, this assumption does not hold completely true because, as estimated by the National Planning Department, the rate of population increase has been decreasing more rapidly in Bogota and in the central region than in the northern part of the country. On the other hand, income has been increasing more rapidly in the former than in the latter. Consequently, the assumption made in order to tie in the construction equation (at the national level) with that of the number of customers (at the regional level) limits the reliability of regional data to some degree, but does not limit the results at the aggregate level. As already noted, certain regional flows of population and income are moving in opposite directions, but the degree of error introduced in correlating the national and regional equations does not appear to be too large.

Several variables are included in the two production equations. In the demand function for industrial production, the two independent variables are, as already stated, terms of trade and exchange rate, in addition to which autoregressive elements were included. The selection of these variables responds to two considerations: first of all, it was necessary to choose explanatory variables that were exogenous; secondly, there is enough evidence that autoregressive elements in time series help to provide a good fit in the equations and that their predictive power is good. 18/ Furthermore, these autoregressive elements complement the two independent variables which, by themselves, are merely a partial indicator of industrial production.

The terms of trade and the exchange rate index are explanatory variables in industrial production, because as is generally accepted, developments in the external sector of the economy have a strong impact on fluctuations in the domestic economy. 19/ Thus, in the short-term model for the Colombian economy the

terms of trade are the first explanatory variable for changes in the levels of economic activity and of industrial production.^{20/} There is abundant evidence of the positive impact of exchange rate movements on the export sector as well as on the import-substitution sector.^{21/} In the case of equations for electricity consumption per each million pesos of production in the commercial sector, "trend" was used as one of the independent variables.^{22/}

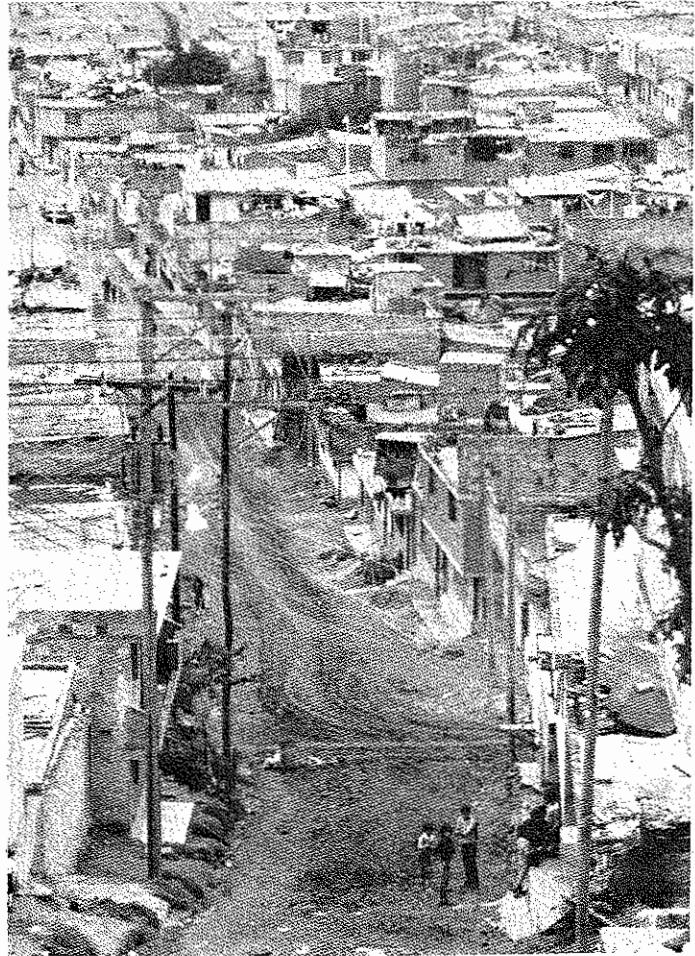
The two-fold purpose of avoiding biases in the results, as already mentioned, and also of explaining the impact of the industrialization and mechanization process on electricity demand was maintained.^{23/} The equations were run for the 1972-1985 period (on the average). In some equations the time range was extended to 1986-1987, because more up-to-date information became available as the equations were being built. In some cases the equations were run from 1971, while in others they were run from 1973 or 1974, depending on the lags required when including autoregressive elements in the equations (the Cochrane Orcutt method).

3.2 The Findings

The equations and their results are shown in the tables at the end of this paper. All coefficients have the expected signs, according to the theoretical framework explained at the beginning. It may also be seen that, in general terms, the more perfect the energy substitute, the higher the price elasticity. Therefore, in the equations for electricity consumption per customer (residential sector), it may be seen that the highest price elasticity was found for the northern region, where the household sector can substitute natural or propane gas for electricity. At the opposite extreme was the northwestern region, with the lowest price elasticity, mostly owing to the total lack of substitutes available to users in that part of the country. The price elasticities of the southwestern and central regions fall in the middle range. The value of the elasticity coefficients for the substitute are also consistent with expectations: the highest value was seen in the northern region and the lowest in the central region, where propane gas is not a perfect substitute for electricity and does not offer high supply reliability.

The high price elasticity in the northern region is striking. This is why two equations were estimated in this case. In one, the lagged dependent variable was included as one of the independent variables, but collinearity problems were detected. Therefore, another equation was estimated, without including the lagged dependent variable as one of the independent variables and examining the lags with which the adjustment operates through a distributed lag polynomial. It was noted that, in this case, the price elasticity coefficient was a little lower but still continued to be slightly higher than one. Upon probing into this phenomenon, two major reasons were found to account

for this result. First, the substitution process is slow and has yet to be completed, although the substitution elasticity coefficient appears to be attaining its maximum limit. Second, the increase in black losses as a ratio of total electricity output pertains more to the residential than to the industrial sector. This suggests that the high price elasticity in the electricity demand function responds not only to the existence of a good substitute but also to the illegal tapping of electric power, which makes for lower billed consumption (or for lower rates of increase), though this effect was found to be marginal. The results for the number-of-customers models were also consistent with the theory explained in the preceding sections. The conclusion is that the number of customers depends on changes in the population variable (with average elasticities close to 1) as well as on income trends (with average elasticities close to 0.40).^{24/} Despite this first result, the income variable can have a higher impact than the population on the number of customers, because part of its effect is directly felt through the autonomous element of the construction and number-of-customers equation, as stated in the preceding section. The order of magnitude of this autonomous element is large, since by itself it accounts for 50% of the changes in construction, and for from 30% to 40% of the variations in the number of customers (see the relevant equations).



SUMMARY OF THE ESTIMATES FOUND FOR THE MAIN ELASTICITIES OF THE FUNCTIONS FOR ELECTRIC POWER DEMAND

ENDOGENOUS VARIABLES	ENERGY PRICE	SUBSTITUTE PRICE	INDEPENDENT VARIABLES			(EXOGENOUS) RATIO BETWEEN POWER TARIFF AND PRICE OF CAPITAL GOODS	TECHNOLOGICAL CHANGE VARIABLE	
			INCOME	UNEMPLOYMENT	POPULATION		VALUE ADDED NO. WORKERS	TREND
CS1	1.6	-1.2	0.4	0.4	0.60	-	-	-
CS2	-1.6	-		0.35	-	-	-	-
CS3	-0.42	0.23		0.42	0.16	-	-	-
CS4	-0.56	0.09		0.37	-0.18	-	-	-
SUS1 1/	-	-		0.05 2/	-	0.26 2/	-	-
SUS2 1/	-	-		0.38	-	0.95	-	-
SUS3 1/	-	-		0.50	-	0.97	-	-
SUS4 1/	-	-		0.23 2/	-	0.72 3/	-	-
C PRO	-0.34	-		-	-	-0.34	0.79	-
C PRE	-0.28	-		-	-	-	-	0.83

⁴
CSi = electricity consumption per customer in Regions 1 (North), 2 (Northwest), 3 (Southwest) and 4 (Central).

⁴
SUSi = number of customers in each of the four regions.

C PRO = industrial consumption of electricity per each million pesos of industrial production.

C PRE = electricity consumption per each million pesos of industrial production (commercial sector).

1/ = income-elasticity coefficients, an approximate datum resulting from multiplying (chain theory) or adding the elasticity in the model to the number of customers.

2/ = As indicated in the sections on theory and findings, a good deal of the value of these elasticities is taken up, in this case, by the coefficient for the trend variable, which is 0.89.

3/ = The coefficient somewhat lower than in the southwestern and northwestern regions, due to the autonomous element of the equation, which is higher for the central region than for the other two.

NOTE: THE ELASTICITIES PRESENTED HEREIN ARE SIGNIFICANT AT A 95% SIGNIFICANCE LEVEL.

Given the role of income elasticity in the number-of-customers model, its application will lead to estimating lower (higher) electricity consumptions than would be the case if the model only included population variables --the case of ENE-- within an environment of negative (positive) per capita income growth rates.

It should be noted that the effect which a decrease in the population growth rate has been having on the number of customers in the past will be approximately the same over the next 15 or 20 years. In fact, when the population growth rate drops, there are two effects that operate in the same direction on construction activities. The first is a short- and medium-term impact, evidenced by a reduction in the size of households and, consequently, of housing. This process has been strongly felt in Colombia, particularly in the interior. The second is the operation of another long-term force: a decrease in construction activities from 1986 on. In good part, this will replace the short- and medium-term trend, which is the decline in the number of new housing units and hence in the expansion of construction activities.

The findings for the industrial and commercial sectors are likewise consistent with the expected values. Price elasticity is close to -0.30, indicating that rate increases have led to a more rational use of

electricity and that the elasticities found would have been lower if the black loss phenomenon had not spread. Those losses rose from around 9% in the early years of the last decade to the current 18% or so. Income elasticity is equal to the unit (according to model construction). The value of this elasticity was tested when the production variable was included as one of the independent variables, and it was found to be very close to the unit.

The equation for black losses shows that between 1974 and 1986 approximately 60% of their increase as a proportion of total electricity generation output was due to losses in the residential sector and 40% to losses in the industrial sector. In large part, this phenomenon can be attributed to an excessive rate increase, particularly in the industrial and commercial sectors (of around 6% to 8% a year).

To conclude the remarks on the elasticities found, it must be stated that the value of the coefficients shown here corresponds approximately to the results derived by authors from different countries. In fact, for the case of the United States and England, where electricity has a good substitute in the residential sector, the price elasticity ranges from -0.95 to 1.43, and the income elasticities are approximately 0.70%.²⁵/ Both of these figures fall well within the results obtained for the northern region in this survey.

Estimates for the Latin American countries show a long-term price elasticity of approximately -0.50, while the long-term income elasticities vary from 0.20 to 0.60. These findings are very close to the figures obtained in this survey for the southwestern and central regions, 26/ (the income elasticity of other studies must be compared with the sum of the income elasticity and unemployment elasticity in this survey), and the international price elasticity estimates for the industrial sector show widely divergent figures ranging from -0.06 to -1.7 for the United States and England and from -0.24 to -0.34 for Latin America. 27/ In this paper the elasticity value was -0.34.

4. PROJECTIONS OF ELECTRIC POWER CONSUMPTION ACCORDING TO DIFFERENT MODELS

After adjusting the consumption behavior equations for the electricity subsectors, as shown in the preceding section, the different projection scenarios must be defined, in order to estimate the course that electricity consumption will take, as well as to analyze substitutions between different energy sources, given the trends in their relative prices.

The findings with respect to the equation coefficients show that in defining a basic projection scenario it is critical to estimate the most probable trends in national income, industrial production, population, and electricity and gas prices. For income, industrial production and population, certain estimates made by the National Planning Department were taken as a basis. According to those estimates, in coming years the growth rate of the variables may range from 4% to 5% for gross national product and from 1.5% to 1.7% for population.

It is generally accepted that the average price of electricity, particularly in the residential sector, is far below its opportunity value. 28/ However, the current policy of providing natural gas to the central region of the country and propane gas to the remaining areas of the interior, with opportunity values much lower than those of electric power, will make it possible to reduce current subsidies for this form of energy. The foregoing supports the National Energy Study's conclusion that electricity rates should grow in real terms. The projection scenarios for the different regions were drawn up taking into account these factors, within the regulatory framework for current tariff policies. 29/ Finally, the price of propane gas must be increased somewhat in order to attain its opportunity value. 30/

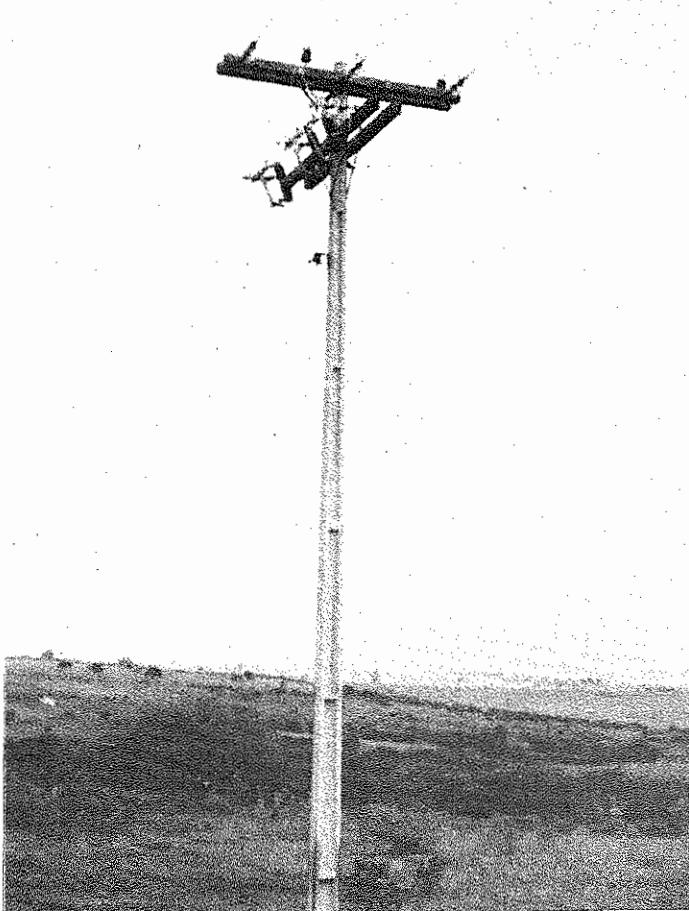
Projections according to UNDP assumptions and models

Therefore, starting with a growth of 4% in income, 2% in per capita income, 4.3% in industrial production, and 1.9% in population, alongside a 0% rate increase in the residential sector, a 2.25% average for the northern

region and the interior of the country, as well as a 0.5% increase in the substitute price and a 2% increase in electricity prices in the industrial and commercial sectors, and applying the electricity sector models presented in this paper 31/ for the figures given below, the result is a projected consumption of 6.5% for the 1986-2000 period. 32/

UNDP - MIN MINAS MODELS ELECTRIC POWER DEMAND (GW/H)

YEAR	1985	1995	2000
RESIDENTIAL SECTOR	9 327.	17 987.	25 118.
INDUSTRIAL SECTOR	6 159.	13 272.	15 758.
COMMERCIAL SECTOR	2 112.	3 890.	8 477.
PUBLIC LIGHT. SECTOR	1 833.	3 345.	4 590.
TOTAL			
SALES	10 432.	38 495.	50 344.
GENER.	26 188.	51 880.	67 848.



Projections according to ENE assumptions and ENE and UNDP models

If the ENE assumptions are applied to the models presented here, an annual consumption growth rate of 8.6% would be attained for the same period,^{33/}

whereas estimates based on the ENE models were 7.9% a year, ^{34/} according to the following:

ENE ASSUMPTIONS: PROJECTIONS ACCORDING TO THE ENE AND UNDP MODELS ELECTRIC POWER DEMAND (GW/H)

YEAR	RESIDENTIAL SECTOR		INDUSTRIAL SECTOR		COMMERCIAL SECTOR		PUBLIC LIGHT. SECTOR		TOTAL SALES GENER.	
	ENE	UNDP	ENE	UNDP	ENE	UNDP	ENE	UNDP	19 432.	26 189.
1985	9 914.	9 327.	8 776.	6 159.	2 829.	2 112.	1 784.	1 833.	19 432.	26 189.
1995	21 477.	19 779.	19 623.	18732.	5 648.	4 116.	3 484.	3 813.	46 442.	62 589.
2000	30 118.	28 446.	29 839.	27 104.	7 924.	5 641.	4 830.	5 499.	66 692.	89 881.

The basic ENE projection assumptions were an annual growth of 5.4% in income, 7.6% in industrial production, and 1.7% in population; constant and growing electricity rates of 1.5%, on average, for the northern and interior regions of the country, respectively; and an increased substitute price of 1.8% and 1.6% for the northern, southwestern, and central regions, respectively, ^{35/} in the 1984-2000 period.

These results are in line with the theoretical and methodological aspects presented in the first and second parts of this document. Using the models discussed here, the electricity consumption projections are higher than those of ENE, for the reasons already discussed above: first of all, the inclusion of the income variable in the number-of-customers model makes for more rapid electricity consumption in the residential sector, provided positive per capita income growth is estimated ^{36/} -- as 8.2% according to the model presented here and 7.7% according to ENE^{37/} -- and second, the consumption projected for the industrial sector is higher according to this model (9.9%) than it was in the ENE projection (8.5%). This is because that model incorporates the effect of the industrialization process on consumption (consumptions in the residential and industrial sectors amount to approximately 50% and 30% of total electricity consumption, respectively).

It should be noted that the underestimations of electricity consumption projections with the ENE models, versus the projections derived from this model, did not determine a surplus electricity demand, since, as was mentioned in Section 2, ENE projection scenarios in respect of the GDP and industrial production were 50% and 70% higher than actual figures from 1980 to 1987. Therefore, the underestimation to which the ENE models lead, in principle, was more than offset by the depressive effect on consumption originating in the economic recession that took place during the early years of this decade, the repercussions of which are still being felt. Despite the above, the economic recession and the

consequent temporary overscaling of the sector are coming to an end and should not affect sectoral planning. The present issue is the range of actions that are to be implemented so as to prevent the production shortfall that will occur between 1990 and 1993, when the new Guavio project comes onstream. This means that if the idea that prevailed during the last two years is maintained -- i.e. a 5.8% annual growth in demand -- electric power generation could turn out to be insufficient.

Investment planning must be determined by the long-term trends of the different variables influencing electricity consumption. It must be borne in mind that "Although energy consumption is a small fraction of the value added in the production of most goods, energy shortages become evident in cyclical production downturns." ^{38/} From the final, and recently published, ISA report on rationing costs (and assuming a cost of 2 000 dollars per installed kilowatt), it may be concluded that rationing costs incurred from supply shortages are tenfold those incurred by over-scaling. ^{39/}

Thus, without ignoring the enormous financial and macro-economic difficulties that must be met in order to maintain an expansion plan covering a 6.5% annual growth in demand, based on long-term considerations, it is crucial to separate facility planning from financing aspects. This will be necessary in order to have a clear idea of the policies that should be adopted, in the event that macroeconomic and financial restrictions preclude the possibility of expanding electric power supplies at a rate of 6.5% annually. To begin with, considerations regarding employment and economic growth would suggest that electricity supplies should not be decreased for the productive sectors, though they could be for the residential sector. The results of this survey indicate that tariff management is a powerful instrument for regulating growth in household consumption and, secondly, that the current schemes aimed at disseminating the use of gas as an electricity substitute

allow for a price increase of over 2.5% a year, in real terms, without increasing the overall energy bill. This is true because the price of gas and its opportunity cost are lower than those of electric power, by more than half. It is, therefore, technically and politically viable to bring residential electricity rates closer to the opportunity value of electricity and to reduce the residential consumption growth rate, without encouraging theft, thus attaining a demand growth slightly lower than 6.5% a year.

NOTES

1. See the National Energy Study, carried out for the National Planning Department by consultants Mejia Millan and Perry.
2. Ibid., p. 164.
3. See National Planning, United Nations Development Program and the World Bank, Bases for the Formulation of an Energy Policy in Colombia, p. 81.
4. The lack of appropriate electric power supplies is rapidly evidenced by a production decrease. See Eduardo Sarmiento, "Sector eléctrico y la financiación del desarrollo", Forum on the Management of New Energy Realities, Bogota Electric Power Company, May 1986, p. 55.
5. See E. Ferguson, Microeconomic Theory, chp. 2 and 3, Richard D. Irwin Inc., 1966 and 1969.
6. Ibid., chp. 3 and 4.
7. When construction is mentioned, it is understood to be building activities in the urban sector.
8. The reason for specifying the variable in this way is economic, as explained in the section on findings.
9. See Energy Information System (SIE). Industrial Survey, Ministry of Mines and Energy, Colombia, n.d.
10. See also M.D. Intriligator, Econometric Models, Techniques and Applications, chp. 8: "Technical Change," E. Prentice Hall, 1978.
11. For the justification of this procedure, see ibid., pp. 289-292.
12. See Power Sector Study, Annex 6, p. 25 and National Energy Study, Vol. 3, chp. 18, pp. 221-229, Colombia.
13. As well as the population to number of housing units ratio.
14. See J. Perez and C. Acosta, "Residential and Industrial Demand Models for Colombia and Estimates of Price Elasticities," Desarrollo y Sociedad, No. 19, CEDE-UNIANDES, Colombia, 1987.
15. See Wonnacott and Wonnacott, John Wiley and Sons, 1979, chp. 60, pp. 94-97 and 173-175.
16. Ibid., pp. 96-98.
17. All of the income variations for regional equations refer to the manufacturing sector, the regional figures on which offer one of the most reliable measurements of economic activity.
18. See G. Gujaratti, Basic Econometrics, chp. 12, McGraw-Hill.
19. See Reyes, Ramirez et al. "Short-term Model of the Colombian Economy," Revista de Planeacion y Desarrollo, May-August, 1978.
20. Ibid.
21. See World Bank, "Manufacturing Sector: Report on Colombia," World Bank, 1984, p. 33.
22. With "rate" as the other independent variable.
23. On the use of the trend variable to explain technological change, see M.D. Intriligator, op. cit., chp. 8, pp. 288-292.
24. Growth in the number of customers also depends on the structural and cultural variables mentioned in the preceding section; these variables are taken up in the autonomous element of the equation.
25. See Taylor L.D., "The Demand for Electricity: A Survey," Bell Journal of Economics, 1975, 6:1; Griffin, J.M., "The Effects of Higher Prices on Electricity Consumption," 1976, 7:2; J. Perez and C. Acosta, op. cit.
26. See J. Perez and C. Acosta, op. cit.
27. See Westley D. Glen and J. Perez and C. Acosta, op. cit.
28. According to ISA estimates, the average rate in the residential and industrial sectors is close to \$6.00 and \$16.00, while the opportunity cost rises to nearly \$20.00. See also, Bases for the Formulation of an Energy Policy in Colombia, op. cit., chp. IV.
29. Decree No. 2545 of 1984 and Resolution 086 of 1986 of the National Tariff Board.
30. See Bases for the Formulation of an Energy Policy in Colombia, op. cit., chp. V.
31. The consumption growth rate drops from 6.5% to 6.4% if black losses decline from 13% to 6.75%. These quantifications are presented in detail in the broader document UNDP/Ministry of Mines and Energy, Models for Analysis and Planning in the Energy Sector, Bogota, Colombia, 1987.
32. This result is consistent with the estimates of the United Nations International Atomic Energy Agency, corresponding to September 5 of this year, according to which electricity demand growth in Latin America will be between 5.8 and 7.1% for the 1987-2000 period.
33. See UNDP/MINMINAS, op. cit.
34. See National Energy Study, op. cit., chp. V, p. 216.
35. Ibid., chp. IV, pp. 173ff.
36. Note that this discrepancy is computed after taking into account that the price elasticity in this model is much higher than in the ENE model.
37. The sum of the income and population elasticities in the number-of-customers model presented here is higher than that of population in the ENE model.
38. See Eduardo Sarmiento P., op. cit.
39. See ISA, "Electricity Rationing Costs in the Industrial, Residential, Commercial and Service Sectors," Medellin, October 1986.

TABLE No. 1

**RESIDENTIAL SECTOR - EQUATION FOR CONSUMPTION
PER CUSTOMER IN THE NORTHERN REGION**

PERIOD 1972 - 1985

$$\begin{aligned} \text{LCS1} &= 0.07 - 0.28\text{LTAR} + 0.83\text{LCS1}(-1) + 0.07\text{LVRAG}(-1) + 0.07\text{LGLP} + 0.22\text{DUM2} \\ t &= (0.10) \quad (-1.95) \quad (9.73) \quad (1.69) \quad (1.81) \quad (5.92) \\ R^2 &= 0.98 \quad DW = 2.21 \end{aligned}$$

WHERE:

- LCS1 = the logarithm for consumption per customer in Region 1 (the North).
- LTAR = the logarithm for the average tariff.
- LCS1(-1) = the logarithm for consumption per customer lagged one period (i.e. the logarithm for the lagged dependent variable).
- LVRAG(-1) = the logarithm for value added in the manufacturing sector, lagged one period.
- LGLP = the logarithm for liquefied petroleum gas.
- DUM2 = a dummy variable which takes into account excess consumption following the base year (1981).

All of the variables are expressed in constant prices.

NOTE : The h test, to discount auto-correlation, cannot be applied in this case, because it would yield a negative number. For that reason, the residue test was used, to show that in fact there is no auto-correlation because the coefficient of the lagged dependent variable (residue) is not significant.

**EQUATION FOR CONSUMPTION PER CUSTOMER - NORTHERN REGION:
RESIDUE TEST**

PERIOD 1973 - 1985

$$\begin{aligned} \text{RES} &= 0.17 - 0.50\text{RES}(-1) + 0.05\text{LTAR} - 0.03\text{LCS1}(-1) + 0.00\text{LVRAG}(-1) + 0.01\text{LGLP} - 0.02\text{DUM2} \\ t &= (0.15) \quad (-0.85) \quad (0.33) \quad (0.28) \quad (0.03) \quad (0.36) \quad (-0.48) \\ R^2 &= 0.15 \quad DW = 1.88 \end{aligned}$$

EQUATION FOR THE NUMBER OF CUSTOMERS - NORTHERN REGION

PERIOD 1973 - 1985

$$\begin{aligned} \text{LSUS} &= 8.29 + 0.25\text{LCONS} + 0.89\text{LTEND} + 0.73\text{AR}(1) \\ t &= (7.60) + (1.58) \quad (4.60) \quad (24.37) \\ R^2 &= 0.99 \quad DW = 1.95 \end{aligned}$$

- LSUS = the logarithm for the number of customers (Northern Region).
- LCONS = the logarithm for construction.
- LTEND = the logarithm for trend (variable to avoid spurious correlations).

TABLE No. 2

EQUATION FOR CONSUMPTION PER CUSTOMER IN
THE NORTHWESTERN REGION

PERIOD 1972 - 1985

$$LCS2 = 5.91 - 0.16LTAR + 0.35LTRAB - 0.08LCONS - 0.05DUM5$$

$$t = (13.98) \quad (-2.89) \quad (6.98) \quad (-7.65) \quad (-4.96)$$

$$R^2 = 0.91 \quad DW = 2.50$$

WHERE:

LCS2 = the logarithm for consumption per customer in Region 2 (the Northwest).

LTAR = the logarithm for the average tariff.

LTRAB = the logarithm for salaries paid in the manufacturing sector.

LCONS = the logarithm for construction.

DUM5 = a dummy variable which considers 1977 as the base year.

EQUATION FOR CONSUMPTION PER CUSTOMER - NORTHWESTERN REGION:
RESIDUE TEST

PERIOD 1972 - 1985

$$RES = 0.13 - 0.32RES(-1) + 0.02LTAR - 0.01LTRAB + 0.001LCONS + 0.004DUM5$$

$$t = (0.35) \quad (-0.97) \quad (0.54) \quad (-0.31) \quad (0.16) \quad (0.41)$$

$$R^2 = 0.22 \quad DW = 2.07$$

EQUATION FOR THE NUMBER OF CUSTOMERS - NORTHWESTERN REGION

PERIOD 1975 - 1985

$$DSUS = 0.007 + 0.85DCONS(-3) + 0.19DTRAB(-2) - 0.20AR(1)$$

$$t = (0.45) \quad (3.91) \quad (3.67) \quad (-1.26)$$

$$R^2 = 0.78 \quad DW = 2.31$$

WHERE:

DSUS = first differences in the number of customers in Region 2.

DCONS(-3) = first differences in the construction variable.

DTRAB(-2) = first differences in salaries.

AR(1) = an auto-regressive term in the equation.

TABLE No. 3

EQUATION FOR CONSUMPTION PER CUSTOMER IN THE SOUTHWESTERN REGION

PERIOD 1971 - 1985

$$\begin{aligned} \text{LCS3} &= 7.33 - 0.42\text{LTAR} - 0.16\text{LEMPR} + 0.23\text{LPKNO} + 0.42\text{LVRAGP} + 0.15\text{DUMMY} \\ t &= (32.91) \quad (-3.48) \quad (-2.33) \quad (7.84) \quad (3.23) \quad (3.50) \\ R^2 &= 0.95 \quad DW = 2.09 \end{aligned}$$

WHERE:

LCS3 = the logarithm for consumption per customer in Region 3 (the Southwest).

LTAR = the logarithm for the average tariff.

LEMPR = the logarithm for the rate of unemployment in the previous period.

LPKNO = the logarithm for the price of kerosene.

LVRAGP = the logarithm for per capita value added in the manufacturing sector.

DUMMY = a dummy variable which takes into account excess consumption in 1978, following the base year 1977.

EQUATION FOR THE NUMBER OF CUSTOMERS - SOUTHWESTERN REGION

PERIOD 1973 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DSUS3} &= 0.003 + 0.87\text{DCONS}(-1) + 0.15\text{DVRAGP}(-1) + 0.15\text{DVRAGP}(-2) \\ t &= (0.19) \quad (2.89) \quad (2.86) \quad (2.25) \\ R^2 &= 0.65 \quad DW = 1.46 \end{aligned}$$

WHERE:

DSUS3 = first differences in the number of customers in Region 3.

DCONS(-1) = first differences in the construction variable, lagged one period.

DVRAGP(-1) = first differences in per capita value added in the manufacturing sector, lagged one period.

DVRAGP(-2) = first differences in per capita value added in the manufacturing sector, lagged two periods.

TABLE No. 4

EQUATION FOR CONSUMPTION PER CUSTOMER IN THE CENTRAL REGION

PERIOD 1971 - 1985

$$\begin{aligned} \text{LCS4} &= 7.58 - 0.56\text{LTAR} - 0.18\text{LEMPR} + 0.37\text{LTRCAP} + 0.09\text{LGLP} + 0.09\text{DUM7} \\ t &= (8.63) \quad (-3.97) \quad (-2.53) \quad (1.50) \quad (1.88) \quad (1.57) \\ R^2 &= 0.89 \quad DW = 1.61^* \end{aligned}$$

WHERE:

- LCS4 = the logarithm for consumption per customer in Region 4 (Central).
- LTAR = the logarithm for the average tariff.
- LEMPR = the logarithm for the rate of unemployment in the previous period.
- LTRCAP = the logarithm for salaries paid in the manufacturing sector.
- LGLP = the logarithm for liquefied petroleum gas.
- DUM7 = a dummy variable which takes into account excess consumption in 1982, following the base year 1981.

(*) The residue test was applied to this equation, to show the lack of auto-correlation.

**EQUATION FOR CONSUMPTION PER CUSTOMER - CENTRAL REGION:
RESIDUE TEST**

PERIOD 1972 - 1985

$$\begin{aligned} \text{RES} &= 0.26 + 0.22\text{RESR} + 0.005\text{LTAR} + 0.06\text{LTRCAP} - 0.007\text{LEMPR} - 0.01\text{LGLP} - 0.003\text{DUM7} \\ t &= (0.24) \quad (0.48) \quad (0.05) \quad (0.22) \quad (-0.09) \quad (-0.24) \quad (-0.05) \\ R^2 &= 0.03 \quad DW = 1.73 \end{aligned}$$

EQUATION FOR THE NUMBER OF CUSTOMERS - CENTRAL REGION

PERIOD 1973 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DSUS} &= 0.040 + 0.655\text{DCONS} + 0.124\text{DTRCAP}(-1) - 0.594\text{AR}(1) \\ t &= (3.237) \quad (3.079) \quad (1.883) \quad (-2.334) \\ R^2 &= 0.558 \quad DW = 1.229 \end{aligned}$$

WHERE:

- DSUS = first differences in the number of customers in the Central Region.
- DCONS = first differences in the construction variable, lagged one period.
- DTRCAP(-1) = first differences in the per capita salaries paid in the manufacturing sector.
- AR(1) = an auto-regressive term in the equation.

TABLE No. 5

RESIDENTIAL SECTOR - EQUATION FOR DEMAND BY CONSTRUCTION

PERIOD 1974 - 1985

$$\begin{aligned} DAREA &= 0.03 - 0.06DICO(-1) + 1.12DPOB1(-3) + 0.23DPIBC \\ t &= (5.85) \quad (-1.96) \quad (4.68) \quad (2.37) \\ R^2 &= 0.85 \qquad \qquad DW = 2.03 \end{aligned}$$

WHERE:

DAREA = first differences in the construction variable.

DICO(-1) = first differences in the index of construction prices.

DPOB(-3) = first differences in population.

DPIBC = first differences in the per capita gross domestic product.

**RESIDENTIAL SECTOR - EQUATIONS FOR DEMAND BY CONSTRUCTION
(supplementary equations)**

PERIOD 1974 - 1985

$$\begin{aligned} DAREA &= 0.04 - 0.07DICO(-1) - 2.71DPOB(-1) + 1.90DPOB1(-2) + 1.10DPOB1(-3) + 0.28DPIBC \\ t &= (1.65) \quad (-2.31) \quad (-1.81) \quad (1.19) \quad (4.84) \quad (2.68) \\ R^2 &= 0.90 \qquad \qquad DW = 1.77 \end{aligned}$$

PERIOD 1973 - 1985

$$\begin{aligned} DAREA &= 0.03 - 0.08DICO(-1) + 0.79DPOB(-2) + 0.38DPIBC \\ t &= (4.06) \quad (-1.37) \quad (1.78) \quad (2.32) \\ R^2 &= 0.65 \qquad \qquad DW = 1.81 \end{aligned}$$

PERIOD 1975 - 1985

$$\begin{aligned} DAREA &= 0.03 - 0.06DICO(-1) + 1.06DPOB + 0.20DPIBC - 0.21AR(2) \\ t &= (1.42) \quad (-1.58) \quad (0.86) \quad (2.03) \quad (-1.19) \\ R^2 &= 0.62 \qquad \qquad DW = 1.86 \end{aligned}$$

WHERE:

DAREA = first differences in the construction variable.

DICO(-1) = first differences in the index of construction prices.

DPOB = first differences in the population variable.

DPIBC = first differences in the per capita gross domestic product.

AR(2) = an auto-regressive term in the equation.

TABLE No. 5 - A

EQUATION FOR CONSUMPTION PER CUSTOMER - NORTHERN REGION
PERIOD 1973 - 1985

$$\begin{aligned} \text{LCS1} &= -1.85 - 1.14\text{LTARP} + 0.52\text{LGLPP} + 0.70\text{LVRAGP} \\ t &= (-1.32) \quad (2.52) \quad (6.09) \quad (6.78) \\ R^2 &= 0.94 \qquad \qquad \qquad DW = 2.02 \end{aligned}$$

WHERE:

LCS1 = the logarithm for consumption per customer in the Northern Region.

LTARP = the logarithm for the tariff (average for the last two periods).

LGLPP = the logarithm for liquefied petroleum gas, lagged an average of two or three periods.

LVRAGP = the logarithm for value added, lagged an average of two or three periods.

INDUSTRIAL SECTOR - EQUATION FOR ELECTRICITY DEMAND
PERIOD 1976 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DCPRO} &= 0.008 - 0.34\text{DTK} + 0.79\text{DVT}(-3) + 0.24\text{AR}(1) \\ t &= (0.25) \quad (-1.87) \quad (2.58) \quad (0.78) \\ R^2 &= 0.51 \qquad \qquad \qquad DW = 1.42 \end{aligned}$$

WHERE:

DCPRO = first differences in the consumption per peso of production.

DTK = first differences in the ratio between the electric power tariff lagged two periods and the price of capital goods in the power sector.

DVT(-3) = first differences in the ratio between value added in the industrial sector and the number of industrial workers.

TABLE No. 6

**INDUSTRIAL SECTOR - EQUATION FOR DEMAND BY INDUSTRIAL PRODUCTION
PERIOD 1976 - 1986**

$$\begin{aligned} \text{DPRODT} &= 0.03 + 0.32\text{DTP} + 0.26\text{DINP} - 0.91\text{MA}(2) - 0.20\text{AR}(2) - 0.76\text{AR}(3) \\ t &= (7.45) \quad (2.43) \quad (1.90) \quad (-1.46) \quad (-0.72) \quad (-2.24) \\ R^2 &= 0.83 \qquad \qquad \qquad DW = 2.06 \end{aligned}$$

WHERE:

DPRODT = first differences in industrial production.

DTP = first differences in terms of trade (average for the last three years).

DINP = first differences in the exchange rate index (average for the last two years).

MA(2), AR(2)
and AR(3)= auto-regressive terms on the order of 2 and 3, respectively, as found in the identification process combining a regression with an auto-regressive element. The purpose of this combination was to reduce to the maximum the number of independent variables in the equation and thus improve the reliability of the projections.

INDUSTRIAL SECTOR - EQUATION FOR BLACK LOSSES

PERIOD 1974 - 1982 1984 - 1986

$$\begin{aligned} \text{DPGT} &= 0.016 + 0.199\text{DTKI} \\ t &= (1.89) \quad (2.87) \\ R^2 &= 0.45 \qquad \qquad \qquad DW = 1.94 \end{aligned}$$

WHERE:

DPGT = the difference in the ratio between black losses and power generation in all sectors.

DTKI = the first differences between the tariff in the industrial sector, lagged two periods, and the price of capital goods in the power sector.

TABLE No. 7

COMMERCIAL SECTOR - EQUATION FOR ELECTRICITY DEMAND

PERIOD 1975 - 1985

$$LCPRO1 = -5.09 - 0.28LTEEC + 0.33LTEND - 0.28AR(1)$$

$$t = (-28.76) \quad (-2.46) \quad (5.24) \quad (-0.94)$$

$$R^2 = 0.90 \quad DW = 2.13$$

WHERE:

LCPRO1 = the logarithm for consumption per peso of production.

LTEEC = the logarithm for the electricity tariff in the commercial sector.

LTEND = the logarithm for the time variable, included in order to avoid spurious correlations.

AR(1) = an auto-regressive term in the equation.

COMMERCIAL SECTOR - EQUATION FOR DEMAND BY PRODUCTION

PERIOD 1972 - 1985

$$DPROD = -2.157D - 05 + 0.97DPIB$$

$$t = (-0.002) \quad (5.54)$$

$$R^2 = 0.71 \quad DW = 2.05$$

WHERE:

DPROD = first differences in the production of the commercial sector.

DPIB = first differences in the gross domestic product.

OFFICIAL AND PUBLIC LIGHTING SECTOR - EQUATION FOR ELECTRICITY DEMAND

PERIOD 1974 - 1985

$$DCISA1 = 0.31 + 0.85DPIBP + 0.64MA(1)$$

$$t = (1.56) \quad (1.91) \quad (1.89)$$

$$R^2 = 0.37 \quad DW = 2.04$$

WHERE:

DCISA1 = first differences in the electricity consumption of the official and public lighting sector.

DPIBP = first differences in the average gross domestic product, lagged two periods.

MA(1) = the moving-average term in the time series.

TABLE No. 8

OIL DERIVATIVES, COAL AND NATURAL GAS
INDUSTRIAL SECTOR - EQUATION FOR FUEL OIL DEMAND

PERIOD 1975 - 1985

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -28.34 - 1.66\text{LTFOR} + 1.18\text{LTCR} + 4.83\text{LTCM} - 1.04\text{LTEND} - 0.05\text{AR}(1) \\ t &= (-5.94) \quad (-4.18) \quad (5.72) \quad (6.49) \quad (-2.20) \quad (-0.24) \\ R^2 &= 0.98 \quad DW = 2.67 \end{aligned}$$

WHERE:

- LCPRO = the logarithm for fuel oil consumption per peso of industrial production.
LTFOR = the logarithm for the price of fuel oil, lagged one period.
LTCR = the logarithm for the price of Castilla crude oil (substitute for fuel oil).
LTCM = the logarithm for the price of coal (another substitute for fuel oil).
LTEND = the logarithm for the time variable which takes into account technological change and other factors not explained by the other independent variables affecting the dependent variable.
AR(1) = an auto-regressive term in the equation.

EQUATION FOR THE RESIDUE TEST FOR FUEL OIL

PERIOD 1976 - 1985

$$\begin{aligned} \text{RES} &= -3.16 - 0.74\text{RESR} - 0.33\text{LTFOR} + 0.15\text{LTCR} + 0.41\text{LTCM} + 0.42\text{LTEND} \\ t &= (-0.66) \quad (-1.49) \quad (-0.81) \quad (0.73) \quad (0.58) \quad (0.84) \\ R^2 &= 0.38 \quad DW = 2.80 \end{aligned}$$

TABLE NO. 9

INDUSTRIAL SECTOR - EQUATION FOR DIESEL DEMAND

PERIOD 1973 - 1984 1986 - 1987

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -6.22 & 0.04\text{LTDOR} + 0.14\text{LTCM} + 0.03\text{LTCRR} \\ t &= (-26.70) & (-2.35) & (3.47) & (1.47) \\ && R^2 = 0.71 && DW = 1.87 \end{aligned}$$

WHERE:

LCPRO = the logarithm for diesel consumption per peso of industrial production.

LTDOR = the logarithm for the price of diesel, lagged one period.

LTCM = the logarithm for the price of coal.

LTCRR = the logarithm for the price of Castilla crude oil, lagged one period.

INDUSTRIAL SECTOR - EQUATION FOR KEROSENE DEMAND

PERIOD 1974 - 1987

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -10.11 & 0.66\text{LTKJ} + 1.89\text{LTGN} + 0.21\text{DUMMY} + 0.49\text{MA}(1) - 0.33\text{AR}(2) \\ t &= (-13.82) & (-5.28) & (7.67) & (1.87) & (1.11) & (-2.20) \\ && R^2 = 0.92 && DW = 2.00 \end{aligned}$$

WHERE:

LCPRO = the logarithm for kerosene consumption per peso of production.

LTKJ = the logarithm for the price of kerosene.

LTGN = the logarithm for the price of the substitute (natural gas).

MA(1) & AR(2) = auto-regressive terms in the equation.

INDUSTRIAL SECTOR - EQUATION FOR COAL DEMAND

PERIOD 1975 - 1987

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -0.63 & 0.26\text{LTCM} + 0.15\text{LTCRP3} + 0.33\text{LCPROR} \\ t &= (-0.97) & (-2.07) & (3.74) & (2.01) \\ && R^2 = 0.86 && DW = 1.87 \end{aligned}$$

WHERE:

LCPRO = the logarithm for coal consumption per peso of production.

LTCM = the logarithm for the price of coal.

LTCRP3 = the logarithm for the price of Castilla crude oil (average over three periods).

LCPROR = the logarithm for the lagged dependent variable.

TABLE No. 10

INDUSTRIAL SECTOR - EQUATION FOR NATURAL GAS DEMAND

PERIOD 1978 - 1987

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -0.98 - 0.34\text{LTGN} + 0.14\text{LTKJ}(-1) \\ t &= (-1.76) \quad (-2.04) \quad (1.79) \\ R^2 &= 0.53 \qquad \qquad DW = 2.06 \end{aligned}$$

WHERE:

LCPRO = the logarithm for natural gas consumption per peso of production.

LTGN = the logarithm for the price of natural gas.

LTKJ(-1) = the logarithm for the price of the substitute (kerosene).

TRANSPORTATION SECTOR - EQUATION FOR GASOLINE DEMAND

PERIOD 1973 - 1986

$$\begin{aligned} \text{LCPRO} &= -2.78 - 0.12\text{LTGM} + 0.18\text{LTEND} + 0.65\text{MA}(1) \\ t &= (-78.79) \quad (-2.53) \quad (3.14) \quad (2.03) \\ R^2 &= 0.64 \qquad \qquad DW = 2.06 \end{aligned}$$

WHERE:

LCPRO = the logarithm for gasoline consumption per peso of gross domestic product.

LTGM = the logarithm for the price of gasoline.

LTEND = the logarithm for trend, to take into account technological change.

MA(1) = an auto-regressive term in the equation.

TABLE No. 11

TRANSPORTATION AND AGRICULTURAL SECTORS -
EQUATION FOR DIESEL DEMAND

PERIOD 1975 - 1986

$$\begin{aligned} \text{LCPRE} &= -4.42 - 0.16\text{LTDO} + 0.40\text{LTEND} + 0.76\text{MA}(1) \\ t &= (-36.52) \quad (-2.49) \quad (3.92) \quad (2.19) \\ R^2 &= 0.83 \qquad \qquad \qquad DW = 2.04 \end{aligned}$$

WHERE:

LCPRE = the logarithm for diesel consumption per peso of gross domestic product.

LTDO = the logarithm for the price of diesel.

LTEND = the logarithm for trend, to take into account technological change.

MA(1) = an auto-regressive term in the equation.

ELECTRIC POWER SECTOR - EQUATION FOR NATURAL GAS DEMAND

PERIOD 1976 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DCGNT} &= 0.001 + 0.80\text{DGEVN} \\ t &= (0.15) \quad (15.36) \\ R^2 &= 0.96 \qquad \qquad \qquad DW = 2.29 \end{aligned}$$

WHERE:

DCGNT = first differences in natural gas consumption in the power sector.

DGEVN = first differences in thermoelectric generation based on natural gas.

ELECTRIC POWER SECTOR - EQUATION FOR COAL DEMAND

PERIOD 1976 - 1985

$$\begin{aligned} \text{DCCM} &= -0.009 + 1.03\text{DGETCM} \\ t &= (-0.47) \quad (15.13) \\ R^2 &= 0.96 \qquad \qquad \qquad DW = 2.30 \end{aligned}$$

WHERE:

DCCM = first differences in coal consumption in the power sector.

DGETCM = first differences in thermoelectric generation based on coal.



EVOLUCION DE LOS INSUMOS ENERGETICOS Y RACIONALIZACION DEL SECTOR TRANSPORTE EN BRASIL

Arnaldo Vieira de Carvalho **

RESUMEN

El trabajo analiza la evolución de la estructura energética del sector transporte brasileño en las dos últimas décadas, enfatizando los procesos de dieselización de los vehículos de carga y la alcoholización de los vehículos de pasajeros. La combinación de estos dos procesos dio por resultado el desplazamiento de la gasolina de su papel de combustible principal en el sector transporte en términos de consumo final, primero por el diesel (en 1979) y posteriormente por el alcohol etílico (1986). Ambos procesos implicaron un aumento de la eficiencia energética. En general, los motores de ciclo diesel y los de ciclo Otto, movidos por diesel y alcohol, respectivamente, ofrecían mayor rendimiento energético que los motores de ciclo Otto a gasolina desplazados en cada uno de los dos procesos citados. Mientras tanto, la reducción del consumo de gasolina implicó dificultades crecientes en el sector de refinación para atender la transformación del perfil de la demanda de combustibles. Además, causó dificultades a la política de precios de los combustibles porque esta utilizaba los ingresos obtenidos con la venta de la gasolina para mantener más bajos los precios de los otros combustibles con mayor impacto social (GLP para la preparación de alimentos y diesel para el transporte colectivo de pasajeros y cargas).

En el presente trabajo también se presenta un panorama de los cambios ocurridos en la situación energética brasileña, en la política de precios de los combustibles, en las posibilidades de los combustibles alternativos al diesel y en las perspectivas de corto y mediano plazo para minimizar los impactos de esta transformación de la estructura energética. Asimismo,

incluye una evaluación resumida de los programas de rationalización energética implantados en el sector transporte.

1. INTRODUCCION

En estos últimos treinta años la economía brasileña experimentó transformaciones profundas en el sentido de una creciente industrialización.

Un hecho importante fue la implantación de la industria automotriz al final de la década de los 50 y sus innumerables implicaciones en términos de infraestructura e insumos.

El proceso de industrialización admitía, entre otras premisas, que el precio del petróleo importado permaneciera estable. La producción nacional de este insumo era pequeña y prácticamente sin perspectivas de crecimiento.

El crecimiento de la economía en términos de PIB (Producto Interno Bruto) alcanzó una media anual de 9% a lo largo de la década de los 70. Por ello se retrasó el efecto de la primera crisis del petróleo, en 1973, sin resultados inmediatos en cuanto a transformaciones en la economía del país. Sin embargo, después de la segunda crisis, en 1979, durante dos años (de 1981 a 1983) hubo una variación negativa del PIB; recién en 1984 se recuperó su valor de 1980. El sector transporte no pasó indemne por este período: hasta hoy la industria automotriz no ha vuelto a alcanzar los niveles de producción de vehículos obtenido en 1979 (1 millón de vehículos anuales). El Programa Nacional de Alcohol (Proálcool), 1/ fue creado en 1975 y expan-

* Ponencia presentada en el Foro Ventajas y Desventajas de la Dieselización del Sector Transporte en América Latina, co-patrocinado por el Ministerio de Energía y Minas de Colombia y la Organización Latinoamericana de Energía y

realizada en Bogotá, Colombia, 31 de agosto - 3 de septiembre de 1988.

** El autor pertenece a PROMON ENGENHARIA S.A., Brasil.

dido después de la segunda crisis del petróleo. Entre otros beneficios, ayudó a minimizar los efectos negativos de las dificultades causadas por el petróleo en el sector transporte, y fue responsable de una significativa transformación en la estructura energética de este sector.

Respecto al uso del diesel en el transporte es importante destacar que la política brasileña sobre combustibles no permite su utilización para vehículos de pasajeros o de uso mixto. Solo los vehículos comerciales están autorizados a operar con diesel, por ello el proceso de dieselización que se discutirá no se refiere a automóviles sino básicamente a camiones.

En el contexto de escasez de recursos energéticos y financieros se crearon varios programas de conservación y racionalización en el uso de la energía en varios sectores de la economía. En el sector transporte los resultados fueron significativos, pero en el Brasil aún no alcanzan los valores que han logrado en los países desarrollados. Todavía queda mucho espacio para la ampliación de los programas existentes y la creación de otros nuevos.

2. LA SITUACION ENERGETICA BRASILEÑA Y EL SECTOR TRANSPORTE 2/

En 1986 el consumo total de fuentes primarias de energía en Brasil alcanzó alrededor de 177 millones tep (toneladas equivalentes de petróleo). La evolución de la oferta total de estas fuentes se indica en la Figura 1 para el período 1972-1986. Allí se verifica que la oferta creció a una tasa promedio anual de 6% en dicho período, a pesar de la recesión económica y la crisis energética mundial. Es interesante señalar también el elevado crecimiento de la contribución de la hidroenergía y el hecho de que, incluso antes de la llamada primera "crisis" del petróleo, ocurrida en 1973, las fuentes renovables de energía ya eran responsables de más de la mitad del total del consumo energético del país.

El petróleo, que representaba el 40% del total del consumo de fuentes primarias en 1972, aumentó su participación, alcanzando un máximo de 43% en 1975, momento en que la producción doméstica de petróleo era inferior a la de diez años antes. La producción nacional de petróleo continuó reduciéndose hasta 1979, mientras que su consumo total seguía creciendo. En ese año se llegó a un máximo de dependencia externa del petróleo de cerca del 85%, tal como se indica en el cuadro 1. En ese mismo año se alcanzó también, en términos absolutos, el máximo de importación líquida de petróleo y derivados; en promedio se importaron diariamente cerca de 1 000 000 barriles equivalentes de petróleo.

El sector transporte, vital para el desarrollo integrado del país, considerando su extensa dimensión territorial, dependía mucho del petróleo: 97% del consumo energético del sector estaba representado por derivados del petróleo, tal como se indica en el cuadro 2. Además, también era el principal responsable del

consumo de petróleo en el país. Cerca del 58.5% del consumo final de los principales derivados energéticos del petróleo se desviaba al sector transporte en 1972, tal como se indica en el cuadro 3.

Esas circunstancias de extrema dependencia del sector transporte en relación con el petróleo y del Brasil respecto al petróleo importado, precisamente en una época en que hubo grandes aumentos de sus precios en el mercado internacional eran relevantes 3/, abrieron espacio, en 1975, para la creación de Proálcool y para la implementación de diversos programas de racionalización en el sector transporte, tal como se presenta en la sección 3.

Para ilustrar el impacto del aumento del precio del petróleo importado por Brasil, puede citarse que los gastos necesarios para su importación pasaron de un nivel de US\$ 500 millones en 1972 a US\$ 2,6 mil millones en 1975 y a US\$ 9,7 mil millones en 1981, representando respectivamente el 12%, 30% y 41% de las exportaciones del país en aquellos años. Ese aumento prácticamente anuló los grandes esfuerzos realizados para mejorar la balanza comercial: las exportaciones brasileñas pasaron de US\$ 4 mil millones en 1972 a US\$ 24 mil millones en 1981 sin aliviar sustancialmente, la presión sobre la balanza comercial.

La situación energética actual de Brasil, en lo que se refiere al sector transporte, presenta características muy diferentes de las de hace 10 a 15 años atrás:

- El petróleo aún es responsable por una parte relevante del consumo total de fuentes primarias del país (33% en 1986), sin embargo la dependencia externa se redujo al 45.5% en 1986 como resultado de significativos progresos en la producción doméstica de petróleo (600 000 barriles/día en 1987).
- El petróleo importado no tiene la misma significación que en el pasado, puesto que, además de que la producción interna ha aumentado, su precio en el mercado internacional se redujo (alcanzando en promedio US\$ 15,13/barril CIF, Brasil, en 1986 y cerca de US\$ 18/barril CIF, Brasil, en 1988), disminuyendo el gasto líquido en importaciones de petróleo y derivados (US\$ 2,2 mil millones en 1986). Asimismo, la balanza comercial viene obteniendo niveles considerables de superávit (US\$ 13 mil millones previstos para 1988).
- Los resultados de Proálcool fueron relevantes, contribuyendo en 1986 con el 23% del consumo total de energía del sector transporte y superando el consumo de gasolina que había sido durante muchos años el principal combustible para el sector. Desde 1979, cedió su lugar al diesel, responsable del 44% del consumo final del sector en 1986. Detalles sobre esta marcada modificación en el sector transporte, en términos energéticos, se presentan en la sección 4.

3. PROGRAMAS DE RACIONALIZACION ENERGETICA EN EL SECTOR TRANSPORTE

Habiendo transcurrido una década y media desde el inicio de la primera crisis del petróleo, y de haberse logrado un acuerdo social sobre el uso indiscriminado de recursos naturales, en ciclos distintos de los de su regeneración, es interesante evaluar lo que fue y aún puede ser realizado en Brasil para minimizar el problema. El sector transporte fue especialmente afectado por esta crisis, según se describió en la sección 2.

En este contexto, agravado severamente por la crisis económica, simultánea con la crisis energética, se desarrollaron estrategias y programas de racionalización, de mayor o menor éxito, que se engloban en los puntos siguientes:

- conservación de la energía
- uso de fuentes alternativas
- racionalización modal y operacional
- políticas de costo real de la energía

En los programas relativos a la conservación de la energía y la racionalización modal/operacional se buscaba, básicamente, la reducción del gasto energético por tonelada de carga o pasajero transportado. Cabe señalar que la relación Energía/PIB del sector transporte evolucionó de 1972 a 1986, de cerca de 1970 tep/Cz\$ 10^3 a 1 400 tep/Cz\$ 10^3 , en moneda de 1970 [MME, 1987].

A continuación presentamos algunas de las iniciativas tomadas en busca de conservar la energía. No todas presentan resultados compensadores por razones políticas, económicas, de comportamiento social, etc.

Transporte de pasajeros

- Restricciones en el uso del transporte individual; estímulo al transporte colectivo.
- Reducción de frecuencia de los ómnibus intermunicipales buscando alcanzar índices de 75-80% de ocupación.
- Revisión de frecuencias/itinerarios de ómnibus urbanos.
- Reestructuración del sistema de transporte colectivo urbano (vial, ferroviario, metro).
- Renovación de la flota de ómnibus, acelerando el retiro de vehículos con más de 10 años de vida útil.
- Modernización del sistema de control de tránsito.
- Establecimiento de vías urbanas rápidas para colectivos.
- Incentivo al desarrollo de vehículos más eficientes.
- Limitación de la velocidad máxima en las rutas (80 km/h).
- Limitación de la circulación de vehículos particulares en áreas congestionadas.
- Implantación, en algunas ciudades, de sistemas de ómnibus eléctricos (tranvías).

De las iniciativas señaladas anteriormente, la restricción en el uso del transporte individual no encontró apoyo en la población, y la obtención de resultados dependerá de amplias y continuas campañas.

Las otras iniciativas obtuvieron éxitos localizados, sin alcanzar valores globales en la reducción del consumo. Son necesarios nuevos esfuerzos en la implementación de metodologías administrativas y de concientización pública y empresarial adecuadas.

Transporte de cargas

- Preferencia por modalidades de transporte energéticamente más eficientes. Este tipo de programa se basa principalmente en políticas de precios de los combustibles e incentivos fiscales y de crédito, ya que el pensamiento empresarial tiende a maximizar el beneficio económico. Las campañas de concientización ofrecen efectos relativamente limitados.
- Desarrollo del transporte intermodal (aplicación de "containers", "piggy-back", navíos "roll-on/roll-off", adaptación de los puertos), capacidad de almacenamiento, uniones intermodales,etc. Esta actividad cuenta con un considerable desarrollo en Brasil. El desenvolvimiento del cabotaje y la navegación fluvial es parte de este proceso. Debemos recordar que el transporte de carga por vías fluviales, energéticamente muy eficiente, obviamente tiene aplicaciones localizadas (el porcentaje de carga transportada por vías fluviales pasó de 12.5% en 1979 a 18.6% en 1985 [GEIPOT 1986]).
- Modernización y ampliación de la red ferroviaria para dotarla de condiciones tales que sirvan mejor al transporte de carga: eficiencia, capacidad, velocidad; construcción de nuevos ramales, como el de Ferrovía do Aço (unión de los tres centros industriales mayores del país) y la Ferrovía da Soja (salida de la producción agrícola de Paraná), proyectos iniciados y no terminados por problemas financieros.
- Creación de centrales de carga e información sobre fletes, que viabilice el planeamiento de la distribución de cargas, la disminución de la capacidad ociosa del transporte y la mejor distribución de carga urbana e interurbana. El desarrollo de cooperativas y "pool" de empresas se presentan también como opciones que deben ser incentivadas.
- Conservación de la red vial. El mantenimiento de las rutas puede aumentar hasta un 30% el consumo de combustible [SEVERO 1983]. El control del exceso de carga por eje (necesidad de poner balanzas) es parte de un programa de conservación vial.
- Entrenamiento e información a los motoristas. Según datos del Departamento Nacio-

nal de Tránsito (DNER) y del Ministerio de Transporte (MT), el mantenimiento correcto de los vehículos y la manera de conducir proporcionan ganancias de un 7 a 12% en el consumo de combustibles [CNE,s.d.]

- Control del acceso de los camiones de carga a vías urbanas: normas de acceso, vías específicas, horarios apropiados, integración del transporte urbano liviano, transporte pesado interurbano, asociado con centrales de carga.

- Mejora en la eficiencia energética de los vehículos: el Programa Voluntario de Economía de Diesel y Lubricantes (PRODEL) [CNE, s.d.], establecido en el ámbito del Ministerio del Transporte (MT) y la Comisión Nacional de Energía (CNE), divulgaron los resultados de los esfuerzos realizados para mejorar la eficiencia energética de los vehículos, tales como: uso de turbo-compresores, que alcanzan economías de combustible del 5 al 16% [CNE, s.d.] y reduce la emisión de humo; uso de neumáticos radiales, lográndose economía de combustible de hasta el 16% [CNE, s.d.] (se observó que el uso de neumáticos radiales en vehículos pesados aún es poco significativo), además de un aumento notorio en su vida útil (hasta el 100%); uso de deflectores aerodinámicos, economizándose combustible entre un 4% y 10% [CNE, s.d.] (se observó que solo el 4% de la flota nacional poseía características adecuadas para el uso de ese aparato); ventiladores con termostato, mejorando el consumo en 5% [CNE, s.d.] y prolongando la vida útil de los motores; otros dispositivos y sistemas (aceleradores de dos etapas, mejora de los lubricantes,etc.).

Todos estos programas dieron buenos resultados, comprobados por la reducción en las relaciones Energía/PIB y Energía/t.km.

Con los programas de uso de fuentes/combustibles alternativos, se buscaba actuar sobre los niveles de la oferta y la demanda, viabilizando la disminución de la dependencia de fuentes externas de energía, principalmente el petróleo. El ejemplo más importante es lo sucedido con Proálcool, al que aludimos en la sección anterior. Este programa, exitoso en la sustitución de gasolina en los automóviles, pasó, a partir de 1983 (Decreto CNP/DIRAB no 134 y 206), a ser implantado en la flota de camiones de transporte de la industria del sector azucarero-alcoholero, estimada hoy en cerca de 23 000 vehículos. Se espera que con la transformación de la flota en la mencionada industria, que usaría alcohol e incluso metano (proveniente de la fermentación anaeróbica de vinazas), se logre una sustitución de 60 000 barriles/diarios de diesel en 1995 [CNE, 1988 (b)].

Otros programas en estudio y desarrollo son el del uso de gas natural como sustituto del diesel en ómnibus urbanos (sustitución de 39 000 barriles/día de diesel en 1995 [CNE, 1988 (b)]), ya implementado en algunas capitales del país; la utilización de motores de ciclo diesel que operan con aceites vegetales (no viables económicamente en la actualidad por los precios vigentes del petróleo y de los aceites vegetales en el mercado internacional); motores de ciclo diesel de doble alimentación; motores de ciclo Otto a alcohol para vehículos medianos, pesados y otros, tal como se describe en la sección 6.

Los programas/estrategias de costo real de energía están fuertemente influenciados por variables económicas (principalmente políticas de control de la inflación), e intersectoriales. Las políticas de precios de los combustibles, asociadas con el uso de incentivos fiscales y créditos, son importantes instrumentos para dirigir el sector hacia metas previamente planeadas. La interferencia de variables extrasectoriales puede considerarse normal, dada la complejidad de la economía del Brasil, y debe ser trabajada políticamente, a los niveles de estrategia y planeamiento gubernamentales.

En la siguiente sección de este trabajo se presenta detalles de las influencias de las políticas de precios en las transformaciones de la estructura energética en el sector transporte.

Para concluir esta sección, cabe señalar que, a pesar de los resultados alcanzados, queda mucho por hacer en la racionalización energética del sector transporte. Es necesario establecer mecanismos gerenciales más eficaces e instrumentos auxiliares adecuados, teniendo presente las graves limitaciones en cuanto a las disponibilidades financieras del país.

4. INFLUENCIA DE LA POLITICA DE PRECIOS Y LAS TRANSFORMACIONES DE LA ESTRUCTURA ENERGETICA DEL SECTOR TRANSPORTE

De acuerdo con lo presentado en la sección 2, e ilustrado por el cuadro 2, la gasolina fue el combustible principal del sector transporte en Brasil hasta 1979, año en que fue superado por el diesel, y posteriormente también por el alcohol. Esto se debe al efecto combinado de políticas de precios de los combustibles (que en Brasil están totalmente regulados por el gobierno a través del Consejo Nacional del Petróleo, CNP) y los programas de racionalización implementados en el país en estas dos últimas décadas.

4.1 Evolución de los Precios de los Combustibles para el Transporte

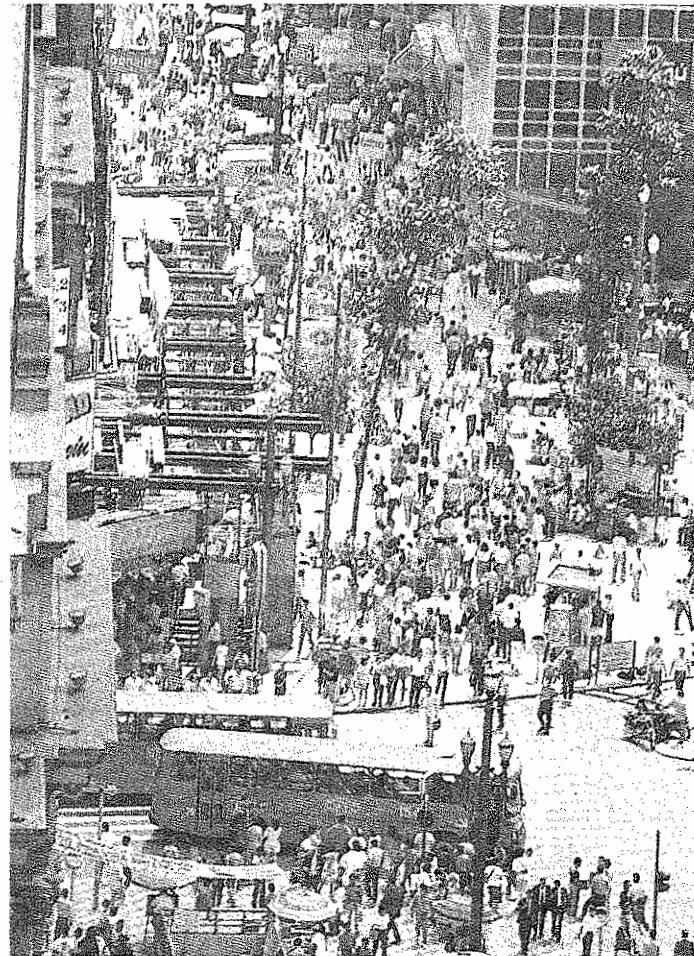
La reciente evolución de los precios de los tres combustibles principales para el sector transporte se presenta en la Figura 2, donde se verifica que, después de 1973, hubo tres fases claras en cuanto al compor-

tamiento de los precios [CNE, 1988 (b); Goldemberg, 1981]:

- La primera, hasta 1978. La gasolina duplicó su precio en términos reales con respecto a 1973, mientras que el diesel tuvo un aumento real moderado (sólo del 38%), mucho menor que el del petróleo, como consecuencia de la reducción de la alícuota del Impuesto Único sobre los Combustibles. Así, el precio de la gasolina subió muy por encima de los valores internacionales y el del diesel creció sólo hasta los niveles correspondientes a dichos valores. La política en este período fue de total desaliento para el uso de la gasolina, al mismo tiempo que la recaudación, obtenida con

inferior al del crecimiento del precio de la gasolina. En este período, el alcohol hidratado fue lanzado al mercado con precios que inicialmente oscilaban alrededor del de la gasolina, hasta que se definió la política de mantener una relación de 0.59 y posteriormente de 0.65 (el equivalente en razón del poder calorífico alcohol/gasolina) entre el precio final al consumidor de alcohol hidratado y el precio final de la gasolina, tal como se indica en la Figura 3.

Finalmente, la tercera fase, que corresponde al período 1985-86. Primero se congelaron por casi seis meses las tarifas y precios públicos como medio para reducir las expectativas inflacionarias al comienzo de 1985. Se deterioraron los precios



su venta, subsidiaba los precios de los otros derivados. El aumento de precios de estos últimos alimentaría la inflación por el traslado de ese aumento a los productos finales (caso del diesel, ya empleado ampliamente en los transportes de carga y pasajeros, y el aceite combustible en la industria en general).

- Una segunda fase, de 1979 a 1984. Al inicio se mantuvieron aumentos mayores para la gasolina (hasta 1980), aunque enseguida se corrigieron parcialmente las distorsiones provocadas por la primera fase: los precios del diesel subieron mucho más que los de la gasolina; sin embargo, su aumento acumulado, en relación con 1973, fue

de los combustibles en términos reales, lo que vino a coincidir, en 1986, con la caída del precio del petróleo en el mercado internacional. A finales de 1986, con la creación del empréstito obligatorio sobre la gasolina y el alcohol y de los impuestos sobre las operaciones de cambio (IOF), que fueron trasladados íntegramente al precio de la gasolina, se distorsionaron nuevamente los precios relativos, aumentó otra vez la distancia entre los precios de la gasolina, y los del alcohol y el diesel.

En la fase actual las tarifas y precios públicos inician su recuperación con aumentos por encima de los índices inflacionarios.

4.2 Evolución de la Estructura Energética del Sector Transporte

Las dos transformaciones principales ocurridas en la estructura energética del sector transporte brasileño fueron los procesos de "dieselización" y "alcoholización", que corresponden al ya citado fenómeno de desplazamiento de la gasolina primero por el diesel y posteriormente también por el alcohol, fenómeno ilustrado en el cuadro 2.

El análisis siguiente se centrará en el transporte vial, dado que éste representa la mayor parte del consumo energético; básicamente aún depende del petróleo. De acuerdo con lo mostrado en el cuadro 3, la estructura del consumo final de los principales derivados del petróleo en 1972 en el Brasil indicaba que el transporte vial era responsable por el 76% de todo el diesel consumido en el país y por el 90% del consumo de derivados del petróleo del sector. En 1986 el transporte vial era todavía el que consumía el 70% de todo el diesel en el país y 82% del consumo de derivados del petróleo del sector transporte. Cabe registrar aquí el elevado crecimiento del consumo de los subsectores de transporte aéreo y fluvial que duplicaron su contribución relativa alcanzando, respectivamente, cerca del 9% y 7%, del consumo de derivados en el sector.

Centrado así el análisis en el transporte vial, es interesante abordar el comportamiento del crecimiento de la flota de vehículos, recordando que en Brasil solo los vehículos comerciales (por encima de un peso determinado) pueden ser autorizados a utilizar motores a diesel.

La evolución de la flota brasileña de vehículos en el período 1960-85, aparece en la Figura 4, donde se puede verificar que en 1960 los vehículos a gasolina representaban el 70% de la flota total del país, estimada en cerca de 520 900 vehículos. Esta participación se redujo a un mínimo de 65% en 1964, volviendo a crecer hasta estabilizarse durante el período 1975-1979, a un nivel del 92% de la flota total, estimada en cerca de 8 millones de vehículos en 1979. En ese año se introdujeron en el mercado los vehículos movidos por alcohol hidratado, lo que provocó que la participación de los vehículos a gasolina en el total de la flota decreciera rápidamente, alcanzando en 1986 aproximadamente el 65% del total de la flota, estimada entonces en 11 500 000 vehículos. En 1986, la participación de los vehículos a alcohol hidratado en el total de la flota ya correspondía a cerca del 27%, i.e., aproximadamente 3 millones de vehículos. Actualmente (julio/88) se estima que la flota de vehículos a alcohol se aproxima a los 4 millones de unidades, correspondiendo a cerca de un tercio de la flota total del país; y la participación de los vehículos a gasolina representa poco más de la mitad de la flota total y el balance (cerca de 10%) se debe a los vehículos a diesel.

Esta acentuada penetración de los vehículos a alcohol puede ilustrarse también por su participación en el total de las ventas de automóviles de pasajeros en el

período 1979-1987, como se indica en la Figura 3. Puede notarse que esta introducción no fue lenta, sino que creció rápidamente después de la liberación de las venta al público en 1979 y 1980, cayó marcadamente en el año siguiente y volvió a recuperarse en 1982. Las oscilaciones de 1979-1981 fueron causadas básicamente por una euforia inicial de los consumidores combinada con el recelo generalizado debido al conflicto Irán-Irak (este último era entonces el principal proveedor de petróleo a Brasil). A esta euforia le siguió una inmediata desilusión por el desempeño de los vehículos a alcohol, por la indefinición de la política de precios de los combustibles, por informaciones contradictorias sobre Proálcool y sus reglamentaciones, incluyendo amenazas de falta de aprovisionamiento de alcohol, y por la no materialización de la escasez de petróleo.

Finalmente, estas indefiniciones fueron aclaradas en 1982. Se crearon nuevos incentivos para los vehículos a alcohol, su desempeño alcanzó progresos sustanciales, y sus ventas volvieron a niveles elevados vigentes hasta hoy. Debe notarse que este comportamiento se mantuvo a pesar del aumento relativo del precio del alcohol respecto al de la gasolina (de una relación de 0.59 a 0.65) ocurrido en 1984, como se indica en la Figura 3.

Las ventas totales de vehículos a alcohol para el mercado interno en 1987 representaron el 94 % del total de ventas de vehículos a alcohol y gasolina, lo que ilustra la preferencia de los usuarios [ANFAVEA, 1988].

Actualmente, los incentivos para tal comportamiento se limitan al establecimiento de una diferencia de precios entre el alcohol y la gasolina, y una pequeña ayuda impositiva (IPI e IPVA). Así, la diferencia en los costos fijos de operación entre un automóvil a alcohol y otro a gasolina, prácticamente no existe. En cambio, la diferencia en los costos variables, básicamente los gastos en combustibles, permitían, hasta el 22 de junio de 1988, un beneficio de casi el 20% para el usuario de un automóvil a alcohol respecto al de gasolina, considerando que el consumo volumétrico específico de combustible (litros/km) de un vehículo a alcohol sea 25% superior a la gasolina y que la relación de precios alcohol/gasolina sea 0.65. A pesar de la elevación de la relación de precios alcohol/gasolina, que pasó a 0.69, fortalecida a partir del 23 de junio de 1988, todavía se obtiene un beneficio de casi 14% favorable al alcohol, en términos de gastos en combustibles.

Esta situación ya no se da respecto a la competitividad del vehículo comercial a alcohol en relación con el comercial a diesel, principalmente por la diferencia de precios entre los dos combustibles. En períodos de precios más favorables, como en 1983-1984, las ventas de vehículos comerciales a alcohol, que desplazó al diesel, llegaron a representar una parte no despreciable (cerca del 6% del mercado de camiones, tal como se señala en el cuadro 4). Sin embargo, en las actuales condiciones no es competitivo frente a la elevada diferencia en los costos variables, en favor de los

vehículos a diesel, los que no compensan la diferencia de costos fijos:

- Los costos variables para un vehículo comercial a diesel representaban, incluso después del aumento de los precios establecido a partir del 23 de junio de 1988, sólo 40% de los costos variables para un vehículo a alcohol, considerando el consumo volumétrico de combustible del vehículo a alcohol como un 70% superior al del vehículo a diesel y una relación de precios alcohol/diesel de 1.45.

Un proceso similar causó la "dieselización" de la flota de camiones de Brasil, desplazando a la gasolina, iniciada incluso antes de las denominadas crisis del petróleo. Este proceso aparece bien representado en la Figura 5 que muestra el comportamiento estimado de la evolución de la flota de camiones a gasolina y diesel en el periodo 1957-1985. Análisis hechos [PINHEIRO, 1983] sobre estos procesos de dieselización indican que la preferencia de los consumidores por los camiones a diesel guardaba una estrecha relación con la variación de los costos totales de operación de los vehículos (costos fijos y variables).

En otras palabras, los análisis de regresión y los modelos muestran que la decisión final respecto a la elección del tipo de camión en Brasil se hizo efectivamente en función de la extensión del uso previsto para el vehículo. Como en general los costos fijos de un camión a diesel son más elevados que los de gasolina y los costos variables se comportan de manera opuesta (por la política de precios de los combustibles que se practica), la preferencia por los vehículos a diesel se dio efectivamente cuando el kilometraje previsto para el vehículo superaba un determinado punto de equilibrio, donde los costos totales de ambos vehículos fueran idénticos ("break-even point", ver Figura 6). Tal evidencia se ve cuando se analiza las correlaciones del comportamiento de la flota y las ventas con variables como por ejemplo la razón entre los precios de la gasolina/diesel, y cuando se verifica que las regresiones no son tan significativas como las relacionadas con la diferencia de gastos efectivos en combustibles, los que tienen en cuenta también el precio absoluto del combustible y el consumo de combustible por vehículo [PINHEIRO, 1983]. 4/

Las series históricas que se muestran en el cuadro 5 indican que la variación de la razón de precios (P_d/P_g) fue mucho menor que la variación de la diferencia de gastos efectivos en combustible $egPg - edPd$.

$$CFg + BE \cdot CVg = CFd + BE \cdot CVd$$

$$BE (CVg - CVd) = CFd - CFg$$

$$\begin{aligned} BE &= \frac{CFd - CFg}{CVg - CVd} = \frac{CFd - CFg}{CCg - CCd} = \frac{CFd - CFg}{egPg - edPd} \\ &= \frac{CFd - CFg}{P_g(eg - ed)} \end{aligned}$$

Donde:

- BE = kilometraje promedio en el período que iguala el desempeño económico de ambos camiones (km/mes, km/año)
- CFg = costo fijo de un camión a gasolina (\$/mes, \$/año,...)
- CFd = idem diesel
- CVg = costo variable de un camión a gasolina (\$/km)
- CVd = idem diesel
- CCg = costo de combustible de un camión a gasolina (\$/km)
- CCd = idem diesel
- eg = consumo promedio de combustible del camión a gasolina (litro/km)
- ed = idem diesel
- Pg = precio de la gasolina (\$/litro)
- Pd = idem diesel

Este análisis es importante, pues si se quisiera invertir tal tendencia del mercado, no basta con alterar un poco la razón entre los precios, regresando por ejemplo, a la razón de precios de 1973, sin alteraciones significativas. Una política más eficaz sería combinar esa acción con modificaciones en los costos fijos de los vehículos para alcanzar resultados más concretos. A título de ejemplo, aumentos en los precios de los camiones livianos y medianos a diesel de 47% y 67% respectivamente, tendría, en 1983, el mismo efecto sobre el valor "break-even" del kilometraje que una elevación de 139% en el precio del diesel, manteniéndose constante los correspondientes parámetros para los camiones a gasolina.

De forma similar, se puede observar que la razón de 0.65 para los precios del alcohol/gasolina ofrecía un beneficio financiero al usuario del modelo a alcohol respecto al de gasolina equivalente a cerca de 3%-8% del valor de adquisición del vehículo, dependiendo del modelo [FERREIRA, 1986]. Así, a través de un aumento de 3%-8% en el precio de los automóviles a alcohol respecto a los de gasolina se podrían dirigir las ventas de nuevos automóviles a alcohol hacia aquellos usuarios con kilometraje por encima del promedio.

5. ESTRUCTURA DE REFINACION: LIMITACIONES PARA ACOPLARSE A LA DEMANDA

Hasta el inicio de los años 50, la capacidad de refinación instalada en el país representaba cerca del 10% de la demanda nacional de derivados de petróleo. A partir de la creación de Petrobras (1953/1954) la capacidad de refinación pasó a experimentar incrementos anuales significativos (35% en 1955, 70% en 1960, 100% a mediados de los años 70) hasta lograr autonomía en la refinación de derivados [PETROBRAS, 1986]. La capacidad brasileña de refinación alcanza hoy cerca de 1 400 000 barriles/día [MME, 1987].

La estructura de refinación privilegió, en su fase inicial (1954-1965), la producción de fracciones pesadas de petróleo, concomitantemente con la expansión

del parque industrial brasileño (bienes de capital), a través de unidades de destilación atmosférica y craqueo térmico. A mediados de los años 60, a partir de la expansión acentuada de la flota de vehículos a gasolina, la demanda por este derivado obligó a modificaciones en la estructura de refinación, entrando así en su segunda fase, que apuntaba a una mayor producción de fracciones livianas. Para ello, se implantaron unidades de destilación al vacío y craqueo catalítico en lecho o cauce fluido (FCC). La demanda de derivados pasó a experimentar una fuerte y continua alteración con el aumento del consumo de fracciones medias de petróleo a partir de la crisis del petróleo en 1973, de la influencia de las políticas de precios de los derivados (influenciados por políticas de combate a la inflación), de la aceleración del proceso de dieselización de la flota de vehículos de carga livianos y medianos, de la creciente mecanización (a diesel) de la agricultura y la creación de Proálcool.

La Figura 7 ilustra la evolución de la estructura de refinación brasileña, caracterizando las tres fases de las transformaciones del perfil de refinación.

A continuación se detalla la última fase de la evolución del parque de refinación brasileño, la del énfasis en el aumento de la producción de fracciones medias, principalmente el diesel.

La flexibilidad alcanzada en la segunda fase, con la implantación de unidades FCC y la destilación al vacío, permitió atender, en el inicio de la tercera fase (1973-1979), las modificaciones en la demanda, con algunas transformaciones en los equipamientos y procesos. En esta época, la demanda de fracciones pesadas todavía era superior a la de fracciones livianas y medianas, siendo estas dos últimas iguales.

Con la publicación del Modelo Energético Brasileño por parte del gobierno, en 1979, con miras al planeamiento energético de los años 80, surgieron expectativas que obligaron a la programación de grandes modificaciones en el parque de refinación brasileño. Las modificaciones que se presentaron entonces, sea bajo el prisma de programas de conservación de la energía, o bajo el prisma de la sustitución de derivados del petróleo (principalmente por alcohol y carbón) permiten inferir para el año 1985, una estructura de demanda de 36% para el diesel, 16% para el fuel oil y 14% para la gasolina. En resumen, las acciones complementarias aplicadas a la producción y demanda de derivados del petróleo en la tercera fase fueron las siguientes [PETROBRAS, 1986]:

Producción:

- modificación de las especificaciones:
 - diesel:
 - contenido de azufre
 - índice de cetano
 - faja de destilación
 - punto de brillo
 - viscosidad

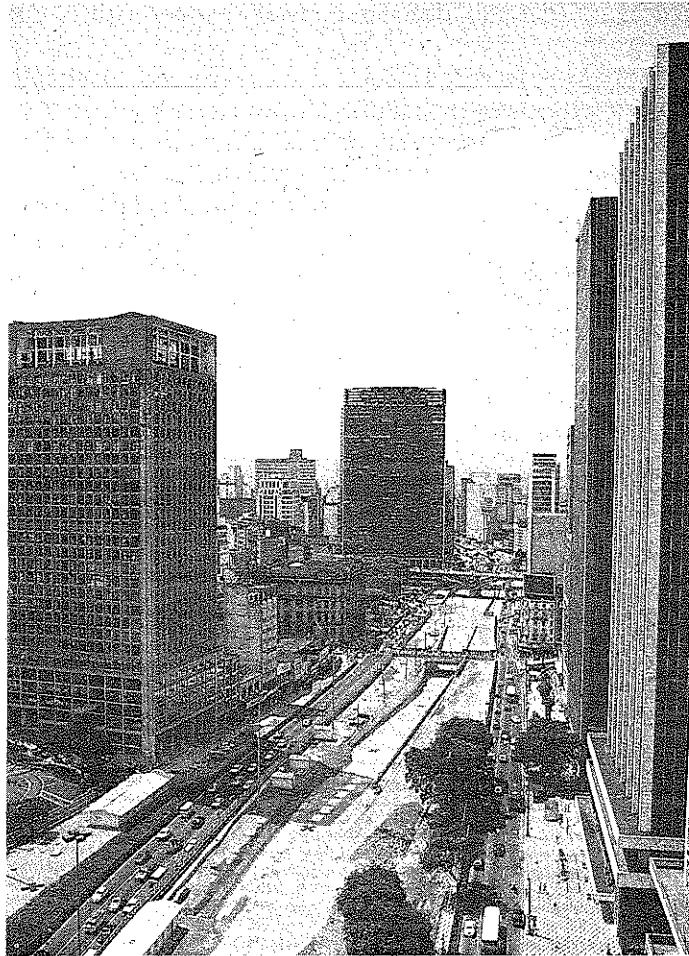
- aceite combustible:
 - contenido de azufre
 - viscosidad
 - gasolina:
 - índice de octano
 - asfalto:
 - penetración
 - GLP:
 - impermeabilidad
 - aceites lubricantes:
 - viscosidad
 - refinación:
 - modificación de las condiciones de operación
 - modificación del proyecto de unidades existentes
 - implantación de nuevas unidades y procesos
 - selección en la compra de petróleo
 - exportación e importación de derivados
- Demandas:
- políticas de precios
 - sistemas de cuotas con incentivos (fuel-oil ultraviscosos, diesel B, etc.)
 - cambio de equipamientos (vehículos, calderas, etc.)
 - implementación de sustitución de derivados:
 - alcohol
 - electricidad
 - biomasa
 - etc.

En el ítem "selección en la compra de petróleo" existen fuertes barreras para su ejecución eficiente, como son :

- mayor valorización de los petróleos livianos en el mercado internacional
- creciente participación del petróleo nacional, caracterizado por ser un petróleo "pesado" (especialmente el de Campos, Río de Janeiro)
- compra de petróleo por trueque con mercaderías exportadas

En el ítem "importación/exportación" existen limitaciones estacionales y de concentración de las exportaciones en unos pocos países (principalmente EEUU y Nigeria [PETROBRAS, 1986]), en un contexto mundial de autosuficiencia en la refinación, que probablemente se agravará en el futuro próximo por la implantación de grandes unidades en el Oriente Medio [DIAS, 1985].

Las modificaciones en las especificaciones de los derivados tuvieron como objetivos principales el "alargamiento" de la faja de diesel, por la incorporación de fracciones más livianas y más pesadas, y el aumento de flexibilidad de las unidades FCC. Tales modificaciones resultaron en derivados de características diferentes, principalmente en cuanto al contenido



de azufre, brillantez, viscosidad e índice de cetano.

Se posibilita entonces la incorporación al diesel de las corrientes LCO (corriente inestable de FCC utilizada para diluir el fuel-oil), gas-oil (originario de la destilación al vacío y altamente inestable), nafta craqueada (corriente de FCC desviada para la gasolina y el diesel - baja el índice de cetano), gas-oil de destilación (originario de la destilación atmosférica y generalmente inestable, con alto contenido de azufre), y gas-oil de coquización (corriente originaria de coquización de residuos al vacío y altamente inestable) [DIAS, 1985].

Las modificaciones en las especificaciones de los derivados están ligadas a los cambios en el proceso y equipamiento de refinación, con la implantación de unidades de hidrotratamiento, que permiten la inclusión de corrientes inestables de diesel, de unidades de hidrodesulfurización y otras.

En el área de optimización de la estructura de refinación, los programas implantados, o que se están implantando, son los siguientes:

- Programa de construcción de nuevas unidades
- Programa de craqueo de cargas pesadas
- Programa de minimización de residuos al vacío
- Programa de lubricantes y parafinas

En apoyo a estos programas, en el ámbito de la producción de derivados, se desarrollaron programas de

conservación de energía, seguridad, medio ambiente y calidad.

Todos estos programas están relacionados entre sí y con la necesidad de flexibilización del parque de refinación, sobre todo para promover la conversión de residuos pesados a través, principalmente, de procesos de FCC - fracciones pesadas (modificaciones mecánicas de los equipamientos y cambios de catalizadores), reducción de la viscosidad, coquización, desasfaltado e hidrocraqueo. Este último, aunque el más eficiente, no ha sido aplicado hasta el momento, en función de su alto costo de implementación y por falta de dominio tecnológico en Brasil. Además de las unidades de conversión de residuos, es muy importante la implantación de unidades de hidrotratamiento e hidrodesulfurización, lo que hace viable la incorporación de las corrientes obtenidas en los procesos sobre los derivados producidos.

Es importante destacar que las inversiones necesarias para la ampliación/modificación del parque de refinación son considerables, principalmente en un momento en que la economía brasileña y mundial pasan por un proceso delicado. Las inversiones en el sector petrolero, hoy volcadas casi exclusivamente hacia la exploración y producción (89% en 1985 [DIAS, 1986]), deben ser nuevamente jerarquizadas.

Los límites de atención a las necesidades del mercado por parte de la estructura de refinación no pueden ser considerados absolutos por cuanto dependen de las características de la materia prima básica y de la viabilidad de colocación de los derivados excedentes en el mercado. Sin embargo, dada la adopción de valores promedios, puede anticiparse problemas para mediados de la próxima década, incluso con la eventual ampliación del parque de refinación. El Programa de Acción Gubernamental (PAG), anticipando problemas para mediados de la próxima década, estableció metas para la capacidad/estructura de refinación, las que se tratarán en la sección 7.

Con base en previsiones hechas para 1990/1995 por Petrobrás, se puede llegar a la estructura de demanda a seguir [DIAS, 1986]:

	1990	1995
GLP	11,4 %	12,1 %
Livianos	21,0 %	16,3 %
Medianos	47,9 %	53,1 %
Pesados	19,1 %	17,5 %

De esta forma, se prevé, para 1993, la importación de 2 millones de m³ de GLP y 5 millones de m³ de diesel y la exportación de 3,5 millones de m³ de gasolina y 3,7 millones de m³ de fuel-oil.

En este contexto, es importante la acción sobre la demanda, sea con los programas de racionalización, o por el desplazamiento/sustitución de energéticos (reorientación de Proálcool, sustitución de diesel por alcohol, gasolina, aceites vegetales, gas natural, etc.).

Se debe destacar también que la planificación de la estructura de producción y demanda de derivados debe insertarse en una planificación energética integrada a la sociedad, con jerarquías definidas para maximizar el alcance socioeconómico de los recursos naturales y dotada de instrumentos eficaces de ayuda. Así mismo deben analizarse las inversiones del sector petrolero en conjunto con las de los sectores energéticos competitivos.

6. COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS PARA EL SECTOR TRANSPORTE

De acuerdo con lo presentado en las secciones anteriores, además de los combustibles "convencionales" del sector transporte, usados en todo el mundo (gasolina y diesel), en Brasil el alcohol etílico ha sido utilizado como combustible a escala comercial: su consumo estimado a lo largo del año 1987 alcanzó un promedio diario de 184 000 barriles equivalentes de gasolina, comparado con un consumo de gasolina propiamente dicha de 122 000 barriles/día en el mismo período.

El alcohol ha sido utilizado básicamente bajo dos formas: anhidro (prácticamente exento de humedad) e hidratado (equivalente a la mezcla azeotrópica, que contiene cerca de 4% vol. de agua).

El alcohol anhidro ya se utilizaba en mezclas con gasolina en diversos países, varias décadas antes de la crisis del petróleo de 1973. En Brasil, las primeras legislaciones sobre alcohol datan de la época del Imperio con el decreto No. 8363 del 31 de diciembre de 1881, relacionado con la concesión de privilegios e incentivos para los equipamientos utilizados en la producción de alcohol de azúcar de caña. En 1931 el decreto No. 19717 del 20 de febrero establecía que en un plazo de 4 meses el derecho de importación de gasolina solo podía ser ejercido después de que el importador hubiera comprobado la compra de alcohol de procedencia nacional en una proporción mínima de 5 % respecto a la gasolina a ser importada. Descripciones de 1934 [OLIVEIRA, s.d.] resumen ensayos efectuados en motores de combustión interna durante 14 meses, tanto en bancos de ensayos como en rutas, relacionados con la determinación del porcentaje más indicado de alcohol anhidro para agregar a la gasolina (cerca de 15%), teniendo en cuenta el efecto en el consumo de combustible, la estabilidad de la mezcla, etc. Eduardo Sabino de Oliveira, Fonseca Costa y Souza Mattos, pioneros de los trabajos sobre el alcohol combustible en Brasil tomaron parte en campañas, a fines de 1932, que llevaron a la adopción de mezclas de 60-40 en Río de Janeiro y a la conversión de casi 3 000 motores.

Durante el período 1942-1956 el contenido de alcohol en la mezcla alcohol-gasolina llegó a alcanzar 42% en el Nordeste del país. El agregado de alcohol anhidro a la gasolina se hacía como forma de absorber los excedentes del sector azucarero en caso de situaciones desfavorables en el mercado internacional de

azúcar, utilizando destilerías anexas a las usinas de azúcar.

Debido a la retracción del mercado internacional del azúcar como por ejemplo, durante el período 1966-1967, el agregado de alcohol anhidro a la gasolina alcanzó niveles elevados, equivalentes a 14% de la demanda de gasolina en el estado de São Paulo y 6% de la demanda en el país en su conjunto.

Después de la crisis del petróleo de 1973 y con la creación de Proálcool, hubo un aumento sustancial en la capacidad instalada de destilerías de alcohol, inicialmente anexadas a las usinas de azúcar y luego totalmente independientes de la producción azucarera. El agregado de alcohol anhidro a la gasolina pasó a hacerse en forma independiente del comportamiento del mercado del azúcar y sí con el objetivo de reducir la dependencia del petróleo importado. El agregado de alcohol anhidro a la gasolina fue creciente y desde 1983 toda la gasolina comercializada en el país contiene 22% de este alcohol.

Con la segunda crisis del petróleo en 1979, Proálcool se expandió y el alcohol hidratado fue lanzado como combustible de motores especialmente fabricados (o convertidos) para uso exclusivo de este combustible, sin necesidad de mezclarlo con gasolina. La red de distribución (puestos de abastecimiento) fue rápidamente ampliada en cerca de 3 000 puestos en 1980 y casi 17 000 en 1985.

Mientras tanto, esa penetración solo se dio efectivamente en el mercado de automóviles de pasajeros y de uso mixto, equipados con motores de ciclo Otto, desplazando a la gasolina, la que, tal como dijéramos antes, contenía 22% de alcohol anhidro. En el mercado de vehículos comerciales, que incluye camionetas de uso mixto y de carga, camiones y ómnibus, en los que se permite el uso de diesel, la penetración del alcohol hidratado fue regular para los vehículos livianos (camionetas y furgonetas) pero muy pequeña en los vehículos pesados (camiones y ómnibus), tal como lo muestran las ventas de vehículos en años seleccionados, ver cuadro 4. Las razones de esta menor penetración se relacionan básicamente con los precios de los combustibles y de los vehículos, los que determinaban que la preferencia de los usuarios de vehículos pesados recayera en los motores a diesel, tal como se presentó en la sección 5.

Dado que esta situación llevó a problemas crecientes en cuanto al aprovisionamiento de diesel, se han investigado diversos combustibles y concepciones como alternativas de sustitución del diesel.

Dentro de las alternativas del alcohol como sustituto del diesel, indicadas en la Figura 8, solo el uso del alcohol con aditivo, el empleo de inyección doble y de motores de ciclo Otto tuvieron aplicación comercial, en especial este último. La alternativa de mezcla de alcohol-diesel, que aparentemente sería la más simple, encontró dificultades debido a la estabilidad de la mezcla que es muy dependiente de la composición del diesel. En ciertos casos puede haber necesidad de emplear aditivos para evitar la reducción del índice de

cetano o para mantener la estabilidad de la mezcla, o ambas cosas.

De cualquier forma, independientemente de la alternativa, la sustitución de diesel por alcohol se verá dificultada si la política de precios de los combustibles no se cambia. En el caso de los vehículos comerciales livianos el reemplazo del diesel por alcohol hidratado deberá aumentar frente a las recientes resoluciones de elevar los impuestos sobre los precios de estos vehículos cuando están equipados con motores diesel y de reducirlos cuando son movidos a alcohol o gasolina [CNE, 1988, a].

Entre los demás combustibles indicados en la Figura 8 como eventuales alternativas para el diesel, el que se presenta con mejores perspectivas es el gas metano o gas natural comprimido (GNC). Una de sus limitaciones por el momento es la red de distribución (puestos de abastecimiento) debido a la necesidad de contar con estaciones de compresión que requieren inversiones muy superiores a las que se necesitaron para la expansión de la red de abastecimiento del alcohol hidratado, que es básicamente convencional.

La experiencia internacional en el uso de GNC [CARVALHO, 1985] es amplia. Se puede citar a diversos países en los cuales se implementaron proyectos relevantes como, por ejemplo, los Estados Unidos de Norteamérica, Canadá, Nueva Zelandia y también en América Latina, como es el caso de Argentina. Se destaca el caso de Italia donde ya en 1981 existían 220 puestos de abastecimiento y cerca de 330 000 vehículos movidos a GNC, en su mayoría automóviles de pasajeros.

En Brasil, inicialmente se está enfatizando el uso de GNC en aplicaciones en ómnibus urbanos, debido a una mayor facilidad en cuanto al abastecimiento y a los beneficios relativos a la emisión de contaminantes especialmente partículas y compuestos de azufre, en centros urbanos. Significativas experiencias están en marcha desde hace 4 años, con casi 30 ómnibus, en las ciudades de Río de Janeiro, São Paulo y Natal, entre otras. En una sola de estas experiencias, la de Natal, ya se acumulaba en junio de 1987, casi 240 000 km, habiéndose transportado 1 250 000 pasajeros [ABREU, 1987].

Asimismo hay experiencias importantes con automóviles de pasajeros como el programa de GNC para taxis en la ciudad de Río de Janeiro. Se debe mencionar también las experiencias pioneras con flotas de diversos vehículos conducidas por la Compañía de Saneamiento de Paraná (SANEPAR), Compañía de Saneamiento Básico del Estado de São Paulo (SABESP), Prefectura de São Paulo (LIMPURB), Compañía Estadual de Gas de Río de Janeiro (CEG), y Petrobrás, entre otras empresas.

Las primeras experiencias en Brasil estuvieron asociadas con el uso de metano producido en rellenos sanitarios o biodegradantes (incluso usando vinazas de destilerías de alcohol), pero la mayor utilización prevista sería de gas natural. Esto se debe al volumen creciente de reservas en varios lugares del país,

además de la posibilidad de aprovisionamiento de casi 30 millones m³/día de gas de Argentina, Bolivia y Argelia. Para efectos de planificación se estableció [CNE, 1986] para 1995 una meta de consumo de aproximadamente 6 millones m³/día de gas natural para el sector de transporte, equivalente a 12% del total del consumo de gas natural en ese año en Brasil. Se considera que hasta 1995 será posible una sustitución anual de 2,3 millones m³ (39 000 barriles/día) de diesel, utilizando GNC en 80 000 vehículos.

Se debe subrayar que en general todos los vehículos movidos a GNC son de tipo dual, o sea de operación alternativa gas/combustible líquido, siendo este último normalmente la gasolina. En Brasil, el segundo combustible es el alcohol hidratado que igual que el GNC, permite el uso de una tasa de compresión más elevada que la de la gasolina, optimizando así el desempeño del motor. Esta ventaja no se da en países donde el compromiso debe hacerse con las características de la gasolina y no del alcohol.

Otro combustible alternativo al diesel, motivo de una amplia investigación en Brasil, fue el grupo de aceites vegetales. Sin embargo, sus perspectivas promisorias no se materializaron por diversos motivos tanto técnicos como económicos. A nivel internacional este comportamiento no fue distinto, aunque el interés por la utilización de aceites vegetales como combustible de motores de ciclo diesel fuera tan antiguo como el mismo motor diesel, según lo registrado en numerosas publicaciones. Más recientemente, se realizaron varios esfuerzos con miras al uso de aceites vegetales de distinto origen como combustible de motores diesel en diferentes países, como por ejemplo: Australia (girasol), Malasia (dendé), Filipinas (coco), África del Sur (girasol), EUA (algodón, maní) y Zimbabwe (girasol) [TRINDADE, 1984].

En Brasil se investigaron aceites vegetales de diversos orígenes; sin embargo el aceite de soya mereció mayor atención, dado el elevado nivel de la producción nacional.

En general, el uso directo de aceites vegetales "in natura" ha sido impracticable (a no ser en mezclas de hasta con 20%-30% de aceites vegetales), por diversas razones, especialmente por su viscosidad que puede alcanzar niveles de 2 a 10 veces superiores al del diesel, dependiendo de la temperatura. La adecuada viscosidad del combustible de motores de ciclo diesel es esencial para el buen funcionamiento del proceso de inyección y de los filtros. Dificultades con la contaminación del aceite lubricante también han ocasionado barreras técnicas.

Así, propuestas de modificaciones de los aceites vegetales por medio de transesterificación y craqueo termocatalítico han sido investigadas con mayor detalle, por resultar productos con características más adecuadas para el uso como combustible de motores de ciclo diesel.

Entre las experiencias brasileñas sobre modificaciones de los aceites vegetales, se destaca el llamado "Programa OVEG I", coordinado por la Secretaría de

Tecnología Industrial (STI) e integrado por representantes de la industria automotriz, fabricantes de aceites lubricantes y la industria química, entre otros [FONSECA, 1985].

Se evaluó el empleo de 3 tipos de combustibles, todos basados en el aceite de soya:

- mezcla de 70% diesel/30% ester etílico
- 100% ester metílico
- 100% ester etílico

Se utilizaron cerca de 20 vehículos operados por unas 12 empresas, consumiendo aproximadamente 238 000 litros de la mezcla y 226 000 litros de ésteres, totalizando 660 000 km con mezcla y 490 000 km con los ésteres. Los resultados de las pruebas, en resumen, indicaron que había necesidad de compatibilizar los materiales que entran en contacto con el combustible, en función de la pérdida de potencia debido a la obstrucción progresiva de los inyectores, y un consecuente aumento en el mantenimiento; pero el problema más crítico es el de la dilución del aceite lubricante. En general, los problemas técnicos de desempeño y operación que fueran identificados pueden solucionarse económicamente. Sin embargo, aún queda la cuestión del costo de producción del aceite vegetal en relación con el costo del diesel. Históricamente los precios de los aceites vegetales han sido superiores a los del diesel - del orden de 5 veces en 1979, decreciendo hasta cerca del doble en 1988 y volviendo a subir después de la reciente caída del precio del petróleo. A esta situación debe añadirse el hecho de que el proceso de transesterificación debe causar un incremento de casi US\$ 200/t en el producto final. Además, este proceso resulta en una elevada producción de glicerina como subproducto, cuyo destino deberá preverse a tiempo. En la hipótesis de una sustitución efectiva del volumen del diesel consumido en Brasil en 1983 [TRINIDAD, 1984] por aceites vegetales transesterificados, el volumen de producción de glicerina sería equivalente al mercado mundial de este producto.

En relación con los otros combustibles alternativos al diesel para transporte, se debe señalar los esfuerzos hechos en Brasil durante el período 1979-1984, para desarrollar el gas pobre y el metanol, a partir de leña y el carbón vegetal como materias primas, aunque estos se han reducido sustancialmente en la actualidad.

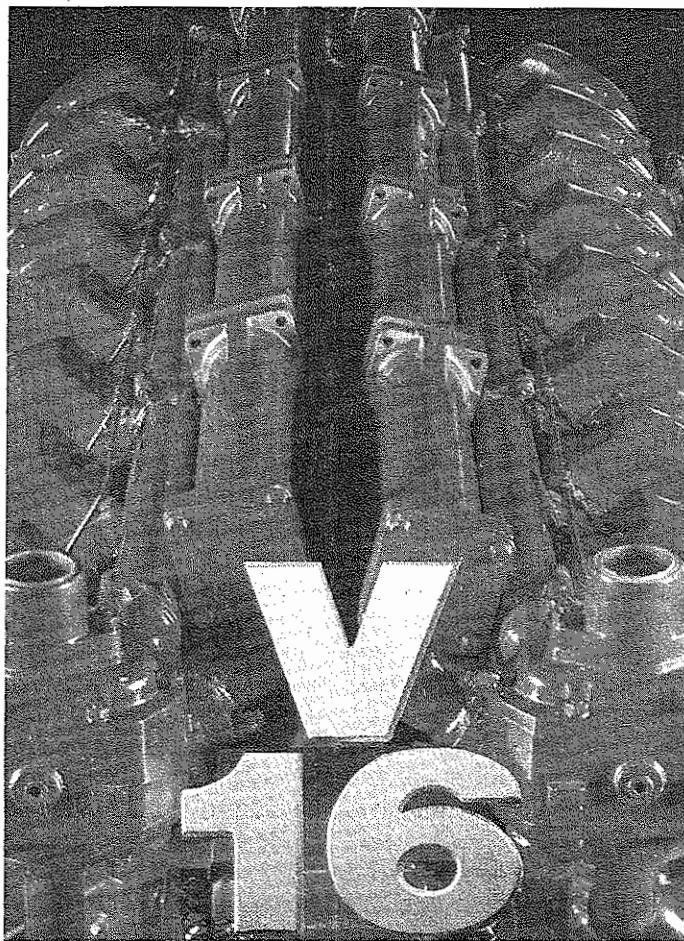
7. ANALISIS PROSPECTIVO

En las secciones anteriores se presentaron los contextos actual e históricos de la energía en el sector transporte de Brasil, así como las medidas de racionalización, las influencias de las políticas de precios, los programas de sustitución de derivados de petróleo, etc.

En esta sección cabe discutir las tendencias actual y futura del consumo y de la estructura energética en el sector transporte (en especial las relaciones con el diesel), englobando los siguientes items:

- competición alcohol-gasolina, diesel-gasolina
- políticas de precios e incentivos
- evolución de la estructura de refinación
- sustitución de derivados del petróleo
- programas de racionalización/conservación de energía

La extrapolación de la tendencia de crecimiento de la flota de vehículos de pasajeros a alcohol y gasolina, manteniendo las políticas vigentes, se puede ver en el cuadro 6 [DIAS, 1986] utilizando la curva de retiro que diferencia la vida útil de los vehículos por año de fabricación.



La concretización del escenario anterior implicaría la ampliación y reformas drásticas en el parque de refinación, generación de grandes excedentes de determinados derivados, además de exigir cambios en la estructura de precios de los energéticos, que, en la actualidad, subsidia los precios de algunos (GPL, diesel, nafta, alcohol hidratado) y pone sobreprecios a otros (gasolina, alcohol anhidro). Debe considerarse también que el alcohol hidratado no se produce todavía a costos competitivos con el del petróleo, a los niveles de precio de este energético en el mercado internacional. Este hecho, a pesar de las ventajas sociales (creación de empleos, retención del hombre en el campo, desarrollo agro-económico, etc.) y estratégicas de Proálcool, implica entre otras desventajas subsidios

pagados por los contribuyentes, mayor inflación y pérdida de la competitividad de la economía brasileña.

Sin embargo, es importante una modificación de la política del sector, incentivando el aumento de la productividad agro-industrial del sector azucarero-alcoholero, estudiando nuevamente la política de precios alcohol-gasolina, y la de impuestos (IPI) que inciden sobre los vehículos. De esta forma, se debe montar una estructura costo fijo-costo variable que segmente el mercado por kilometraje promedio anual.

Esta política ya comenzó a ser implantada a través del aumento de los precios de los combustibles del 23 de junio de 1988, que modificó la relación de precios alcohol/gasolina a 0.69 en lugar del 0.65 anterior (relación entre el poder calorífico de los combustibles). Se podrá seguir modificando esta relación en forma gradual.

Otras políticas del sector se refieren a la posible mezcla de un 3% de gasolina al alcohol hidratado (se estudiarán porcentajes mayores) y la disminución del porcentaje de alcohol anhidro en la gasolina (22% actualmente).

La extrapolación de la tendencia de crecimiento de la flota de vehículos de carga, presentada en la Figura 5, a partir de una curva lineal de retiro, nos muestra un probable agravamiento de los problemas con la estructura de refinación y con la dependencia energética del petróleo.

Se deberá implementar programas con miras a disminuir el porcentaje de vehículos de carga y transporte colectivo a diesel, sin dejar por eso de privilegiar el transporte en su forma energética más eficiente. Recordemos que la evolución de la flota de carga en el pasado reciente había privilegiado los vehículos pesados, de menor consumo energético por t.km. Los programas a seguir están previstos para ser implementados en el corto plazo [CNE, 1988 (a)]:

- Elevar la alícuota del IPI de los vehículos livianos de carga movidos a diesel.
- Prohibir la conversión de vehículos ciclo Otto a ciclo diesel.
- Disminuir proporcionalmente el IPI de los vehículos de carga de ciclo Otto.
- Actuar conjuntamente con el sector azucarero-alcoholero para sustituir el diesel en los vehículos de carga del sector.
- Promover la evaluación de las investigaciones sobre el motor de ciclo Otto para vehículos pesados.
- Ayudar a los proyectos en marcha en algunas ciudades para la utilización de vehículos movidos a GNC (ómnibus y camiones) y expandirlos a otras ciudades.

En lo que respecta a la estructura de refinación, el Plan de Acción Gubernamental (PAG) prevé la ampliación/modificación de la estructura de refinación

y otras acciones, conforme a los descrito en la sección 5. Las proyecciones del PAG para la producción y presentan en el cuadro 7 [CNE, 1988, (b)].

Las políticas y acciones a realizarse en el corto plazo se relacionan, en su mayoría, con la conservación de los programas en vigor para ampliaciones y reformas del parque de refinación, privilegiando los procesos con mayor producción de fracciones medias de petróleo (coquización, hidrotratamiento, FCC, cargas pesadas, hidrocraqueo, etc.). Se deben hacer esfuerzos considerables para diversificar los países compradores (hoy la exportación se concentra en gran parte en los EE.UU. y Nigeria). Las modificaciones en las especificaciones de los combustibles deben tener en cuenta los efectos sobre el medio ambiente.

Con relación a los programas de racionalización/conservación de energía deben reactivarse los existentes y desarrollar instrumentos para un mejor control de los resultados. Se debe dar atención especial a la administración adecuada del transporte de cargas..

Se podría implementar incentivos fiscales para los vehículos con tecnologías más económicas (motores a turbina, inyección electrónica, etc.).

La ampliación y mejoras en la red ferroviaria, no implementadas por falta de recursos financieros, deberían continuar como prioridades de la acción gubernamental, eligiendo aquellas cuyos beneficios sociales y financieros sean más rápidos y eficaces, así como también debe desarrollarse el transporte fluvial e intermodal en general.

8. CONCLUSION

Estuvo dirigido el proceso de dieselización en Brasil? No se puede afirmar que hubo un "programa" de dieselización. Observamos que desde el final de los años 50 la relación flota de camiones a gasolina/flota de camiones a diesel ha venido disminuyendo (ver figura 5). Este proceso experimentó una aceleración a mediados de los años 70, fruto de políticas que buscaban la reducción del consumo de gasolina, derivado que dominaba la refinación del Brasil, en ese entonces no existía la dieselización como objetivo. La racionalización económica de los transportistas provocó la dieselización de la flota.

La dieselización en el transporte de carga se juntó con la alcoholización de los vehículos de pasajeros, dejando la estructura de refinación en situación delicada. Se alcanzó la autosuficiencia en refinación en la década del 70. Actualmente el país ve la necesidad de grandes inversiones para la ampliación/reforma del parque de refinación, con miras a atender el crecimiento y la nueva estructura de demanda de derivados. Como alternativa y acción complementaria, el país ha realizado programas de racionalización energética y desarrollado otros de sustitución de derivados del petróleo. Se obtuvo un gran éxito, aunque todavía quedan grandes márgenes de desperdicios que deben evitarse y espacio para el desarrollo tecnológico que

viabilizará técnica y económicamente los combustibles alternativos (GNC, aceites vegetales, metanol, etc.). En la actual crisis económica, mundial y brasileña, se vuelve extremadamente importante la optimización de los recursos.

La búsqueda de soluciones energéticamente más eficientes deberá ser una meta permanente.

NOTAS

1. El Proálcool buscaba aumentar, con fines de sustitución de los derivados del petróleo, la producción de alcohol etílico (etanol), denominado simplemente "alcohol" a lo largo de este trabajo. El alcohol puede ser usado de diversas formas como combustible de motores de ciclo Otto o diesel, tal como se aclara más adelante en la sección 6. Cuando se lo utiliza mezclado con gasolina es necesario que sea bajo la forma de anhidro (prácticamente exento de humedad) para minimizar los problemas de estabilidad de la mezcla. Para uso sin agregados de gasolina u otro combustible, puede ser empleado en forma hidratada (mezcla azeotrópica, por ejemplo). Se estima que en 1987 se consumieron cerca de 1,6 millones de m³ de alcohol anhidro (en mezclas de 22% de alcohol/78% de gasolina) y 11 millones de m³ de alcohol hidratado como combustibles en Brasil para 6,5 y 3,5 millones de vehículos, respectivamente. Detalles sobre el efecto de estos valores en la estructura energética del sector se presentan en la sección 4.
2. Ver MME, 1987
3. Los precios del petróleo aumentaron, en términos CIF, Brasil, de US\$3,88/barril en 1973 a US\$12,55/barril en 1975; de US\$18,36/barril en 1979 a US\$36,59/barril en 1981.
4. Es conveniente subrayar que el valor "break-even" (además de otras variables) se calcula no solo en función del precio relativo, i.e., la razón precio gasolina/precio diesel (Pd/Pg), sino también de la diferencia de gastos efectivos en combustibles (eg Pg - ed Pd): [PINHEIRO, 1983].

BIBLIOGRAFIA

Abreu, Ricardo Simoes y Ferreira, Antonio Eustaquio S. Desenvolvimento de Omnibus Urbanos Mercedes-Benz a Gas Natural (en portugués). IV Simposio de Ingeniería Automotriz, Sao Paulo Asociación Brasileña de Ingeniería Automotriz (AEA), 1987.

ANFAVEA, Asociación Nacional de Fabricantes de Vehículos Automotrices. Estadísticas de Producción, Venta y Mercado Interno de Exportación de Vehículos, por Clase, por Combustible, (en portugués), 1988.

Carvalho Jr., Arnaldo Vieira de. Natural Gas and other Alternative Fuels for Transportation Purpose. Energy, Great Britain, Pergamon Press, 1985. p. 187-215

CNE, Comisión Nacional de Energía. Análisis y Propuestas para Uso de Gas Natural (en portugués).

Brasilia, 1986. 1V.

— Información al Plenario (en portugués), No. 01/20a, s.l. 1988. 6p. (a).

— Política de Combustibles Líquidos para Automóviles (en portugués). Brasilia, 1988. p.1-25. (b).

— PRODEL-Programa Voluntario de Economía de Diesel y Lubricantes (en portugués). s.l. s.d. 1V.

CNP,Consejo Nacional de Petróleo. Anuario Estadístico, año 1987 (en portugués). Brasilia, 1987. 1V.

Dias, Danilo de Souza. Estructura de Refinación y Posibilidades de Sustitución por Diesel (en portugués). s.l. COPPE/UFRJ, 1985, 33p.

— Perspectivas Futuras del Mercado Brasileño de Combustibles Líquidos: Estructura de Refinación de Petróleo y Alternativas para el Problema del Diesel (en portugués). Encuentro Perspectivas Energéticas Años 90. Río de Janeiro, 1986. p. 1-34.

Ferreira, Leo Rocha y Motta, Ronaldo Seroa d. Revalorización Económica y Nuevos Ajustes para Proálcool (en portugués). Río de Janeiro, IPEA/-INPES, 1986, 28p.

Fonseca, Max Aurelio Negreiros. Investigación de Aceite Vegetal como Combustible en Motores a Diesel (en portugués) - Programa OVEG I. Simposio de Ingeniería Automotriz y XII Encuentro de Centros de Apoyo Tecnológico. Brasilia. MIC/STI, 1985 p.23-4.

GEIPOT, Empresa Brasileña de Planificación de Transporte, MT. Anuario Estadístico de Transportes (en portugués), s.l., 1986, p. 418-23.

Goldemberg, José. Combustibles Líquidos en Brasil: Una Evaluación (en portugués), 1981, 1V.

MME, Ministerio de Minas y Energía. Balance Energético Nacional (en portugués), Brasilia, 1987, 155 p.

MT, Ministerio de Transportes. Los Transportes en Brasil y la Crisis Energética (en portugués). Tokio, 1980, 1V.

Oliveira, Eduardo Sabino de. Alcohol - Motor y Motores a Explosión (en portugués). Ministerio de Trabajo, Industria y Comercio. s.d.

PETROBRAS, Adecuación de la Estructura de Refinación en Brasil. Evaluación del Consumo de Derivados de Petróleo (en portugués). Río de Janeiro, 1986, 42p.

Pimentel, Rosalina Chedian y Santos, Joao Alberto Vieira y Jochmek, Abraham Awiw. Escenarios de Demanda de Combustibles Alternativos (en portugués). IV Simposio de Ingeniería Automotriz. Sao Paulo. Asociación Brasileña de Ingeniería Automotriz, 1987, p.261-8.

Pinheiro, Armando Castelar. Sobre la Dieselización de la Flota Brasileña de Camiones (en portugués). Río de Janeiro. IPEA/INPES, 1986, 87p.

Ramos, Lauro R.A. Escenarios de Demanda de Derivados de Petróleo (en portugués). Río de Janeiro, IPEA/INPES, 1983, 87p.

Resende, Eliseu. Contribuciones Sectoriales al Modelo Energético Brasileño - Transportes (en portugués). Brasilia, 1979, 1V.

Racionalización de los Transportes con Miras a la Sustitución del Diesel y la Gasolina (en portugués). Río de Janeiro. Ministerio de Transporte, 1979, 1V.

Severo, Cloraldino. La Política de Transportes y el Problema Energético (en portugués). Energía. São Paulo. s.ed.1983, p.27-40.

Souza, Jose Carlos de Jesus. Evolución del Comercio Internacional del Petróleo (en portugués). s.l. PETROBRAS, 1984, 1V.

Trindade, Sergio C. y Carvalho Jr., Arnaldo Vieira de. Transportation Fuels Policy Issues and Options: The Case of Ethanol Fuels in Brazil, Tokio, ISAF 1988 (A).

— The Case of Ethanol Fuels in Brazil, Conference on Alternative Transportation Fuels in the 1990s and Beyond. Asilomar, USA, 1988 (B).

Trindade, Sergio C. Alternative Transport Fuels, Supply, Consumption and Conservation, Energy Research Group (ERG), United Nations University (UNU), USA, 1984

FIGURA 1. ESTRUCTURA DE LA OFERTA DE ENERGIA PRIMARIA Y % DE INDEPENDENCIA ENERGETICA

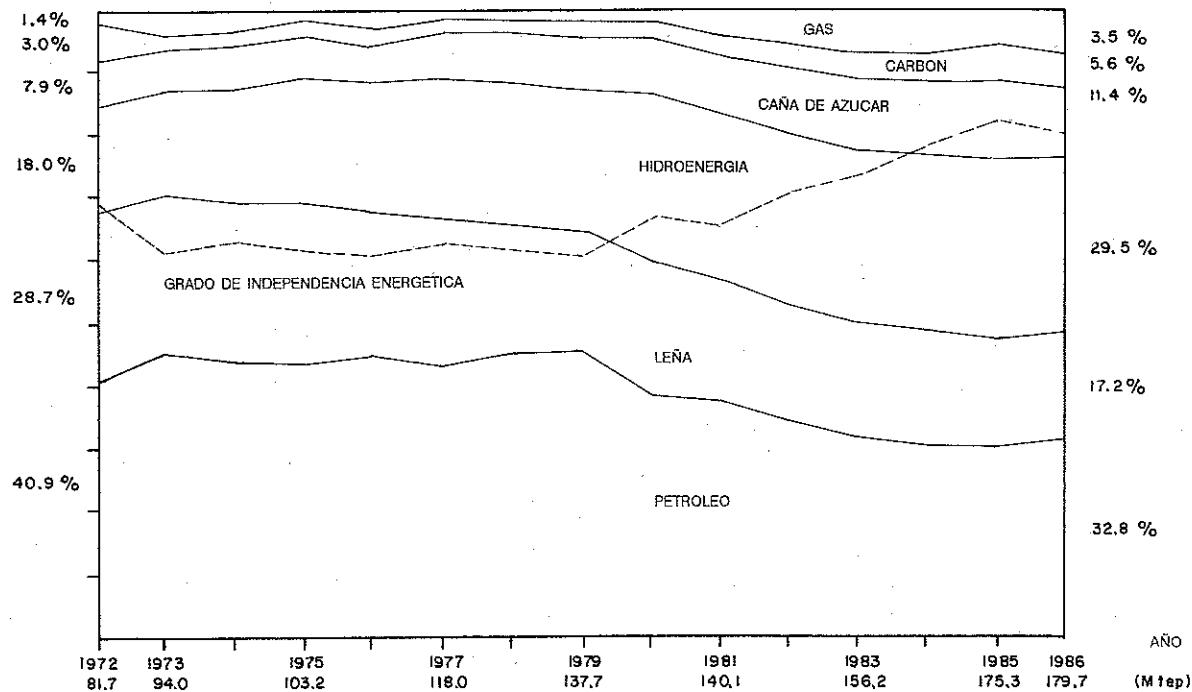


FIGURA 2. EVOLUCION DE LOS PRECIOS DE LOS ENERGETICOS Cz\$/m³
(MME, 1987) (MONEDA DE 1973)

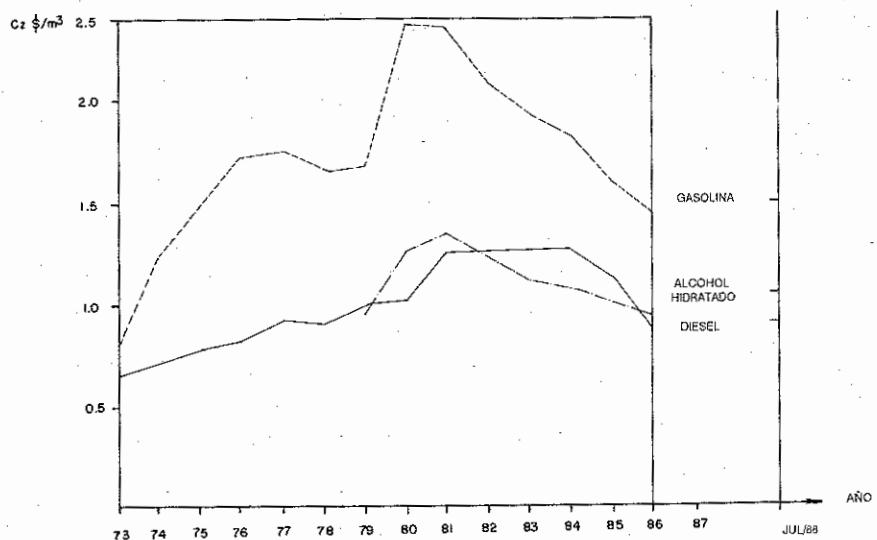


FIGURA 3. VENTA DE VEHICULOS A ALCOHOL COMO PORCENTAJE DE LA VENTA TOTAL DE VEHICULOS DE PASAJEROS [TRINIDAD, 1988, (A)]

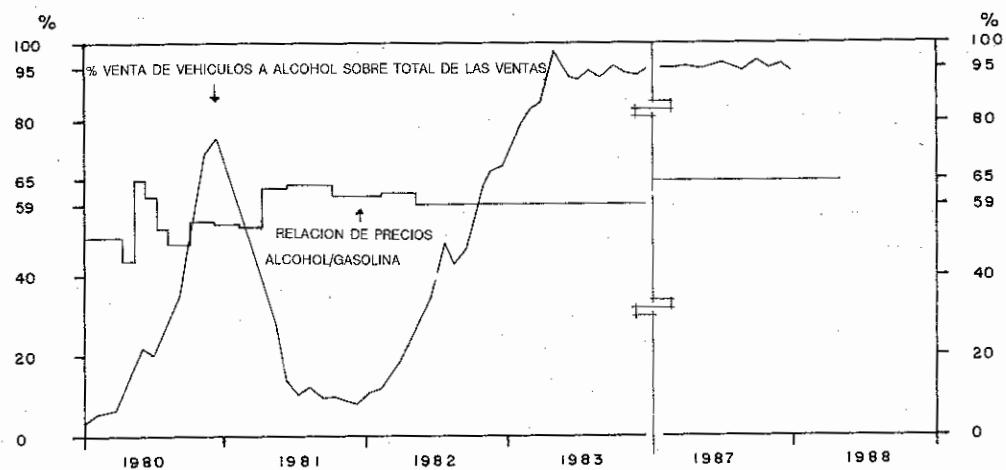


FIGURA 4. EVOLUCION DE LA FLOTA NACIONAL, POR COMBUSTIBLE
(PIMENTEL, 1987)

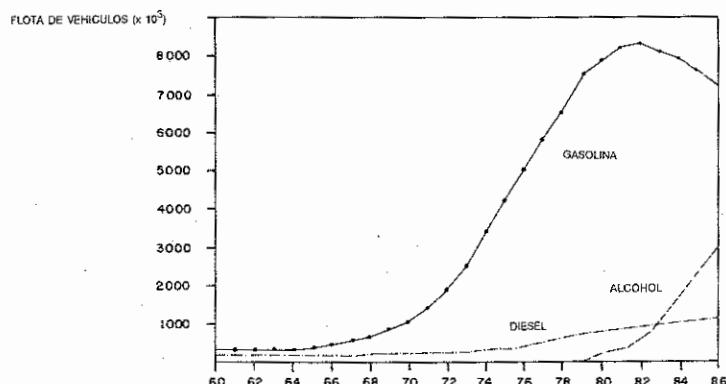


FIGURA 5. EVOLUCION DE LA FLOTA DE CAMIONES DE CICLO OTTO x
CICLO DIESEL
(PINHEIRO, 1983) 1957-1979
(GEIPOT, 1986) 1980-1985

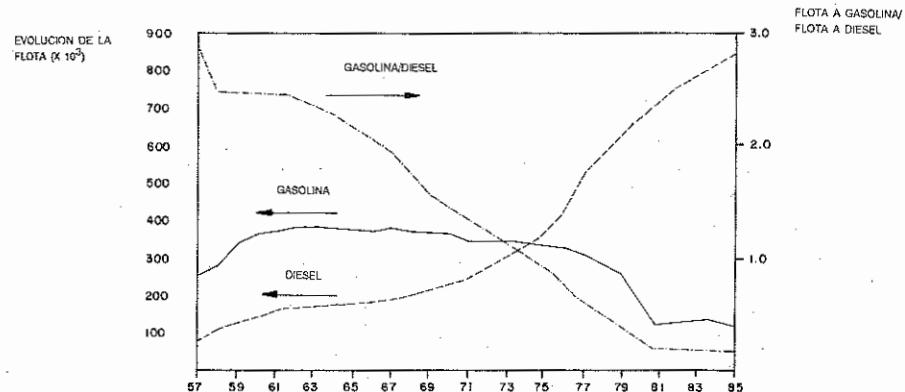


FIGURA 6. EVOLUCION DEL 'BREAK-EVEN' PARA CAMIONES LIVIANOS Y MEDIANOS (PINHEIRO, 1983)

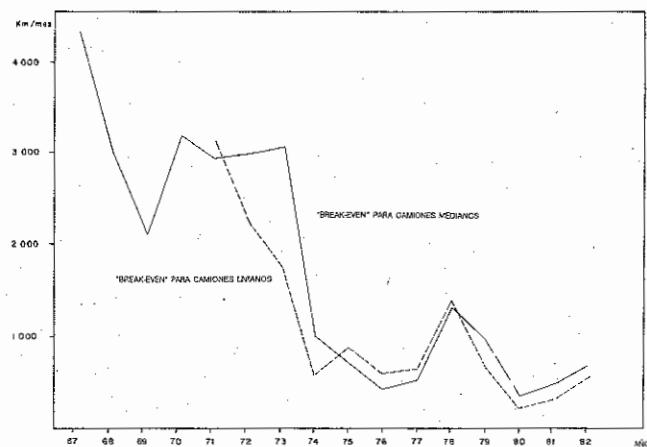
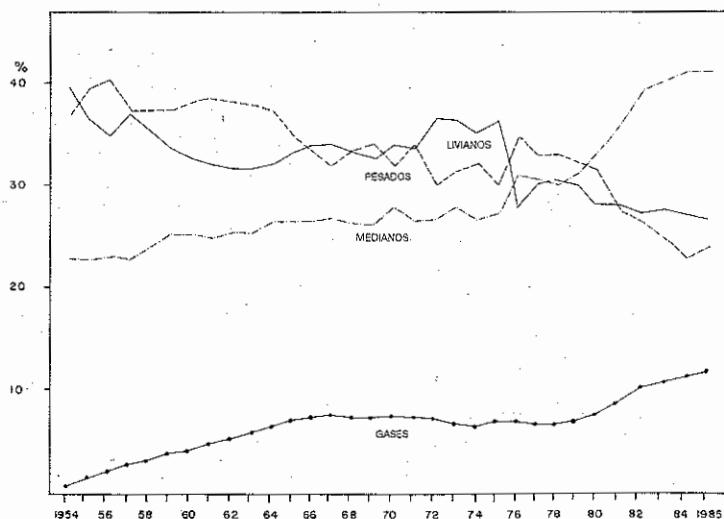


FIGURA 7. EVOLUCION DE LA PARTICIPACION DEL CONSUMO DE CADA GRUPO DE DERIVADOS CON RELACION AL CONSUMO TOTAL DE BRASIL (RAMOS, 1983; PETROBRAS, 1986)



CUADRO 1

EVOLUCION DE LA DEPENDENCIA EXTERNA DEL PETROLEO, BRASIL, AÑOS SELECCIONADOS

AÑO	DEMANDA DE DERIVADOS DE PETROLEO (INCL. PERDIDA) (1 000 BARRILES/DIA)	IMPORTACION NETA DE PETROLEO Y DERIVADOS (1 000 BARRILES/DIA)	DEPENDENCIA EXTERNA (CONSIDERANDO VARIA- CIONES DE STOCKS) (%)
1972	621	474	73.3
1975	863	760	80.2
1979	1 118	997	85.0
1981	1 007	777	78.3
1985	984	417	43.5
1986	1 076	516	45.5

(MME, 1987)

CUADRO 2

EVOLUCION DEL CONSUMO DEL SECTOR TRANSPORTES, BRASIL, AÑOS SELECCIONADOS (%)

AÑO	DIESEL	ACEITE COMBUSTIBLE	GASOLINA	QUEROSENE	ALCOHOL ETILICO	OTROS	(%)	TOTAL (1000 TEP)
1972	33.8	3.0	55.4	4.7	1.8	1.3	100.0	15 960
1975	35.4	5.7	51.7	5.7	0.6	0.9	100.0	21 236
1979	41.7	5.3	39.2	6.4	6.5	0.9	100.0	25 574
1981	45.2	5.5	33.7	7.5	7.0	1.1	100.0	24 532
1985	45.3	5.9	21.3	6.3	19.9	1.3	100.0	27 905
1986	44.0	4.1	21.0	6.8	23.0	1.1	100.0	31 697

(MME, 1987)

CUADRO 3 CONSUMO FINAL ENERGETICO DE LOS PRINCIPALES DERIVADOS DEL PETROLEO, BRASIL, 1972 (% VOL/VOL)

COMBUSTIBLE	TOTAL		TRANSPORTES		INDUSTRIAL	RESIDENCIAL	GENERACION ELECTRICA	OTROS
	VIAL	FERROVIARIO	FLUVIAL	AEREO				
GASOLINA	34.9	34.6		0.3				
ACEITE COMBUSTIBLE	28.6		0.1	1.5				
DIESEL	23.7	17.9	1.3					
GLP	7.9					0.3		0.1
QUEROSENE	4.9				2.8	0.1	1.2	
TOTAL	100.0	52.5	1.4	1.5	3.1	25.3	8.7	3.8
			58.5%					

NOTA: El consumo final no energético de petróleo en 1972 corresponde solo a 1 723 000 TEP, equivalente al 6.2% del consumo final energético de petróleo, que alcanzó 27 647 000 TEP en ese año.

(MME, 1987)

CUADRO 4

VENTA DE VEHICULOS EN EL MERCADO DOMESTICO, BRASIL (10³ VEHICULOS POR COMBUSTIBLE)

ANO	AUTOMOVILES			COMERCIALES LIVIANOS			COMERCIALES PESADOS		
	GASOLINAS	ALCOHOL	DIESEL	GASOLINA	ALCOHOL	DIESEL	GASOLINA	ALCOHOL	DIESEL
1973	558.	.	.	106.	.	1.	26.	.	45.
1975	661.	.	.	118.	.	1.	17.	.	62.
1979	828.	2.	.	79.	1.	16.	1.	0.	89.
1980	567.	226.	.	60.	14.	20.	1.	.	93.
1981	319.	129.	.	25.	8.	35.	0.	1.	64.
1982	344.	212.	.	21.	21.	44.	0.	1.	48.
1983	70.	478.	.	9.	41.	29.	2.	2.	40.
1984	29.	484.	.	3.	51.	42.	0.	3.	46.
1985	24.	578.	.	5.	67.	26.	0.	2.	61.
1986	53.	619.	.	9.	78.	28.	0.	2.	79.
1987	23.	387.	.	8.	72.	24.	0.	1.	66.

(TRINDADE, 1988)

CUADRO 6

CUADRO 5

FLOTA DE VEHICULOS DE PASAJEROS (10 UNIDADES)

**COSTOS DEL COMBUSTIBLE:
RAZON DE LOS PRECIOS Y DIFERENCIA
DE GASTOS ENTRE
LA GASOLINA Y EL DIESEL**

AÑO	LIVIANOS		MEDIANOS		
	RAZON (PG) PD	GASTO C/COMB. (Cr\$/km)*	GASTO COMBUST. (Cr\$/km)*		
1957	1 653	4 604	6 604		
1958	1 681	4 529	6 495		
1959	1 420	4 205	6 040		
1960	1 427	3 380	4 855		
1961	1 365	4 437	6 378		
1962	1 292	3 527	5 073		
1963	1 290	3 542	5 095		
1964	1 250	3 582	5 155		
1965	1 271	4 421	6 301		
1966	1 256	3 909	5 625		
1967	1 216	3 510	5 053		
1968	1 211	3 666	5 279		
1969	1 213	4 069	5 858		
1970	1 205	3 965	5 709		
1971	1 203	4 091	5 892		
1972	1 177	4 258	6 135		
1973	1 216	4 456	6 415		
1974	1 729	8 661	12 419		
1975	1 879	10 935	15 670		
1976	2 082	13 427	19 229		
1977	1 878	13 150	18 843		
1978	1 822	12 168	17 440		
1979	1 672	11 882	17 041		
1980	2 316	19 472	27 872		
1981	1 908	17 812	25 525		
1982	1 703	14 881	21 340		

Año	alcohol	gasolina hidratado
1985	2,0	7,6
1990	4,6	5,6
1995	8,5	2,5
2000	12,2	0,9

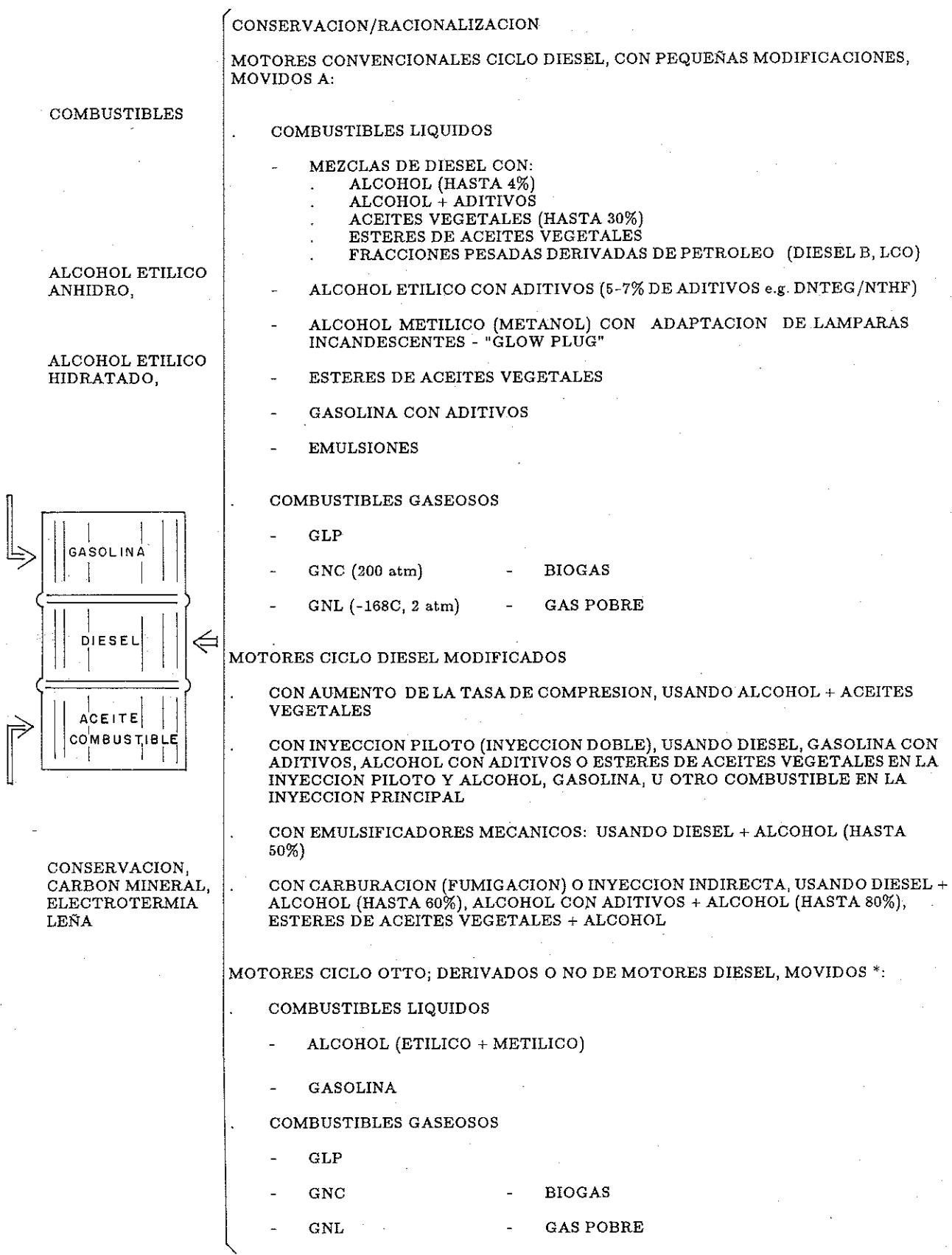
CUADRO 7

PROYECCIONES DEL PAG PARA LA PRODUCCION Y CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETROLEO AÑO 1985

DERIVADOS	PRODUCCION (%)	CONSUMO (%)
DIESEL	37.	40.
GASOLINA	10.	8.
FUEL OIL	18.	18.
GLP	8.	12.
NAFTA	10.	10.
OTROS	17.	12.

* Cr\$ de 1981 ; deflator IGP-DI
(PINHEIRO, 1983)

FIGURA 8
ALTERNATIVAS PARA LA SUSTITUCION DEL DIESEL EN EL SECTOR TRANSPORTES



EVOLUTION OF ENERGY INPUTS AND RATIONALIZATION EFFORTS IN THE BRAZILIAN TRANSPORTATION SECTOR

Arnaldo Vieira de Carvalho **

SUMMARY

This paper analyzes the evolution of the energy structure in the Brazilian transportation sector over the last two decades, stressing the processes of "dieselization" (conversion to diesel) in freight vehicles and "alcoholization" (conversion to alcohol) in passenger vehicles. The combination of these two processes meant that gasoline was dethroned as the number-one fuel in the transportation sector in terms of final consumption: first by diesel (in 1979) and later by ethyl alcohol (in 1986). Both processes entailed an increase in energy efficiency, because the diesel-cycle engines and Otto-cycle engines run on diesel and alcohol, respectively, usually had better energy performance than the gasoline-run Otto-cycle engines displaced in each one of the processes mentioned. Meanwhile, the reduction in gasoline consumption led to growing difficulties in the refining sector, in order to respond to the changing profile of fuel demand. It also caused difficulties for the fuel pricing policy, which used the earnings obtained from gasoline sales to keep the prices of other fuels having greater social impact lower (LPG for cooking and diesel for the collective transport of passengers and cargo).

The paper thus presents an overview of the changes which have occurred in the Brazilian energy situation, in terms of fuel pricing policy, possibilities for fuels other than diesel, and short- and medium-term prospects for minimizing the impact of this energy structure transformation. It also provides a brief assessment of the energy rationalization programs implemented in the transportation sector.

1. INTRODUCTION

Over the last 30 years, the Brazilian economy has undergone a profound transformation based on growing industrialization.

One important factor in this was the implantation of the automotive industry in the late 1950's, and its innumerable implications in terms of infrastructure and inputs.

Among other premises, the industrialization process assumed that the price of imported oil would remain stable. The national production of this commodity was small and had practically no prospects for growth.

Economic growth in terms of GDP (gross domestic product) reached an annual average of 9% during the 1970's. The effects of the first oil crisis, in 1973, thus had no immediate results in terms of economic transformations in the country. Nevertheless, after the second crisis, in 1979, for two years (1981-83) there was a negative trend in the GDP, and its 1980 figures were only regained in 1984. The transportation sector could not remain untouched by this period: even today the automotive industry has not returned to the vehicle production levels obtained in 1979 (1 million vehicles per year).

The National Alcohol Program (PROALCOOL)^{1/} was created in 1975 and expanded after the second oil crisis. Among other benefits, it aided in minimizing the negative effects of the difficulties caused by oil in the transportation sector and was responsible for significant transformations in the sector's energy structure.

It is worthwhile to note that the Brazilian fuel policy does not permit the use of diesel in passenger or multi-purpose vehicles. Since only commercial vehicles are authorized to operate with diesel, the dieselization process discussed herein does not refer to cars, but rather basically to trucks.

In light of the shortage of energy and financial resources, programs for rationalization of the use and conservation of energy were created in various economic sectors. In the transportation sector, the results

* Paper presented at the Forum on Advantages and Disadvantages of Dieselization in the Latin American Transportation Sector, co-sponsored by the Ministry of Mines and Energy of Colombia and the

Latin American Energy Organization, Bogota, Colombia, August 31-September 3, 1988.

** The author is employed by the Brazilian firm PROMON ENGENHARIA S.A.

have been notable, but they still do not equal the values attained in the developed countries. There is still much room for expanding existing programs and for creating new ones.

2. THE BRAZILIAN ENERGY SITUATION AND THE TRANSPORTATION SECTOR 2/

In 1986, the total consumption of primary energy sources in Brazil reached nearly 177 million toe (tons of oil equivalent). The evolution of this consumption is indicated in Figure 1 for the 1972-86 period. There it can be seen that consumption grew at an average annual rate of 6% for the period, despite the economic recession and the world energy crisis. It is interesting to note also the high growth rate of hydroenergy and the fact that, even before the first so-called "oil crisis," in 1973, renewable sources of energy already accounted for more than half of the country's total energy consumption.

The share of oil in the total consumption of primary sources, which was 40% in 1972, increased to a maximum of 43% in 1975, when domestic oil production was lower than it had been ten years before. Domestic oil production continued to decline until 1979, whereas total oil consumption continued to grow, thus causing maximum reliance on oil from abroad, nearly 85% that year, as indicated in Table 1. In that same year (1979) the maximum for net imports of oil and its derivatives was also reached in absolute terms: on average, nearly 1 000 000 barrels of oil equivalent were imported per day.

Considering the expanse of Brazilian territory, the transportation sector is vital for the country's integrated development. However, it used to be heavily dependent on oil: in fact, 97% of the sector's energy consumption was covered by oil derivatives, as can be seen in Table 2. Furthermore, it was the major oil consumer in the country. Nearly 58.5% of the final consumption of the principal oil derivatives were earmarked for the transportation sector in 1972, as can be seen in Table 3.

The transportation sector's extreme dependence on oil, and Brazil's dependence on imported oil, precisely at a time in which there were large price hikes on the international market, 3/ led to the creation of PROALCOOL in 1975 and to the implementation of various rationalization programs in the transportation sector, as can be seen in Section 3.

To illustrate the impact of increases in the price of imported oil, it is sufficient to cite that the expenditures entailed by the importation of oil went from a level of US\$ 500 million in 1972 to US\$ 2.6 billion in 1975 and to US\$ 9.7 billion in 1981, representing 12%, 30% and 41% of the country's exports in those years, respectively. This increase practically annulled the major efforts made to improve the balance of trade. Brazilian exports went from US\$ 4 billion in 1972 to US\$ 24 billion in 1981, without substantially relieving

the pressure on the balance of trade.

Brazil's current energy situation, insofar as the transportation sector is concerned, has very different features from those of 10 to 15 years ago:

- Oil is still responsible for a good deal of the country's total consumption of primary energy sources (33% in 1986); however, the external dependence has declined (to 45.5% in that same year), as a result of significant progress in domestic oil production (600 000 barrels/day in 1987).
- Imported oil is not as significant as in the past, since, besides the fact that domestic production has increased, its price on the international market has dropped (reaching an average of US\$ 15.13/barrel CIF-Brazil in 1986 and nearly US\$ 18/barrel CIF-Brazil in 1988), thus reducing net expenses for the imports of oil and oil derivatives (US\$ 2.2 billion in 1986). Furthermore, the balance of trade has been attaining notable surpluses (US\$ 13 billion foreseen for 1988).
- PROALCOOL has had significant results: alcohol covered 23% of the transportation sector's total energy consumption in 1986 and its figures exceeded those for the consumption of gasoline, which for many years had been the sector's principal fuel. As of 1979, the sector's principal fuel became diesel, which was responsible for 44% of the sector's final consumption in 1986. Details on this important modification in the transportation sector, in energy terms, are presented in Section 4.

3. ENERGY RATIONALIZATION PROGRAMS IN THE TRANSPORTATION SECTOR

A decade and a half have elapsed since the onset of the first oil crisis, and society at large has reached an agreement on the indiscriminate use of natural resources, especially depletable ones. It therefore becomes interesting to assess what was and can still be done in Brazil in order to minimize the problem. The transportation sector has been especially affected, as described in Section 2.

In this context of an economic crisis alongside an energy crisis, rationalization strategies and programs were developed, with a greater or lesser degree of success, encompassing the following items:

- energy conservation
- use of alternative energy sources
- rationalization of modes of transportation and operations
- real-cost energy policies

In the programs related to energy conservation and modal/operational rationalization, what was basically

sought was the reduction of energy costs per ton of freight or passengers transported. The energy/GDP ratio for the transportation sector went from nearly 1 970 toe/ 10^3 Cz in 1972 to 1 400 toe/ 10^3 Cz in 1986, in 1970 currency [MME, 1987].

Some of the initiatives taken in the pursuit of energy conservation are presented below; not all of them have yielded positive results-- for political, economic, social reasons, etc.

Passenger transport

- Restrictions in the use of individual transportation; incentives for collective transport.
- Reduction in the frequency of inter-municipal buses, seeking utilization indexes of 75-80%.
- Revision of frequencies/itineraries of urban bus services.
- Re-structuring of the urban mass-transit system (roads, railroads, subways).
- Renewal of the bus fleet, accelerating the retirement of vehicles over 10 years old.
- Modernization of the traffic control system.
- Establishment of fast lanes for buses in urban areas.
- Incentives to the development of more efficient vehicles.
- Maximum speed limits on roads (80 km/h).
- Limitations on the circulation of privately owned vehicles in congested areas.
- Implementation of trolleys in some cities.

Since the restrictions on the use of privately owned transportation have not been supported by the public at large, their results will depend on widespread, continuous campaigns.

The other initiatives listed above obtained localized success, without achieving major consumption decreases. New efforts are needed to implement administrative methodologies and suitable consciousness-raising efforts among the public and business firms.

Freight transport

- Preference for more energy-efficient modes of transportation. This program is based mainly on fuel pricing policies and fiscal and credit incentives, since the entrepreneurial mentality tends to maximize economic benefits; awareness campaigns offer relatively limited effects.
- Development of intermodal transportation (application of containers, piggybacks, roll-on/roll-off ships; adaptation of ports); storage capacity, intermodal connections, etc. This activity has been developed considerably in Brazil, and the development of ocean and river shipping is part of this process. It should be recalled that the transport of freight by river is very energy-efficient, but obviously localized (the



percentage of freight transported by riverways went from 12.5% in 1979 to 18.6% in 1985 [GEIPOT, 1986]).

- Modernization and expansion of the railway system, so as to provide the conditions to better serve freight transport: efficiency, capacity, speed; construction of new branches, such as the Aco Railway (joining the three major industrial centers) and the Soja Railway (providing an outlet for agricultural production from Paraná), projects begun and not finished due to financial problems.
- Creation of loading stations and fleet information, to make viable the planning of load distribution; reduction in the idle transportation capacity and better distribution of urban/interurban loads. The development of cooperatives and pools of firms is also an option to be encouraged.
- Conservation of the road system. Adequate maintenance can increase fuel consumption by up to 30% [SEVERO, 1983]. The control of excessive cargos (need for weighing stations) is part of a road conservation program.
- Training and information for motorists. According to data from the National Transit Department (DNER) and the Ministry of Transportation (MT), adequate vehicle maintenance and appropriate driving tech-

- niques can yield earnings of 7 to 12% in fuel consumption [CNE, n.d.].
- Control of truck access to urban streets: regulations, specific lanes, schedules, integration of light urban and heavy inter-urban transport associated with loading stations.
- Improvements in vehicle energy-efficiency. The Program for Voluntary Economizing of Diesel and Lubricants (PRODEL) [CNE, n.d.], established under the Ministry of Transportation (MT) and the National Energy Commission (CNE), disseminated the results of the efforts made to improve the energy efficiency of vehicles; for example: use of turbocompressors, which attained fuel economies of 5 to 16% [CNE, n.d.] and reduced smoke emission; use of radial tires, which attained fuel economies of up to 16% [CNE, n.d.] and a significant increase in their lifetime (up to 100%), although it can be seen that the use of radial tires in heavy vehicles is still negligible; use of aerodynamic deflectors, which attained fuel economies of 4 to 10% [CNE, n.d.] (but only 4% of the national fleet had characteristics suitable for using this device); ventilators which yielded 5% improvements in consumption [CNE, n.d.] and in the useful lifetime of engines; other devices and systems (two-stage accelerators, improved lubricants, etc.).

All of these programs had good results, as proven by the reduction in the energy/GDP and energy/t.km ratios.

With the programs for use of alternative fuels and energy sources, what was sought was to act on the levels of supply and demand, making it possible to reduce the dependence on outside sources of energy, mainly oil. The most important example is PRO-ALCOOL, referred to in the previous section. As of 1983 (CNP/DIRAB Decrees nos. 134 and 206), this program, which had been successful in substituting for automotive gasoline, was implanted in the truck fleet of the sugar-alcohol sector, estimated as some 23 000 vehicles. It is expected that, with the transformation of the fleet in this industry, which will use alcohol and even methane (from the anaerobic fermentation of wine), that it will be possible to substitute for 60 000 barrels of diesel per day in 1995. [CNE, 1988(b)]

Other programs under study or development are for the use of natural gas as a substitute for diesel in urban buses (substitution of 39 000 barrels of diesel per day in 1995 [CNE, 1988(b)]) --which has already been done in the capitals of some of the country's provinces; the use of diesel-cycle engines operating on vegetable oil (currently not economically viable, due to the prices for oil and vegetable oil on the international market); dual-feed, diesel-cycle engines; alcohol-run

Otto-cycle engines for medium- and heavy-weight vehicles; and others, as described in Section 6.

The following section of this paper provides details on the influences of pricing policies on the energy structure transformation in the transportation sector.

To conclude this section, however, it is necessary to say that, despite the results attained, much is left to be done in terms of energy rationalization in the transportation sector. It is necessary to establish more efficient management mechanisms and suitable auxiliary instruments, bearing in mind the country's serious financial constraints.

4. INFLUENCE OF PRICING POLICY AND ENERGY STRUCTURE TRANSFORMATIONS IN THE TRANSPORTATION SECTOR

As discussed in Section 2 and illustrated in Table 2, gasoline was the principal fuel in the Brazilian transportation sector until 1979, when it was displaced by diesel and later also by alcohol. This was due to the combined effect of fuel pricing policies, which in Brazil are established and regulated solely by the government, through the National Petroleum Council (CNP), and the rationalization programs implemented in the country over the last two decades.

4.1 Evolution of Fuel Prices in Transportation

The recent evolution of the prices for the transportation sector's three main fuels is shown in Figure 2, where it can be seen that, after 1973, there were three clear phases of price behavior [CNE, 1988 (b); Goldemberg, 1981]:

- The first, until 1978, when gasoline prices doubled in real terms over 1973, whereas diesel had only a moderate real increase (38%), much lower than that of oil, as a result of the reduction in its quota in the fuel tax. Thus, the price of gasoline rose above international values while diesel only equaled them. The policy in this period was total discouragement of the use of gasoline, even though the earnings from its sales subsidized the prices of other derivatives whose increase would feed inflation by transferring the higher price to end products (the case of diesel, already widely used in the transport of freight and passengers, and vegetable oils in industry in general).
- A second phase, from 1979 to 1984, when there were initially larger increases for gasoline (until 1980) followed by partial corrections in the distortions brought on by the first phase. Then, diesel prices rose much more than those of gasoline, but nonetheless maintained less of a cumulative increase (over 1973) than the growth in the price of gasoline. In this period, hydrated alcohol was launched on the market with prices that initially fluctuated around those for gasoline, until the policy of maintaining a ratio of 0.59 and then 0.65 between the consumer price of hydrated alcohol and

of gasoline was defined (the equivalent according to the ratio between the calorific values of alcohol and gasoline), as indicated in Figure 3.

- Finally, the third phase, which corresponds to the period 1985-86, when public tariffs and prices were frozen for almost six months, as a means of reducing the inflationary expectations at the beginning of 1985. Fuel prices deteriorated in real terms, coinciding in 1986 with the drop in oil prices on the international market. In late 1986, with the creation of sales taxes (IOF), which were fully transferred to the price of gasoline, relative prices again became distorted and the distance between the prices of gasoline and alcohol and diesel once again increased.
- In the current phase, tariffs and prices to the public are beginning to recover, with increases higher than indexes of inflation.

4.2 Evolution of the Energy Structure in the Transportation Sector

The two major transformations which occurred in the energy structure of the Brazilian transportation sector were the processes of dieselization and alcoholization, which correspond to the previously mentioned phenomenon of displacement of gasoline first by diesel and then later also by alcohol, as shown in Table 2.

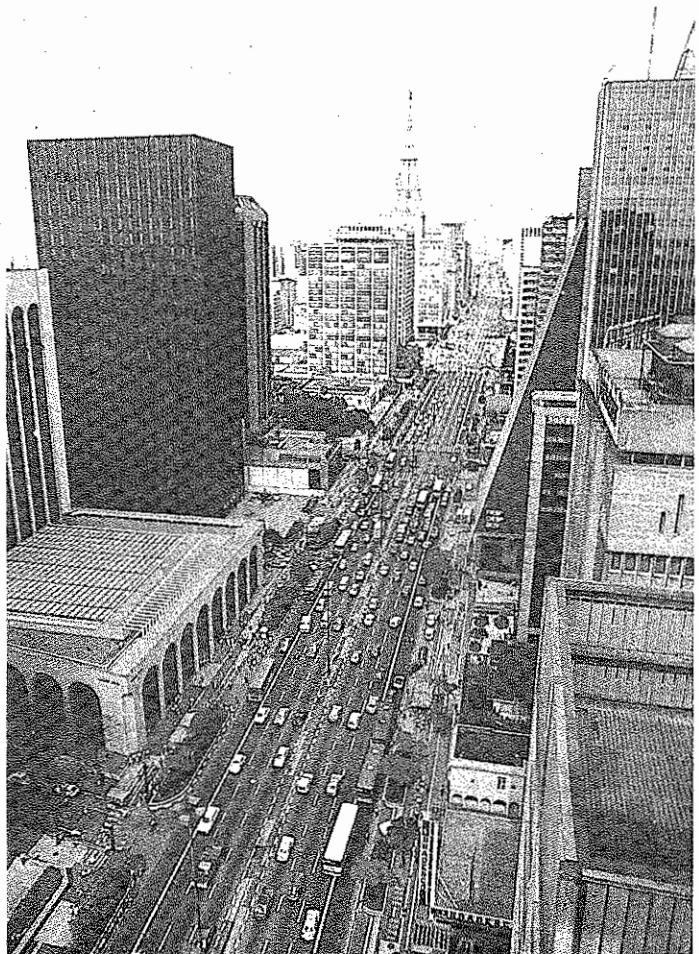
The following analysis will center on road transportation, since it represents the bulk of energy consumption and basically depends still on oil. According to Table 3, the structure of Brazil's final consumption of the principal oil derivatives in 1972 indicated that road transportation was responsible for 76% of all of the diesel consumed in the country, and for 90% of the consumption of oil derivatives by the sector. In 1986, road transportation was still responsible for 70% of all of the diesel consumed in the country and 82% of the consumption of oil derivatives by the transportation sector. Special note should be made here of the rapid growth in the consumption of the air and river transportation subsectors, which doubled their relative shares, reaching 9% and 7% of the sector's consumption of derivatives, respectively.

Focusing the analysis on road transportation, it is interesting to look at the behavior of growth in the vehicle park, recalling that in Brazil only commercial vehicles (over a certain weight) may be authorized to use diesel engines.

The evolution of the Brazilian vehicle park in the 1960-85 period can be seen in Figure 4, which shows that in 1960 gasoline-run vehicles accounted for 70% of the total national vehicle park, estimated as some 520 900 units. The share of the gasoline-run park dropped to a minimum of 65% in 1964, before resuming its growth and then stabilizing in the period 1975-79, at a level of 92% of the total vehicle park, estimated as some 8 million vehicles in 1979. In that year, the vehicles run on hydrated alcohol were introduced onto

the market, making the share of gasoline-run vehicles decrease rapidly. In 1986 they reached approximately 65% of the total vehicle park, then estimated as some 11.5 million vehicles. The participation of vehicles run on hydrated alcohol in 1986 corresponded to nearly 27%, i.e. approximately 3 million vehicles. In July 1988, it was estimated that the alcohol-run vehicle park was approximately 4 million, corresponding to nearly one third of the country's entire vehicle park. The share of gasoline-run vehicles represented just over half of the total park and the balance (some 10%) belonged to diesel-run vehicles.

This notable penetration of alcohol-run vehicles can also be illustrated by their share in the total sales of passenger vehicles during the 1979-87 period, as indicated in Figure 3. It can be seen that this penetration was not slow; it grew rapidly after the opening up of sales to the public between 1979 and 1980, fell sharply the next year, and recovered in 1982. The fluctuations in 1979-81 were basically caused by an initial consumer euphoria, combined with a widespread uneasiness created by the Iran-Iraq conflict (the latter was then the major supplier of oil to Brazil). The euphoria was followed by immediate disappointment due to the performance of the alcoholrun vehicles; the lack of definition in fuel pricing policy; the contradictory information on PROALCOOL and its regulations, including threats of an alcohol supply shortage; and



the failure of the oil supply shortage to materialize.

Ultimately, the lack of definition was cleared up in 1982; new incentives were created for alcohol-run vehicles; their performance was substantially improved; and their sales returned to high levels, where they remain today. It is worthwhile to note that this behavior has been maintained despite the relative increase in the price of alcohol with respect to the price of gasoline in 1984: from a ratio of 0.59 to 0.65, as indicated in Figure 3.

The total sales of alcohol-run vehicles on the domestic market represented 94% of the total sales of both alcohol- and gasoline-run vehicles, thus illustrating user preference [ANFAVEA, 1988].

Currently, the incentives are limited to the establishment of a difference in prices between alcohol and gasoline and a small tax incentive (IPI and IPVA). Thus, the difference in the fixed operating costs of an alcohol-run vehicle as opposed to a gasoline-run vehicle is practically non-existent. On the other hand, at June 22, 1988, the difference in the variable costs, basically fuel costs, provided an almost 20% benefit for the user of an alcohol-run vehicle, considering that the specific volumetric consumption of fuel (liters/km) of an alcohol-run vehicle was 25% higher than for gasoline and that the alcohol/gasoline price ratio was 0.65. Despite the increase in the ratio of alcohol/gasoline prices, which went to 0.69 as of June 23, 1988, there is still a benefit of almost 14% in favor of alcohol, in terms of fuel expenses.

This situation no longer occurs with respect to the competitiveness of an alcohol-run commercial vehicle versus a diesel-run commercial vehicle, mainly due to the difference in prices between the two fuels. In periods of more favorable prices, as in 1983-84, the sales of commercial alcohol-run vehicles to displace diesel-run vehicles were somewhat significant (nearly 6% of the truck market, as can be seen in Table 4). However, under current conditions, they are not competitive due to the large difference in variable costs, in favor of diesel-run vehicles, which does not compensate for the difference in fixed costs:

- The variable costs for a diesel-run commercial vehicle even after the price increase established on June 23, 1988, represented only 40% of the variable costs of an alcohol-run vehicle, if the volumetric fuel consumption of the alcohol-run vehicle is taken as 70% higher than that of a diesel-run vehicle and a 1.45 ratio is taken for alcohol/diesel prices.

A similar process led to the dieselization of the truck fleet in Brazil, displacing gasoline, initiated even prior to the so-called oil crises. This process seems to be illustrated well in Figure 5, which shows the estimated behavior of the evolution of the gasoline- and diesel-run truck fleets during the period 1957-1985. Analyses done on the dieselization processes [PINHEIRO, 1983] indicate that the consumer preference for diesel-run trucks was closely related to the varia-

tion in total vehicle operating costs (fixed and variable).

In other words, the regression analyses and models show that the final decision with respect to the choice of trucks in Brazil was in fact made as a function of the foreseen length of vehicle use. Since in general the fixed costs for a diesel-run truck are higher than those for a gasoline-run truck and the variable costs are opposite (due to the fuel pricing policy in effect), the preference for diesel-run vehicles appeared when the expected mileage for the vehicle exceeded a given point of equilibrium where the total costs of the two vehicles were identical ("break-even" point, see Figure 6). This fact appears when the correlations for the behavior of the fleet are correlated with sales, using variables such as the gasoline/diesel price ratio, and when it is seen that the regressions are not as explanatory as those related to the difference in effective fuel costs, which also take into account absolute fuel price and vehicle fuel consumption [PINHEIRO, 1983]. 4/

The time series shown in Table 5 indicates that the variation in the price ratio (P_d/P_g) was much lower than the variation in the difference in effective fuel costs ($e_g P_g - e_d P_d$).

$$CF_g + BE \cdot CV_g = CF_d + BE \cdot CV_d$$

$$BE(CV_g - CV_d) = CF_d - CF_g$$

$$\begin{aligned} BE &= \frac{CF_d - CF_g}{CV_g - CV_d} = \frac{CF_d - CF_g}{CC_g - CC_d} = \frac{CF_d - CF_g}{e_g P_g - e_d P_d} \\ &= \frac{CF_d - CF_g}{P_g(e_g - e_d) \frac{P_d}{P_g}} \end{aligned}$$

where:

BE = average mileage in the period where the economic performance of the two trucks is equal (km/month, km/year)

CF_g = fixed cost of a gasoline-run truck (\$/month, \$/year...)

CF_d = idem diesel

CV_g = variable costs for a gasoline-run truck (\$/km)

CV_d = idem diesel

CC_g = fuel costs for a gasoline-run truck (\$/km)

CC_d = idem diesel

e_g = average fuel consumption of a gasoline-run truck (liters/km)

e_d = idem diesel

P_g = price of gasoline (\$/liter)

P_d = idem diesel

This analysis is important since, if market trends are to be reversed, it is not sufficient to alter the ratio between prices by just a little, returning, for

example, to the 1973 ratio. A more effective policy would be to combine this action with modifications in the fixed costs of the vehicles in order to attain concrete results. For instance, increases in the price of light-weight and medium-weight diesel-run trucks from 47% and 67%, respectively, in 1983 would have had the same effect on the break-even mileage value as a 139% increase in the price of diesel, if the corresponding parameters for gasoline-run trucks had been kept constant.

Similarly, it can be seen that the ratio of 0.65 for alcohol/gasoline prices offered a financial benefit to the user of the alcohol-run model with respect to the gasoline-run model, equivalent to 3-8% of the vehicle purchase cost, depending on the model [Ferreira, 1986]. Thus, with a 3-8% increase in the price of alcohol-run cars as opposed to gasoline-run cars, the sale of new alcohol-run automobiles could be directed to those users having higher-than-average mileage needs.

5. REFINERY STRUCTURE: CONSTRAINTS FOR KEEPING UP WITH DEMAND

Until the early 1950's, the country's installed refining capacity met nearly 10% of the national demand for oil derivatives. With the creation of PETROBRAS (1953/54), the refining capacity had significant annual increases (35% in 1955, 70% in 1960, 100% in the mid-1970's) [PETROBRAS, 1986]. Today, the Brazilian refining capacity is nearly 1 400 000 barrels per day [MME, 1987].

In its initial stage (1954-1965), the refinery structure favored the production of heavy oil fractions, together with the expansion of the national industrial park (capital goods), through atmospheric distillation and thermal cracking units.

In the mid-1960's, starting with the intensive expansion of the vehicle park run on gasoline, the demand for this derivative called for modifications in the refining structure. In the second phase, then, there was greater emphasis on the production of light fractions, for which vacuum distillation and fluidized-bed catalytic cracking (FCC) units were installed. As of the 1973 oil crisis, and given the influence of the policy for pricing oil derivatives (affected by inflation-fighting policies), the acceleration of the dieselization process in the light- and medium-weight vehicle park, the growing mechanization (diesel) in agriculture and the creation of PROALCOOL, the demand for derivatives underwent a sharp and continuous alteration and the consumption of medium-weight oil fractions increased. Figure 7 illustrates the evolution of the Brazilian refining structure, characterizing the three phases in the transformation of the refinery profile.

The last phase of the evolution of the Brazilian refining park is detailed below, i.e. when emphasis was placed on increased production of medium-weight fractions, mainly diesel.

The flexibility achieved in the second phase, with the implantation of FCC and vacuum distillation units,

made it possible, at the beginning of the third stage (1973-79), to modify demand through transformations in equipment and processes. In this period, the demand for heavy fractions was still higher than those for light- and medium-weight fractions, which had similar levels.

The expectations which were aroused with the 1979 publication of the government's Brazilian Energy Model, geared to energy planning for the 1980's, called for the programming of major modifications in the Brazilian refining park. The modifications which were then made from the standpoint of energy conservation programs, or the substitution for oil derivatives (mainly by alcohol and coal), made it possible to infer a demand structure of 36% for diesel, 16% for fuel oil and 14% for gasoline for the year 1985. In sum, the complementary actions taken with regard to the production and demand for oil derivatives in the third phase were as follows [PETROBRAS, 1986]:

Production

- modification of specifications:
 - diesel:
 - sulphur content
 - cetane index
 - distillation range
 - flash point
 - viscosity
 - fuel oil:
 - sulphur content
 - viscosity
 - gasoline:
 - cetane index
 - asphalt:
 - penetration
 - LPG:
 - impermeability
 - lubricating oils:
 - viscosity
- refining:
 - modification of operating conditions
 - modification of the design of existing units
 - implementation of new units and processes
 - selectivity in the purchase of oil
 - exportation and importation of derivatives

Demand

- pricing policies
- quota systems with incentives (ultra-viscous fuel oils, diesel B, etc.)
- change of equipment (vehicles, boilers, etc.)
- substitution of derivatives:
 - alcohol
 - electricity
 - biomass
 - etc.

Under the item of "selectivity in the purchase of oil," there are major barriers to efficient execution; for example:

- higher values for light oils on the international market
- growing participation by national oil, characterized as a "heavy" oil (especially those from Campos, Rio de Janeiro)
- purchase of oil through bartering for exported goods

Under the item of "importation/exportation," there are seasonal limitations and the constraint of having exports concentrated in only a few countries (mainly the USA and Nigeria) [PETROBRAS, 1986], in a worldwide context of refining self-sufficiency, which will probably be aggravated in the near future by the implementation of large units in the Middle East [DIAS, 1985].

The decision to modify the specifications of the derivatives was primarily aimed at "prolonging" the diesel range, by incorporating both lighter and heavier fractions and increasing the flexibility of the FCC units. Such modifications resulted in derivatives having different characteristics, mainly in terms of sulphur content, flash point, viscosity and the cetane index.

This made it possible for diesel to incorporate the LCO currents (unstable FCC current used to dilute fuel oil), gas-oil from vacuum distillation (highly unstable), cracked naphthas from FCC currents derived for gasoline and diesel (the cetane index drops), gas-oil from atmospheric distillation (usually unstable, with a high sulphur content) and gas-oil from vacuum coking of residues (highly unstable) [DIAS, 1985].

The modifications in the specification of derivatives are tied to changes in refining processes and equipment, with the implementation of hydrotreatment units permitting the inclusion of unstable diesel currents, hydrodesulphurization units and others.

In the area of optimization of the refining structure, the programs which have been or are being implanted are as follows:

- Construction of new units
- Cracking of heavy loads
- Vacuum minimization of residues
- Lubricants and paraffins

In support of these programs in the area of derivatives production, programs were developed for energy conservation, safety, environment and quality.

All of these programs are interrelated and related to the need for flexibility in the refining park, especially in order to promote the conversion of heavy residues, mainly through FCC processes for heavy fractions (mechanical modifications in equipment and changes in catalysts), viscosity reduction, coking, de-asphalting and hydrocracking. The latter, although the

most efficient, has not been applied thus far, due to the high cost of its implementation and the lack of mastery of the technology in Brazil. In addition to the residue conversion units, the implementation of hydrotreatment and hydrodesulphurization units is important, since it would make it viable to incorporate the currents obtained in the processes used in producing the derivatives.

It is worthwhile to note that sizeable investments are needed for the expansion/modification of the refining park, and they come mainly at a time when the Brazilian and world economies are going through a difficult process. New priorities should be set for investments in the petroleum sector; nowadays these are earmarked almost exclusively for exploration and production (89% in 1985) [DIAS, 1986].

The refinery structure's limits for meeting market needs cannot be considered absolute, since they depend on the characteristics of the basic feedstock and on the viability of placing surplus derivatives on the market. Nevertheless, taking average values, problems can be anticipated for the mid-1990's, even with the possible expansion of the refining park. The Government Action Program (PAG), anticipating problems for the mid-1990's, has therefore established goals for refining structure and capacity. These are discussed in Section 7.

On the basis of PETROBRAS forecasts for 1990/1995, the demand structure would be as follows [DIAS, 1986]:

	1990	1995
LPG	11.4%	12.15
Light	21.0%	16.3%
Medium	47.9%	53.1%
Heavy	19.1%	17.5%

In 1993, two million m³ of LPG and 5 million m³ of diesel would be imported, and 3.5 million m³ of gasoline and 3.7 million m³ of fuel oil would be exported.

In this context, actions on the demand-side become important, whether through rationalization programs or displacement/substitution of energy sources (reorientation of PROALCOOL; substitution of alcohol for diesel, gasoline, vegetable oils, natural gas, etc.).

Planning of the structure of derivatives demand and production should form part of a comprehensive energy planning process, with priorities defined so as to maximize the socioeconomic impact of natural resources, through efficient instruments of support and analyses of investments in the petroleum sector as well as those in competitive energy sectors.

6. ALTERNATIVE FUELS FOR THE TRANSPORTATION SECTOR

As mentioned in previous sections, in addition to the "conventional" fuels used in the transportation sector worldwide (gasoline and diesel), in Brazil ethyl alcohol has been used as a fuel on a commercial scale: its consumption was estimated as an average of 184 000 barrels of gasoline equivalent per day, in 1987, as compared with a gasoline consumption of 122 000 barrels per day.

Alcohol has basically been used in two forms: anhydrous (almost moisture-free) and hydrated (equivalent to an azeotropic mixture, which has a nearly 4% water content).

Anhydrous alcohol had been used in mixtures with gasoline in various countries several decades before the 1973 oil crisis. In Brazil, the first laws on alcohol date back to the era of the Empire, with Decree No. 8363 of December 31, 1881, related to the concession of privileges and incentives for equipment used to produce alcohol from sugarcane. Decree No. 19 717 of February 20, 1931, established that during a four-month period the right to import gasoline could only be exercised after the importer had proven the prior purchase of national alcohol, in a minimum proportion of 5% with respect to the amount of gasoline to be imported. A 1934 publication [OLIVEIRA, n.d.] summarized the tests run in internal combustion engines over 14 months, both in testing yards and on roads, to determine the most suitable ratio of anhydrous alcohol to be added to gasoline (near 15%), taking into account the effects on fuel consumption, mixture stability, etc. In late 1932, Eduardo Sabino de Oliveira, Fonseca Costa and Souza Mattos, pioneers in the work on fuel alcohol in Brazil, took part in campaigns which led to the adoption of 60-40 blends in Rio de Janeiro and the conversion of almost 3 000 engines.

During the 1942-1956 period, the alcohol content in the alcohol-gasoline mixture reached 42% in the northeastern part of the country. Anhydrous alcohol was added to gasoline as a means of absorbing the surpluses in the sugar industry when the conditions on the international sugar market were unfavorable. Distilleries outside the sugar mills were used to produce the alcohol.

Due to the retraction on the international sugar market, for example during the 1966/67 period, the addition of anhydrous alcohol to gasoline attained high levels, equivalent to 14% of the gasoline demand in the state of São Paulo and 6% of the overall national demand.

Following the 1973 oil crisis, and with the creation of PROALCOOL, there was a substantial increase in the installed capacity of alcohol distilleries, initially appended to sugar mills and later totally independent from sugar production. The addition of anhydrous alcohol to gasoline then became independent from the behavior of the sugar market and was geared to reducing reliance on imported oil. The addition of

anhydrous alcohol to gasoline was increasingly larger, and since 1983 all of the gasoline marketed in the country has been 22% anhydrous alcohol.

With the second oil crisis, in 1979, PROALCOOL expanded, and hydrated alcohol was launched as a direct fuel for motors specially manufactured (or converted) for use only with this fuel, which did not need to be mixed with gasoline. The distribution network (supply stations) was expanded rapidly by nearly 3 000 in 1980 and almost 17 000 in 1985.

Penetration only actually occurred in the group of passenger and multi-purpose vehicles equipped with Otto-cycle engines, displacing the gasoline that was 22% anhydrous alcohol, as mentioned previously. In the market for commercial vehicles, which includes pick-up trucks for multi-purpose uses and cargo, vans and buses in which the use of diesel is permitted, the penetration by hydrated alcohol was fair for the light vehicles (pick-up trucks and vans) but only slight in heavy vehicles (trucks and buses), as can be seen in the figures on vehicle sales in selected years (see Table 4). The reasons for this smaller degree of penetration are basically related to fuel and vehicle prices, as discussed in Section 5, which resulted in user preference for diesel-engine heavy vehicles.

This situation led to growing problems in terms of diesel supply, as noted also in the preceding section; therefore, research has been conducted on various fuels as substitutes for diesel.

Within the alternative concepts for the use of alcohol instead of diesel, indicated in Figure 8, only the use of alcohol with an additive, and the use of dual-injection and Otto-cycle engines had commercial application, especially the latter. The alternative of mixing alcohol and diesel, which would apparently be the simplest, encountered difficulties with mixture stability, which depends on the composition of the diesel. In some cases, it may be necessary to use additives to reduce the cetane index or to maintain mixture stability, or both.

In any case, no matter what the approach, the substitution of diesel by alcohol will be difficult if the fuel pricing policy does not change. In the case of light commercial vehicles, the introduction of hydrated alcohol instead of diesel should increase, given the recent resolutions to raise taxes on the price of these vehicles when they have diesel engines and reduce them when they are run on alcohol or gasoline [CNE, 1988(a)].

Among the other fuels indicated in Figure 8 as possible alternatives to diesel, the one offering the best prospects is methane gas or compressed natural gas (CNG). One of the constraints at present is the distribution network (supply stations), due to the need to have compression stations requiring investments much larger than those needed for the expansion of the network for supplying hydrated alcohol, which is basically conventional.

There is broad international experience in the use of CNG [CARVALHO, 1985]. Several countries where

large projects have been implemented may be mentioned; for example, the United States, Canada, New Zealand and, in Latin America, Argentina. The case of Italy is notable: in 1981 there were already 220 supply stations and nearly 330 000 CNG-run vehicles, mostly passenger cars.

In Brazil, the initial emphasis on the use of CNG is being placed on applications in urban buses, due to greater facility in terms of supply and smaller emissions of pollutants, especially particles and sulphur compounds in urban centers. Notable experiences have been underway for four years, with almost 30 buses in the cities of Rio de Janeiro, São Paulo and Natal, among others. In just one of these experiences (Natal), by June 1987 almost 240 000 km had been covered, and 1 250 000 passengers had been transported [ABREU, 1987].

There are also notable experiences with passenger cars, e.g. the CNG program for taxis in the city of Rio de Janeiro. Mention should also be made of the pioneering experiences with fleets of different vehicles operated by the Paraná Sanitation Company (SANE-PAR), the São Paulo State Basic Sanitation Company (SABESP), the São Paulo Prefecture/LIMPURB, the Rio de Janeiro State Gas Company (CEG) and PETRO-BRAS, among others.

The first experiences in Brazil were related to the use of methane produced in sanitary fills or biodegrading composts (even using alcohol stillage), but the major source foreseen for use should be natural gas. This is due to the growing volume of reserves in several sites in the country, plus the possibility of supplies of almost 30 million m³ of gas/day from Argentina, Bolivia and Algeria. For planning purposes, the consumption goal for 1995 [CNE, 1986] was set as approximately 6 million m³ of natural gas/day for the transportation sector, equivalent to 12% of the total natural gas consumption in Brazil that same year. It is considered that by then it will be possible to have an annual substitution of 2.3 million m³ (39 000 barrels/day) of diesel, using CNG in 80 000 vehicles.

It should be underscored that, in general, the CNG-run vehicles have dual-fuel features, i.e. they operate alternately with gas/liquid fuels, the latter usually being gasoline. In Brazil, the second fuel is hydrated alcohol, which permits the use of a higher rate of compression than for gasoline, thus optimizing CNG performance and permitting a high rate of compression. This advantage does not occur in the countries where the combination depends on the characteristics of gasoline rather than alcohol.

Another alternative to diesel was the group of vegetable oils, which has been subject to wide research in Brazil. However, their promising outlook did not materialize for various reasons, both technical and economic. At the international level, the situation was no different, although the interest in the use of vegetable oils as fuel for diesel-cycle engines was as old as the diesel engine itself, according to numerous publications. More recently, various efforts have been



made to tap vegetable oils of different origins as fuel for diesel engines in different countries; for example: Australia (sunflowers), Malaysia ("dende"), Philippines (coconuts), South Africa (sunflowers), United States (cotton, peanuts) and Zimbabwe (sunflowers) [TRINDADE, 1984].

In Brazil, research has also been done on vegetable oils of different types; however, soybean oil has merited the most attention, given the high level of national production.

In general, the direct use of vegetable oils "in natura" has not been practical (except in mixtures of up to 20/30% of vegetable oils), for different reasons, especially their viscosity, which can attain levels 2 to 10 times greater than that of diesel, depending on the temperature. Suitable fuel viscosity is essential for the sound operation of injection processes and filters in diesel-cycle engines. Difficulties with contamination of lubricating oils have also caused technical problems.

Thus, the proposals for modifications in vegetable oils by means of transesterification have been researched in greater detail, since they offer characteristics more suitable for use as fuel in diesel-cycle engines.

Among the Brazilian experiences with modifications of vegetable oils, mention may be made of the so-called "OVEG Program" coordinated by the Secretariat of Industrial Technology (STI) and comprised by representatives from the automotive industry, lubricating oil manufacturers, and the chemical industry, among others [FONSECA, 1985].

The use of three types of fuels was evaluated, all based on soybean oil:

- blends 70% diesel/30% ethyl ester
- 100% methyl ester
- 100% ethyl ester



Some 20 vehicles were operated by 12 firms, consuming approximately 238 000 liters of the blend and 226 000 liters of esters and travelling a total of 660 000 km with the blend and 490 000 km with esters. The test results, in sum, indicated that it was necessary to make the materials which have contact with the fuel compatible, in order to avoid loss of power due to the progressive obstruction of the injector nozzles and consequent increases in maintenance. The most critical problem, however, is dilution of the lubricating oil. In general, economical solutions can be found for the technical problems with operation and performance that have been identified; however, there is still the question of vegetable oil production costs with respect to the cost of diesel. Historically, the prices of vegetable oils have been higher than those of diesel-- on the order of five times higher in 1979, before falling to around double in 1988, and increasing again following the recent drop in oil prices. To this situation must be added the fact that the transesterification process should cause an increase of almost US\$ 200/ton in the final product. The transesterification process also results in a large output of glycerine as a by-product, the destination of which should be foreseen. Under the hypothesis that the volume of diesel consumed in Brazil in 1983 could be effectively substituted for by transesterified vegetable oils [TRINDADE, 1984], the volume of glycerine production would be equivalent to the world market for this product.

Insofar as the other alternatives to diesel as transportation fuels, note should be made of efforts made in Brazil during the 1979-84 period, to develop producer gas and methanol using firewood and charcoal as feedstock; such efforts have currently decreased.

7. PROSPECTIVE ANALYSIS

The previous sections have presented the past and present context for energy in the Brazilian transportation sector, as well as rationalization measures, the influences of pricing policy, the programs for substitution of oil derivatives, etc.

This section will discuss current and future consumption and the energy structure in the transportation sector (especially in terms of diesel), encompassing the following items:

- competition between alcohol and gasoline and between diesel and gasoline
- pricing policies and incentives
- evolution of the refining structure
- substitution of oil derivatives
- programs of rationalization and conservation of energy

The growth trends in the fleet of passenger vehicles run on alcohol and gasoline, should current policies be maintained, have been extrapolated [DIAS, 1986] using a curve which differentiates vehicle lifetime (retirement) as a function of the year of production. The results can be seen in Table 6.

If the previous scenario should materialize, it would entail the generation of large surpluses of certain derivatives and call for expansion efforts and drastic reforms in the refining park; it would also demand changes in the energy price structure, which currently subsidizes the price of some forms of energy (LPG, diesel, naphthas, hydrated alcohol) and overprices others (gasoline, anhydrous alcohol). Hydrated alcohol is not yet produced at costs competitive with those for oil, at the price levels of this latter energy source on the international market. This fact, despite the social advantages (creation of employment, discouragement of migration from rural areas, agroeconomic development, etc.) and PROALCOOL strategies, implies subsidies paid by the users, higher inflation, and loss of competitiveness by the Brazilian economy, among other disadvantages.

Nonetheless, it is important to modify sectoral policy, providing incentives for increases in agro-industrial productivity in the sugar-alcohol sector and reviewing both the pricing policy for alcohol and gasoline and the taxes (IPI) which influence vehicles. Thus, a fixed cost-variable cost structure must be mounted, dividing the market by average annual mileage.

Implementation of this policy has already begun through the increase in fuel prices of June 22, 1988, which increased the ratio of alcohol/gasoline prices from 0.65 to 0.69 (ratio between the calorific values of the fuels). This ratio may continue to be modified gradually.

Other sectoral policies refer to the possible mixture of 3% gasoline with hydrated alcohol (and larger

percentages will be studied) and the reduction in the percentage of anhydrous alcohol in gasoline (currently 22%).

The extrapolation of the growth trends in the cargo vehicle fleet, presented in Figure 5, based on a linear curve for vehicle retirement, indicates a probable aggravation of the problems with the refining structure and the dependency on oil.

Programs should be implemented with a view to reducing the percentage of collective transportation and freight vehicles run on diesel, bearing in mind the most energy-efficient forms. It is worthwhile to recall that the evolution of the freight fleet in the recent past granted privileges to the heavy vehicles having less energy consumption per t.km. In the short term, the following programs have been planned for implementation [CNE, 1988(a)]:

- To increase the IPI quota for lightweight freight vehicles run on diesel.
- To prohibit the conversion of Otto-cycle vehicles to diesel-cycle vehicles.
- To reduce the IPI proportionally for Otto-cycle freight vehicles.
- To work jointly with the sugar-alcohol sector to substitute diesel in its freight vehicles.
- To promote the assessment of research on Otto-cycle engines for heavy vehicles.
- To support the projects underway in some cities for the use of CNG-run vehicles (buses and trucks) and to expand them to other cities.

As for the refining structure, the Government Action Plan (PAG) foresees the expansion/modification of the refinery structure and other actions, as described in Section 5. The PAG projections for the production and consumption of oil derivatives for the year 1995 are presented in Table 7 [CNE, 1988(b)].

Short-term policies and actions are for the most part related to the continuation of current programs geared to expansions and reforms in the refining park, granting preference to processes with greater production of medium-weight oil fractions (coking, hydro-treatment, FCC, heavy loads, hydrocracking, etc.). Considerable efforts must be made to diversify the purchasing countries (today, exports are concentrated primarily in the United States and Nigeria). The changes in fuel specifications should also take into account environmental effects.

In relation to the programs of energy rationalization/conservation, existing programs should be reactivated and instruments should be developed for better monitoring of results. Special attention must be paid to the suitable management of cargo transport.

Fiscal incentives could be implemented for vehicles which apply more economical technologies (turbo-engines, electronic injection, etc.).

The efforts at expansion and improvement of railroads, which have not been implemented due to the

shortage of financial resources, should continue as priorities for government action, selecting those whose social and financial benefits will be faster and more effective. River transport facilities and inter-modal transport in general should be further developed as well.

8. CONCLUSION

Was the dieselization process in Brazil directed? It really cannot be said that there was a dieselization "program". Figure 5 indicates that since the late 1950's the ratio between the gasoline-run truck fleet and the diesel-run truck fleet has been decreasing. This process accelerated in the mid-1970's, as the result of policies seeking a reduction in the consumption of gasoline, which dominated Brazilian refining. Dieselization did not then exist as a target. Actually, it was the transporters' need to economize that led to dieselization of the fleet.

The dieselization of cargo transport, alongside the alcoholization of passenger vehicles, left the refinery situation in a difficult position. Although refining self-sufficiency was reached in the 1970's, the country currently sees the need for major investment in the expansion/reform of the refinery park, with a view to satisfying the growth in the demand for derivatives and the new demand structure. As an alternative and complementary action, the country has undertaken programs of energy rationalization and developed others for the substitution of oil derivatives. These have been quite successful, although there is still much room for waste, which must be avoided, and room for technological development to make alternative fuels such as CNG, vegetable oil, and methanol technically and economically viable. In the current economic crisis, both in Brazil and worldwide, resource optimization becomes extremely important.

The search for more energy-efficient solutions should be also an ongoing goal.

NOTES

1. For the purpose of substituting for oil derivatives, PROAL-COOL sought to increase the production of ethyl alcohol (ethanol), termed simply "alcohol" throughout this paper. Alcohol can be used in various forms as fuel for Otto- or diesel-cycle engines, as explained in Section 6. When it is mixed with gasoline, it is necessary for it to be in the form of anhydrous alcohol (practically moisture-free) in order to minimize mixture stability problems. Without the addition of gasoline or other fuels, it can be used in hydrated form (an azeotropic mixture, for example).

Estimates are that nearly 1.6 million cubic meters of anhydrous alcohol (in mixtures 22% alcohol/78% gasoline) and 11 million cubic meters of hydrated alcohol were consumed as fuels in Brazil in 1987, by 6.5 and 3.5 million vehicles, respectively.

Section 4 provides details on the effect of these values on the energy structure of the sector.

2. Source for Section 2: MME, 1987.

3. Oil prices (CIF-Brazil) went from US\$3.88/barrel in 1973 to US\$12.55/barrel in 1975, and from US\$18.36/barrel in 1979 to US\$36.59/barrel in 1981.
4. It is worthwhile to note that the break-even value (in addition to other variables) is calculated not only as a function of the relative price, i.e. the gasoline price/diesel price ratio (P_d/P_g), but also as a function of the difference in net fuel costs ($e_g P_g - e_d P_d$) [PINHEIRO, 1983].

BIBLIOGRAPHY

- Abreu, Ricardo Simoes and Ferreira, Antonio Eustacio S. "Development of Mercedes-Benz Urban Buses Run on Natural Gas" (in Portuguese). IV Symposium on Automotive Engineering, Sao Paulo, Brazilian Automotive Engineering Association (AEA), 1987.
- ANFAVEA, National Association of Automotive Vehicle Manufacturers. Statistics on Vehicle Production and Sales on the Domestic Market and for Export, by Type and Fuel (in Portuguese), 1988.
- Carvalho Jr., Arnaldo Vieira de. "Natural Gas and Other Alternative Fuels for Transportation Purposes," Energy, Great Britain, Pergamon Press, 1985, pp. 187-215.
- CNE, National Energy Commission. Analysis and Proposals for the Use of Natural Gas (in Portuguese), Brasilia, 1986, IV.
- Information at the Plenary (in Portuguese), No. 01/20a, n.p., 1988, 6pp. (a).
- Policy for Liquid Fuels for Automobiles (in Portuguese). Brasilia, 1988, pp.1-25. (b).
- PRODEL-Program for the Voluntary Ecopomizing of Diesel and Lubricants (in Portuguese). n.p., n.d. IV.
- CNP, National Petroleum Council. Statistical Yearbook, 1987 (in Portuguese). Brasilia, 1987, IV.
- Dias, Danilo de Souza. Refining Structure and Possibilities for Substitution by Diesel (in Portuguese). n.p., COPPE/UFRJ, 1985, 33pp.
- Future Prospects on the Brazilian Market for Liquid Fuels: Oil Refining Structure and Alternatives for the Diesel Problem (in Portuguese). Encounter on the Energy Outlook for the 1990's. Rio de Janeiro, 1986, pp. 1-34.
- Ferreira, Leo Rocha and Motta, Ronaldo Seroa D. Economic Reassessment and New Adjustments for PROALCOOL (in Portuguese). Rio de Janeiro, IPEA/INPES, 1986, 28pp.
- Fonseca, Max Aurelio Negreiros. Research on Vegetable Oil as a Fuel in Diesel Engines (in Portuguese) - OVEG I Program. Symposium on Automotive Engineering and XII Encounter of Technological Support Centers, Brasilia. MIC/ST1, 1985, pp. 23-24.
- GEIPO, Brazilian Transportation Planning Company, MT. Statistical Yearbook on Transportation (in Portuguese), s.l., 1986, pp. 418-23.
- Goldemberg, Jose. Liquid Fuels in Brazil: An Assessment (in Portuguese), 1981, IV.
- MME, Ministry of Mines and Energy. National Energy Balance (in Portuguese), Brasilia, 1987, 155 pp.
- MT, Ministry of Transportation. Transportation in Brazil and the Energy Crisis (in Portuguese), Tokyo, 1980, IV.
- Oliveira, Eduardo Sabino de. Alcohol and Gasoline Engines (in Portuguese). Ministry of Labor, Industry and Trade, n.d.
- PETROBRAS. Adaptation of the Brazilian Refining Structure: Evaluation of the Consumption of Oil Derivatives (in Portuguese). Rio de Janeiro, 1986, 42pp.
- Pimentel, Rosalina Chedian and Santos, Joao Alberto Vieira and Jochmek, Abraham Awiw. "Scenarios for the Demand for Alternative Fuels" (in Portuguese). IV Symposium on Automotive Engineering. Sao Paulo. Brazilian Automotive Engineering Association, 1987, pp. 261-268.
- Pinheiro, Armando Castelar. On Dieselization of the Brazilian Truck Fleet (in Portuguese). Rio de Janeiro. IPEA/INPES, 1986, 87pp.
- Ramos, Lauro R.A. Scenarios for the Demand for Oil Derivatives (in Portuguese). Rio de Janeiro, IPEA/INPES, 1983, 87pp.
- Resende, Eliseu. Sectoral Contributions to the Brazilian Energy Model - Transportation (in Portuguese). Brasilia, 1979, IV.
- Rationalization of Transportation with a View to Substitution for Diesel and Gasoline (in Portuguese). Rio de Janeiro. Ministry of Transportation, 1979, IV.
- Severo, Cloraldino. "Transportation Policy and the Energy Problem," (in Portuguese) Energia. Sao Paulo. n.ed., 1983, pp. 27-40.

Souza, Jose Carlos de Jesus. *The Evolution of International Oil Trade* (in Portuguese). n.p., PETROBRAS, 1984, IV.

Trindade, Sergio C. and Carvalho Jr., Arnaldo Vieira de. "Transportation Fuels Policy Issues and Options: The Case of Ethanol Fuels in Brazil," Tokyo, ISAF 1988 (a).

"The Case of Ethanol Fuels in Brazil," Conference on Alternative Transportation Fuels in the 1990s and Beyond. Asilomar, USA, 1988 (b).

Trindade, Sergio C. "Alternative Transport Fuels, Supply, Consumption and Conservation," Energy Research Group (ERG), United Nations University (UNU), USA, 1984.

FIGURE 1. STRUCTURE OF PRIMARY ENERGY SUPPLY AND % OF ENERGY INDEPENDENCE

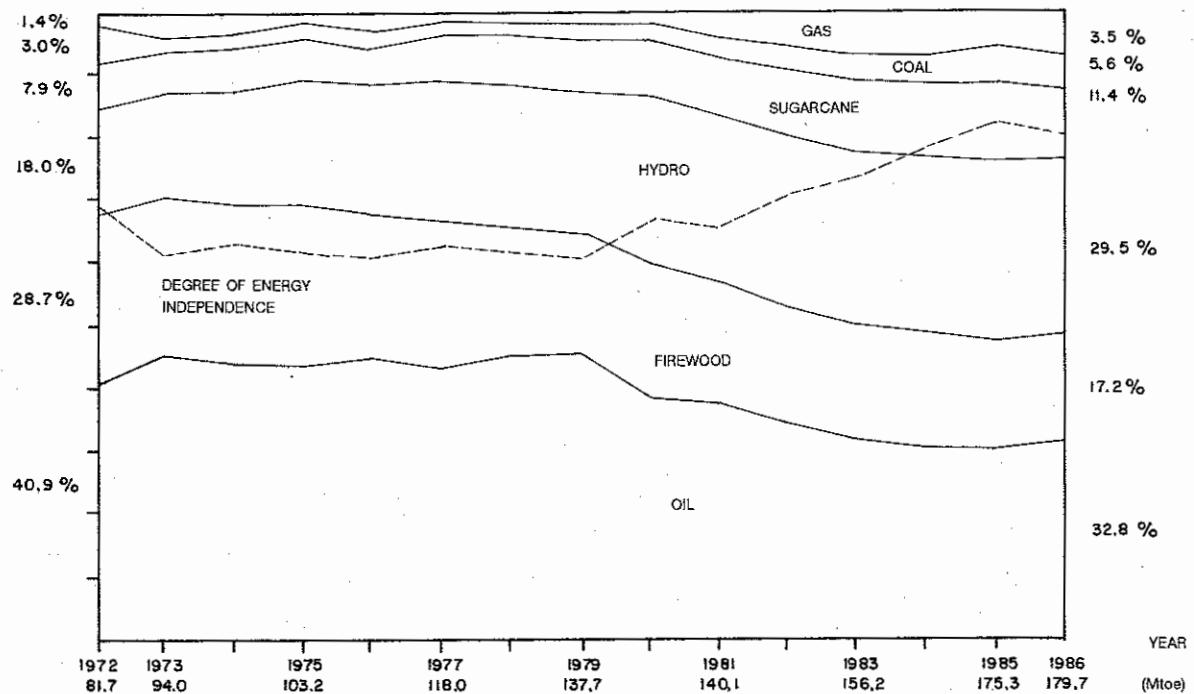


FIGURE 2. EVOLUTION OF ENERGY PRICES Cz\$/m³ (1973 currency) [MME, 1987]

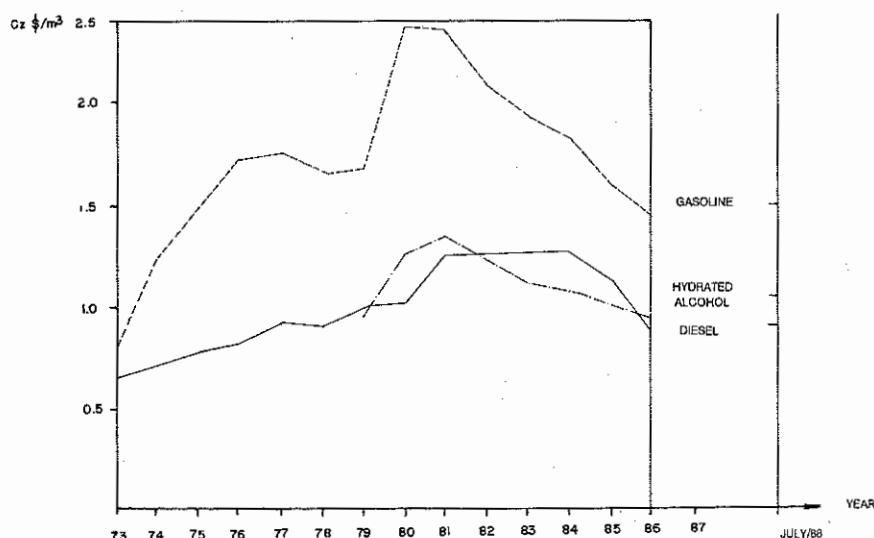


FIGURE 3. SALES OF ALCOHOL-RUN VEHICLES AS A PERCENTAGE OF TOTAL PASSENGER VEHICLE SALES [TRINIDADE, 1988(a)]

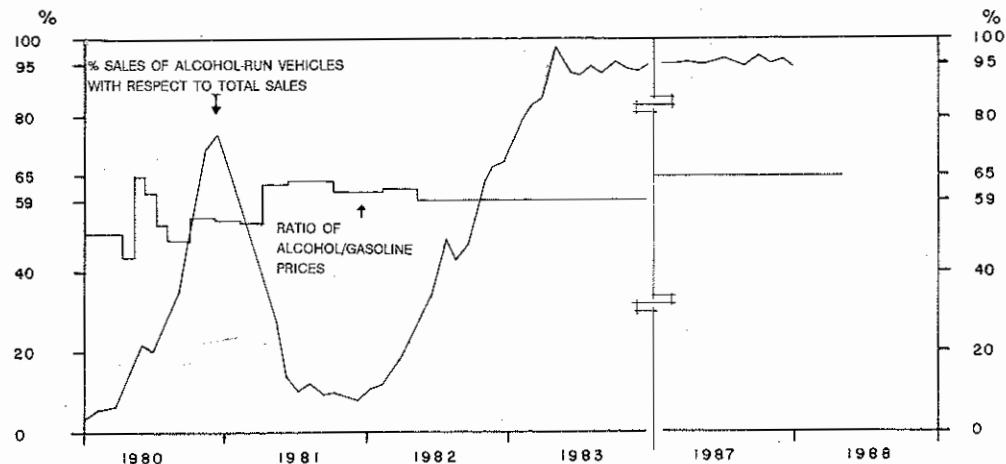


FIGURE 4. EVOLUTION OF THE NATIONAL VEHICLE PARK, BY TYPE OF FUE [PIMENTEL, 1987]

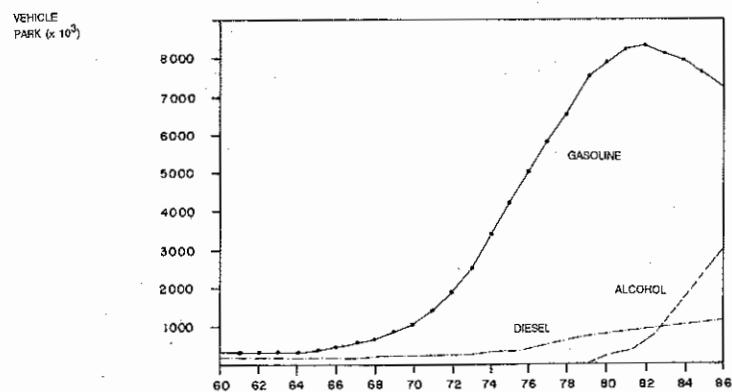


FIGURE 5. EVOLUTION OF THE OTTO-CYCLE AND DIESEL-CYCLE TRUCK FLEETS [PINHEIRO, 1983] 1957-1979
[GEIPOF, 1986] 1980-1985

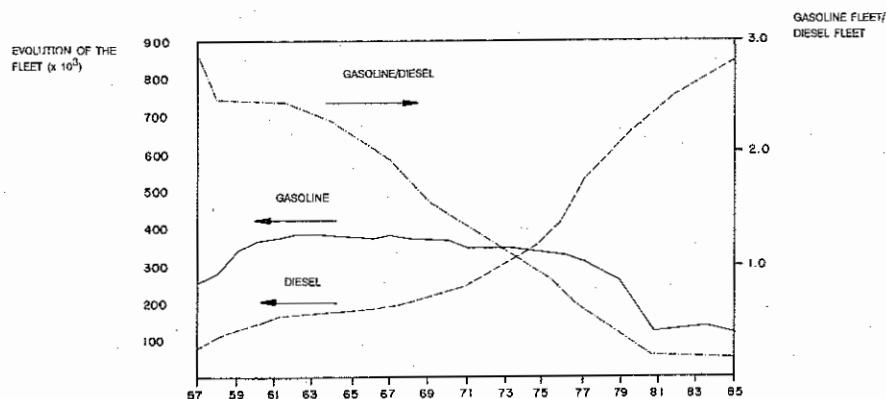


FIGURE 6. EVOLUTION OF THE BREAK-EVEN POINT FOR LIGHT- AND MEDIUM-WEIGHT TRUCKS [PINHEIRO, 1985]

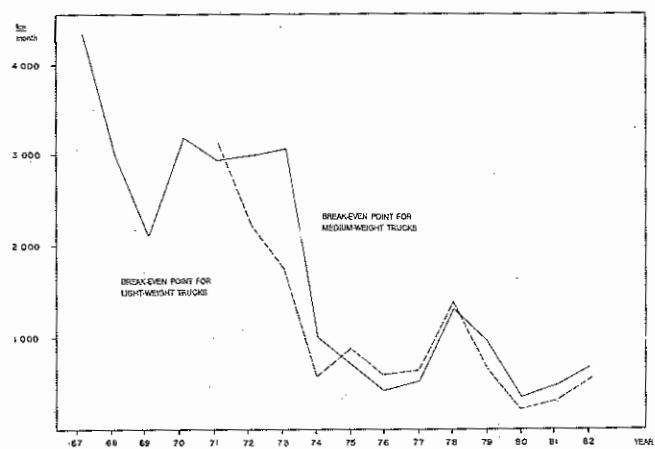


FIGURE 7. EVOLUTION OF THE SHARE OF EACH GROUP OF DERIVATIVES IN BRAZIL'S TOTAL CONSUMPTION [RAMOS, 1983; PETROBRAS, 1986]

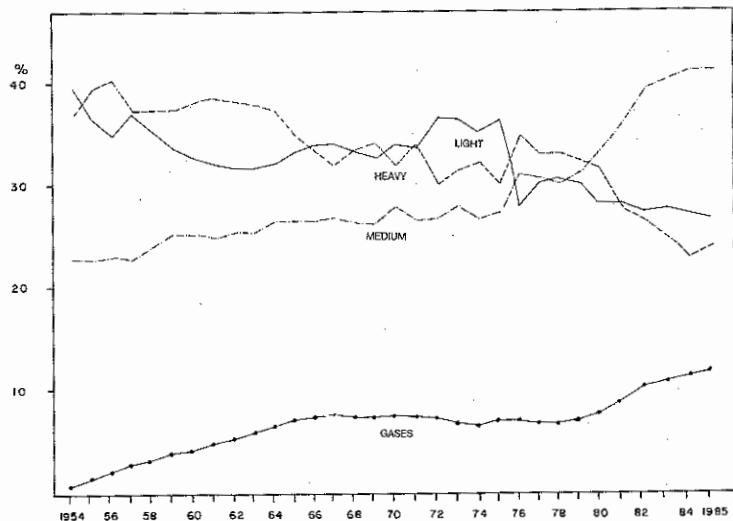


TABLE 1
EVOLUTION OF EXTERNAL DEPENDENCE ON OIL
BRAZIL, SELECTED YEARS

YEAR	DEMAND FOR OIL DERIVATIVES (INCL. LOSSES) (1 000 BARRELS/DAY)	NET IMPORTS OF OIL AND DERIVATIVES (1 000 BARRELS/DAY)	EXTERNAL DEPENDENCY (CONSIDERING VARIA- TIONS IN STOCKS) (%)
1972	621	474	73.3
1975	863	760	80.2
1979	1 118	997	85.0
1981	1 007	777	78.3
1985	984	417	43.5
1986	1 076	516	45.5

[MME, 1987]

TABLE 2
EVOLUTION OF CONSUMPTION IN THE TRANSPORTATION SECTOR,
BRAZIL, SELECTED YEARS (%)

YEAR	DIESEL	FUEL OIL	GASOLINE	KEROSENE	ETHYL ALCOHOL	OTHERS	(%)	TOTAL (1000 TOE)
1972	33.8	3.0	55.4	4.7	1.8	1.3	100.0	15 960
1975	35.4	5.7	51.7	5.7	0.6	0.9	100.0	21 236
1979	41.7	5.3	39.2	6.4	6.5	0.9	100.0	25 574
1981	45.2	5.5	33.7	7.5	7.0	1.1	100.0	24 532
1985	45.3	5.9	21.3	6.3	19.9	1.3	100.0	27 905
1986	44.0	4.1	21.0	6.8	23.0	1.1	100.0	31 697

[MME, 1987]

TABLE 3
FINAL ENERGY CONSUMPTION OF THE PRINCIPAL OIL DERIVATIVES
BRAZIL, 1972 (% VOL/VOL)

FUEL	TOTAL	TRANSPORTATION				INDUSTRIAL	RESIDENTIAL	ELECTRICITY GENERATION	OTHERS
		LAND	RAIL	RIVER	AIR				
GASOLINE	34.9	34.6	-	-	0.3	-	-	-	-
FUEL OIL	28.6	-	0.1	1.5	-	22.7	-	3.6	0.7
DIESEL	23.7	17.9	1.3	-	-	2.2	-	0.2	2.1
LPG	7.9	-	-	-	-	0.3	7.5	-	0.1
KEROSENE	4.9	-	-	-	2.8	0.1	1.2	-	0.8
TOTAL	100.0	52.5	1.4	1.5	3.1	25.3	8.7	3.6	3.7
		58.5%							

NOTE: The final non-energy consumption of oil in 1972 corresponded to only 1 723 000 TOE, equivalent to 6.2% of the final energy consumption of oil, which amounted to 27 647 000 TOE in that same year.

[MME, 1987]

TABLE 4

VEHICLE SALES ON THE DOMESTIC MARKET
BRAZIL (10^3 VEHICLES, BY TYPE OF FUEL)

YEAR	AUTOMOBILES			LIGHT COMMERCIAL			HEAVY COMMERCIAL		
	GASOLINE	ALCOHOL	DIESEL	GASOLINE	ALCOHOL	DIESEL	GASOLINE	ALCOHOL	DIESEL
1973	558.	-	-	106.	-	1.	26.	-	45.
1975	661.	-	-	118.	-	1.	17.	-	62.
1979	828.	2.	-	79.	1.	16.	1.	0.	89.
1980	567.	226.	-	60.	14.	20.	1.	-	93.
1981	319.	129.	-	25.	8.	35.	0.	1.	64.
1982	344.	212.	-	21.	21.	44.	0.	1.	48.
1983	70.	478.	-	9.	41.	29.	2.	2.	40.
1984	29.	484.	-	3.	51.	42.	0.	3.	46.
1985	24.	578.	-	5.	67.	26.	0.	2.	61.
1986	53.	619.	-	9.	78.	28.	0.	2.	79.
1987	23.	387.	-	8.	72.	24.	0.	1.	66.

[TRINDADE, 1988]

TABLE 5

**FUEL COSTS:
PRICE RATIOS AND
COST DIFFERENCES BETWEEN
GASOLINE AND DIESEL**

YEAR	LIGHT		MEDIUM
	RATIO (PG) PD	COSTS INCL. FUELS (Cr\$/km)*	FUEL COSTS (Cr\$/km)*
1957	1 653	4 604	6 604
1958	1 681	4 529	6 495
1959	1 420	4 205	6 040
1960	1 427	3 380	4 855
1961	1 365	4 437	6 378
1962	1 292	3 527	5 073
1963	1 290	3 542	5 095
1964	1 250	3 582	5 155
1965	1 271	4 421	6 301
1966	1 256	3 909	5 625
1967	1 216	3 510	5 053
1968	1 211	3 666	5 279
1969	1 213	4 069	5 858
1970	1 205	3 965	5 709
1971	1 203	4 091	5 892
1972	1 177	4 258	6 135
1973	1 216	4 456	6 415
1974	1 729	8 661	12 419
1975	1 879	10 935	15 670
1976	2 082	13 427	19 229
1977	1 878	13 150	18 843
1978	1 822	12 168	17 440
1979	1 672	11 882	17 041
1980	2 316	19 472	27 872
1981	1 908	17 812	25 525
1982	1 703	14 881	21 340

Table No. 6

**Passenger Vehicle Fleet
(10^6 units)**

Year	Hydrated Alcohol	Gasoline
1985	2.0	7.6
1990	4.6	5.6
1995	8.5	2.5
2000	12.2	0.9

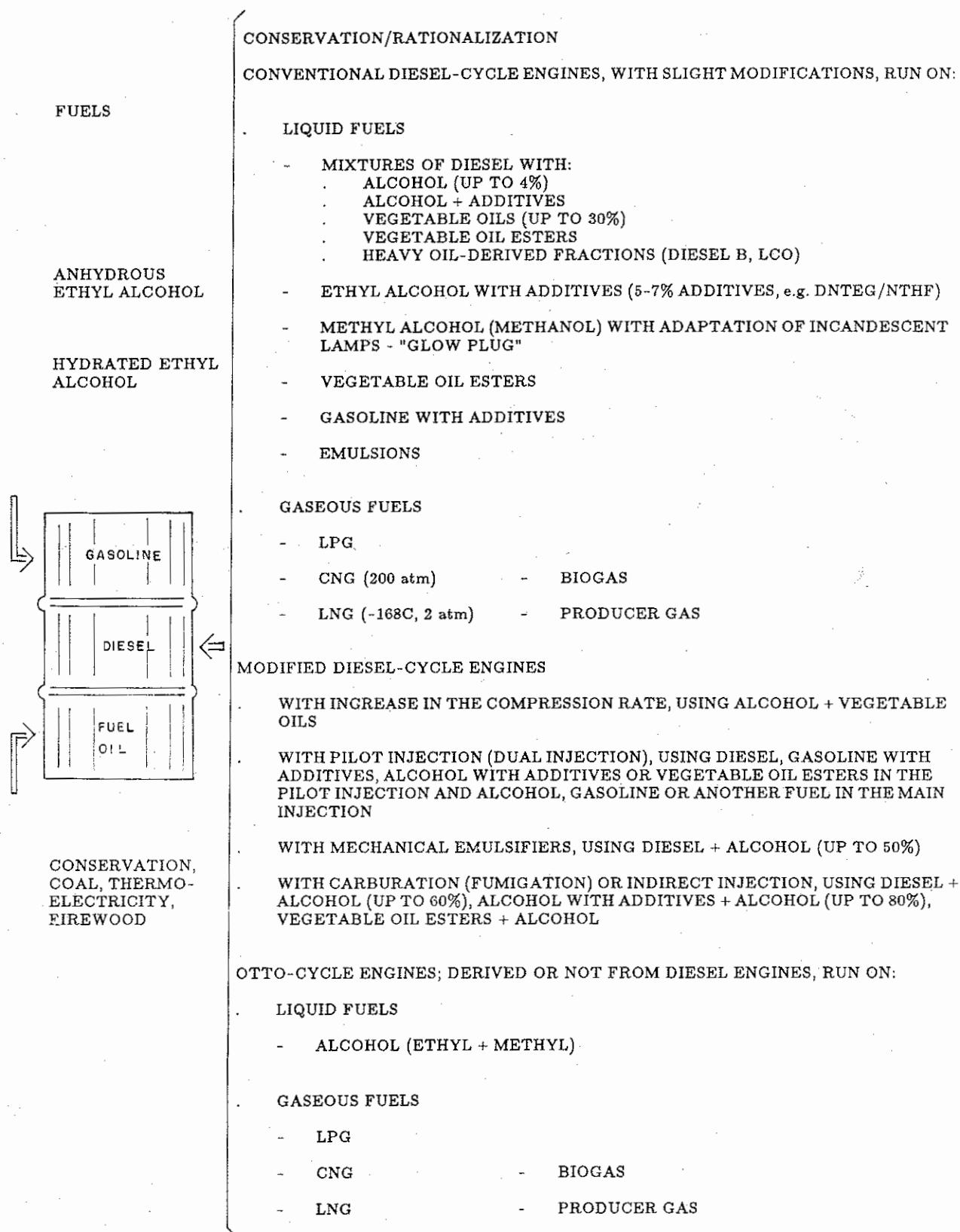
TABLE 7

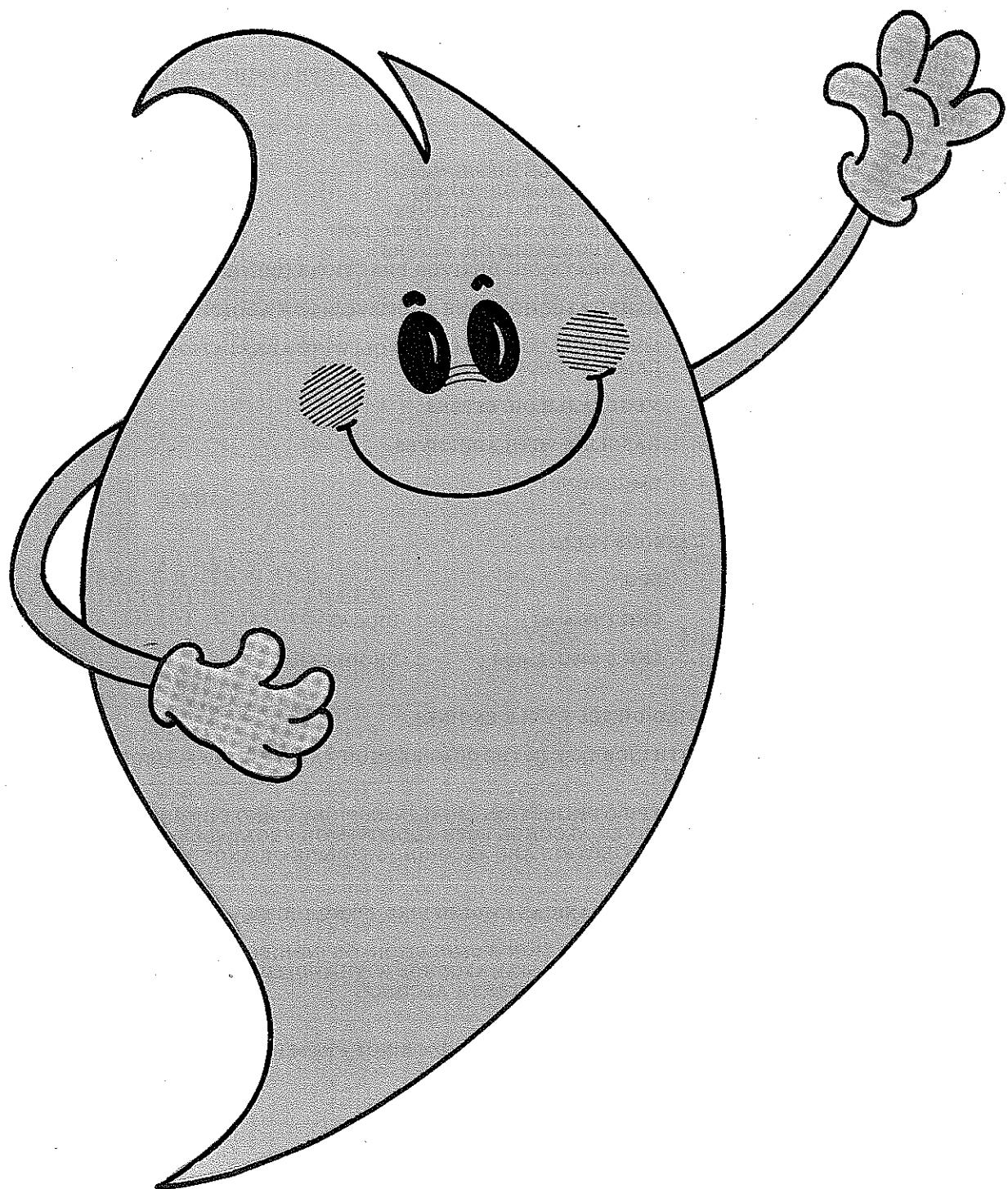
**PAG PROJECTIONS FOR THE PRODUCTION
AND CONSUMPTION OF OIL DERIVATIVES
1985**

DERIVATIVES	PRODUCTION (%)	CONSUMPTION (%)
DIESEL	37.	40.
GASOLINE	10.	8.
FUEL OIL	18.	18.
LPG	8.	12.
NAPHTHA	10.	10.
OTHERS	17.	12.

* 1981 Cr\$; deflator IGP-DI
[PINHEIRO, 1983]

FIGURE 8
**ALTERNATIVE SUBSTITUTES FOR DIESEL IN THE
TRANSPORTATION SECTOR**





LA INTEGRACION DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE A TRAVES DE RECURSOS ENERGETICOS COMPARTIDOS

Secretaría Permanente
OLADE

1. INTRODUCCION

Durante los últimos quince años, los 26 países de América Latina y el Caribe que integran la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) han realizado diversas acciones encaminadas a fortalecer la integración energética regional a través de los mecanismos de cooperación de la Organización o mediante convenios bilaterales y multilaterales entre sus Países Miembros.

Este espíritu integrationista estaba presente ya en el Convenio de Lima, suscrito el 2 de noviembre de 1973, en el cual se planteó la necesidad de impulsar y promover los estudios y proyectos energéticos de interés común, a fin de contribuir al entendimiento y cooperación entre los Estados Miembros y facilitar así la realización de proyectos de desarrollo de recursos energéticos compartidos, proceso que fue ratificado en la XIX Reunión de Ministros de Energía, realizada en noviembre de 1988 en México.

En esa reunión ministerial se enfatizó la prioridad de consolidar el proceso de integración y desarrollo regional, para, entre otras cosas, evitar perjuicios entre países de la Región cuando exploten los recursos energéticos ubicados en las zonas fronterizas (de dos o más países).

La tesis central sobre la integración, que sostiene OLADE en su documento "La Integración del Sector Energético: Aporte Fundamental para la Transformación Económica de América Latina y el Caribe", señala que la energía es un elemento clave para la integración regional, así como uno de los principales vehículos para la transformación productiva del sector industrial, agropecuario, servicios, etc., los cuales permitirán, a mediano plazo, mejorar las condiciones de vida de la población.

América Latina y el Caribe poseen grandes potencialidades para alcanzar la integración energética regional, ya que cuentan con los recursos naturales, tecnología adecuada, personal calificado y voluntad política.

Para OLADE, una forma práctica, concreta y viable de poner en marcha el proceso de integración, consiste

en plantear la solución conjunta para la exploración y explotación de los recursos energéticos ubicados en las zonas fronterizas, mediante el desarrollo unificado entre países.

Como se verá más adelante en forma detallada, los recursos hidrocarburíferos, hidroeléctricos y geotérmicos, son los energéticos a los que se ha destinado mayor esfuerzo y donde más se ha avanzado en la integración, ya que muchos de éstos se encuentran en las zonas fronterizas de dos o más países de la Región.

2. RECURSOS HIDROCARBURIFEROS

Históricamente la intervención y participación directa del Estado en el manejo de la industria petrolera de América Latina y el Caribe ha sido considerada como la reconquista política de los países respecto a su soberanía en el manejo de los recursos hidrocarburíferos y como un impulso a su desarrollo socio-económico.

En este contexto, los estudios realizados por expertos de la Secretaría Permanente de OLADE han podido identificar 25 áreas con potencial de desarrollo hidrocarburífero en la Región (ver mapa 1). Las investigaciones muestran que el mapa geológico del continente está compuesto por un conjunto de cuencas sedimentarias entrelazadas y alineadas en forma paralela a la Cordillera de los Andes-Sierra Madre Oriental, tanto en la vertiente del Pacífico como en el Atlántico, incluyendo el Golfo de México. Muchas de estas cuencas atraviesan las fronteras políticas de dos o más países, con yacimientos ya descubiertos, o con potencial de reservas de petróleo y gas natural, cuya exploración conjunta y explotación unificada serían factibles desde los puntos de vista técnico, económico, social y político.

En el aspecto técnico, señala el estudio de OLADE sobre Recursos Hidrocarburíferos Compartidos 1/, se debe buscar la optimización operativa, basada en las características propias del yacimiento y los conocimientos de los países de la Región; mientras que en lo económico, por esta vía se minimizan los costos y se

maximizan los beneficios. En lo social se tiene la oportunidad para promover un desarrollo organizado de las actividades entre las comunidades petroleras y no petroleras; y, en lo político se fortalece el proceso de integración regional.

2.1 Algunas Experiencias en la Región

Argentina-Chile

Argentina y Chile iniciaron en 1961 sus contactos para intercambiar información sobre el yacimiento de gas condensado Condor/Posesión-Cañadón. Estos primeros contactos y acuerdos parciales logrados entre Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y Gas del Estado de Argentina y la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP) de Chile, quedaron sujetos a una aprobación posterior de funcionarios de más alta jerarquía.

Uno de los resultados de la experiencia argentina-chilena sobre el tema de recursos hidrocarburíferos compartidos, es haber reconocido la falta de datos originales confiables como medio para facilitar un acuerdo de producción bilateral, antes de que uno de los dos países, en base al convenio original, alcance la máxima producción de las reservas de gas condensado que le fue asignada.

Colombia-Ecuador

La iniciativa de llevar a cabo la exploración y explotación binacional del campo Frontera-Quillasanga, entre Ecuador y Colombia, nace como resultado de la voluntad política al más alto nivel. Los presidentes de ambos países firmaron en 1982 el primer instrumento jurídico de entendimiento: un convenio bilateral para fortalecer la cooperación mutua y facilitar las conversaciones informales mantenidas en materia hidrocarburífera entre funcionarios de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) y la Empresa Colombiana de Petróleo (ECOPETROL).

En febrero de 1987 se inició la cooperación mediante el acuerdo suscrito para la exploración y operación conjunta del yacimiento Frontera-Quillasanga. En noviembre de ese mismo año, con motivo del comienzo de la perforación exploratoria de los pozos Frontera-I por parte de CEPE y Quillasanga por ECOPETROL, que dio resultados positivos en ambos lados de la frontera, se legalizó el primer Protocolo de Intención para la explotación del campo binacional.

Colombia-Venezuela

Un ejemplo de los aspectos negativos en una explotación unilateral y no coordinada de una cuenca común es el de los yacimientos Tibú (Colombia) y Tres Bocas (Venezuela), explotados en un 23% de su capacidad total. Estos yacimientos compartidos tienen una producción acumulada de 218 millones de barriles de petróleo, a cifras de 1979, de los cuales Colombia recuperó 212 millones y Venezuela 6 millones de barriles.

En la actualidad estos yacimientos están agotados y si se hubiera llevado a cabo una explotación mancomunada, se habría obtenido una mayor recuperación con beneficios técnicos, económicos y resultados políticos y sociales más positivos para ambos países.

Los estudios recientes en los dos lados de la frontera entre Colombia y Venezuela demuestran que existen yacimientos sedimentarios como el de Caño Limón en Colombia y Guafita en Venezuela, ubicados en la zona fronteriza del río Arauca.

En 1983, Colombia descubrió los yacimientos de petróleo de Caño Limón, La Yuca y Matanegra. Posteriormente, Venezuela halló petróleo en las áreas de Guafita y La Victoria. En la actualidad los dos países producen un petróleo liviano de buena calidad.

Los contactos surgidos en 1980 permitieron que se firmara entre los dos gobiernos el "Convenio de Intercambio de Información CORPOVEN-ECOPETROL", el cual avaló para 1987 una ampliación para adelantar un estudio geológico regional en esa zona petrolífera. Los resultados de este trabajo se darán a conocer en el transcurso del presente año.

Guatemala-México

En 1986 se iniciaron los contactos entre Guatemala y México, gracias a las visitas realizadas por los presidentes de ambos países en ese año. Estas a su vez permitieron generar reuniones entre técnicos de ambos Estados, y sentar las bases para el convenio "marco" en septiembre de 1988, el cual establece el intercambio de información en el campo técnico-energético.

Trinidad y Tobago-Venezuela

El convenio entre Trinidad y Tobago y Venezuela se logró en un principio a través del intercambio de información personal entre los geólogos de ambos países, para concluir en julio de 1988, en un seminario técnico binacional. Las cuencas sedimentarias con hidrocarburos que comparten estos dos países son: Margarita-Tobago, Golfo de Paria, y Colón-Galiota.

2.2 Recomendaciones

De las experiencias descritas, y de los acuerdos que puedan surgir en el futuro cercano en relación con las otras cuencas sedimentarias existentes en la Región, OLADE propone, entre otras cosas, alcanzar la óptima extracción de los hidrocarburos depositados en uno o varios yacimientos, con base en una exploración conjunta y una explotación racional y unificada.

De igual forma, OLADE plantea que se debe compartir proporcionalmente la producción, a través de una alineación de las políticas gubernamentales y empresariales de los participantes para alcanzar un desarrollo hidrocarburífero eficiente. Además, con una producción compartida se podrá lograr una extensión de los beneficios económicos y sociales no solo a la

comunidad petrolera, sino a la no petrolera, a fin de vencer las resistencias a la integración sociopolítica de las zonas fronterizas y de la Región.

3. RECURSOS HIDROELECTRICOS COMPARTIDOS

A pesar de ser caracterizada como incipiente la integración en la Región, la hidroenergía es uno de los subsectores energéticos donde se han logrado mayores avances en este campo, a tal punto que los Aprovechamientos Hidroeléctricos Compartidos (AHC) constituyen desde mediados de los ochenta, cerca de la cuarta parte de la potencia hidroeléctrica total instalada en América Latina y el Caribe.

En 1985, los AHC en operación representaron un total de 14 490 MW, de los 66 299 MW hidroeléctricos instalados en la Región.

Entre 1960-1985 la potencia instalada hidroeléctrica creció de 7 674 MW a 66 299 MW. Es decir, se incorporaron 58 625 MW, con una inversión total del orden de 90 000 a 100 000 millones de dólares en generación hidráulica solamente, con una tasa anual de crecimiento del 9,2%.

De igual forma, si se estima un crecimiento anual del 5% para los siguientes 25 años (1985-2010), se tendría al final del mismo, una potencia hidroeléctrica instalada de 224 000 MW.

La viabilidad política de los proyectos hidroeléctricos se ve reforzada por la riqueza y accesibilidad de los recursos en la Región, ya que las reservas hidroeléctricas probadas representan una potencia instalable de 711 818 MW, la cual se distribuye de la siguiente manera por subregiones:

México-Centroamérica	:	98 764 MW (13,9%)
Caribe	:	9 468 MW (1,4%)
Área Andina	:	317 725 MW (44,6%)
Cono Sur	:	285 861 MW (40,1%)

		711 818 MW (100%)

En 1985 este recurso representó el 74,9% de las reservas energéticas totales de América Latina y el Caribe, del cual solo se utilizaron 66 299 MW hidroeléctricos, es decir, algo más del 9% de este potencial, que en términos de producción representó solamente 17%.

En cambio, las reservas de petróleo y gas natural en la Región, para ese año, equivalían al 21% de la reservas totales, y representaron el 78,3% de la producción energética total de América Latina y el Caribe.

Asimismo, se estima que entre el 50 y el 70% del potencial hidroeléctrico disponible para el conjunto de América Latina y el Caribe, corresponde a cursos contiguos o sucesivos que se hallan ubicados, en su mayor parte, en: Cuenca del Amazonas; Cuenca del Orinoco; Cuenca del Plata; Vertientes del Pacífico compartidas en América del Sur; Cuenca de Grijalva y Usumacinta; Cuenca del Caribe y del Istmo Centro-

americano (Caribe y Océano Pacífico); y, cuencas compartidas cerradas (ver mapas 2 y 3).

Alrededor del 71% del caudal superficial de la Región corresponde a cuencas compartidas, que cubren el 55% de la superficie (ver cuadro 1).

En la subregión denominada México-Centroamérica, el derrame superficial en las cuencas compartidas es de 24% del total, en el Caribe ese porcentaje es bajo; solo existe una cuenca compartida, ubicada en la isla Española, la cual cubre un 17% de su territorio. En cambio, en América del Sur las cuencas compartidas representan el 75% del total.

Con respecto a los AHC, los más desarrollados están ubicados en la Cuenca del Plata y ofrecen un total de 14 490 MW. Estos se dividen en el de Salto Grande (1 890 MW) compartido entre la República Oriental del Uruguay y la Argentina, en funcionamiento desde 1979, e Itaipú, entre Paraguay y Brasil, en operación parcial desde 1984, con 12 600 MW de capacidad final.

Un tercer proyecto en esta misma cuenca es el de Yacyretá (2 700 MW), que se encuentra en construcción.

Existen además otros dos proyectos con diseño final concluido: Garabí (1 800 MW) y Corpus (4 600 MW) entre Argentina y Brasil. Asimismo, entre esos dos países están planteados otros proyectos para más adelante: Itati-Itá Corá (1 100 MW) y Roncador-Panambi (2 500 MW); y Río Bermejo (475 MW), entre Bolivia y Argentina (ver mapa 4).

Todos estos proyectos, a medida que se van concretando, no solo avanzan hacia objetivos energéticos, sino también hacia el abastecimiento de agua potable, navegación, regadío y regulación de caudales, entre otros.

También se han realizado importantes avances en el campo de la protección ambiental, al haberse formado equipos técnicos especiales para tal efecto, quienes ya han acumulado una considerable experiencia en este campo.

Los desarrollos de esta subregión permiten alentar esperanzas sobre su emulación en otras subregiones.

Estos desarrollos hidroeléctricos compartidos se han convertido en el pilar de las interconexiones eléctricas entre Uruguay y Argentina, Paraguay y Argentina, Argentina y Brasil, y Brasil y Paraguay.

En general, las interconexiones eléctricas entre países vecinos traen beneficios de importancia así por ejemplo, las interconexiones eléctricas entre los países del Istmo Centroamericano, han permitido vincular los sistemas de El Salvador y Guatemala, Costa Rica y Panamá, y los de Nicaragua y Honduras.

Por su parte, El Salvador, Guatemala y Honduras mantienen convenios de interconexión para intercambiar excedentes de energía y apoyarse en situaciones de emergencia eléctrica.

El desarrollo de interconexiones podría llegar, en un futuro cercano, a la total interconexión de los sistemas eléctricos de esa subregión, con los consiguientes beneficios de una economía de escala, la complemen-

tación de regímenes hidroeléctricos y el ahorro de combustible en las centrales térmicas.

OLADE ha recogido la vasta experiencia acumulada en América Latina y el Caribe en un documento exhaustivo elaborado en el marco del Proyecto OLADE/DTCD/PNUD.^{2/} En este compendio de seis tomos, se presentan los elementos conceptuales que han posibilitado una parte importante del esfuerzo de integración energética en la Región a través de los Aprovechamientos Hidroeléctricos Compartidos. Estos aprovechamientos son considerados como nuevas vías de colaboración entre los países del área, incluyendo la ampliación de los mercados eléctricos mediante las interconexiones binacionales y multinacionales.

Las conclusiones y recomendaciones de este trabajo abarcan numerosos tópicos: beneficios, financiamiento, aspectos institucionales, técnicos, ambientales, socioeconómicos, etc., que nos dan un panorama completo de la factibilidad de estos proyectos.

Los considerables esfuerzos y recursos humanos, económicos, tecnológicos y financieros involucrados en estos AHC, representan un ejemplo de integración física y energética casi único en el mundo y pueden significar una rica experiencia para todos los países de América Latina y el Caribe, así como para otras regiones, organismos internacionales y regionales.

4. RECURSOS GEOTERMICOS COMPARTIDOS

A cuatro décadas de iniciado el proceso de exploración y explotación de los recursos geotérmicos existentes en América Latina y el Caribe, se han verificado la existencia de 718 áreas con dicho recurso, y tan solo la explotación, en forma comercial, de 6 campos, los cuales son utilizados para generar electricidad, con una capacidad instalada total de 834,8 MW.

En este contexto, se puede decir que América Latina y el Caribe se encuentran en un ambiente geodinámico muy particular, en el cual las seis placas litosféricas (Sur América, Nazca, Cocos, Caribe, Norte América y Pacífico) están interaccionando, lo que favorece la presencia de anomalías geotérmicas de carácter regional y crea ambientes geológicos (estructurales y litoestratigráficos) apropiados para la existencia de estos sistemas geotérmicos.

Este escenario geodinámico está complementado con la presencia de cuencas sedimentarias en el interior de las placas litosféricas, cuyo origen está relacionado con la tectónica global, en las cuales existen anomalías situadas en los márgenes activos de la placas. En su conjunto esto representa un recurso de gran magnitud para la Región.

Con la existencia de un marco geológico favorable para su explotación, relacionado con volcanismo o con cuencas sedimentarias, se hace necesario orientar los esfuerzos regionales para promover un reconocimiento e inventario de las áreas geotérmicas que se encuentran en las zonas fronterizas de los países, a fin de que estos recursos sean considerados como una alternativa para su desarrollo energético.

Este desarrollo permitiría suministrar suficiente energía eléctrica a las áreas fronterizas de los Estados, las cuales generalmente se encuentran alejadas de los sistemas nacionales de trasmisión y, a menudo acusan déficits de generación y de abastecimiento de energía.

Es poca la información que se tiene sobre las áreas geotérmicas en zonas fronterizas. El primer caso conocido es el campo Tufiño-Chiles-Cerro Negro, el que está siendo estudiado, conjuntamente, por el Instituto Colombiano de Electricidad (ICEL) y el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) con el apoyo de OLADE.

El yacimiento que se halla ubicado en el Departamento de Nariño (Colombia) y la Provincia del Carchi (Ecuador), incluyendo los volcanes Chiles y Cerro Negro, beneficiará a un millón y medio de personas que habitan en esa zona fronteriza (ver mapa 5).

Este proyecto binacional contempla la instalación de una central eléctrica con un potencial inicial de 30 MW, que complementaría la capacidad hidráulica y térmica ya instalada en el área.

Los estudios de OLADE demuestran que la ejecución del proyecto binacional Tufiño-Chiles-Cerro Negro influirá positivamente en esta área económicamente deprimida y con un alto déficit de generación y grandes pérdidas eléctricas, ya que solucionaría el problema de abastecimiento eléctrico. Además, el calor del mismo se podría utilizar directamente en los procesos agroindustriales de la zona, elevando, de esta forma, el nivel de vida de su población.

Los estudios del proyecto se han llevado a cabo según la Metodología OLADE. En cuanto se refiere a la exploración, iniciada en 1981, ha sido complementada hasta la segunda fase de la prefactibilidad, faltando la ejecución de perforaciones para medir el gradiente técnico del área. Los estudios geotérmicos de detalle se realizaron sobre una superficie de 1 800 km².

Para su etapa de factibilidad, este proyecto requiere una inversión total de 14 000 000 de dólares.

Por otro lado, recientes estudios de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México han concluido que el volcán Tacana, que sirve de límite entre este país y Guatemala, reúne evidencias que hacen suponer la existencia de un reservorio geotérmico en su interior.

Asimismo, los últimos estudios realizados por la Secretaría de Energía de Argentina, demuestran la existencia de seis áreas geotérmicas ubicadas en la frontera con Chile:

- Socompa
- Lullaillaco
- Sector Cuenca de la Laguna Verde
- Sector Volcán Bonete
- Peteroa-Baños del Cura
- Cerro Campanario

Esto último demuestra que si se realizan las investigaciones necesarias, se podrían descubrir varios sistemas geotérmicos ubicados en zonas fronterizas de

dos o más países, convirtiéndose, a la vez, en una fuente alternativa de energía para la Región y jugar un papel importante en el proceso de integración como lo demuestra el caso colombo-ecuatoriano.

Para el período 1989-1990, el Programa Regional de OLADE sobre Geotermia concluyó la elaboración de metodologías para la exploración y explotación de los recursos geotérmicos de baja y media entalpía, un atlas de los recursos geotérmicos de la Región, la incorporación de la geotermia en la planificación energética regional, entre otros.

5. CONCLUSIONES

Frente a la aguda crisis que atraviesa la Región, con una deuda externa que supera los 420 000 millones de dólares de la cual más de un 18%, cerca de 90 000 millones de dólares, corresponde al sector energético, OLADE plantea la integración como objetivo prioritario de su accionar, a fin de alcanzar las necesarias transformaciones en las economías y sociedades que le permitan a los Estados Miembros lograr una mayor inserción en el contexto económico mundial.

Los problemas de la Región son de índole estructural agudizados por la crisis que atraviesa, los cuales no se superarán en forma espontánea ni a corto plazo, si no se ponen todas las capacidades de la misma al servicio de la integración, la única manera de volver a la senda del crecimiento y desarrollo.

Para OLADE, todos los logros alcanzados en el proceso de integración a nivel regional en el sector

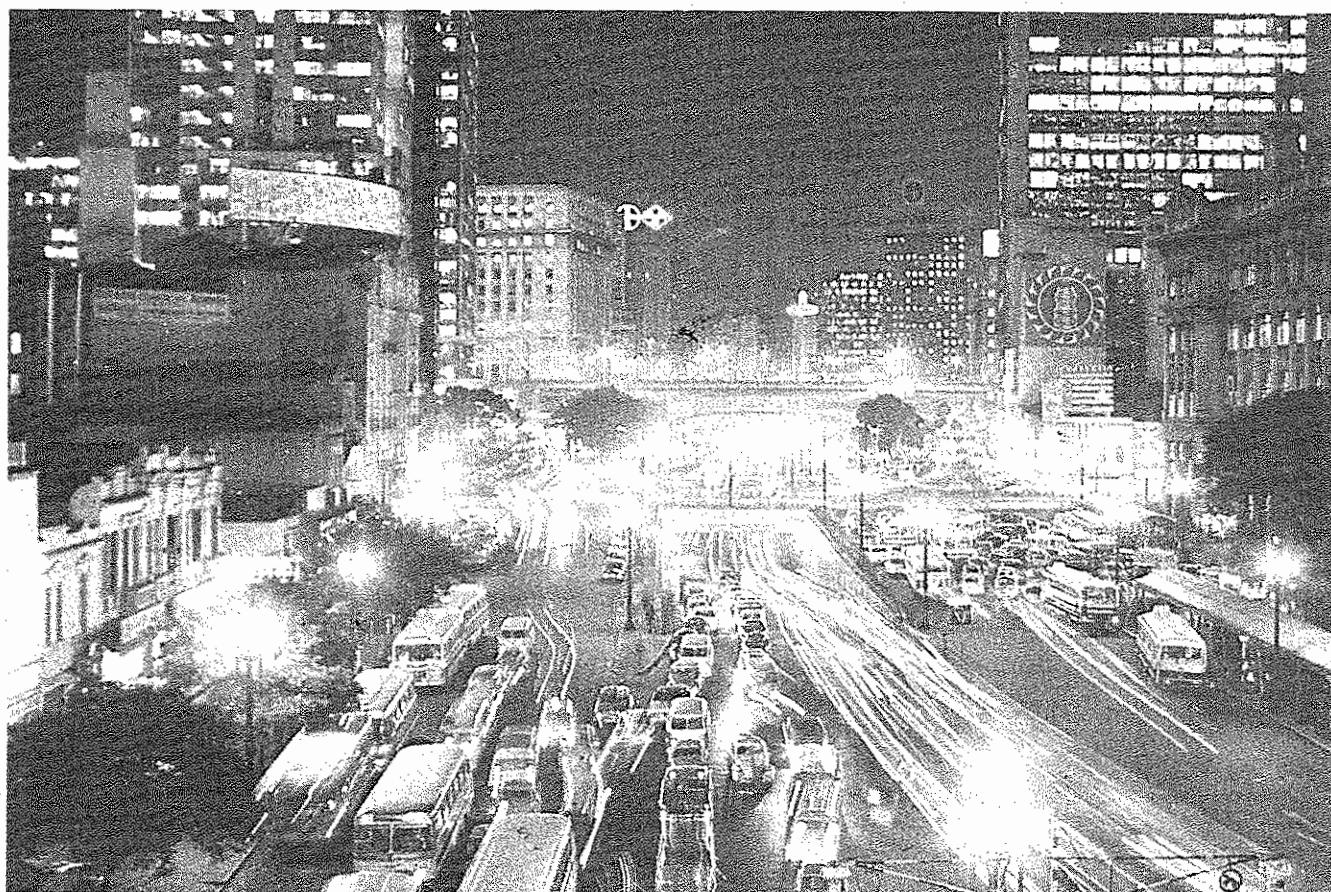
energético, responden a la voluntad política de los gobiernos del área, quienes visualizan la vía integracionista como el único camino para salir de la actual crisis, tal como fue expresado en su XIX Reunión de Ministros.

Para alcanzar estos objetivos OLADE propone, entre otras cosas la industrialización de los recursos energéticos y la expansión de las industrias; estimular entre los Países Miembros la ejecución de proyectos energéticos de interés común; promover la creación de un mercado latinoamericano de energía; y, propiciar la formulación y el desarrollo de políticas energéticas comunes como factor de integración regional.

En tal sentido, y la historia lo reafirma, los programas y proyectos que abarcan el intercambio de información, exploración y explotación de recursos hidrocarburíferos, hidroeléctricos y geotérmicos compartidos deben ser profundizados, porque a través de éstos América Latina y el Caribe pueden lograr su verdadera integración regional, propiciando grandes réditos técnicos, económicos, políticos y sociales a todos los pueblos de Latinoamérica.

NOTAS

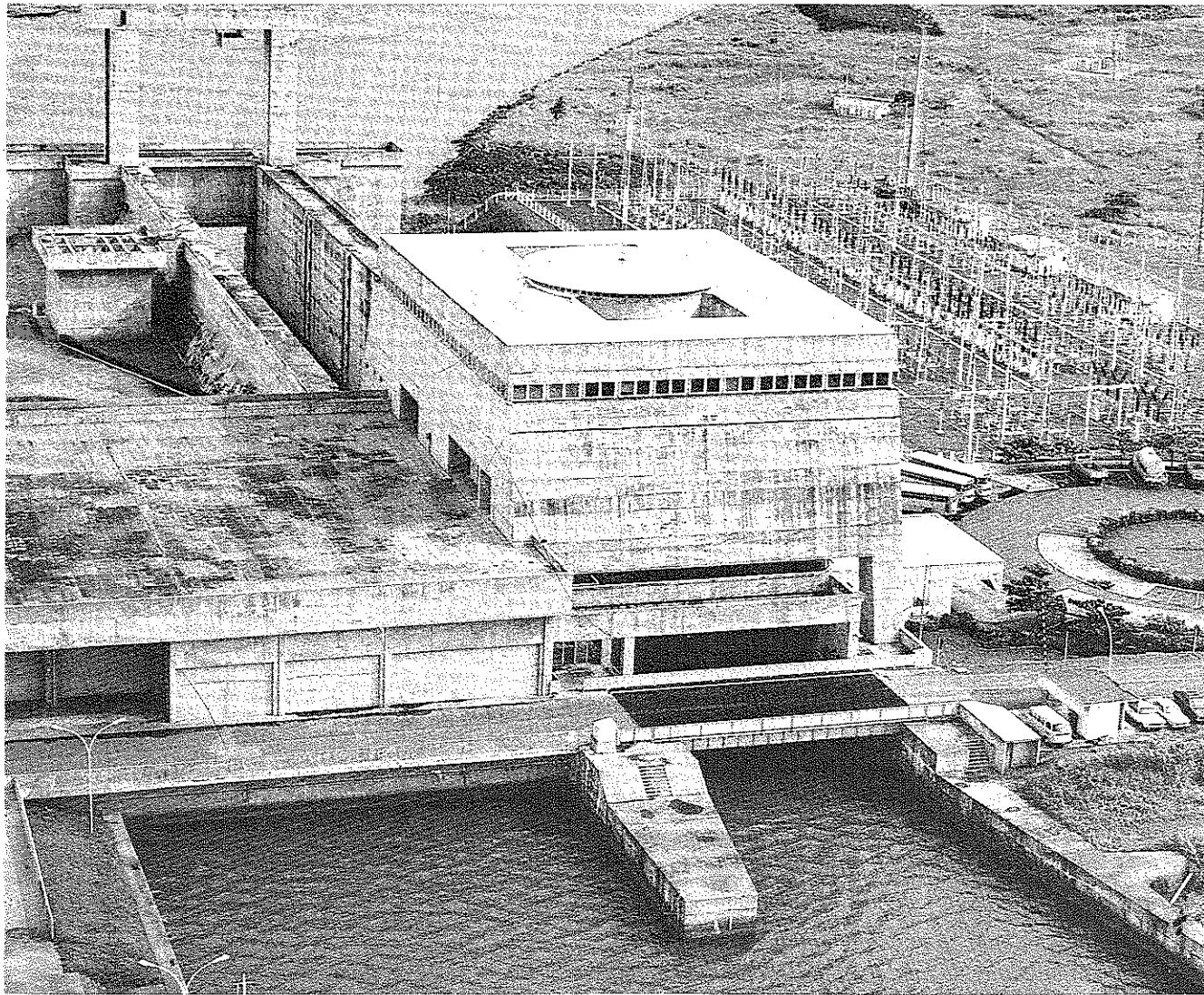
1. OLADE. Estudio sobre Recursos Hidrocarburíferos Compartidos de América Latina y El Caribe, Quito 1989.
2. OLADE/DTCD/PNUD. Aprovechamientos Hidroeléctricos compartidos. 6 volúmenes, Quito 1988.

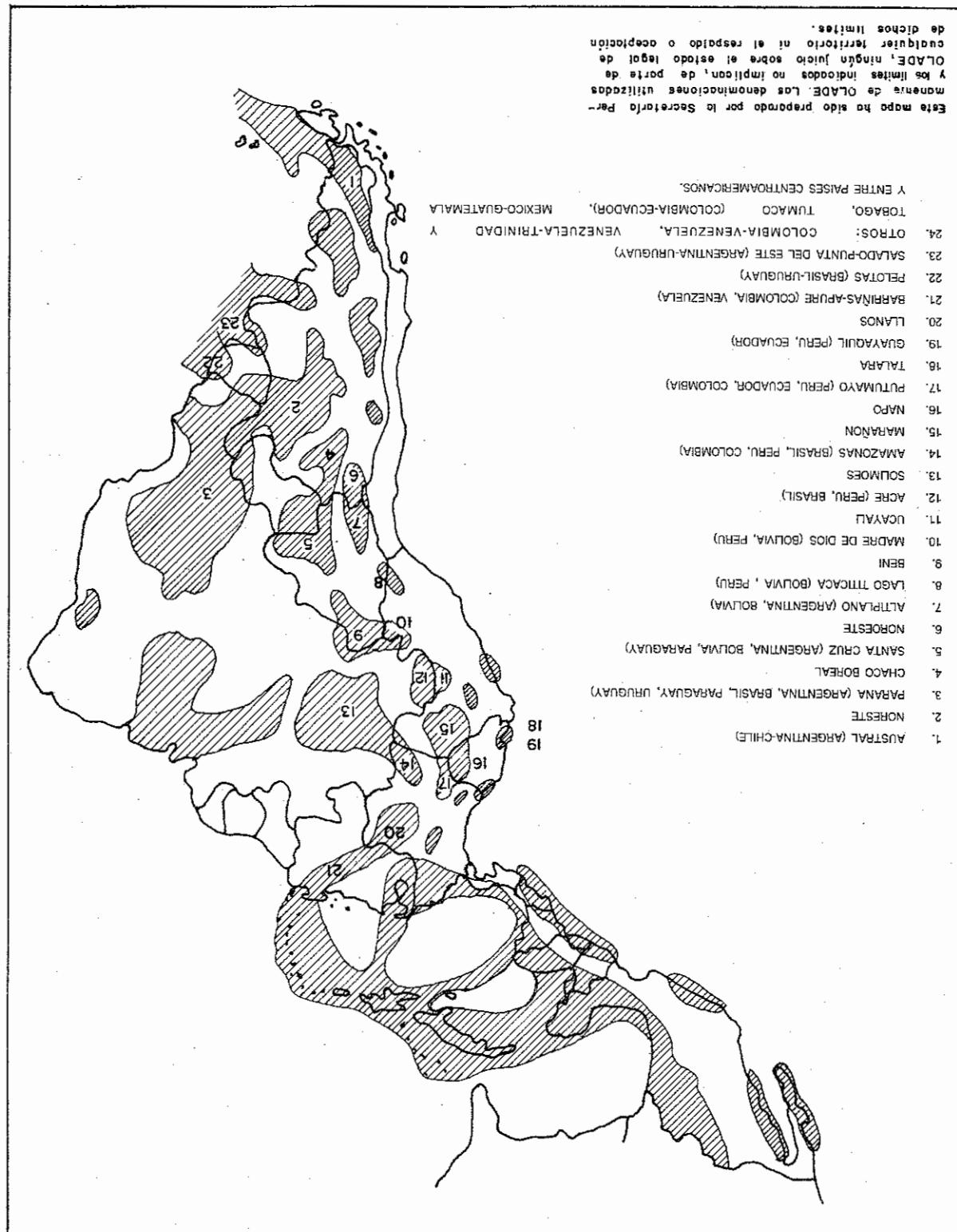


**CUENCAS COMPARTIDAS EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE:
CARACTERISTICAS HIDROGRAFICAS E HIDROLOGICAS**

CUENCA	VERTIENTE	PAISES PARTICIPANTES	CAUDAL MEDIO	
			SUPERFICIE EN LA DESEMB. (km2)	(m3/s)
GRANDE O BRAVO	ATLANTICO	MEXICO Y ESTADOS UNIDOS	238 600.	150.
TIJUANA	PACIFICO	IDEM	3 200.	1.
CONCEPCION	PACIFICO	IDEM	26 635.	10.
YAQUI	PACIFICO	IDEM	50 000.	110.
COLORADO	PACIFICO	IDEM	5 300.	60.
HOND-AZUL	ATLANTICO	IDEM	33 500.	280.
CANDELARIA	ATLANTICO	MEXICO Y GUATEMALA		
USUMACINTA-GRIJALVA	ATLANTICO	IDEM	137 310.	3 300.
SUCHIATE	PACIFICO	IDEM	1 410.	80.
COATAN-ACHUTE	PACIFICO	IDEM	1 437.	45.
LEMPA	PACIFICO	GUATEMALA, HONDURAS, EL SALVADOR	17 432.	380.
PAZ	PACIFICO	GUATEMALA Y EL SALVADOR	2 362.	50.
MOTAGUA	ATLANTICO	GUATEMALA Y HONDURAS	16 601.	250.
GOASCORAN	PACIFICO	EL SALVADOR Y HONDURAS	2 428.	36.
COCO O SEGOVIA	ATLANTICO	HONDURAS Y NICARAGUA	26 549.	950.
CHOLUTeca	PACIFICO	HONDURAS Y NICARAGUA	8 214.	75.
NEGRO	PACIFICO	HONDURAS Y NICARAGUA	3 039.	50.
SAN JUAN	ATLANTICO	NICARAGUA Y COSTA RICA	38 904.	1 614.
SIXAOLA	ATLANTICO	COSTA RICA Y PANAMA	2 930.	180.
CHANGUINOLA	ATLANTICO	COSTA RICA Y PANAMA	3 135.	190.
JURADO	PACIFICO	PANAMA Y COLOMBIA	250.	110.
TOTAL MEXICO Y CENTROAMERICA			819 227.	7 821.
ARTIBONITE	ATLANTICO	HAITI Y REP. DOMINICANA	9 320.	240.
TOTAL CARIBE			9 320.	240.
JURADO	PACIFICO	COLOMBIA Y PANAMA	850.	30.
CATATUMBO	ATLANTICO	COLOMBIA Y VENEZUELA	30 956.	350.
ORINOCO	ATLANTICO	COLOMBIA Y VENEZUELA	982 000.	36 000.
ESEQUIBO	ATLANTICO	VENEZUELA Y GUYANA	155 000.	5 000.
AMARUCO	ATLANTICO	IDEM	12 400.	300.
BARIMA	ATLANTICO	IDEM		
COARANTYNE	ATLANTICO	GUYANA Y SURINAM	78 590.	2 300.
MARONI	ATLANTICO	SURINAM Y GUYANA FRANCESA	68 990.	2 500.
OIAPOQUE	ATLANTICO	GUYANA FRANCESA Y BRASIL	31 100.	1 000.
AMAZONAS	ATLANTICO	BRASIL, COLOMBIA, ECUADOR, PERU, VENEZUELA, BOLIVIA, GUYANA Y SURINAM	6 059 100.	180 000.
PATIA	PACIFICO	COLOMBIA Y ECUADOR	22 500.	
MIRA	PACIFICO	COLOMBIA Y ECUADOR	11 000.	500.
ZARUMILLA	PACIFICO	ECUADOR Y PERU	1 000.	35.
TUMBES-PUYANGO	PACIFICO	ECUADOR Y PERU	5 645.	150.
CHIRA-CATAMAYO	PACIFICO	ECUADOR Y PERU	17 150.	110.
LAGOS TITICACA Y POOPO	INTERIOR	PERU, BOLIVIA Y CHILE	138 400.	212.
LAGUNA BLANCA	INTERIOR	PERU Y CHILE		
ZAPALERI	INTERIOR	CHILE, BOLIVIA Y ARGENTINA		
CANCOSA	INTERIOR			
TODOS LOS SANTOS	INTERIOR	BOLIVIA Y CHILE		
LAUCA	INTERIOR			
COSAPILLA	INTERIOR			
RIO DE LA PLATA	ATLANTICO	BOLIVIA, BRASIL, ARGENTINA, PARAGUAY Y URUGUAY	3 092 000.	22 000.
LAGUNA MERIN	ATLANTICO	BRASIL Y URUGUAY	60 650.	450.

CALLE CALLE-HUAUM	PACIFICO		
PUELO-MANZO	PACIFICO		
YELCHO-FUTALEUFU	PACIFICO		
PALENA-CARRENLEUFU-			
PICO	PACIFICO		
AYSEN-SIMPSON	PACIFICO		
BAKER-LAGOS B.AIRES-			
PUEYREEDON	PACIFICO	CHILE Y ARGENTINA	106 320.
PASCUA-LAGON SAN			3 700.
MARTIN-MAYER	PACIFICO		
SERRANO-VISCACHAS-			
DON GUILLERMO	PACIFICO		
PENITENTE	RIO GALLEGOS		
ZURDO		3 818.	12.
CIAKE-CHICO	ATLANTICO		
COLLEN	ATLANTICO		
SAN MARTIN	ATLANTICO	15 800.	80.
CHICO	ATLANTICO		
GRANDE	ATLANTICO		
LAGO FAGNANO	PACIFICO	4 062.	20.
TOTAL AMERICA DEL SUR		10 874 831.	251 714.
TOTAL AMERICA LATINA		11 503 378.	259 775.
PORCENTAJE DEL TOTAL		56.0	71.0

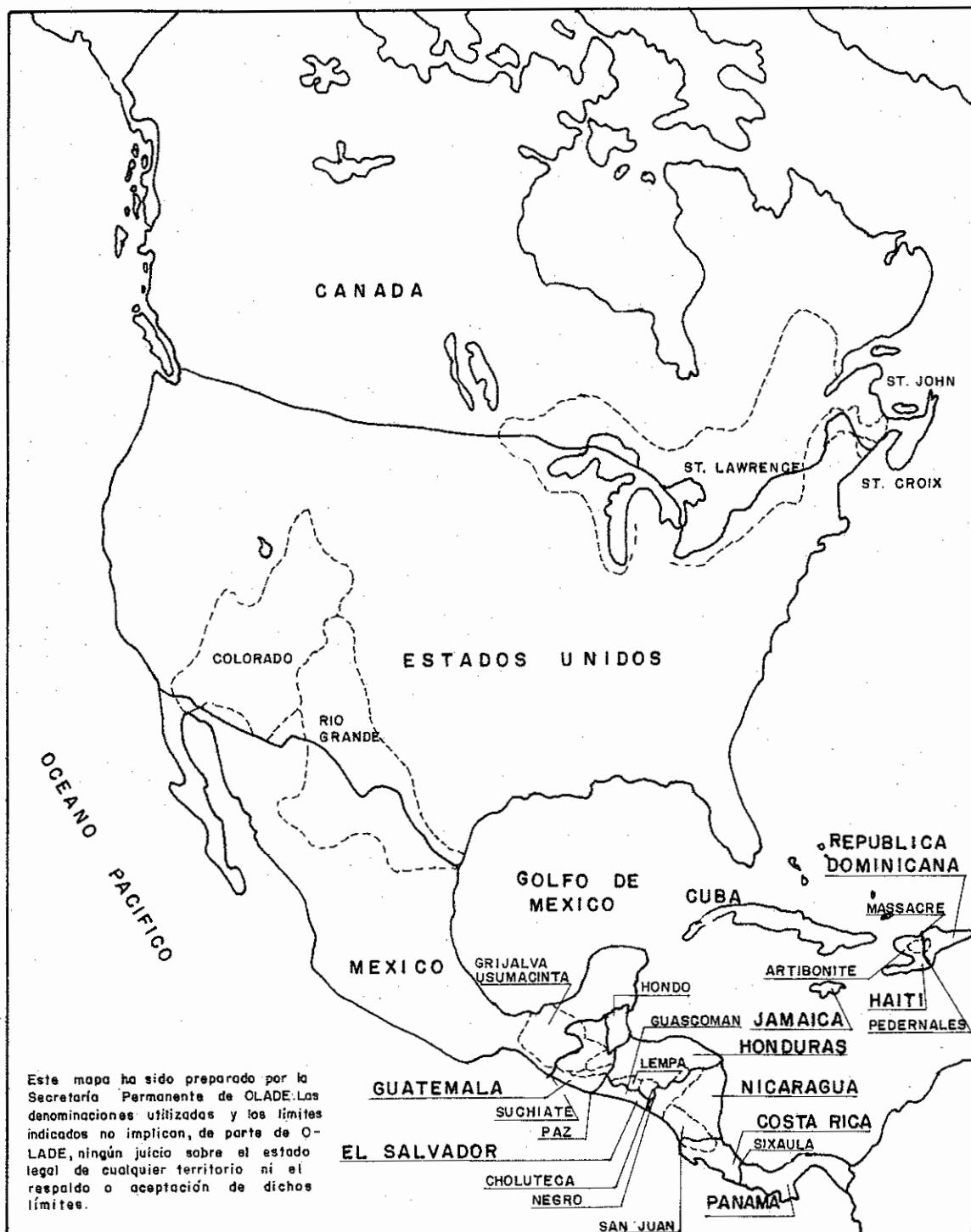




MAPA 1
AMERICA LATINA Y EL CARIBE
DE
CUENCAS SEDIMENTARIAS FRONTERIZAS

NORTEAMERICA Y CENTROAMERICA
CUENCA HIDROGRAFICAS COMPARTIDAS

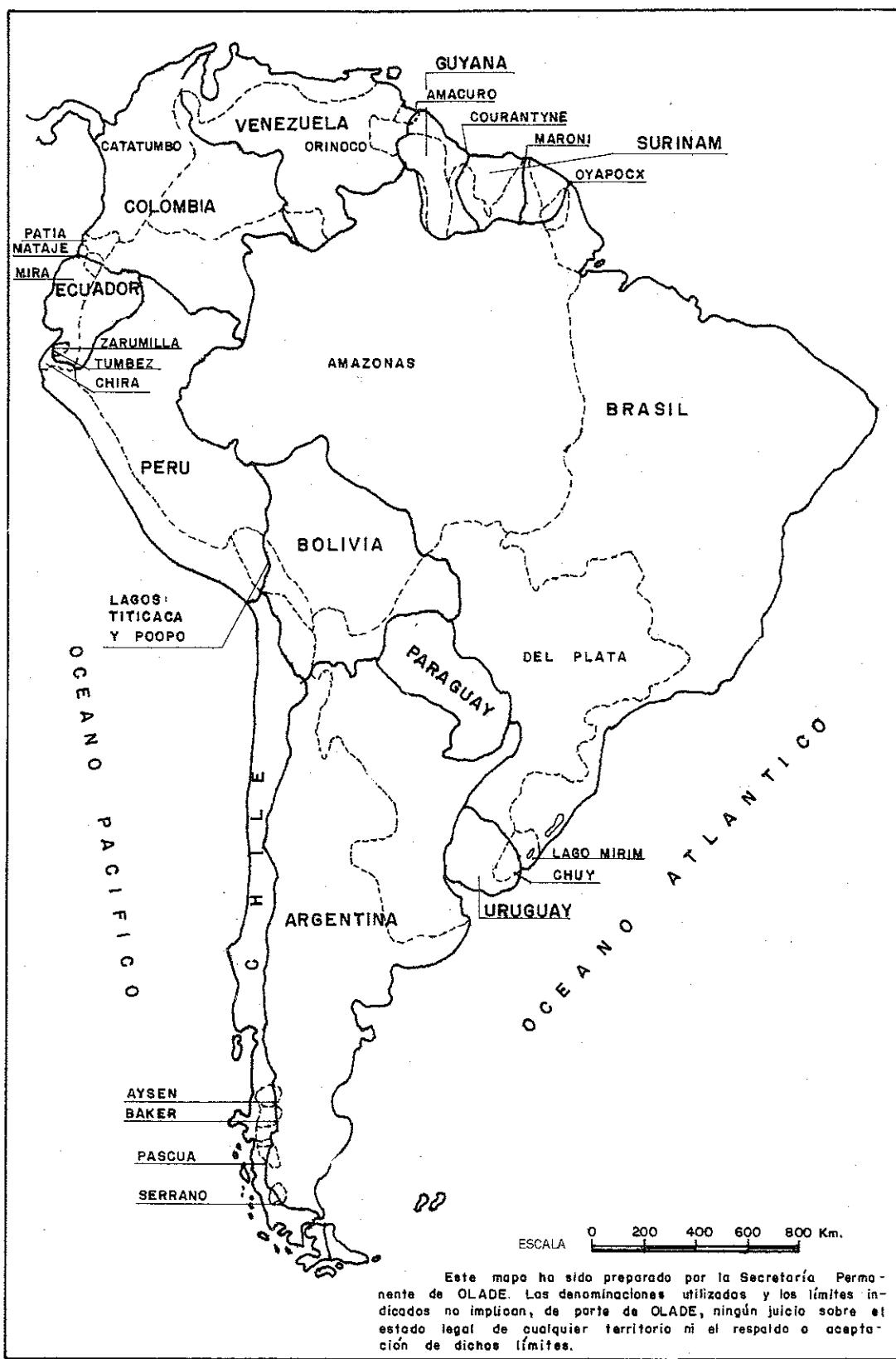
MAPA 2



Fuente: ONU

AMERICA DEL SUR
CUENCA HIDROGRAFICAS COMPARTIDAS

MAPA 3



Fuente: ONU

MAPA 4

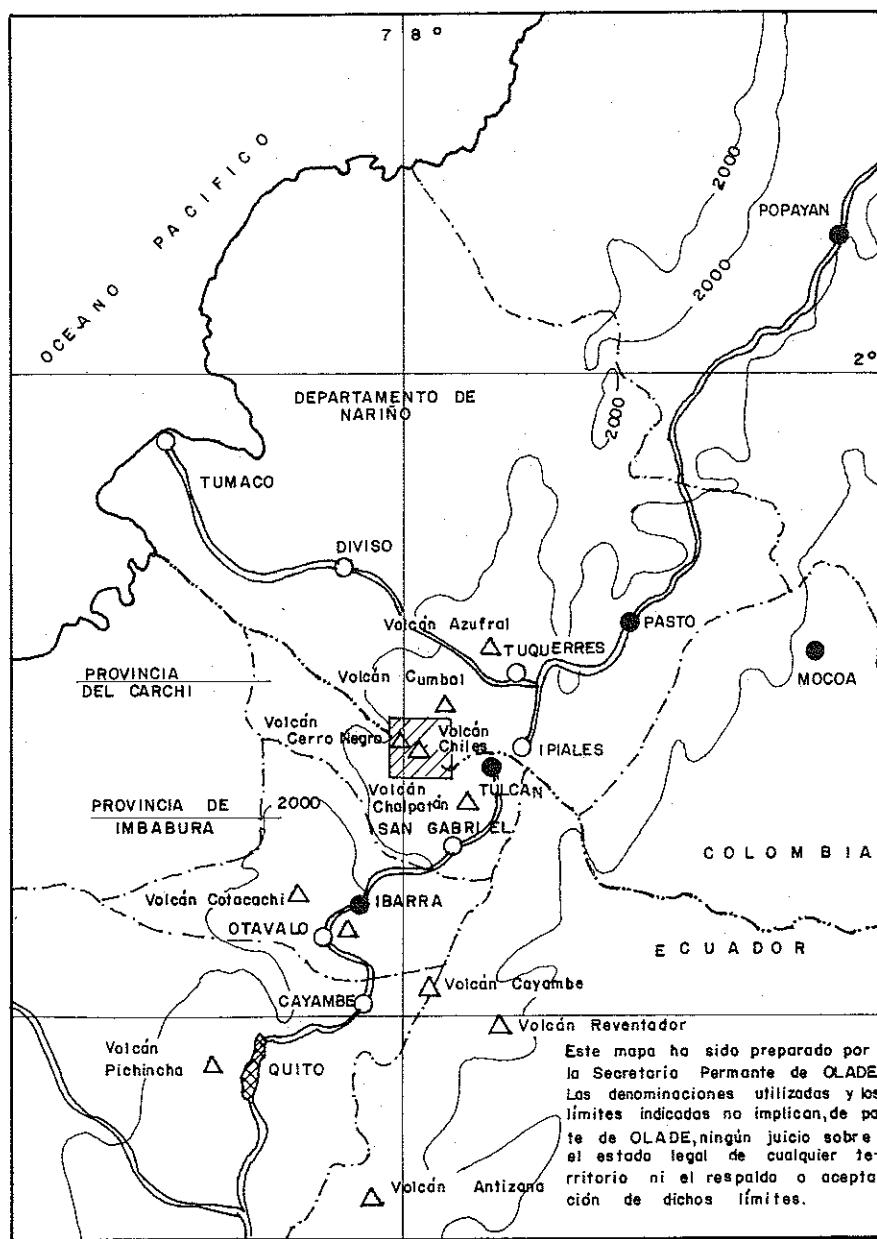


MAPA 5



PROYECTO GEOTERMICO BINACIONAL
TUFINO-CHILES-CERRO NEGRO

— — — LIMITE INTERNACIONAL
— - - LIMITE PROVINCIAL O DEPARTAMENTAL
— — CARRETERA



LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN INTEGRATION BASED ON SHARED ENERGY RESOURCES

Permanent Secretariat
OLADE

1. INTRODUCTION

Over the last fifteen years, the 26 countries of Latin America and the Caribbean which are members of the Latin American Energy Organization (OLADE) have undertaken various actions geared to fortifying regional energy integration through the Organization's cooperation mechanisms or through bi- or multi-lateral agreements among the Member Countries themselves.

This integrationist spirit was already present in the Lima Agreement, which was signed on November 2, 1973, and which set forth the need to promote energy studies and projects of common interest, in order to contribute to understanding and cooperation among the Member States and thus to facilitate the implementation of development projects involving shared energy resources. This process was ratified by the XIX Meeting of Ministers of Energy, held in Mexico in November 1988.

At that meeting, the consolidation of the process of regional development and integration was granted priority, with a view, among other things, to avoiding detrimental actions among countries in the Region when they exploit energy resources located in border areas.

The central integration thesis sustained by OLADE in its document **Energy Sector Integration as a Key Contribution to the Economic Transformation of Latin America and the Caribbean** is that energy is a basic element in regional integration, as well as one of the principal vehicles for the productive transformation of the industrial, agricultural, and service sectors, etc., which will in the medium term permit improvement in the living standards of the populations.

Latin America and the Caribbean have great potential for attaining regional energy integration, since they have natural resources, suitable technologies, qualified personnel and political decision.

For OLADE, one practical, concrete and viable means of starting up the integration process consists of proposing joint solutions for the exploration and exploitation of the energy resources located in border areas, through unitized development efforts.

As shall be seen in greater detail further on, hydrocarbon, hydroelectric and geothermal resources are the forms of energy to which the largest number of efforts have been directed and in relation to which the greatest advances have been made in terms of integration, since many of these resources are found in the border areas of two or more countries of the Region.

2. HYDROCARBON RESOURCES

Historically speaking, the direct involvement and intervention of the State in the management of the petroleum industry of Latin America and the Caribbean have been considered as a support for the socioeconomic development of the countries and as a political "reconquest" of their sovereignty in managing hydrocarbon resources.

In this context, the studies conducted by experts from the OLADE Secretariat have identified 25 areas offering hydrocarbon development potential. (See Map No. 1.) Investigations show that the geological map of the continent is composed of a set of interlocking sedimentary basins, aligned parallel to the Andes Mountains and Sierra Madre Oriental, both on the Pacific and Atlantic, including the Gulf of Mexico. Many of these basins cross the political boundaries of two or more countries and house reservoirs that have already been discovered or could potentially hold oil and natural gas reserves, the joint exploration and unitized exploitation of which would be feasible from the technical, economic, social and political standpoints.

From a technical perspective, notes OLADE's study on shared hydrocarbon resources 1/, what is sought is operational optimization, based on the features of the reservoir and the knowledge of the countries of the Region; whereas in economic terms, such an approach aids in minimizing costs and maximizing benefits. In social terms, it provides an opportunity to promote the organized development of activities among the oil and

non-oil communities; and in political terms, to strengthen the process of regional integration.

2.1 Some Experiences in the Region

Argentina-Chile

In 1961, Argentina and Chile began their contacts to exchange information on the Condor/Posesion-Cañadon condensed gas reservoir. The first contacts and partial agreements reached between the State oil and gas companies of Argentina and the national oil company of Chile were subject to subsequent approval by higher-level officials.

One of the results of the Argentine-Chilean experience in the area of shared hydrocarbon resources was the realization that there is a lack of reliable original data as a means of facilitating a bilateral production agreement before one of the two countries manages to reach the maximum level set for its production of condensed gas reserves under the original agreement.

Colombia-Ecuador

The initiative of carrying on binational exploration and exploitation in the Frontera-Quillasanga field between Colombia and Ecuador grew out of a political decision at the highest level. In 1982 the presidents of the two countries signed the first legal instrument of understanding: a bilateral agreement to strengthen mutual cooperation and to facilitate informal conversations on hydrocarbons among officials from the Ecuadorian State Petroleum Corporation (CEPE) and the Colombian Petroleum Company (ECOPETROL).

In February 1987 cooperation began through the agreement signed for the joint exploration and operation of the Frontera-Quillasanga field. In November of the same year, the first Protocol of Intention was legalized for the exploitation of the binational field; drilling then commenced in the wildcat wells Frontera-1 by CEPE and Quillasanga by ECOPETROL, with positive results on both sides.

Colombia-Venezuela

The negative aspects of the individualized exploitation of a shared basin can clearly be seen in the Tibú (Colombia) and Tres Bocas (Venezuela) reservoirs, which were exploited in a unilateral, uncoordinated fashion, tapping only 23% of their total capacity. These shared reservoirs had a cumulative production of 218 million barrels of oil in 1979 figures, of which Colombia recovered 212 million and Venezuela 6 million.

At present, these reservoirs are depleted. If there had been joint exploitation, there would have been greater recovery, with more positive technical and economic benefits and better social and political results for the two countries.

Recent studies on the two sides of the border between Colombia and Venezuela demonstrate that there are reservoirs such as Caño Limón in Colombia and Guafita in Venezuela, located in the border area of the Arauca River.

In 1983, Colombia discovered oil in Caño Limón, La Yuca and Matanegra. Later, Venezuela discovered oil in the Guafita and La Victoria areas. Currently, both countries are producing light oil of good quality.

The contacts made in 1980 permitted the signature of a CORPOVEN-ECOPETROL Information Exchange Agreement between the two governments, which provided the backdrop for a 1987 arrangement to conduct a regional geological study in this oil-bearing zone. The results of this effort will be made known in the course of this year.



Guatemala-Mexico

In 1986, contacts were initiated between Guatemala and Mexico, thanks to the visits made by the presidents of the two countries in that year. In turn, this made it possible to generate meetings between technicians from the two countries, and to establish the bases for a framework agreement signed in September 1988, providing for the exchange of information in the technical and energy fields.

Trinidad and Tobago-Venezuela

The agreement between Trinidad and Tobago and Venezuela first began through the personal exchange of information among geologists from the two countries, before culminating in July 1988 in a bi-national technical seminar. The hydrocarbon-bearing sedimentary basins shared by these two countries are Margarita-Tobago, Gulf of Paria and Colon-Galeota.

2.2 Recommendations

On the basis of the experiences described above and the agreements that may arise in the near future in relation to other sedimentary basins in the Region, OLADE proposes, among other things, to achieve the optimal extraction of the hydrocarbons deposited in



one or several reservoirs, on the basis of joint exploration and rational, unitized exploitation.

Likewise, it is proposed that the production be shared proportionally, through the alignment of government and company policies by the parties involved, in order to attain efficient hydrocarbon development. By means of shared production, it would also be possible to extend the economic and social benefits to both oil and non-oil communities, in order to aid in overcoming resistance to sociopolitical integration in border areas and the Region as a whole.

3. SHARED HYDROELECTRIC RESOURCES

Despite the fact that integration in the Region can be characterized as "incipient," hydroelectricity is one of the energy subsectors in which the greatest advances have been made in this field, to such an extent that, since the mid-1980's, joint hydropower projects (JHP) have constituted nearly one fourth of the total installed hydropower potential in Latin America and the Caribbean.

In 1985, the JHP in operation represented a total of 14 490 MW, of the total 66 299 hydroelectric MW installed in the Region.

Between 1960 and 1985, the installed hydropower capacity rose from 7 674 MW to 66 299 MW. In other words, 58 625 MW were incorporated, for an annual growth rate of 9.2% and a total investment on the order of 90 to 100 billion dollars in hydroelectric generation alone.

Furthermore, if an annual growth of 5% is estimated for the next 25 years (1985-2010), by the end of that period there would be an installed hydroelectric capacity of 224 000 MW.

The political viability of hydropower projects has been reinforced by the wealth and accessibility of the resources in the Region, since the proven hydroelectric reserves represent an installable capacity of 711 818 MW, distributed as follows by subregions:

Mexico-Central America	: 98 764 MW (13.9%)
Caribbean	: 9 468 MW (1.4%)
Andean Area	: 317 725 MW (44.6%)
Southern Cone	: 285 861 MW (40.1%)

711 818 MW (100%)

In 1985, this resource represented 74.9% of the total energy reserves of Latin America and the Caribbean, of which only 66 299 hydroelectric MW were being used, i.e. somewhat more than 9% of the potential. This represented 17% of the Region's total energy production.

On the other hand, the Region's reserves of oil and natural gas amounted to 21% of its total reserves for that year, and 78.3% of its total energy production.

It is estimated that between 50 and 70% of the hydroelectric potential available for all of Latin America and the Caribbean corresponds to contiguous or successive watercourses located mainly in the Amazon Basin; the Orinoco Basin; the River Plate Basin; the shared Pacific watersheds in South America; the Grijalva and Usumacinta Basins; the Caribbean Basin and the Central American Isthmus (Caribbean and Pacific Ocean); as well as shared closed basins. (See Maps Nos. 2 and 3.)

Approximately 71% of the Region's surface flows correspond to shared basins, which cover 55% of the surface area. (See Table No. 1.)

In the subregion known as Mexico-Central America, the surface runoff in shared basins is 24% of the total. In the Caribbean, this percentage is low; there is only one shared basin, which covers 17% of the territory on the island of Hispaniola. Meanwhile, in South America, the shared basins represent 75% of the total.

With respect to JHP, the most highly developed are located in the River Plate Basin and offer a total of 14 490 MW. These are divided into Salto Grande (1 890 MW), shared by Uruguay and Argentina and in operation since 1979, and Itaipu, between Paraguay and Brazil, in partial operation since 1984, with 12 600 MW of final capacity.

A third project in the same basin is Yacyreta (2 700 MW), which is under construction.

There are also two other projects whose final design stage has been completed: Garabi (1 800 MW) and Corpus (4 600 MW) between Argentina and Brazil. These two countries also foresee other projects: Itati-Ita Cora (1 100 MW) and Roncador-Panambi (2 500 MW), while Bolivia and Argentina plan the Bermejo River project (475 MW). (See Map No. 4.)

As all of these projects become a reality, they not only advance towards energy-related objectives but also the supply of drinking water, navigation, irrigation, flow regulation, etc.

Important strides have also been made in the field of environmental protection, with the formation of special technical teams which have already gained considerable experience in this field.

The developments in this subregion are encouraging as models for other subregions.

These shared hydropower developments have become the cornerstone for electrical interconnections between Uruguay and Argentina, Paraguay and Argentina, Argentina and Brazil, and Brazil and Paraguay.

In general, the electrical interconnections between neighboring countries yield significant benefits. The ones between countries in the Central American Isthmus have made it possible to tie in power systems between El Salvador and Guatemala, Costa Rica and Panama, and Nicaragua and Honduras.

For their part, El Salvador, Guatemala and Honduras have interconnection agreements for the exchange of energy surpluses and for support in power emergencies.

The development of such arrangements could in the near future lead to the full interconnection of the power systems in that subregion, with the consequent benefits of an economy of scale, complementation of hydropower regimes, and fuel savings for thermo-electric plants.

OLADE has compiled the vast experience of Latin America and the Caribbean in an exhaustive document prepared in the framework of the OLADE/UNDP/DTCD Project. 2/ This six-volume compendium presents the conceptual elements which have enabled a significant part of the Region's energy integration efforts through joint hydropower projects. These

projects are considered to be new means of collaboration among the countries of the area, including the expansion of power markets through bi- and multi-national interconnections.

The conclusions and recommendations of the study cover numerous topics: benefits; financing; institutional, technical, environmental and socioeconomic aspects, etc., which provide a complete picture of the feasibility of such projects.

The considerable efforts and human, economic, technological and financial resources involved in JHP provide an example of physical and energy integration which is almost unique in the world, and which can offer a rich experience for all of the countries of Latin America and the Caribbean, as well as other regions and international and regional organizations.

4. SHARED GEOTHERMAL RESOURCES

Four decades following the initiation of the process of exploration and exploitation of the geothermal resources existing in Latin America and the Caribbean, 718 sites containing such resources have been found. However, only six fields are being exploited commercially, to generate electricity, with a total installed capacity of 834.8 MW.

In this context, it may be said that Latin America and the Caribbean are located in a very special geodynamic environment, in which the six lithospheric plates (South America, Nazca, Cocos, Caribbean, North America and Pacific) are interacting, favoring the presence of geothermal anomalies of a regional nature and creating geological (structural and litho-stratigraphic) settings appropriate for the existence of these geothermal systems.

This geodynamic scenario is complemented by the presence of sedimentary basins inside the lithospheric plates, whose origin is related to global tectonics, in which anomalies are located along the active edges of the plates. On the whole, this represents a sizeable resource for the Region.

With this favorable geological framework for exploitation, related to volcanism or to sedimentary basins, it becomes necessary to orient regional efforts to promote the reconnaissance and inventory of geothermal areas found in border areas of countries, in order for these resources to be considered as an energy development alternative.

Such development would make it possible to supply enough electric power to border areas of the countries, which are usually far away from the national transmission systems and often show energy generation and supply deficits.

There is little information on the geothermal areas in border zones. The first known case is the Tufiño-Chiles-Cerro Negro Field, which is being studied jointly by the Colombian Institute of Electricity (ICEL) and the Ecuadorian Institute of Electrification (INECEL), with support from OLADE.

The reservoir, which is located in the Department of Nariño (Colombia) and the Province of Carchi (Ecuador), including the volcanos Chiles and Cerro Negro, will benefit one and a half million inhabitants in the border area. (See Map No. 5.)

This binational project considers the installation of a power plant having an initial capacity of 30 MW, which would complement the hydroelectric and thermoelectric capacity already installed in the area.

OLADE's studies demonstrate that execution of the binational project Tufiño-Chiles-Cerro Negro will have a positive influence on this economically depressed area which shows a large generating deficit and large power losses, since it would solve the problem of power supplies. In addition, the heat would be used directly in the agroindustrial process of the zone, thus improving the living standards of the population.

The project studies have been carried out according to the OLADE methodology. Even though the exploration phase, which began in 1981, has now extended into the second prefeasibility phase, drilling to measure the thermal gradient in the area still remains to be done. Thus far, the detailed studies have covered a surface area of 1 800 km².

For the prefeasibility phase, this project will require a total investment of 14 000 000 dollars.

Meanwhile, studies done by the Federal Electricity Commission (CFE) of Mexico have concluded that the Tacana Volcano, which borders on Guatemala, seems to house a geothermal reservoir.

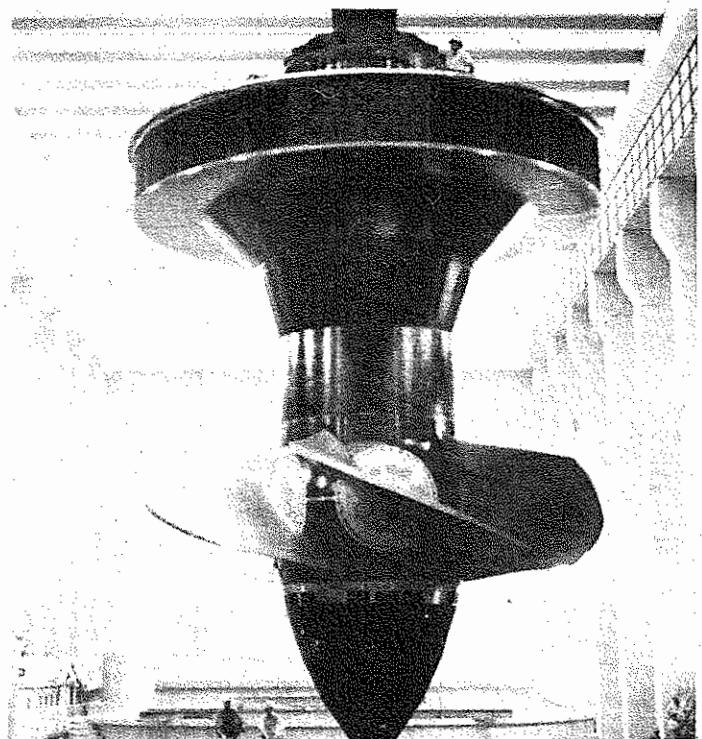
Recent studies conducted by the Secretariat of Energy of Argentina have also revealed six geothermal areas along the border with Chile:

- Socompa
- Lullaillaco
- Laguna Verde Basin
- Bonete Volcano
- Peteroa-Baños del Cura
- Cerro Campanario

This indicates that, if the necessary investigations are carried out, various geothermal systems might well be discovered in border areas between two or more countries, thus offering an alternative energy source for the Region and playing an important role in the integration process, as in the case of Colombia and Ecuador.

5. CONCLUSIONS

In light of the acute crisis facing the Region, with a foreign debt of more than 420 billion dollars, of which more than 18%, nearly 90 billion dollars corresponds to the energy sector, OLADE has proposed integration as a priority target for action, in order to achieve the social and economic transformations needed for the Member Countries' firmer insertion in the world economic context.



The problems of the Region are structural in nature, and they have been aggravated by the current crisis; they will not be solved spontaneously or in the short term. All of the Region's capacities should therefore be put at the service of integration, the only way to return to the road of growth and development.

For OLADE, all of the accomplishments made in the regional integration process in the energy sector respond to the political decision of governments in the area, which visualize the integrationist approach as the only way out of the current crisis, as was expressed at the XIX Meeting of Ministers.

To reach these objectives, OLADE proposes, among other things: to industrialize energy resources and expand industries; to encourage, among the Member Countries, the execution of energy projects of common interest; to promote the creation of a Latin American energy market; and to propitiate the formulation and development of common energy policies as a factor in regional integration.

Thus, as history has reaffirmed, the programs and projects which encompass the exchange of information and the exploration and exploitation of shared hydrocarbon, hydroelectric and geothermal resources should be intensified, because through these the countries of Latin America and the Caribbean can achieve true regional integration, as well as significant technical, economic, political and social benefits.

NOTES

1. OLADE, Study on Shared Hydrocarbon Resources in Latin America and the Caribbean, Quito, 1989.
2. OLADE, Joint Hydropower Projects, 6 vol., Quito, 1988.

**SHARED BASINS IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN:
HYDROGRAPHIC AND HYDROLOGICAL CHARACTERISTICS**

BASIN	WATERSHED	COUNTRIES INVOLVED	SURFACE AREA (km ²)	MEAN FLOW AT MOUTH (m ³ /s)
GRANDE OR BRAVO	ATLANTIC	MEXICO AND UNITED STATES	238 600.	150.
TIJUANA	PACIFIC	IDEM	3 200.	1.
CONCEPCION	PACIFIC	IDEM	26 635.	10.
YAQUI	PACIFIC	IDEM	50 000.	110.
COLORADO	PACIFIC	IDEM	5 300.	60.
HOND-AZUL	ATLANTIC	IDEM	33 500.	280.
CANDELARIA	ATLANTIC	MEXICO AND GUATEMALA		
USUMACINTA-GRIJALVA	ATLANTIC	IDEM	137 310.	3 300.
SUCHIATE	PACIFIC	IDEM	1 410.	80.
COATAN-ACHUTE	PACIFIC	IDEM	1 437.	45.
LEMPA	PACIFIC	GUATEMALA, HONDURAS, EL SALVADOR	17 432.	380.
PAZ	PACIFIC	GUATEMALA AND EL SALVADOR	2 362.	50.
MOTAGUA	ATLANTIC	GUATEMALA AND HONDURAS	16 601.	250.
GOASCORAN	PACIFIC	EL SALVADOR AND HONDURAS	2 428.	36.
COCO OR SEGOVIA	ATLANTIC	HONDURAS AND NICARAGUA	26 549.	950.
CHOLUTeca	PACIFIC	HONDURAS AND NICARAGUA	8 214.	75.
NEGRO	PACIFIC	HONDURAS AND NICARAGUA	3 039.	50.
SAN JUAN	ATLANTIC	NICARAGUA AND COSTA RICA	38 904.	1 614.
SIXAOLA	ATLANTIC	COSTA RICA AND PANAMA	2 930.	180.
CHANGUINOLA	ATLANTIC	COSTA RICA AND PANAMA	3 135.	190.
JURADO	PACIFIC	PANAMA AND COLOMBIA	250.	110.
TOTAL MEXICO AND CENTRAL AMERICA			<u>819 227.</u>	<u>7 821.</u>
ARTIBONITE	ATLANTIC	HAITI AND DOMINICAN REP.	9 320.	240.
TOTAL CARIBBEAN			<u>9 320.</u>	<u>240.</u>
JURADO	PACIFIC	COLOMBIA AND PANAMA	850.	30.
CATATUMBO	ATLANTIC	COLOMBIA AND VENEZUELA	30 956.	350.
ORINOCO	ATLANTIC	COLOMBIA AND VENEZUELA	982 000.	36 000.
ESEQUIBO	ATLANTIC	VENEZUELA AND GUYANA	155 000.	5 000.
AMARUCO	ATLANTIC	IDEM	12 400.	300.
BARIMA	ATLANTIC	IDEM		
COARANTYNE	ATLANTIC	GUYANA AND SURINAME	78 590.	2 300.
MARONI	ATLANTIC	SURINAM AND FRENCH GUIANA	68 990.	2 500.
OIAPOQUE	ATLANTIC	FRENCH GUIANA AND BRAZIL	31 100.	1 000.
AMAZON	ATLANTIC	BRAZIL, COLOMBIA, ECUADOR, PERU, VENEZUELA, BOLIVIA, GUYANA AND SURINAME	6 059 100.	180 000.
PATIA	PACIFIC	COLOMBIA AND ECUADOR	22 500.	
MIRA	PACIFIC	COLOMBIA AND ECUADOR	11 000.	500.
ZARUMILLA	PACIFIC	ECUADOR AND PERU	1 000.	35.
TUMBES-PUYANGO	PACIFIC	ECUADOR AND PERU	5 645.	150.
CHIRA-CATAMAYO	PACIFIC	ECUADOR AND PERU	17 150.	110.
TITCACAC AND POOPO				
LAKES	INTERIOR	PERU, BOLIVIA AND CHILE	138 400.	212.
LAGUNA BLANCA	INTERIOR	PERU AND CHILE		
ZAPALERI	INTERIOR	CHILE, BOLIVIA AND ARGENTINA		
CANCOSA	INTERIOR			
TODOS LOS SANTOS	INTERIOR	BOLIVIA AND CHILE		
LAUCA	INTERIOR			
COSAPILLA	INTERIOR			
RIVER PLATE	ATLANTIC	BOLIVIA, BRAZIL, ARGENTINA,		
MERIN LAKE	ATLANTIC	BRAZIL AND URUGUAY	60 650.	450.



CALLE CALLE-HUAUM	PACIFIC			
PUELO-MANZO	PACIFIC			
YELCHO-FUTALEUFU	PACIFIC			
PALENA-CARRENLEUFU-				
PICO	PACIFIC			
AYSEN-SIMPSON	PACIFIC			
BAKER-LAKES B.ARIES-				
PUEYREEDON	PACIFIC	CHILE AND ARGENTINA	106 320.	3 700.
PASCUA-LAGON SAN				
MARTIN-MAYER	PACIFIC			
SERRANO-VISCACHAS-				
DON GUILLERMO	PACIFIC			
PENITENTE	GALLEGOS RIVER			
ZURDO			3 818.	12.
CIAKE-CHICO	ATLANTIC			
COLLEN	ATLANTIC			
SAN MARTIN	ATLANTIC		15 800.	80.
CHICO	ATLANTIC			
GRANDE	ATLANTIC			
FAGNANO LAKE	PACIFIC		4 062.	20.
 <u>TOTAL SOUTH AMERICA</u>			<u>10 874 831.</u>	<u>251 714.</u>
 <u>TOTAL LATIN AMERICA</u>			<u>11 503 378.</u>	<u>259 775.</u>
 <u>PERCENTAGE OF THE TOTAL</u>			<u>56.0</u>	<u>71.0</u>

Source: ECLA.

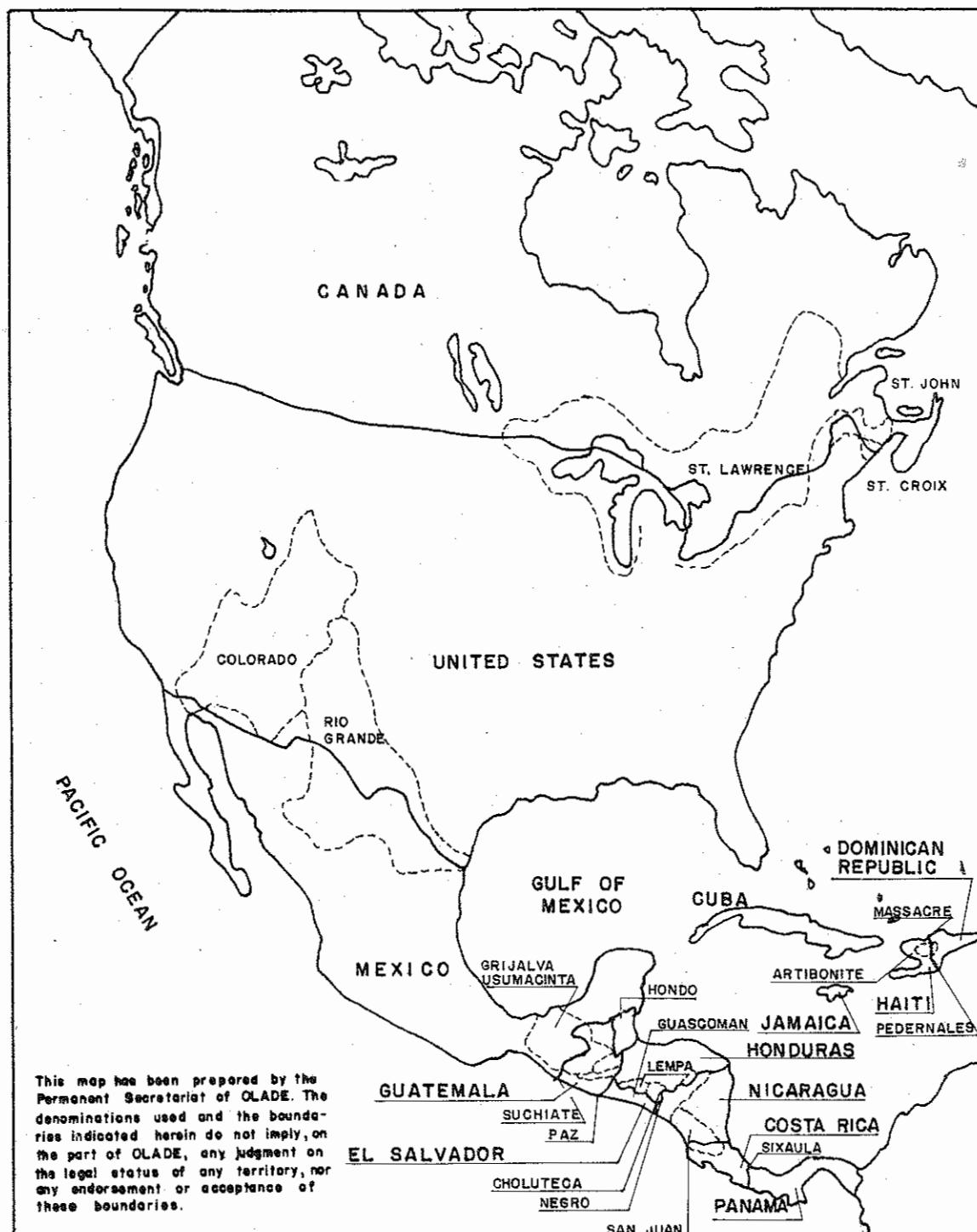
SEDIMENTARY BASINS IN BORDER AREAS
OF
LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN

MAP 1



NORTH AMERICA AND CENTRAL AMERICA
SHARED HYDROGRAPHIC BASINS

MAP 2



Source: U.N.

SOUTH AMERICA
SHARED HYDROGRAPHIC BASINS

MAP 3



Source: U.N.

MAP 4



MAP 5



BINATIONAL GEOTHERMAL PROJECT
TUFIÑO-CHILES-CERRO NEGRO

LOCATION OF THE AREA UNDER STUDY

— - - - INTERNATIONAL BOUNDARY
— - - PROVINCIAL OR DEPARTMENTAL BOUNDARY
— — — ROAD

